Bundesnetzagentur Bundeskartellamt

Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Bericht
Monitoringbericht 2021

Monitoringbericht 2021

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Stand: 1. Dezember 2021

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 615
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de

EnWG § 63 Abs. 3
Berichterstattung

(3) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht jährlich einen Bericht über ihre Tätigkeit sowie im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt, soweit wettbewerbliche Aspekte betroffen sind, über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeit und legt ihn der Europäischen Kommission und der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vor. In den Bericht ist der vom Bundeskartellamt im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, erstellte Bericht über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit nach § 48 Absatz 3 in Verbindung mit § 53 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen aufzunehmen. In den Bericht sind allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 61 aufzunehmen.

GWB § 53 Abs. 3
Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

(3) Das Bundeskartellamt erstellt als Teil des Monitorings nach § 48 Abs. 3 Satz 1 mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie.

Datenherkunft im Monitoringbericht

Die Zahlen in diesem Bericht stammen soweit nicht anders vermerkt aus der jährlich durchgeführten Monitoring-Datenerhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Dafür übermitteln die Unternehmen, die auf dem Strom- oder Gasmarkt in Deutschland tätig sind, Daten für alle Bereiche der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Netzbetrieb, Messstellenbetrieb, Handel, Vertrieb, etc.). Weiterhin liefern die Strom- und Erdgasbörsen sowie Energiebroker weitere Daten zum Handel. Alle Daten werden von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt plausibilisiert und validiert. Insgesamt gingen im Jahr 2021 von über 7.000 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 95 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Vorwort

Das Jahr 2020 war auch auf den Energiemärkten durch die Corona-Pandemie geprägt. Der zeitweilige Nachfragerückgang führte dazu, dass die Zielzahlen der Energiewende für 2020 erreicht werden konnten. Die aktuellen Entwicklungen zeigen, dass dies leider kein nachhaltiger Effekt war. Derzeit zieht weltweit die Konjunktur und damit auch die Nachfrage nach Energie wieder an. Nicht nur in Europa, sondern weltweit steigen die Energiepreise. Diese aktuellen Entwicklungen kann der vorliegende Monitoringbericht nur am Rande streifen, da aus der Natur der Sache heraus verlässliche Zahlen erst nach Ablauf des Jahres 2021 ermittelt werden können.

Der Monitoringbericht 2021 begleitet, dokumentiert und analysiert die Entwicklungen für das Jahr 2020. Die Information der Verbraucher, die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklungen sind Ziele des gemeinsamen Monitorings der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Diese haben ihre enge Zusammenarbeit für diesen Bericht fortgesetzt. Der Fokus des Bundeskartellamtes ist auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas einschließlich der Belieferung von Nicht-Haushaltskunden gerichtet. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen im Netzausbau, der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Belieferung von Haushaltskunden.

Die Fortschritte bei der Energiewende werden nicht nur bei der Betrachtung der Zahlen der Stromerzeugung und der angeschlossenen Leistung der Erneuerbaren Energien deutlich. Der beschlossene Kohleausstieg bis spätestens 2038 und der Atomausstieg sind Realität. Für erste Steinkohlekraftwerke trat das Verbot der Kohleverstromung bereits im Juli 2021 in Kraft. Die letzten Atomkraftwerke werden im Jahr 2022 abgeschaltet. Die gesamte Nettostromerzeugung ging in 2020 insbesondere aufgrund der Corona-Pandemie um rund 5,5 Prozent zurück. Nicht erneuerbare Energieträger verzeichneten in 2020 erneut ein deutliches Minus von 11,6 Prozent. Insbesondere die Erzeugung in Kohlekraftwerken war in 2020 im zweiten Jahr in Folge und noch vor der gesetzlich beschlossenen Abschaltung der ersten Kraftwerke stark rückläufig. Der Rückgang der Verstromung bei Steinkohle betrug rund 25 Prozent und bei Braunkohle rund 20 Prozent, wohingegen die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger in 2020 einen leichten Anstieg von rund 3,4 Prozent erzielen konnte. Der Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erreichte mit 45 Prozent einen neuen Höchststand.

Der Rückgang bei der Kohleverstromung im Jahre 2020 spiegelt sich auch in den Marktverhältnissen bei der nicht nach dem EEG geförderten, konventionellen Stromerzeugung wider. So ist der kumulierte Marktanteil der fünf größten Stromerzeuger beim Stromerstabsatz und bei den Erzeugungskapazitäten weiterhin rückläufig. Allerdings werden die bevorstehenden Kraftwerksabschaltungen in Folge des Atom- und Kohleausstieges zu einer Verknappung der inländischen Erzeugungskapazitäten und damit zu einer verstärkten wettbewerblichen Bedeutung der verbleibenden großen Kraftwerksbetreiber für die inländische Bedarfsdeckung führen. Diese Entwicklung wird vor allem auch im Rahmen der regelmäßigen Marktmachtberichte des Bundeskartellamtes weiterhin intensiv zu beobachten sein.

Die Stromnetzentgelte sind im Jahr 2021 weitgehend stabil geblieben. Aufgrund der notwendigen Investitionen in den Netzausbau ist in den Folgejahren mit einem Aufwärtstrend zu rechnen. Auch die gestiegenen Energiepreise werden sich in gewissem Ausmaß durch höhere Kosten für Verlust- und

Regelenergie sowie höhere Kosten der Netzreserve und steigende Kosten für Redispatchmaßnahmen in den Netzentgelten bemerkbar machen. Die Netzengpassmanagementmaßnahmen werden seit dem 1. Oktober 2021 in Form des sogenannten Redispatch 2.0 in neuer und deutlich transparenterer und effizienterer Form durchgeführt. Lediglich ein Teilaspekt, der sogenannte Bilanzausgleich musste wegen nicht rechtzeitig etablierter Datenübermittlungsprozesse bis März 2022 zurückgestellt werden. Die vorläufigen Gesamtkosten für Einspeisemanagement, Redispatch inklusive Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung der Netzreserve betrugen in 2020 rund 1,4 Mrd. Euro.

Das nach wie vor hohe Niveau des Handelsvolumens bzw. der Liquidität an den Strombörsen und Stromgroßhandelsmärkten im Jahr 2020 dürfte sich weiterhin positiv sowohl auf den Marktzugang als auch auf die Auswahlmöglichkeiten von Anbietern und Nachfragern und damit positiv auf den Wettbewerb auswirken. Die Entwicklung bei den Strom- und Gasgroßhandelspreisen im Jahre 2020 ist ambivalent. Der deutliche Rückgang der Preise während der Frühphase der Pandemie wurde bis Jahresende 2020 wieder ausgeglichen. Ab etwa Juni 2021 kam es dann zu einem erheblichen und noch nicht gebrochenen Anstieg der Großhandelspreise.

Auf den jeweiligen Endkundenmärkten lagen die kumulierten Marktanteile der vier absatzstärksten Strom- und Gaslieferanten bei der Belieferung von leistungsgemessenen und Standardlastkunden – ungeachtet der Marktanteilsverschiebungen im Strombereich aufgrund der Übernahme von innogy durch E.ON – wiederum deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen für eine marktbeherrschende Stellung. Angesichts dessen ist wie auch in den vergangenen Jahren weiterhin davon auszugehen, dass auf diesen Märkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Vor dem Hintergrund der Energiewende spielt die E-Mobilität und damit die Ladeinfrastruktur eine immer größere Rolle. Das Energie-Monitoring trägt dem durch eine Erhebung der öffentlich zugänglichen Ladepunkte und der entsprechenden Ladepreise Rechnung. Zudem führt das Bundeskartellamt derzeit eine Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge durch, um strukturelle Wettbewerbsprobleme bereits in einer frühen Marktphase des Ladeinfrastrukturaufbaus zu identifizieren. Zu den Zwischenergebnissen der Untersuchung wurde am 12. Oktober 2021 ein Sachstandsbericht veröffentlicht.

Die im Monitoringbericht 2021 dokumentierte positive Entwicklung auf den Einzelhandelsmärkten für Strom und Gas wird besonders bei der Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden deutlich. In 2020 wurde mit rund 5,4 Millionen Lieferantenwechseln von Haushaltskunden ein neuer Rekordstand erreicht. Auch im Gasbereich gab es mit rund 1,6 Millionen Lieferantenwechseln einen neuen Höchststand. Dies lässt erkennen, dass die Verbraucher die sich ihnen bietenden Möglichkeiten zum Sparen immer aktiver nutzen. Bei den Nicht-Haushaltskunden setzte sich dieser Trend im Gas-Bereich jedoch nicht fort. Die Lieferantenwechselquote war erstmals nach drei Jahren wieder rückläufig.

Zum Stichtag 1. April 2021 waren die Strompreise für Haushaltskunden im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozent erneut gestiegen. Bei den Nicht-Haushaltskunden war ebenfalls ein Anstieg der Strompreise zu beobachten. Erstmals seit zehn Jahren lagen die Strompreise beim Grundversorger für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung unterhalb des durchschnittlichen Preises von Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind. Auch das ist ein Zeichen für einen funktionierenden Energiemarkt.

Die Energiebeschaffungskosten, die rund ein Viertel des Strompreises ausmachen, trugen zum Preisanstieg maßgeblich bei. Dabei spiegelten die kurzfristig beschafften Strommengen im betrachteten Monat April 2021 bereits eine Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten wider, die durch eine trotz Corona wieder gestiegene Stromnachfrage bei geringerer erneuerbarer Erzeugung und in der Folge zwangsläufig höherer konventioneller Erzeugung geprägt war. Auch die gestiegenen Preise für CO_2-Zertifikate hatten Auswirkungen auf den Großhandelsstrompreis. Sehr viel deutlicher wurde diese Entwicklung im Sommer und Herbst 2021.

Mit Inkrafttreten des Brennstoffemissionshandelsgesetzes wurde 2021 ergänzend zu dem europäischen Emissionshandelssystem der erste Schritt in ein nationales CO_2-Zerifikatehandelssystem für die Bereiche Verkehr und Wärme eingeführt, die nicht dem europäischen Handelssystem unterfallen. Der Gaspreis stieg dabei um rund sechs Prozent. Da die gesetzliche Regelung eine stufenweise jährliche Erhöhung der CO_2-Bepreisung bis 2026 vorsieht und auch aufgrund der Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten in der zweiten Jahreshälfte 2021, ist in den Folgejahren mit einem Anstieg des Gaspreises zu rechnen.

Die Importmengen für Erdgas sind im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Dabei sind wetterbedingte und corona-bedingte Effekte nicht zuverlässig voneinander unterscheidbar. Deutschland bleibt vor dem Hintergrund der weiter sinkenden Inlandsförderung abhängig von Erdgasimporten. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren Russland und Norwegen.

Der Füllstand der Gasspeicher lag zum 31. Oktober 2021 bei 71,3 Prozent und damit deutlich unter den durchschnittlichen Füllständen der vergangenen Jahre zu diesem Zeitpunkt. Dieser Effekt resultiert fast ausschließlich aus dem extrem niedrigen Füllstand derjenigen Speicher, die dem Betreiber Gazprom gehören. Andere Marktakteure haben hohe Mengen Gas gespeichert, obwohl die Entwicklung des Gaspreises in diesem Jahr keine großen Anreize zur Speicherung setzte.

Nicht nur in Europa, sondern weltweit sind die Gaspreise stark gestiegen. Die aktuellen Preise sind insofern kein Zeichen für eine mangelnde Versorgungssicherheit, sondern spiegeln vor allem die zunehmende Verzahnung des europäischen Gasmarkts mit den weltweiten Gasmärkten wider.

Um die finanziellen Folgen der Corona-Pandemie für Letztverbraucher zu dämpfen, wurde im ersten Halbjahr 2020 das Leistungsverweigerungsrecht ausgeweitet. So führte unter anderem auch diese Maßnahme dazu, dass die Anzahl der Stromsperrungen in 2020 um rund zwanzig Prozent gesunken ist. Die Anzahl der Gassperrungen sank mit rund 22 Prozent noch stärker. Zusätzlich zeigten sich die Energielieferanten sehr kulant. Rund drei Viertel von ihnen verzichtete im Jahr 2020 zumindest zeitweise auf Sperrungen säumiger Strom- und Gaskunden.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die dynamische Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiterhin begleiten und in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen mitgestalten.

Jochen Homann
Präsident der
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Andreas Mundt
Präsident des Bundeskartellamtes

Kernaussagen

Erzeugung

Die Marktkonzentration bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz (ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) hat hinsichtlich der Marktanteile der Erzeuger im Jahr 2020 wiederum abgenommen. So erreichten die fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt im Jahr 2020 bezogen auf das deutsche Marktgebiet einschließlich Luxemburg einen gemeinsamen Marktanteil von 65,3 Prozent, im Jahr 2019 belief sich dieser Marktanteil noch auf 70,1 Prozent.

Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen konventionellen Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen, liegt mit 56,7 Prozent ebenfalls unter dem Vorjahresniveau von 57,5 Prozent.

Trotz sinkenden Konzentrationsgrades werden die bevorstehenden Kraftwerksabschaltungen in Folge des Atom- und Kohleausstieges aber zu einer Verknappung der inländischen Erzeugungskapazitäten führen und damit die wettbewerbliche Bedeutung der verbleibenden großen Kraftwerksbetreiber für die inländische Bedarfsdeckung stärken.

Vor dem Hintergrund des am 14. August 2020 gesetzlich beschlossenen Ausstiegs aus der Kohleverstromung wurden bislang die Zuschläge der ersten drei Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung veröffentlicht. Die Ausschreibungen waren von einer regen Teilnahme geprägt. Dabei wurden Steinkohleanlagen und kleinere Braunkohleanlagen (bis 150 MW Nettonennleistung) mit einer Gesamtleistung von insgesamt 8.434 MW bezuschlagt. Für die bezuschlagten Anlagen aus der ersten Ausschreibungsrunde (4.788 MW) trat das Verbot der Kohleverstromung am 8. Juli 2021 in Kraft.

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag insbesondere aufgrund der Corona-Pandemie im Jahr 2020 mit 530,7 TWh unterhalb des Niveaus von 2019 (-5,5 Prozent). Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken war hierbei stark rückläufig. Besonders die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken ist dabei inzwischen im zweiten Jahr in Folge stark gesunken. Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien wuchs um 7,7 TWh im Vergleich des Vorjahres an und hatte somit einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 45 Prozent.

Die gesamte installierte Erzeugungskapazität betrug Ende 2020 233,8 GW (2019: 226,4 GW). Hiervon sind 103,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 130,6 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Im Bereich der erneuerbaren Energieträger lag der Leistungszuwachs in 2020 bei 6,1 GW auf dem Niveau des Jahres 2019. Im Bereich der konventionellen Energieträger ist eine deutliche Zunahme an Marktaustritten aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und des Kohleausstiegs festzustellen.

Der Zuwachs der Erneuerbaren Energien (Summe aus EEG vergüteten und nicht vergüteten EE-Anlagen) von 6,5 GW geht insbesondere auf den stärkeren Zubau von Solaranlagen zurück (+4,6 GW). Der Nettozubau von Windenergieanlagen an Land betrug 1,2 GW und lag damit auf dem Niveau des Vorjahres.

Die Entwicklungen der Erzeugungsmengen und der jeweilige Anteil der Energieträger im Jahre 2021 sind in diesem Bericht nicht enthalten.

Redispatch und Einspeisemanagement

Im Vergleich zum Vorjahr ist das Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2020 insgesamt gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen (Einspeisemanagement, Redispatch inkl. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreserve) liegen bei rund 1,4 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls gestiegen (2019: 1,3 Mrd. Euro).

Netzentgelte Strom

Das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden ist im Jahr 2021 mit 7,52 ct/kWh auf ähnlichem Niveau wie im Vorjahr. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden und Industriekunden sind im arithmetischen Mittel die Netzentgelte für Gewerbekunden um rund drei Prozent auf 6,64 ct/kWh gestiegen und bei den Industriekunden um rund ein Prozent auf 2,67 ct/kWh gesunken.

Großhandel Strom

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte befanden sich auch im Jahr 2020 auf einem hohen Niveau. Insbesondere an den Intraday-Märkten der EPEX SPOT und der Nord Pool ist das Handelsvolumen erneut angestiegen. Auch der börsliche Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse – das Volumen lag für Phelix-DE-Futures im Jahr 2020 bei 1.416 TWh – ein Anstieg von rund 5 Prozent. Die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten ebenfalls deutliche Zuwächse.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2019 im Durchschnitt gesunken. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2020 rund 30,46 Euro/MWh und der Wert für den Terminmarkt Phelix-Base-Year-Future rund 40,20 ct/kWh. Allerdings lagen die Preise der Futures am Ende des Jahres 2020 rund 9 Prozent über den Preisen am Anfang des Jahres 2020. Auf dem Terminmarkt notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am Anfang des Jahres bei 53,02 Euro/MWh sowie Ende Dezember 2020 bei 57,54 Euro/MWh und verzeichnete somit über das Jahr 2020 gesehen eine deutliche Steigerung, auch wenn in der Jahresmitte die Preise deutlich darunter lagen.

Zu beachten ist, dass dieser Bericht die Preis- und Mengenentwicklungen des Jahres 2020 abbildet. Die Entwicklungen im Jahr 2021 sind nicht berücksichtigt.

Einzelhandel Strom

Das Bundeskartellamt geht wie auch in den vergangenen Jahren davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der aktuell vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden (RLM-Kunden) rund 28,5 Prozent (Vorjahr: 24,5 Prozent) und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden (SLP-Kunden) im Rahmen von Sonderverträgen 42,8 Prozent (Vorjahr: 34,1 Prozent). Der Anstieg der kumulierten Marktanteile ist im Wesentlichen dadurch zu erklären, dass in Folge der Übernahme von innogy durch E.ON ein weiteres Unternehmen zu den vier größten Anbietern hinzukam; insofern sind diese Werte nur eingeschränkt mit jenen des Vorjahres zu vergleichen. Nichtsdestoweniger liegt der gemeinsame Marktanteil der im Jahr 2020 größten vier Anbieter immer noch deutlich unter der Schwelle zur Marktbeherrschungsvermutung.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind seit dem Jahr 2009 weitgehend konstante Lieferantenwechselquoten festzustellen. Im Jahr 2020 lag die mengenbezogene Lieferantenwechselquote bei

Kunden mit über 10 MWh Jahresverbrauch bei 11,6 Prozent (2019: 11,7 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge aller Haushaltskunden, die von einem Lieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist, lag bei 38 Prozent (2019: 34 Prozent). Die Anzahl von Haushaltskunden, die ihren Stromlieferanten gewechselt haben, stieg auf fast 5,4 Mio. (2019: 4,5 Mio.). Die Anbietervielfalt ist auf dem Markt für Haushaltskunden erneut leicht gestiegen, diese können durchschnittlich zwischen 142 verschiedenen Lieferanten wählen (2019: 138). Aktuelle Entwicklungen im Jahr 2021 sind in diesem Bericht nicht enthalten.

Zugleich ist die Zahl der Stromsperrungen weiter rückläufig. Im Jahr 2020 wurden insgesamt 230.015 (2019: 289.012) Sperrungen gemeldet, was einem Rückgang um rund 20 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Es ist davon auszugehen, dass das aufgrund der Corona-Pandemie im ersten Halbjahr geltende Leistungsverweigerungsrecht nach Art. 240 § 1 EGBGB, welches die Verbraucher temporär entlasten sollte, einen Anteil an diesem Rückgang hatte. Ebenso haben rund 72 Prozent der befragten Stromlieferanten angegeben, freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden verzichtet zu haben. Der Bundesrat hat am 5. November 2021 Änderungen der StromGVV zugestimmt. Diese umfassen insbesondere Anpassungen bei den Regelungen zur Unterbrechung der Versorgung. So werden explizite Gründe für eine Unverhältnismäßigkeit einer Sperrung – eine konkrete Gefahr für Leib und Leben – genannt. Eine Sperrung ist gemäß der Neuregelung nur dann möglich, wenn der Kunde mindestens das Doppelte eines Monatsabschlags bzw. ein Sechstel des Jahresbetrags im Verzug ist und es sich bei dem ausstehenden Betrag um mehr als 100 Euro handelt. Ebenso werden Energielieferanten verpflichtet Abwendungsvereinbarungen wie eine zinsfreie Ratenzahlung oder eine Weiterbelieferung auf Vorauszahlungsbasis dem säumigen Letztverbraucher anzubieten.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh lag für den 1. April 2021 bei rund 16,94 ct/kWh und damit um 0,40 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Jahr 2020. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag im April 2021 bei 23,23 ct/kWh und ist im Vergleich zum Jahr 2020 um 0,20 ct/kWh gestiegen. Maßgeblichen Anteil an der Steigerung sowohl bei den Industriekunden als auch bei den Gewerbekunden haben in diesem Jahr die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile. Aufgrund der Stichtagsbetrachtung sind die dem Stichtag 1. April 2021 folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt.

Der Durchschnittspreis für Haushaltskunden ist vom Stichtag 1. April 2020 auf den 1. April 2021 von 32,05 ct/kWh auf 32,63 ct/kWh gestiegen. Dies entspricht einem Anstieg von rund zwei Prozent Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für Haushaltskunden. Erstmals seit zehn Jahren ist bei den verschiedenen Vertragsverhältnissen ein Preis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung zu beobachten, der unterhalb des Preises von einem Lieferanten liegt, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil dieses Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt zum Stichtag 1. April 2021 rund 8,59 ct/kWh (26 Prozent des Gesamtpreises) und hat sich damit wie im Vorjahr weiter erhöht. Das durchschnittliche Netzentgelt und das Entgelt für den Messstellenbetrieb liegen im Jahr 2021 in Summe bei 7,52 ct/kWh und machen damit rund 23 Prozent des Gesamtpreises aus. Der Anteil der EEG-Umlage (6,50 ct/kWh) macht rund 20 Prozent des Gesamtpreises aus.

Der Anstieg des Einzelhandelspreises zum 1. April 2021 ist hauptsächlich auf die Erhöhung des vom Lieferanten beeinflussbaren Anteils des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) zurückzuführen. Die Energiebeschaffungskosten werden dabei maßgeblich von dem Großhandelsstrompreis beeinflusst. Dabei hatten für die kurzfristig beschafften Strommengen im betrachteten Monat April 2021 eine trotz Corona gestiegene Stromnachfrage bei zugleich höherer konventioneller und geringerer erneuerbare Erzeugung Einfluss auf den Anstieg der Großhandelsstrompreise. Daneben hatten auch die gestiegenen Preise für CO_2-Zertifikate Auswirkungen auf den Großhandelsstrompreis.

Heizstrom

Die Entwicklung beim Heizstrom ist vor dem Hintergrund der Übertragung der Marktlokationen und der Heizstrommenge von E.ON Heizstrom auf die Lichtblick GmbH zu bewerten und zeigte im Jahr 2020 besondere Marktveränderungen. So ist die Strommenge für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, die im Jahr 2020 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, im Vergleich zum Vorjahr von 2,15 TWh auf 4,29 TWh gestiegen. Damit entfielen im Jahr 2020 rund 37,3 Prozent (2019: 16,0 Prozent) der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger.

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Menge entsprach für 2020 rund 12 Prozent bzw. 14,8 Prozent nach Marktlokationen. Beim Anstieg der Lieferantenwechselquote dürfte allerdings die Übertragung der Marktlokationen und der Heizstrommenge von E.ON Heizstrom auf die Lichtblick GmbH eine wesentliche Rolle gespielt haben, da dies quasi automatisch einen Lieferantenwechsel zur Folge hatte.

Auch zum Stichtag 1. April 2021 ist der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung bei 23,93 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 23,14 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im Mittel bei 23,80 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr von 23,58 ct/kWh ebenfalls angestiegen. Auch hier gilt, dass aufgrund der Stichtagsbetrachtung die dem Stichtag folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt sind.

Im- und Export Strom

Auch im Jahr 2020 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Das im Jahr 2020 insgesamt über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug 83 TWh (2019: 73 TWh). Der Exportsaldo entsprach im Jahr 2020 einen Betrag von 11 TWh. Der daraus folgende Exportüberschuss betrug damit 48 Mio. Euro.

Im- und Export Gas

Im Jahr 2020 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.446 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.703 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 257 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen.

Versorgungsstörungen Gas

Im Jahr 2020 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 1,09 Minuten pro Jahr (2019: 0,98 Minuten pro Jahr). Dieser Wert zeugt trotz eines leichten Anstiegs weiterhin von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes.

Marktraumumstellung

Die Marktraumumstellung, d.h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) verläuft nach Plan. Angepasst wurden im Berichtszeitraum von den teilnehmenden Netzbetreibern 347.599 Geräte von SLP-Kunden und 723 Geräte von RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 9.066 Geräte. Das entspricht einer Quote von 2,6 Prozent, nachdem 2,2 Prozent der Geräte in 2019 nicht anpassbar waren.

Gasspeicher

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist nach wie vor stark konzentriert. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2020 rund 67,2 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (66,6 Prozent) geringfügig erhöht.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2020 insgesamt 274,72 TWh. Davon entfielen 136,01 TWh auf Kavernenspeicher-, 117,01 TWh auf Porenspeicheranlagen und 21,71 TWh auf sonstige Speicheranlagen. Seit Beginn der Einspeicherphase Ende März 2021 sind rund 106 TWh in die deutschen Erdgasspeicher eingespeichert worden, der Gesamtspeicherfüllstand in Deutschland beträgt damit zum Stichtag 31. Oktober 2021 rund 164,2 TWh. Der Füllstand stieg damit von knapp über 25 Prozent Ende März auf aktuell 71,3 Prozent. Er lag damit deutlich unter den durchschnittlichen Füllständen der vergangenen Jahre zu diesem Zeitpunkt.

Netzentgelte Gas

Das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden lag im Jahr 2021 bei 1,59 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozent gestiegen. Bei den Gewerbekunden betrug das durchschnittliche Netzentgelt im Jahr 2021 nur leicht verändert 1,28 ct/kWh. Bei den Industriekunden sank das Netzentgelt deutlich auf 0,32 ct/kWh, was einem Rückgang um gut 13,5 Prozent entspricht.

Erdgasgroßhandel

Im Jahr 2020 ist die Liquidität im Erdgasgroßhandel – bedingt durch einen geringeren Energiebedarf während der Corona-Pandemie – wieder gesunken. Das börsliche Handelsvolumen hat sich insgesamt um rund 11 Prozent im Vergleich zum Jahr 2019 verringert (Spotmarkt: -9 Prozent, Terminmarkt: -23 Prozent). Für den weitaus größeren Anteil des brokervermittelten, außerbörslichen Großhandels ist für 2020 eine nur minimale Volumenzunahme um 2 Prozent zu verzeichnen, was aber wohl durch die Abfrage eines weiteren Brokers in der Auswertung für das Jahr 2020 bedingt ist.

Zu beachten ist, dass dieser Bericht die Preis- und Mengenentwicklungen des Jahres 2020 abbildet. Die Entwicklungen im Jahr 2021 sind nicht berücksichtigt.

Einzelhandel Gas

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten für SLP- und RLM-Kunden liegt nach wie vor weit unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2020 ca. 92,9 TWh, im Bereich der RLM-Kunden rund 139,2 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2020 somit 26 Prozent (Vorjahr: rund 24 Prozent) bei SLP-Vertragskunden und 28 Prozent bei RLM-Kunden (im Vorjahr: 29 Prozent).

Im Jahr 2020 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge der Nicht-Haushaltskunden 80,6 TWh und hat sich mit 8,3 TWh im Vergleich zum Jahr 2019 deutlich verringert. Die Lieferantenwechselquote für Nicht-Haushaltskunden sank auf 7,3 Prozent (Vorjahr: 9,0 Prozent). Die gesamte Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden stieg in 2020 auf einen neuen Höchststand und übertraf die Marke von 1,6 Mio. Dabei wechselten rund 1,3 Mio. Haushaltskunden direkt durch eine Kündigung des bisherigen Vertrages. Rund 0,3 Mio. Haushaltskunden haben sich direkt bei Einzug für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden.

Die Anzahl der Vertragswechsel, die meist gleichbedeutend mit einem Wechsel in einen kostengünstigeren Vertrag ist, liegt stabil bei rund 0,6 Mio. Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 35 Prozent, während der Anteil der belieferten Kunden durch den Grundversorger im Rahmen der Grundversorgung bei 17 Prozent stagniert. 48 Prozent der Haushaltskunden wurden durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung beliefert.

Zudem hat sich die Anbietervielfalt auf dem Markt nochmals deutlich erhöht. Haushaltskunden können durchschnittlich aus 113 verschiedenen Lieferanten wählen. Aktuelle Entwicklungen im Jahr 2021 sind in diesem Bericht nicht enthalten.

Zugleich ist die Zahl der Gassperrungen stark rückläufig. Im Jahr 2020 wurden insgesamt rund 24.000 Sperrungen (2019: 31.000 Sperrungen) gemeldet, was einem Rückgang um gut 22 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Es ist davon auszugehen, dass das aufgrund der Corona-Pandemie im ersten Halbjahr geltende Leistungsverweigerungsrecht nach Art. 240 § 1 EGBGB, welches die Verbraucher temporär entlasten sollte, einen Anteil an diesem Rückgang hatte. Ebenso haben rund 75 Prozent der befragten Gaslieferanten angegeben freiwillig in 2020 auf Sperrungen ihrer Kunden verzichtet zu haben. Zudem haben Gaslieferanten gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Darüber hinaus haben einige Gaslieferanten ihre individuellen Kriterien für eine Sperrung im Sinne der Kunden erweitert. Der Bundesrat hat am 5. November 2021 Änderungen der GasGVV zugestimmt. Erstmals wurde in der GasGVV präzisiert, ab welcher Höhe des Zahlungsverzugs eine Sperrung eines Gasanschlusses möglich ist. Eine Sperrung ist gemäß der Neuregelung nur dann möglich, wenn der Letztverbraucher mindestens das Doppelte eines Abschlags im Verzug liegt und es sich bei dem ausstehenden Betrag um mehr als 100 Euro handelt oder wenn ein Verzug in Höhe eines Sechstels des Jahressumme vorliegt.

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien ist in 2021 gestiegen und liegt bei 6,68 ct/kWh. Mitverantwortlich für den Anstieg war die zum 1. Januar 2021 neu eingeführte CO_2-Abgabe in Höhe von 0,4551 ct/kWh, die nahezu vollständig an die Letztverbraucher weitergereicht und von ihnen mit dem Gaspreis bezahlt wird. Durch die CO_2-Abgabe wurde das bisher bestehende Emissionshandelssystem auf die Bereiche Verkehr und Wärme ausgeweitet. Da die gesetzliche Regelung eine stufenweise jährliche Erhöhung der CO_2-Bepreisung bis 2026 vorsieht, ist in den Folgejahren mit einem Anstieg des Gaspreises zu rechnen. Beim gemittelten Preis über alle Vertragskategorien ist der mit einem

Anteil von rund 45 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“[1] von 3,12 ct/kWh auf 2,95 ct/kWh um über fünf Prozent gesunken.

Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung[2] bei 7,45 ct/kWh (2020: 6,99 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 6,5 Prozent entspricht. Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 6,58 ct/kWh (2020: 6,29 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 4,6 Prozent entspricht. Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bei 6,41 ct/kWh (2020: 5,96 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um gut 7,6 Prozent entspricht.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2021 gegenüber dem Vorjahresstichtag 1. April 2020 infolge der Einführung der CO_2-Abgabe deutlich erhöht. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,95 ct/kWh ist um 0,42 ct/kWh gestiegen und liegt damit rund 16,6 Prozent über dem Vorjahreswert. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) betrug zum selben Stichtag 4,74 ct/kWh und hat sich um 0,22 ct/kWh erhöht. Dieser Wert liegt rund 4,8 Prozent über dem Vorjahreswert. Aufgrund der Stichtagsbetrachtung sind die dem Stichtag 1. April 2021 folgenden aktuelleren Entwicklungen noch nicht berücksichtigt.

Auswirkungen der Corona-Pandemie

Im März 2020 begann mit konkreten Auswirkungen die COVID-19-Pandemie. Nachfolgend werden beobachtete Auswirkungen im Energiemarkt zusammengefasst, die auch thematisch detailliert im Bericht jeweils unter dem Stichwort „Corona-Pandemie“ ausgeführt werden.

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag insbesondere aufgrund der Corona-Pandemie im Jahr 2020 mit 530,7 TWh unterhalb des Niveaus von 2019 (-5,5 Prozent). Der Stromverbrauch der Industrie- und Gewerbekunden sowie weiterer Nicht-Haushaltskunden ist im Vergleich zum Vorjahr um 24,7 TWh bzw. 7 Prozent zurückgegangen ist. Ein Grund für diese Entwicklung ist der Produktionsrückgang der Industrie aufgrund der Corona-Pandemie. Der Stromverbrauch der Haushaltskunden ist bedingt durch Corona und Home-Office im Vergleich zu 2019 leicht angestiegen.

Im Jahr 2020 wurde zwischen dem 1. April und 30. Juni ein Leistungsverweigerungsrecht (Art. 240 § 1 EGBGB) eingeführt, das sich auch auf Energielieferverträge bezog. Einige Lieferanten haben zudem freiwillig auf Sperrungen (Unterbrechungen der Strom- und Gasversorgung) verzichtet. Die Zahl der Sperrungen ist im Jahr 2020 daher deutlich niedriger ausgefallen, was aber aufgrund des Ausnahmecharakters nicht auf zukünftige Entwicklungen schließen lässt.

---

[1] Eine Differenzierung zwischen den einzelnen Komponenten innerhalb dieses Preisbestandteils ist aufgrund der Abfragesystematik nicht möglich.

[2] Kundenkategorie nach Eurostat: Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh).

Für die Gas-Marktraumumstellung überwogen die Vorteile von Home-Office und wenig Reisen. Fast alle Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen berichteten von ausgesprochen guten Erreichbarkeiten für die Umstellmaßnahmen.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort **4**

Kernaussagen **9**

Inhaltsverzeichnis **17**

I ELEKTRIZITÄTSMARKT **25**

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten **26**

1. Zusammenfassung 26
1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit 26
1.2 Grenzüberschreitender Handel 27
1.3 Netze 27
1.3.1 Netzausbau 27
1.3.2 Investitionen 27
1.3.3 Netzengpassmanagement 28
1.3.4 Netzentgelte 29
1.4 Kosten der Systemdienstleistungen 29
1.5 Großhandel 29
1.6 Einzelhandel 30
1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation 30
1.6.2 Stromsperrungen 30
1.6.3 Preisniveau 31
1.6.4 Umlagen 32
1.6.5 Heizstrom 32
1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens 33

2. Netzübersicht 34
2.1 Netzbilanz 34
2.2 Stromverbrauch 36
2.3 Netzstrukturdaten 38

3. Marktkonzentration 42
3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz 45
3.2 Stromendkundenmärkte 49

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz 52

5. Sektorenkopplung 54
5.1 Wasserstoff 54
5.2 Elektromobilität 55
5.3 Elektrische Wärmeerzeugung 55

B Erzeugung **56**

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches 56
1.1 Nettostromerzeugung 2020 56
1.2 CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2020 58
1.3 Kraftwerksbestand 2020 in Deutschland 59
1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland 62
1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland 64
1.6 Speicher und Pumpspeicher 66
1.7 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes 67
1.8 Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger 70
1.8.1 Erwarteter Kraftwerkszubau 70

1.8.2 Ausschreibungen und gesetzliche Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung ... 70
1.8.3 Erwartete Kraftwerksstilllegungen ... 75
1.9 KWK-Erzeugung ... 78
1.9.1 Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW Nettonennleistung (elektrisch) ... 78
1.9.2 Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen im Jahr 2020 ... 81
1.9.3 KWK-Ausschreibungen ... 84

2. Entwicklung Erneuerbare Energien ... 85
2.1 Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG) ... 86
2.1.1 Installierte Leistung ... 86
2.1.2 Ausbaupfade ... 88
2.1.3 Eingespeiste Jahresarbeit ... 92
2.1.4 Entwicklung der Vermarktungsformen ... 95
2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG ... 97
2.2.1 Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG ... 97
2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage ... 99
2.2.3 Absenkung der anzulegenden Werte (Referenzwerte für die Berechnung des Zahlungsanspruchs) ... 100
2.3 Ausschreibungen ... 103
2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments ... 106
2.3.2 Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land ... 110
2.3.3 Weitere Ausschreibungen (Wind auf See, Biomasse, gemeinsame und Innovationsausschreibungen) ... 113

C Netze ... 120

1. Aktueller Stand Netzausbau ... 120
1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz ... 120
1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan ... 123
1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom ... 125
1.4 Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz ... 126

2. Ausbau im Verteilernetz ... 129
2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz ... 129
2.2 Künftiger Netzausbaubedarf ... 130

3. Investitionen ... 136
3.1 Investitionen und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber ... 136
3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom ... 138
3.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 139
3.3.1 Erweiterungsinvestitionen der ÜNB ... 139
3.3.2 Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs für VNB ... 139
3.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks ... 142
3.4.1 Eigenkapitalzinssatz ... 142
3.4.2 Eigenkapitalzinssatz II ... 143
3.4.3 Fremdkapitalzinssatz ... 143

4. Versorgungsstörungen Strom ... 144

5. Netzengpassmanagement ... 145
5.1 Gesamtentwicklung im Jahr 2020 ... 146
5.2 Redispatch Entwicklung im Jahr 2020 ... 148
5.2.1 Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB ... 150
5.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen ... 150
5.2.3 Kraftwerkseinsätze Redispatch ... 155
5.2.4 Jahresdauerlinie der Redispatch-Einsätze ... 156
5.2.5 Countertrading ... 157
5.2.6 Einsatz Netzreserve ... 157
5.3 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen ... 158
5.3.1 Entwicklung der Ausfallarbeit ... 159
5.3.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen ... 162
5.4 Anpassungsmaßnahmen ... 165

6. Netzentgelte ... 166
6.1 Ermittlung der Netzentgelte ... 167
6.2 Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland ... 170
6.2.1 Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene ... 170
6.2.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte ... 171
6.2.3 Entwicklung der Grundpreise ... 174
6.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 176
6.4 Vermiedene Netzentgelte ... 183
6.5 Netzübergänge Strom ... 188
6.6 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV ... 189
6.6.1 Atypische Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ... 190
6.6.2 Stromintensive Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ... 190

7. Elektromobilität/ Ladesäulen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen ... 192
7.1 Elektromobilität/ Ladesäulen ... 192
7.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen ... 198

D Systemdienstleistungen ... 202

1. Kosten der Systemdienstleistungen ... 202

2. Regelreserve ... 205
2.1 Ausschreibungen für Regelleistung ... 208
2.2 Einsatz von Regelleistung ... 213
2.3 Ausgleichsenergiepreise ... 217

3. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie ... 220
3.1 Internationale PRL-Kooperation ... 220
3.2 Genehmigte Methoden der zukünftigen Europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit ... 221
3.3 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich ... 222

4. Abschaltbare Lasten ... 222
4.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ... 222
4.2 Präqualifizierte Leistung ... 223
4.3 Abrufe abschaltbarer Lasten ... 224
4.4 Kosten für Abschaltenergie ... 224
4.5 Zuschaltbare Lasten (NsA) ... 224

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration ... 226

1. Stromhandel und Marktkopplung ... 226

2. Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel ... 228

3. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität ... 228

4. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse ... 231

5. Ungeplante Flüsse ... 235

6. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse ... 237

7. Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich ... 238
7.1 Umsetzung des Clean Energy for all Europeans Package (CEP): Saubere Energie für alle Europäer ... 238
7.2 Implementierung der Europäischen Netzkodizes und Leitlinien ... 242

F Großhandel ... 245

1. Börslicher Großhandel ... 246
1.1 Spotmärkte ... 247
1.1.1 Handelsvolumina ... 248
1.1.2 Preisabhängigkeit der Gebote ... 249

1.1.3 Preisniveau ... 250
1.1.4 Preisstreuung ... 251
1.2 Terminmärkte ... 253
1.2.1 Handelsvolumen ... 253
1.2.2 Preisniveau ... 255
1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen ... 256
1.3.1 Anteil der Market-Maker ... 256
1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber ... 257
1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer ... 257

2. Außerbörslicher Großhandel ... 258
2.1 Brokerplattformen ... 259
2.2 OTC-Clearing ... 260

G Einzelhandel ... 263

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 263

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 266
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 268
2.1.1 Vertragsstruktur ... 268
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 269
2.2 Haushaltskunden ... 270
2.2.1 Vertragsstruktur ... 270
2.2.2 Vertragswechsel ... 271
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 271

3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen ... 273
3.1 Stromsperrungen ... 274
3.2 Kündigungen ... 277
3.3 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 277
3.4 Tarife ... 277
3.5 Unterjährige Abrechnungen ... 278

4. Preisniveau ... 279
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 280
4.2 Haushaltskunden ... 285
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden ... 285
4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Verbrauchskategorien ... 290
4.3 Umlagen ... 301

5. Heizstrom ... 303
5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 304
5.2 Preisniveau ... 306

6. Ökostromsegment ... 308

7. Europäischer Strompreisvergleich ... 312
7.1 Nicht-Haushaltskunden ... 313
7.2 Haushaltskunden ... 314

H Mess- und Zählwesen ... 316

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens ... 316

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber ... 317

3. Anforderungen i. S. d. § 29 ff. Messstellenbetriebsgesetz ... 320

4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs ... 322

5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 326

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 327

7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 329

8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen ... 330

9. Regulatorische Kosten im Bereich Messwesen ... 331

II GASMARKT ... 333

A Entwicklung auf den Gasmärkten ... 334

1. Zusammenfassung ... 334
1.1 Förderung, Im- und Export sowie Speicher ... 334
1.2 Netze ... 335
1.2.1 Netzausbau ... 335
1.2.2 Investitionen ... 335
1.2.3 Versorgungsstörungen ... 335
1.2.4 Netzentgelte ... 336
1.2.5 Transportbilanz ... 336
1.2.6 Marktraumumstellung ... 336
1.3 Großhandel ... 337
1.4 Einzelhandel ... 337
1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation ... 337
1.4.2 Gassperrungen ... 338
1.4.3 Preisniveau ... 339

2. Netzübersicht ... 340

3. Marktkonzentration ... 348
3.1 Erdgasspeicher ... 348
3.2 Gasendkundenmärkte ... 349

B Aufkommen von Gas ... 352

1. Förderung von Erdgas in Deutschland ... 352

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas ... 353

3. Marktraumumstellung ... 356

4. Biogas (einschließlich Synthesegas) ... 359

5. Gasspeicher ... 360
5.1 Zugang zu Untertagespeicheranlagen ... 360
5.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung ... 364
5.3 Kapazitätsentwicklung ... 364

C Netze ... 366

1. Netzausbau ... 366
1.1 Netzentwicklungsplan Gas ... 366
1.2 Incremental Capacities – Marktbasiertes Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten ... 369

2. Investitionen ... 370
2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber ... 371
2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas ... 372
2.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 373
2.3.1 Erweiterungsinvestitionen der FNB ... 374
2.3.2 Kapitalkostenaufschlag ... 374
2.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks ... 374
2.4.1 Eigenkapitalzinssatz ... 374
2.4.2 Eigenkapitalzinssatz II ... 375
2.4.3 Fremdkapitalzinssatz ... 376

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung ... 376
3.1 Angebot und Buchung von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ... 376

3.2 Produktlaufzeiten ... 381
3.3 Kapazitätskündigungen ... 383
3.4 Unterbrechbare Kapazitäten ... 384
3.5 Interne Bestellung ... 386

4. Versorgungsstörungen Gas ... 388

5. Netzentgelte ... 390
5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas ... 390
5.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland ... 392
5.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 393
5.4 Sondernetzentgelte nach § 20 Abs. 2 GasNEV ... 400
5.5 Kostenprüfung nach § 6 ARegV und Effizienzvergleiche nach §§ 12 ff. ARegV und § 22 ARegV für Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreiber ... 401

6. Monitoring der Versorgungssicherheit ... 401

7. Zusammenlegung von Marktgebieten ... 403

D Regelenergie und Bilanzierung ... 405

1. Regel- und Ausgleichsenergie ... 405
1.1 Regelenergie ... 405
1.2 Ausgleichsenergie ... 409

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen ... 410

3. Standardlastprofile ... 412

E Großhandel ... 415

1. Börslicher Großhandel ... 415

2. Außerbörslicher Großhandel ... 417
2.1 Brokerplattformen ... 417
2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten ... 419

3. Großhandelspreise ... 421

F Einzelhandel ... 425

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 425

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 427
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 429
2.1.1 Vertragsstruktur ... 429
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 430
2.2 Haushaltskunden ... 432
2.2.1 Vertragsstruktur ... 432
2.2.2 Vertragswechsel ... 436
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 437

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung 439
3.1 Gassperrungen und Kündigungen ... 439
3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 443
3.3 Abweichende Abrechnung ... 443

4. Preisniveau ... 444
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 446
4.2 Haushaltskunden ... 450
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden ... 451
4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern ... 454

5. Europäischer Gaspreisvergleich ... 463
5.1 Nicht-Haushaltskunden ... 463
5.2 Haushaltskunden ... 465

G Mess- und Zählwesen ... 467

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber ... 467
2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 469
3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 471
4. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 472

III ÜBERGREIFENDE THEMEN ... 473

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas ... 474

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur ... 478

1. Aufgaben nach REMIT ... 478
2. Marktstammdatenregister ... 481
2.1 Registrierungszahlen und Zugriffszahlen ... 481
2.2 Qualitätssicherung ... 483
2.2.1 Legitimierungen ... 483
2.2.2 Netzbetreiberprüfungen ... 484
2.2.3 Löschanträge und Duplikatenmeldungen ... 486
2.2.4 Datenkorrekturen durch Bundesnetzagentur ... 486
2.3 Betreiberwechsel ... 487
2.4 Ausblick ... 488

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes ... 489

VERZEICHNISSE ... 493

Verzeichnis Autorenschaft ... 494

Gemeinsame Textteile ... 494
Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen) ... 494
Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen) ... 495

Abbildungsverzeichnis ... 497

Tabellenverzeichnis ... 507

Abkürzungsverzeichnis ... 514

Glossar ... 519

Impressum ... 537

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Am 14. August 2020 ist das Gesetz zur Reduzierung der Kohleverstromung (KVBG) in Kraft getreten. Auf dieser gesetzlichen Basis werden für Steinkohleanlagen und kleinere Braunkohleanlagen (bis 150 MW Nettonennleistung) zunächst Ausschreibungen durchgeführt, um den Ausstiegspfad zu erfüllen. In der ersten Ausschreibung wurden 4.788 MW bezuschlagt. Das Verbot der Kohleverstromung trat für diese Anlagen nach einer sechsmonatigen Betriebsbereitschaftsphase am 8. Juli 2021 in Kraft. Das Zuschlagsvolumen der zweiten Ausschreibung belief sich auf 1.514 MW und in der dritten Ausschreibung erfolgte ein Zuschlag für 2.133 MW.

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2020 mit 530,7 TWh unterhalb des Niveaus von 2019 (561,3 TWh). Der Rückgang der gesamten Stromerzeugung in 2020 ist insbesondere durch den gegenüber 2019 gesunkenen Stromverbrauch aufgrund der Corona-Pandemie zu erklären. Mit der rückläufigen gesamten Nettostromerzeugung sank die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern um 38,4 TWh bzw. 11,6 Prozent. Besonders stark sank hierbei inzwischen im zweiten Jahr in Folge die Nettostromerzeugung aus Kohlekraftwerken: In Steinkohlekraftwerken wurden 13,5 TWh weniger Strom erzeugt (-25,2 Prozent), in Braunkohlekraftwerken 20,6 TWh (-19,7 Prozent). Die Erzeugung in Erdgaskraftwerken ist entsprechend dem Trend seit 2015 (mit Ausnahme des Jahres 2018) angestiegen (5,5 TWh bzw. 7,3 Prozent).

Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien stieg 2020, wie auch im Jahr 2019, nur leicht um 3,4 Prozent auf insgesamt 236,6 TWh an. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 45 Prozent im Jahr 2020[3].

Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war auch das Jahr 2020 durch einen Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 6,1 GW. In 2019 betrug der Zuwachs 6,2 GW[4] gegenüber dem Jahr 2018. Am stärksten nahmen im Jahr 2020 die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Solare Strahlungsenergie (+4,6 GW) und Wind an Land (+1,2 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) verzeichneten ebenfalls einen Zuwachs von 1,3 GW.[5] Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit zum Ende 2020 auf 233,8 GW an. Hiervon sind 103,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 130,6 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Zu den nicht erneuerbaren Energieträgern zählen hier Kraftwerke, die sich am Markt befinden und Kraftwerke, die außerhalb des Marktes agieren (z. B. Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, Netzreserve).

---

[3] Wenn von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von ca. 50 Prozent oder mehr ausgegangen wird, bezieht sich dieser in der Regel auf die Definition des Verbrauchs als Netzlast (z. B. auf SMARD).

[4] Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2020 wurde für das Jahr 2019 aktualisiert.

[5] Ein Teil dieses Zuwachses erklärt sich mit einer Umstellung bzgl. der Datenbasis. Die Auswertungen für das Jahr 2020 basieren erstmals auf den im Marktstammdatenregister (MaStR) registrierten Stromerzeugungseinheiten.

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland betrug Ende 2020 126,7 GW (2019: 120,2 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um 6,5 GW (+5,4 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2020 insgesamt 222,0 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 4,8 Prozent gestiegen. Die Zahlungen nach dem EEG sind gegenüber dem Vorjahr um 8 Prozent auf 29,8 Mrd. Euro gestiegen. Im Jahr 2020 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 13,4 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[6] erhalten. Im Jahr 2020 wurden die nach dem EEG 2021 gesetzlich vorgesehenen Ausbauziele im Bereich Solare Strahlungsenergie, Windenergie an Land und Windenergie auf See erreicht. Das erste Halbjahr 2021 lässt darauf schließen, dass dies auch für das Jahr 2021 der Fall sein wird.

1.2 Grenzüberschreitender Handel

Auch im Jahr 2020 lagen die Stromexporte über den -importen. Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Das im Jahr 2020 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 83 TWh (2019: 73 TWh). Deutschland gehört weiterhin zu den großen Stromexporteuren in Europa. Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 48 Mio. Euro.

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergibt, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2021) bei rund 1.827 km. Rund 8 km befinden sich in laufenden Raumordnungsverfahren und rund 266 km vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Insgesamt sind 466 km genehmigt und vor/ im Bau. 1.087 km sind fertiggestellt. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergibt, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2021) bei etwa 10.412 km. Davon fallen rund 6.397 km auf die länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden 29 Vorhaben, die in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Im zweiten Quartal 2021 befanden sich insgesamt von der Gesamtlänge etwa 2.901 km vor dem Genehmigungsverfahren. Bei etwa 912 km werden die Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren durchgeführt. 5.779 km befinden sich vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren. Genehmigt bzw. vor dem oder im Bau sind 136 km. 684 km sind fertiggestellt. Weitere ca. 218 km werden in Verfahren des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie durchgeführt.

1.3.2 Investitionen

Im Jahr 2020 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 12.332 Mio. Euro (2019: 10.629 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte[7]) in die Netzinfrastruktur auf. Es entfielen

---

[6] Die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ergeben sich aus der Division der gesamten Zahlungen nach dem EEG durch die gesamte eingespeiste Jahresarbeit des jeweiligen Jahres.

[7] Investitionen und Aufwendungen werden im Glossar definiert. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach den Vorgaben der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden. Eine Vergleichsrechnung der handelsrechtlichen Werte mit den Werten aus der Anreizregulierung kann nach der Einführung eines indikatorbasierten Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV erfolgen. Auf Basis der Abfrage der handelsrechtlichen Werte lassen sich aus den Auswertungen auch mittel- bis langfristige Trends ableiten. Die Einführung des indikatorbasierten Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur u. a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

8.088 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) und 4.244 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die Investitionen sind im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen: der ÜNB um 42 Prozent (2019: 2,727 Mio. Euro, 2020: 3.862 Mio. Euro) und der VNB um 12 Prozent (2019: 4,337 Mio. Euro, 2020: 4.838 Mio. Euro).

1.3.3 Netzengpassmanagement

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen ist im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen (EinsMan (Einspeisemanagement), Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz und Vorhaltung Netzreserve) liegen bei rund 1,4 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls leicht gestiegen (2019: 1,3 Mrd. Euro).

Redispatch-Maßnahmen: Im Jahr 2020 wurden im Rahmen des Redispatchprozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 16.795 GWh (8.522 GWh Einspeisereduzierungen und 8.273 GWh Einspeiseerhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen im Jahr 2020 somit über denen des Vorjahres (2019: 13.521 GWh). Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich insbesondere das Volumen der spannungsbedingten Maßnahmen im zweiten Quartal durch die niedrigere Last aufgrund des zurückgegangenen Stromverbrauchs während des ersten Corona-Lockdowns. Die Menge des Countertradings, das statistisch zusammen mit dem Redispatch erfasst wird, stieg im Jahr 2020 weiter. Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Letzteres verursachte Kosten von 134,1 Mio. Euro (2019: 64,2 Mio. Euro)

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und Countertrading-Maßnahmen lagen im Jahr 2020 bei rund 443 Mio. Euro und somit rund 19 Prozent über dem Vorjahresniveau (2019: 373 Mio. Euro).

Netzreservekraftwerke: Die vorläufigen Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve in 2020 sind der Bundesnetzagentur bisher in Höhe von 194,8 Mio. Euro bekannt und liegen damit leicht unter den Vorjahreskosten (2019: 196,5 Mio. Euro). Die Einsatzkosten lagen mit rund 88 Mio. Euro leicht über dem Vorjahresniveau (2019: 81,6 Mio. Euro).

Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen): Die absoluten Abregelungsmengen von Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) lagen im Jahr 2020 bei 6.146 GWh und sind im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund fünf Prozent gesunken (2019: 6.482 GWh). Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein zurückzuführen sein.

Mit rund 67 Prozent der Ausfallarbeit bleibt Windenergie an Land der am meisten abgeregelte Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See mit knapp 29 Prozent. Abgeregelt wurden die Anlagen insbesondere in Schleswig-Holstein (50 Prozent), gefolgt von Niedersachsen (34 Prozent). Auch wenn rund 69 Prozent der EinsMan-Maßnahmen vor allem im Verteilernetz abgeregelt wurden, lag der verursachende Netzengpass zu rund 79 Prozent im Übertragungsnetz bzw. in der Netzebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz.

Die geschätzten EinsMan-Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber beliefen sich im Jahr 2020 auf rund 761,2 Mio. Euro (2019: 709,5 Mio. Euro). Dieser Anstieg von etwa sieben Prozent ist auf die verstärkte Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen. Die Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird ein Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls vom Netznutzer zu zahlenden EEG-Umlage kompensiert, da abgeregelte Anlagen keine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG erhalten.

1.3.4 Netzentgelte

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für das Jahr 2020 sind für Haushaltskunden stabil geblieben (+0,02 ct/kWh). Für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh liegt der mengengewichtete Mittelwert bei 7,52 ct/kWh. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel für Gewerbekunden leicht über dem Niveau des Vorjahres[8]. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb um drei Prozent gestiegen auf rund 6,64 ct/kWh (2020: 6,46 ct/kWh). Bei den Industriekunden sind die Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb um rund ein Prozent auf 2,67 ct/kWh gesunken (2020: 2,70 ct/kWh).

1.4 Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen, die auf Letztverbraucher umgelegt werden, sind im Jahr 2020 mit rund 2.018,3 Mio. Euro im Vergleich zum Jahr 2019 gestiegen (2019: 1.931,2 Mio. Euro). Hauptkostenblöcke waren dabei die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 282,8 Mio. Euro (2019: 278,1 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt 220,5 Mio. Euro (2019: 227,2 Mio. Euro), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 761,2 Mio. Euro (2019: 709,5 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 398,8 Mio. Euro (2018: 321,2 Mio. Euro). Gestiegen sind vor allem die Kosten des Countertradings mit insgesamt 134,1 Mio. Euro (2019: 64,2 Mio. Euro). Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich in 2020 gegenüber 2019 dahingehend geändert, als dass die Kosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen und Verlustenergie gestiegen sind, während die Kosten für Regelleistung gesunken sind.

1.5 Großhandel

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte befanden sich auch im Jahr 2020 auf einem hohen Niveau. Insbesondere an den Intraday-Märkten der EPEX SPOT und der Nord Pool ist das Handelsvolumen erneut angestiegen; beim Day-Ahead-Handel ist das Volumen allerdings nur noch bedingt mit dem Vorjahreswert vergleichbar, da die Darstellung für das Jahr 2020 angepasst wurde (s. Seite 245). Auch der börsliche Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse: Das Volumen lag für Phelix-DE-Futures im Jahr 2020 bei 1.416 TWh – ein Anstieg von rund 5 Prozent. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten deutliche Zuwächse. Gleichzeitig ist das Volumen des OTC-

[8] Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Clearing von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX mit 1.668 TWh im Jahr 2020 um rund 28 Prozent angestiegen und liegt deutlich über dem Volumen, das über die Börse gehandelt wurde.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2020 im Durchschnitt gesunken. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2020 rund 30,46 Euro/MWh und der Wert für den Terminmarkt Phelix-Base-Year-Future rund 40,20 ct/kWh. Allerdings lagen die Preise der Futures am Ende des Jahres 2020 höher als am Anfang des Jahres 2020. Auf dem Terminmarkt notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am Anfang des Jahres bei 53,02 Euro/MWh sowie Ende Dezember 2020 bei 57,54 Euro/MWh und verzeichnete somit über das Jahr 2020 gesehen eine Steigerung von rund 9 Prozent, auch wenn in der Jahresmitte die Preise deutlich darunter lagen.

1.6 Einzelhandel

1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten leicht erhöht. Letztverbraucher konnten im Jahr 2020 im Durchschnitt zwischen 162 Anbietern (2019: 156 Anbieter) je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der bundesweite Durchschnitt 142 Anbieter (2019: 138 Anbieter).

Eine relative Mehrheit von 37 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden wurde im Jahr 2020 über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bezogen (2019: 40 Prozent). Der mengenbezogene Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich auf 25 Prozent (2019: 26 Prozent). Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden, wie schon im Vorjahr, nur geringfügig zurückgegangen. Rund 38 Prozent der Entnahmemenge aller Haushaltskunden werden von einem Lieferanten geliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2019: 34 Prozent). Insgesamt werden damit rund 62 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalten nach wie vor durch den Grundversorger geliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Die immer noch starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ist damit im Vergleich zum Vorjahr um rund vier Prozent zurückgegangen.

Für das Jahr 2020 ist die Zahl der Lieferantenwechsel mit fast 5,4 Mio. Wechseln deutlich gestiegen. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Anzahl der Haushaltskunden liegt damit bei 10,9 Prozent (2019: 9,9 Prozent) und somit um einen Prozentpunkt über dem Vorjahr. Zusätzlich haben rund 1,8 Mio. Haushaltskunden ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt. Die Lieferantenwechselquote von Nicht-Haushaltskunden – mit über 10 MWh Jahresverbrauch – lag, bezogen auf die Abnahmemengen, bei 11,6 Prozent (2019: 11,7 Prozent).

1.6.2 Stromsperrungen

Die Anzahl der Stromsperrungen ist im Jahr 2020 deutlich gesunken. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag bei 230.015 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 20 Prozent gesunken (2019: 289.012). Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden, wenn auch im Vergleich zum Vorjahr rückläufig. Diese Zahl lag bei etwa 4,2 Mio. von denen ca. 696 Tsd. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten (2019: 4,8 Mio. Sperrandrohungen und 911 Tsd. Sperrbeauftragungen). Es ist davon auszugehen, dass das aufgrund der

Corona-Pandemie im ersten Halbjahr geltende Leistungsverweigerungsrecht nach Art. 240 § 1 EGBGB, welches die Verbraucher temporär entlasten sollte, einen Anteil an diesem Rückgang hatte. Ebenso haben rund 72 Prozent der befragten Stromlieferanten angegeben, freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden verzichtet zu haben.

1.6.3 Preisniveau

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh lag für den 1. April 2021 bei rund 16,94 ct/kWh und damit um 0,40 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Jahr 2020. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag im April 2021 bei 23,23 ct/kWh und ist im Vergleich zum April 2020 um 0,20 ct/kWh gestiegen. Maßgeblichen Anteil an der Steigerung sowohl bei den Industriekunden als auch bei den Gewerbekunden hatten im Jahr 2020 die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile.

Die Preise für Haushaltskunden werden zum Stichtag 1. April 2021 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei leicht auf 32,62 ct/kWh gestiegen (2020: 32,05 ct/kWh). Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für den Strompreis von Haushaltskunden.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt im Jahr 2021 rund 26,3 Prozent und hat sich somit, wie auch schon im Vorjahr, erhöht. Das Netzentgelt liegt im Jahr 2021 etwas höher als im Vorjahr und damit weiterhin auf hohem Niveau. Die EEG-Umlage macht mit 6,50 ct/kWh rund 20 Prozent des Gesamtpreises aus. Gegenüber dem Jahr 2020 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh mit 33,80 ct/kWh stabil geblieben (2020: 33,80 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt 31,89 ct/kWh (2020: 31,67 ct/kWh). In den Vorjahren war hier ein Angleichen der Preise von Sonderverträgen beim Grundversorger und den Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, zu beobachten. Im diesjährigen Monitoring liegt der Preis von Sonderverträgen beim örtlichen Grundversorger erstmals seit zehn Jahren unter dem Preis von Sonderverträgen bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind. Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis um rund fünf Prozent gestiegen und liegt nun bei 32,70 ct/kWh (2020: 31,22 ct/kWh).

Der Anstieg des Einzelhandelspreises im Jahr 2021 ist hauptsächlich auf die Erhöhung des vom Lieferanten beeinflussbaren Anteils des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) zurückzuführen. Die Energiebeschaffungskosten werden dabei maßgeblich von dem Großhandelsstrompreis beeinflusst. Dabei hatten für die kurzfristig beschafften Strommengen im betrachteten Monat April 2021 eine trotz Corona gestiegene Stromnachfrage bei zugleich höherer konventioneller und geringerer erneuerbarer Erzeugung Einfluss auf den Anstieg der Großhandelsstrompreise. Daneben hatten auch die gestiegenen Preise für CO_2-

Zertifikate, die zu den nicht durch den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteilen des Strompreises gehören, Auswirkungen auf den Großhandelsstrompreis.[9]

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung (-1,91 ct/kWh) und durch einen Lieferantenwechsel (-1,10 ct/kWh)[10] erzielen. Dies ergibt bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Stromkosten von rund 67 Euro pro Jahr. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u. a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 56 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 70 Euro.

1.6.4 Umlagen

Für das Jahr 2021 veranschlagten die Netzbetreiber insgesamt rund 25,85 Mrd. Euro zur Umlage auf die Netznutzer. Nach Volumenhöhe sortiert setzt sich dieser Betrag zusammen aus der EEG-Umlage (22,28 Mrd.), der Offshore-Netzumlage (1,41 Mrd. Euro), der § 19-StromNEV-Umlage (1,21 Mrd. Euro), der KWKG-Umlage (0,91 Mrd. Euro) und der Abschaltbare-Lasten-Umlage (0,04 Mrd. Euro).

Die EEG-Umlage macht damit weiter den größten Anteil (über 86 Prozent) aus und wäre ohne den im Jahr 2021 erstmals einzubringenden sogenannten Bundeszuschuss um 10,8 Mrd. Euro höher ausgefallen. Beim Bundeszuschuss handelt es sich um Haushaltsmittel, die der Haushaltsgesetzgeber zur Deckelung der EEG-Umlage zur Verfügung stellt. Die Bundesregierung hat mit dem Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen, ein nationales Brennstoffemissionshandelssystem einzuführen und die Erlöse aus dieser Bepreisung fossiler Kohlendioxidemissionen auch zugunsten der Bürgerinnen und Bürger sowie der Wirtschaft für eine Entlastung bei der EEG-Umlage ab 1. Januar 2021 zu verwenden. Zudem sorgten zusätzliche Haushaltmittel aus dem Konjunkturpaket zur Bekämpfung der Corona-Folgen zur Absenkung der EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh.

1.6.5 Heizstrom

Die Entwicklung beim Heizstrom ist vor dem Hintergrund der Übertragung der Marktlokationen und der Heizstrommenge von E.ON Heizstrom auf die Lichtblick GmbH zu bewerten und zeigte im Jahr 2020 besondere Marktveränderungen. So ist die Strommenge für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, die im Jahr 2020 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, im Vergleich zum Vorjahr von 2,15 TWh auf 4,29 TWh gestiegen. Hierbei entfielen im Jahr 2020 rund 37,3 Prozent (2019: 16 Prozent) der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger.

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Menge entsprach für 2020 rund 12 Prozent bzw. 14,8 Prozent nach Marktlokationen. Beim Anstieg der Lieferantenwechselquote dürfte allerdings die Übertragung der Marktlokationen und der Heizstrommenge

---

[9] CO_2-Preis: 2020 – 24,8 Euro/t; 2021 – 46 Euro/t: Quelle: Spectron
Netzlast: April 2020 – 36,4 TWh; April 2021 – 41,4 TWh: Quelle: SMARD.de.

[10] Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

von E.ON Heizstrom auf die Lichtblick GmbH eine Rolle gespielt haben, da dies quasi automatisch einen Lieferantenwechsel zur Folge hatte.

Auch zum Stichtag 1. April 2021 ist der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung bei 23,93 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 23,14 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im Mittel bei 23,80 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr von 23,58 ct/kWh ebenfalls angestiegen.

1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben. Während in der Vergangenheit im Bereich der Haushaltskunden hauptsächlich analoge Ferrariszähler verbaut wurden, handelt es sich bei modernen Messeinrichtungen um digitale Zähler, die über eine Schnittstelle zur Anbindung an eine Kommunikationseinheit (Smart Meter Gateway) verfügen. Ein Datenversand findet bei modernen Messeinrichtungen nicht statt. Von einem intelligenten Messsystem wird dann gesprochen, wenn eine moderne Messeinrichtung mit einem Smart Meter Gateway verbunden ist und so die vom Zähler erfassten Daten versandt werden können.

Zum 30. Juni 2017 mussten die grundzuständigen Messstellenbetreiber der Bundesnetzagentur die Wahrnehmung der Grundzuständigkeit anzeigen. Diese Anzeige löste zudem eine gesetzliche Frist des MsbG aus: Drei Jahre nach Anzeige der Grundzuständigkeit, also zum 30. Juni 2020, muss der grundzuständige Messstellenbetreiber an mindestens 10 Prozent seiner dem Gesetz nach auszustattenden Messstellen moderne Messeinrichtungen installiert haben. Ist dies nicht der Fall, besteht seitens des Messstellenbetreibers grundsätzlich die Pflicht, ein Verfahren zur Übertragung der Grundzuständigkeit einzuleiten.

Der Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) konnte mit der Zertifizierung des ersten Smart Meter Gateways durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) am 12. Dezember 2018 starten. Mit der Zertifizierung eines dritten Gateways im Dezember 2019 und mit Feststellung der technischen Möglichkeit für bestimmte Anwendungsfälle gab das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) am 24. Februar 2020 den Startschuss für den Rollout iMSys.

Zum Februar 2020 haben ein Unternehmen aus Aachen sowie einige grundzuständige Messstellenbetreiber, überwiegend Stadtwerke, Klage gegen die vom BSI erlassene Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit über den Einbau intelligenter Messsysteme erhoben. Die Rechtsstreitigkeiten sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht entschieden. Im Rahmen eines Verfahrens im einstweiligen Rechtsschutz hat das Oberverwaltungsgericht Münster jedoch zugunsten des Beschwerdeführers entschieden. Um den sich hieraus ergebenden Rechtsunsicherheiten zu begegnen hat der Gesetzgeber Anpassungen des MsbG vorgenommen. Das Trägergesetz der Gesetzesanpassungen (Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht) wurde am 26. Juli 2021 im Bundesgesetzblatt I Nr. 47 verkündet und ist seit dem 27. Juli 2021 in Kraft. Eine zentrale Anpassung des MsbG ist in § 19 Abs. 6 MsbG erfolgt. Hiermit wurde eine Bestandsschutzregelung für die bereits eingebauten und noch einzubauenden intelligenten Messsysteme geschaffen.

Ein weiterer wichtiger Schritt zu mehr Rechtssicherheit des Smart-Meter-Rollouts war die Einrichtung und Anhörung des Ausschusseses Gateway-Standardisierung mit anschließender Zustimmung des BMWi zur erweiterten Technischen Richtlinie TR-03109-1 v1.1 vom 23. September 2021 (TR). Die TR legt den Fokus auf die Interoperabilitäts-Zertifizierung von Smart-Meter-Gateways.

2. Netzübersicht

Alle Akteure des Energiemarktes sind seit dem 1. Februar 2018 verpflichtet, zur Identifikation von Marktlokationen und Messlokationen einen neuen Identifikationscode einzuführen und exklusiv zu benutzen. Seit dem Monitoringbericht 2019 wird daher der Begriff des Zählpunkts durch die Begriffe der Marktlokation bzw. Messlokation ersetzt.

In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.

Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt. Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.

2.1 Netzbilanz

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zum Aufkommen und zur Verwendung der Stromflüsse im deutschen Stromnetz für 2020. Die Aufkommensseite (578,3 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 530,7 TWh (davon 10,3 TWh aus Pumpspeichern) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen[11] aus dem Ausland in Höhe von 47,6 TWh. Auf der Verwendungsseite (insgesamt 572,1 TWh) wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 444,2 TWh durch Letztverbraucher und Pumpspeicher (11,8 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) um 1,5 TWh oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 33,8 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Bzgl. der Eigenerzeugung ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Wert höher ist, da diese Daten der Bundesnetzagentur erst ab einer Stromerzeugungseinheit für einen Standort von 10 MW übermittelt wird. Die Netzverluste auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 27,2 TWh, die physikalischen Lastflüsse ins Ausland betrugen 65,4 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite und abzüglich der Pumpverluste ergibt sich ein Gesamtwert von rund 572,1 TWh. Der Unterschied zur Aufkommensseite von 578,3 TWh beträgt 6,1 TWh bzw. 1,1 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite von der Monitoringerhebung nahezu gleichermaßen abgedeckt. Die Erhebungsdifferenz von 6,1 TWh ist auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückführen.

[11] Für die Ausgeglichenheit der Netzbilanz sind die physikalischen Lastflüsse, nicht die Handelsflüsse entscheidend. Handelsflüsse (Exporte 65,4 TWh und Importe 47,6 TWh) und physikalische Lastflüsse weichen im vermaschten Wechselstromsystem voneinander ab.

Elektrizität: Netzbilanz 2020

	ÜNB	VNB	Summe 2020	Summe 2019
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2020			**233,8**	**226,4**
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			103,3	102,0
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			130,6	124,4
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			126,7	120,2
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			**530,7**	**561,3**
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			294,1	332,5
davon Pumpspeicher			10,3	9,8
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			236,6	228,9
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			222,0	221,9
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh)[1]			33,8	38,1
Netzverluste (in TWh)	**9,9**	**17,3**	**27,2**	**26,9**
davon Höchstspannung	8,1	<0,1	8,1	7,7
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,8	3,1	4,9	4,8
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)		5,7	5,7	5,7
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)		8,6	8,6	8,7
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)				
davon ins Ausland			**65,4**	**69,8**
davon aus dem Ausland			**47,6**	**39,4**
Entnahmemengen (in TWh)[2]	**26,8**	**433,4**	**456,0**	**472,6**
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	26,8	307,7	318,5	336,5
davon Haushaltskunden		125,7	125,7	123,7
davon Pumpspeicher			11,8	12,4

[1] Eigenverbrauch im industriellen. gewerblichen oder privaten Bereich; ohne Einspeisungen in das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG
[2] Inkl. Entnahmemengen durch das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

Tabelle 1: Netzbilanz von 2020 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber

* Die Menge versteht sich hier als Entnahme der Pumpspeicher aus dem Netz, beschreibt also den Stromverbrauch, der zum Pumpvorgang benötigt wurde.
Die in Klammern dargestellten Werte beziehen sich auf das Jahr 2019

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz 2020

2.2 Stromverbrauch

Aus der in Kapitel 2.1 dargestellten Netzbilanz lässt sich ein jährlicher, im Monitoring gemeldeter, Bruttostromverbrauch von 532,8 TWh für das Jahr 2020 errechnen. Dieser Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung[12] aus Erneuerbaren Energien (237,8 TWh) und nicht erneuerbaren Energien (312,8 TWh) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland (47,6 TWh) abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland (65,4 TWh). Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2020 damit bei 45Prozent.

[12] Der tatsächliche Wert ist höher, da im Monitoring Kraftwerkseigenverbrauch und Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer installierten Leistung von 10 MW erfasst werden.

Elektrizität: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	< 0,1	119,1	119,1	27%
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	115,4	115,5	26%
> 2 GWh/Jahr	26,0	183,6	209,6	47%
Gesamt 2020	**26,1**	**418,1**	**444,2**	**100%**
Gesamt 2019	*26,8*	*433,4*	*460,2*	

Tabelle 2: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Elektrizität: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Lastprofil

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
RLM-Kunden	26,1	261,0	287,1	65%
SLP-Kunden		157,1	157,1	35%
davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG		125,7	125,7	28%
Gesamt 2020	**26,1**	**418,1**	**444,2**	
Gesamt 2019	*26,8*	*433,4*	*460,2*	

Tabelle 3: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Lastprofil gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der im Monitoring erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die aufgeführten Werte für das Jahr 2020 ergeben (Entnahmemengen ohne Pumpspeicher). Aus den VNB-Netzen wurden insgesamt rund 418,1 TWh entnommen, aus den ÜNB-Netzen 26,1 TWh. Tabelle 2 zeigt, dass, obwohl die Anzahl der Kunden mit Jahresverbrauchsmengen von mehr als 2 GWh verhältnismäßig klein ist, in dieser Kundenkategorie fast die Hälfte der gesamten Entnahmemenge in Deutschland verbraucht wurde. Kunden mit einer Jahresverbrauchsmenge zwischen 10 MWh und 2 GWh verbrauchten im Jahr 2020 26 Prozent der Gesamtentnahmemenge. Die anzahlmäßig größte Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Jahresverbrauchsmengen bis 10 MWh dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden, aber auch kleinere Gewerbe können in dieser Kategorie enthalten sein. Sie entnahmen 2020 27 Prozent der Gesamtmenge.

Gemäß den Angaben der VNB verbrauchten Haushaltskunden[13] im Durchschnitt rund 2.558 kWh im Jahr 2020. Die höchste Abnahmemenge der Haushaltskunden fällt nach Angaben der Stromlieferanten mit einer Gesamtmenge von ca. 43,1 TWh in den Abnahmefall zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Für diesen repräsentativen Fall lag der Durchschnittsverbrauch bei rund 3.383 kWh, die Gesamtzahl der Marktlokationen bei rund 12,7 Millionen. Die größte Zahl der Haushaltkunden fällt mit rund 16,7 Millionen Marktlokationen in den Abnahmefall zwischen 1.000 kWh und 2.500 kWh. Die verbrauchte Energiemenge lag hier bei insgesamt rund 29,0 TWh bzw. 1.731 kWh durchschnittlich.

2.3 Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2021 haben sich die ÜNB[14] sowie 843 VNB beteiligt. Zum Stichtag 2. November 2021 waren bei der Bundesnetzagentur insgesamt 885 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst.

Elektrizität: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	875	878	890	883	874	872
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	798	797	809	803	794	790
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	607	625	614	645	673	673

Tabelle 4: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2016 bis 2021

Nachfolgende Tabelle zeigt die Netzstrukturdaten „Stromkreislänge“ und „Marktlokationen“ der ÜNB und VNB auf. Die Marktlokation ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit 2018 die Anschlüsse für die Belieferung und Bilanzierung gezählt werden. Sie wird also immer dann verwendet, wenn es sich nicht um den technischen Anschluss handelt, sondern um die hinter dem technischen Anschluss stehenden vertraglichen Beziehungen. Die Anzahl der Kunden wird bspw. über die Marktlokationen gezählt, die Anzahl der installierten Zähler hingegen über die Messlokation. Die Messlokation bildet also das technische Pendant zur Marktlokation, allerdings existiert hier keine Eins zu Eins Beziehung. Einer Marktlokation können mehrere Messlokationen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktlokationen zugeordnet.

[13] Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG

[14] Die für die Offshore-Beteiligungsgesellschaften der TenneT GmbH gemeldeten Daten werden im Monitoring der TenneT zugeordnet.

Elektrizität: Netzstrukturdaten 2020

	ÜNB*	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	8	878	886
Stromkreislänge (in Tsd. km)	37,5	1.883,2	1.920,7
davon Höchstspannung	37,3	0,2	37,5
davon Hochspannung	0,2	94,6	94,8
davon Mittelspannung**		524,5	524,5
davon Niederspannung**		1.263,9	1.263,9
Marktloaktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	51.994,3	51.994,8
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	2.856,4	2.856,9
davon Haushaltskunden		49.137,9	49.137,9

* Anzahl inkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften und Baltic Cable AB
** Für das Jahr 2019 waren die Angaben der Strukturkreislängen auf der Mittel- und Niederspannungsebe nicht korrekt. Die korrekten Angaben sind wie folgt: MS-Ebene - 520,7 Tsd. km, NS-Ebene - 1.241,4 Tsd. km

Tabelle 5: Netzstrukturdaten 2020 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene betrug 37,2 Tsd. km im Jahr 2020. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt 528. Diese Marktlokationen weisen fast ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassten mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2020 insgesamt rund 1,88 Millionen Kilometer. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt, verfügt die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB Strom (708 oder 84 Prozent) über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Auf diese VNB entfallen 7,3 Mio. bzw. 14 Prozent aller Marktlokationen in Deutschland. 132 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Diese Netzbetreiber versorgen mit 44,7 Mio. Marktlokationen etwa 86 Prozent der gesamten Marktlokationen.

Elektrizität: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2020
Anzahl in Mio.

Hamburg	1,18
Niedersachsen	4,74
Bremen	0,45
Nordrhein-Westfalen	11,25
Saarland	0,66
Rheinland-Pfalz	2,51
Hessen	3,83
Baden-Württemberg	6,62
Schleswig-Holstein	1,85
Mecklenburg-Vorpommern	1,13
Brandenburg	1,70
Berlin	2,40
Sachsen-Anhalt	1,53
Sachsen	2,85
Thüringen	1,42
Bayern	7,89

Abbildung 2: Marktlokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB

Elektrizität: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2020
Anzahl

Hamburg	16
Niedersachsen	62
Bremen	1
Nordrhein-Westfalen	70
Saarland	4
Rheinland-Pfalz	4
Hessen	10
Baden-Württemberg	12
Schleswig-Holstein	24
Mecklenburg-Vorpommern	9
Brandenburg	14
Berlin	2
Sachsen-Anhalt	41
Sachsen	2
Thüringen	5
Bayern	13

Abbildung 3: Marktlokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB[15]

[15] Die Marktlokationen auf ÜNB-Ebene wurden im Vergleich zum Vorjahr um die Marktlokationen des Betriebsverbrauchs sowie Fahrzeugladepunkte bereinigt.

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2020
Anzahl und Verteilung

Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2020 Anzahl und Verteilung

Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Strom

Die Zahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 52,0 Millionen. Hiervon wurden rund 49,1 Mio. Marktlokationen den Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet. Rund 395.679 Messlokationen wiesen eine registrierende Lastgangmessung auf.

Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Marktlokationen und 10 Prozent der Unternehmen mehr als 100.000 Marktlokationen. Auf diese 10 Prozent entfallen ca. 75 Prozent (39,2 Mio. Marktlokationen) aller Marktlokationen.

3. Marktkonzentration

Im vorliegenden Monitoringbericht wird – wie auch in den Vorjahren – keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, da eine solche den Rahmen des Berichtes sprengen würde. So wird für die Zwecke dieses Berichtes insbesondere auf eine Pivotalanalyse verzichtet, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung von essentieller Bedeutung ist.[16] Stattdessen baut dieser Bericht – wie weiter unten dargestellt – auf weniger aufwändig zu ermittelnden Indikatoren auf.

Eine umfassende, aktuelle Marktmachtanalyse findet sich dafür in dem am 28. Dezember 2020 erschienenen zweiten Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung („Marktmachtbericht"), den das Bundeskartellamt nach § 53 GWB erstellt. Diese Analyse beruht im Wesentlichen auf Daten des Informationssystems der Übertragungsnetzbetreiber nach der EU-Verordnung zum Übertragungsnetzbetrieb (vormals Energieinformationsnetz) über den Kraftwerkseinsatz im Jahresverlauf sowie auf öffentlich verfügbaren Daten. Auf dieser Grundlage wird der sogenannte „Residual-Supply-Index" (RSI) ermittelt. Dieser Index gibt an, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens unverzichtbar ist, um die Stromnachfrage zu decken. Er trägt damit den Tatsachen Rechnung, dass zu jedem Zeitpunkt die nachgefragte und die erzeugte Strommenge übereinstimmen müssen und Speichermöglichkeiten nur sehr begrenzt verfügbar sind. Mit diesem Index kann daher auch gemessen werden, in welchem Umfang ein Unternehmen über Marktmacht verfügt, weil es über die Steuerung seiner Kraftwerke die angebotene Strommenge und – z. B. durch eine Strategie der Kapazitätszurückhaltung – auch den Strompreis maßgeblich beeinflussen kann.

Wie die Ergebnisse der im Rahmen der Prüfung des Zusammenschlussvorhabens RWE/E.ON durchgeführten Analyse gezeigt und die beiden folgenden Marktmachtberichte bestätigt haben, sind die Kraftwerke von RWE derzeit bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden im Jahr pivotal, also für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar. Die Zahl pivotaler Stunden erreicht jedoch derzeit weiterhin noch nicht das für die Annahme einer marktbeherrschenden Stellung erforderliche Niveau. Es ist indes nicht auszuschließen, dass das Ausmaß der Unverzichtbarkeit des konventionellen RWE-Kraftwerksparks künftig in Folge der generellen Marktverknappung in Folge der letzten beiden Schritte des Atomausstiegs und des Kohleausstiegs noch zunehmen wird. Dabei könnte RWE Marktmacht in einem solchen Umfange zuwachsen, dass die Schwelle zur marktbeherrschenden Stellung überschritten wird.

Für die Zwecke dieses Berichtes wird bei der Identifizierung möglicher Marktmacht auf den Grad der Marktkonzentration abgestellt, der wiederum durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt bestimmt wird. Marktanteile bilden insofern einen geeigneten Ausgangspunkt, als sie

[16] Vgl. Bundeskartellamt, Pressemitteilung vom 26. Februar 2019, B8-28/19 RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung mit Hintergrundpapier; Bundeskartellamt, Bericht vom 21. Dezember 2019, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2019, S. 23 ff.; Bundeskartellamt, Bericht vom 28. Dezember 20220, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2020, S. 20 ff.; zuvor schon Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 96 ff.

abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.[17]

Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sogenannte „concentration ratios", CR 3 – CR 4 – CR 5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

In diesem Jahr wurde wiederum – auch aufgrund der historisch gewachsenen Struktur der Strommärkte bei Stromerzeugung und Stromersatzabsatz – auf die fünf größten Anbieter RWE AG, EnBW AG, LEAG GmbH, Vattenfall GmbH, sowie E.ON SE (hinsichtlich Stromerstabsatz) bzw. Uniper GmbH (hinsichtlich Stromerzeugungskapazitäten) abgestellt. Zugleich weisen diese Gruppen bei der eingespeisten Erzeugungsmenge bzw. bei den Erzeugungskapazitäten jeweils einen deutlichen Abstand zu den nachfolgenden Erzeugern auf (im Folgenden CR 5).

Aber auch zwischen den fünf größten Stromerzeugern zeigen sich große Unterschiede. Hinter dem Marktführer RWE mit 25,3 Prozent (Stromabsatzmenge) bzw. 22,0 Prozent (Stromerzeugungskapazität) Marktanteil findet sich mit weitem Abstand ein Feld von vier Stromerzeugern mit Marktanteilen zwischen 14,9 Prozent und 5,6 Prozent bezogen auf die Absatzmenge bzw. zwischen 10,4 Prozent und 7,9 Prozent bezogen auf die Erzeugungskapazität.

Bei der Endkundenbelieferung wird wie im Jahr 2019 auf die vier jeweils absatzstärksten Lieferanten abgestellt, die im Jahr 2020 – anders als bislang – nur noch zum Teil identisch mit den größten Marktakteuren beim Stromerstabsatz waren. So hat sich beispielsweise die Konstellation beim Stromvertrieb an Endkunden insoweit geändert, als im Zuge der RWE/E.ON-Transaktion[18] ein umfassender Tausch von Geschäftsaktivitäten zwischen beiden Unternehmen dahingehend stattgefunden hat, dass sich RWE nunmehr auf die Stromerzeugung und den Stromerstabsatz sowie den Stromgroßhandel konzentriert, während E.ON den Schwerpunkt auf den Betrieb von Stromverteilnetzen und auf den Stromvertrieb legt.

Zur Methodik: Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerzeugungs- und -erstabsatzmarkt sowie für die zwei größten Stromendkundenmärkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sogenannten „Dominanzmethode" abgeschätzt. Für den Stromerstabsatzmarkt werden die Marktanteile hingegen nach der wettbewerbsrechtlichen Verbundmethode bestimmt, womit ein höherer Grad an Genauigkeit erreicht werden kann (zu den Unterschieden der beiden Zurechnungsmethoden siehe folgenden Kasten).

---

[17] Vgl. Bundeskartellamt, 29. September 2019, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

[18] Siehe hierzu ausführlich Monitoringbericht 2019, S.501 – 503.

Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“

Für die Berechnung von Marktanteilen ist eine Definition erforderlich, welche Gesellschaften (juristische Personen) als untereinander verbunden und somit als eine Unternehmensgruppe gewertet werden. Dies impliziert die Wertung, dass zwischen den einzelnen Gesellschaften der Unternehmensgruppe kein (wesentliches) Wettbewerbsverhältnis besteht.

Im Kartellrecht findet das Konzept der „verbundenen Unternehmen“ Anwendung (§ 36 Abs. 2 GWB). Das kartellrechtliche Verbundkonzept stellt darauf ab, ob ein Abhängigkeits- bzw. Beherrschungsverhältnis zwischen Unternehmen besteht. Die Umsätze bzw. Absätze jedes beherrschten Unternehmens werden voll dem Unternehmensverbund zugerechnet, die Absätze eines nicht beherrschten Unternehmens werden nicht (auch nicht anteilig) zugerechnet. Typisches Beispiel für eine Beherrschung ist eine Mehrheit der Stimmrechte an einer Beteiligungsgesellschaft. Beherrschung kann aber auch aufgrund anderer Umstände vorliegen, wie z. B. durch personelle Verflechtungen oder durch einen Beherrschungsvertrag. Wirken mehrere Unternehmen derart zusammen, dass sie gemeinsam einen beherrschenden Einfluss auf ein anderes Unternehmen ausüben können (z. B. aufgrund des Gesellschaftsvertrags oder eines Konsortialvertrags), gilt jedes von ihnen als herrschendes Unternehmen. Nach diesen Grundsätzen können die Ermittlung und Bewertung, welche Unternehmen zu einem Verbund gehören, im Einzelfall relativ aufwendig sein.

Zur Vermeidung dieses Aufwands wird im Energie-Monitoring überwiegend eine wesentlich einfachere Zurechnung mit der sog. „Dominanzmethode“ durchgeführt. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Für den Fall, dass es neben anderen Eignern mit Anteilen von unter 50 Prozent lediglich einen Anteilseigner mit einer Beteiligung in Höhe von 50 Prozent gibt, so werden dem größten Anteilseigner die Absatzmengen zur Hälfte zugerechnet; die übrigen Absatzmengen werden keinem anderen Unternehmen zugerechnet. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).

Im Falle von Mehrheitsbeteiligungen gelangen die beiden Zurechnungsmethoden in der Regel zum gleichen Ergebnis. Ein Beherrschungsverhältnis kann aber insbesondere auch bei Minderheitsbeteiligungen vorliegen, was durch die Dominanzmethode nicht erfasst wird. Bei Zurechnung mit der Dominanzmethode gelangt man daher tendenziell zu Marktanteilen der absatzstärksten Unternehmensgruppen, die zu niedrig ausfallen, insbesondere, wenn in einem Markt absatzstarke Gemeinschaftsunternehmen tätig sind.

3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung ab (Stromerstabsatzmarkt). Stromerzeugungsmengen und dafür nötige Erzeugungskapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nach dieser Abgrenzung nur insoweit an, als die erzeugten Mengen in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist für die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch und für die Einspeisung in das Bahnstromnetz sowie für die Regelenergie, die Reservekapazitäten und das Redispatch nicht erfüllt. Angebotsseitig sind ferner solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen, die z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Daher ist die nach EEG geförderte Stromerzeugung ebenfalls nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes, wie er auch für die Zwecke des Monitoringberichtes zugrunde gelegt wird.

Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt[19]:

Die Marktanteile werden grundsätzlich anhand der Einspeisemengen (nicht anhand der Kapazitäten) bemessen. Der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. der nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom wird zwar indirekt über deren Merit-Order-Effekt in die Pivotalanalyse (s. o.) einbezogen, nicht aber in die hier vorgenommene Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.[20] Dies liegt darin begründet, dass Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen erfolgt. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen, nicht nach dem EEG geförderten Stromerzeugung. Im Falle des Vorliegens von sogenannten Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten nicht dem Kraftwerkseigentümer, sondern dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt.[21]

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt seit der Gebotszonentrennung mit Österreich zum 1. Oktober 2018 einen einheitlichen Markt für Deutschland und Luxemburg ab.[22] Bei der Stromerzeugung wurden die fünf größten Unternehmen gemäß den o. g. Definitionen abgefragt, die einen Marktanteil von 5 Prozent übersteigen. Diese Unternehmen waren hinsichtlich der Stromerstabsatzmengen RWE, LEAG, EnBW, E.ON und Vattenfall. Hinsichtlich der Stromerzeugungskapazitäten der eigenen Kraftwerke einschließlich Bezugsrechten bei anderen Kraftwerken waren die fünf größten Unternehmen RWE, EnBW, LEAG, Vattenfall und Uniper.

---

[19] Vgl. Bundeskartellamt, Fallbericht vom 31. Mai 2019, B8-28/19 RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung; ausführlich Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

[20] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 73 f.

[21] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 93 f.

[22] Ausdrücklich erstmals Bundeskartellamt, Bericht vom 21. Dezember 2019, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2019, S. 14.

Die Ergebnisse der Erhebung für die Stromerzeugungsmengen für das Jahr 2020 sind in folgender Tabelle dargestellt. Zum Vergleich sind die Vorjahresdaten ebenfalls abgebildet.

Elektrizität: Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 2019			Deutschland 2020		
Unternehmen	**TWh**	**Anteil**	**Unternehmen**	**TWh**	**Anteil**
RWE	78,9	26,0%	RWE	67,8	25,3%
LEAG	49,0	16,2%	LEAG	39,9	14,9%
EnBW	38,3	12,7%	EnBW	26,6	9,9%
E.ON	26,6	8,8%	E.ON	25,7	9,6%
Vattenfall	19,5	6,4%	Vattenfall	15,0	5,6%
CR 5	212,2	**70,1%**	**CR 5**	175,0	**65,3%**
Andere Unternehmen	90,6	29,9%	Andere Unternehmen	92,8	34,7%
Nettostrom-erzeugung gesamt	302,8	100%	Nettostrom-erzeugung gesamt	267,8	100%

Tabelle 6: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch)

Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt betrug im Jahr 2020 bezogen auf das deutsche Marktgebiet einschließlich Luxemburg 65,3 Prozent. Im Jahr 2019 betrug der Marktanteil noch 70,1 Prozent. Die gesamte, nicht nach dem EEG geförderte Nettostromerzeugung ist im Vergleich zum Vorjahr um 35 TWh auf insgesamt 267,8 TWh zurückgegangen. Ein Grund dafür ist, dass weitere Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt genommen wurden und teilweise durch Importe substituiert worden und– in Folge der Corona-Pandemie – der Verbrauch deutlich sank. Zugleich hat die Erzeugung von Erneuerbaren Energien mit Förderungsanspruch nach dem EEG mit rund 221,9 TWh einen neuen Höchststand erreicht (Vorjahr: 211,0 TWh) und somit nicht nach dem EEG geförderte Strommengen weiter verdrängt. Bei RWE ist der Marktanteil im Vergleich zum Vorjahr leicht auf 25,3 Prozent zurückgegangen, LEAG, EnBW und Vattenfall verzeichnen ebenfalls merkliche Marktanteilsverluste.

Bei der untenstehenden Zeitreihe ist zu berücksichtigten, dass E.ON und Uniper im Jahr 2017 noch als Verbund betrachtet wurden. Nach dem Verkauf von Uniper – einschließlich eines Großteils der Kraftwerke – an den finnischen Versorger Fortum werden E.ON und Uniper seit dem Jahr 2018 als zwei separate Unternehmen angesehen. Dennoch macht die Stromerzeugungsmenge – insbesondere der verbliebenen

Kernkraftwerke – von E.ON immer noch rund 9,6 Prozent aus; diese Menge enthält auch in geringerem Umfang die von RWE über Innogy-Beteiligungen erworbenen kleineren Erzeugungsanlagen.

Elektrizität: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt

Abbildung 6: Anteile der fünf größten Unternehmen im Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet

Die insgesamt zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten im Jahr 2020 in Höhe von rund 92,7 GW haben sich im Jahresvergleich zu 2019 um 2,5 GW erhöht, u.a. durch die Inbetriebnahme des Kohlekraftwerks Datteln 4 (Uniper). Damit nahmen auch die Kapazitäten der CR5 von 51,8 GW im Jahr 2019 auf 52,6 GW im Jahr 2020 zu. Allerdings lag der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen Nicht-EEG-Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen, im Jahr 2020 dennoch mit 56,7 Prozent leicht unter dem Vorjahresniveau von 57,5 Prozent. Zu beachten ist, dass die verbleibenden Beteiligungen der E.ON an Kernkraftwerken (durch ihr Tochterunternehmen PreussenElektra) nicht in die Summe der CR5 für die deutschen Nicht-EEG-Erzeugungskapazitäten miteinbezogen wurden, da E.ON bei den Erzeugungskapazitäten nicht zu den fünf größten Erzeugern gehörte. Zudem sind die zum Stichtag 31. Dezember 2019 auf E.ON übertragenen Kapazitäten der Innogy-Beteiligungen mittlerweile größtenteils wieder auf RWE rückübertragen worden.

Im Zuge der weiteren geplanten Abschaltungen und Stilllegungen von Kernkraftwerken sowie von weiteren Kohlekraftwerken dürfte sich der gemeinsame Marktanteil der fünf größten Erzeuger und damit der Grad der Marktkonzentration kapazitätsseitig weiter verringern. Dieser Dekonzentrationseffekt durch Stilllegungen bewirkt allerdings zugleich eine Marktverknappung und steigert dadurch das wettbewerbliche Gewicht der verbleibenden Kapazitäten, das sich etwa im Residual Supply Index manifestiert. Dieser wird wiederum im kommenden Marktmachtbericht 2021 ermittelt werden.

Elektrizität: Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 31. Dezember 2019			Deutschland 31. Dezember 2020		
Unternehmen	**GW**	**Anteil**	**Unternehmen**	**GW**	**Anteil**
RWE	20,2	22,4%	RWE	20,4	22,0%
EnBW	11,0	12,2%	EnBW	9,6	10,4%
LEAG	7,8	8,6%	LEAG	7,8	8,4%
Vattenfall	7,5	8,3%	Vattenfall	7,5	8,1%
Uniper	5,4	6,0%	Uniper	7,3	7,9%
CR 5	51,8	**57,5%**	**CR 5**	52,6	**56,7%**
Andere Unternehmen	38,4	42,5%	Andere Unternehmen	40,0	43,3%
Kapazitäten insgesamt	90,2	100%	Kapazitäten insgesamt	92,6	100%

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet hinsichtlich der Erzeugungsmenge im Jahr 2020 mit einem CR 5 von 65,3 Prozent weiterhin konzentriert ist (vgl. Tabelle 6). Allerdings betrug der CR 5 im Vorjahr noch 70,1 Prozent, im Jahr 2018 sogar noch 73,9 Prozent. Der Grad der Marktkonzentration bezogen auf das deutsche Marktgebiet hat über die Jahre hinweg somit abgenommen.

Neben der im Jahr 2020 weiterhin rückläufigen Marktkonzentration sind bei der Beurteilung der Marktmachtverhältnisse weitere Faktoren zu berücksichtigen. Mit Blick auf das Berichtsjahr 2020 deuteten diese Faktoren zwar noch auf abnehmende Marktmachttendenzen; allerdings ist hier eine Trendwende absehbar. Deutschlandweit bestehen derzeit noch grundsätzlich mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Für 2020 ist ein Kapazitätszubau zu verzeichnen; diese Tendenz dürfte sich allerdings in Folge der ersten Abschaltungen von Kohlekraftwerken und dann auch der vollständigen Abschaltung der Atomkraftwerke entschieden umkehren. Allerdings wird ein gestiegener Teil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch Erneuerbare Energien gedeckt, bei denen die fünf großen Stromerzeuger deutlich geringere Marktanteile aufweisen. Die von EEG-Strom gedeckte Nachfrage bedarf folglich keiner Befriedigung mehr auf dem Stromerstabsatzmarkt.

Zu einer groben Abschätzung der Auswirkungen der Ausgrenzung von EEG-Strom auf den Grad der Konzentration des Stromerstabsatzmarktes enthält der vorliegende Monitoringbericht wiederum Erhebungen zu den Marktanteilen für EEG-Strom der oben genannten fünf Erzeuger. Dabei wurden diese Erzeuger analog

zu der Befragung hinsichtlich der Erzeugung und des Erstabsatzes des nicht nach dem EEG geförderten Stroms nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten bei EEG-Strom befragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den entsprechenden Werten für den Gesamtmarkt gesetzt. Bei der nach dem EEG geförderten Erzeugungsmenge (gleiche Unternehmen wie bei der Erzeugungsmenge, d.h. hier ohne Uniper) macht der Anteil der fünf größten Unternehmen für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr 2020 rund 5,5 Prozent aus. Im Vorjahr waren es noch rund 4,9 Prozent. Betrachtet man die EEG-Erzeugungskapazitäten, beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger (hier mit E.ON und ohne Uniper) für das Jahr 2020 rund 3,6 Prozent, im Vorjahr waren es 4,0 Prozent.

Weiterhin kann die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt zu begrenzen. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wider, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachtanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse (s.o.) – Berücksichtigung. Schließlich ist im Hinblick auf die Zukunft aber insbesondere zu bedenken, dass die bis spätestens Ende 2022 zu erfolgende Stilllegung der bisher noch betriebenen deutschen Atomkraftwerke und die Abschaltung weiterer Kohlekraftwerke zu einer deutlichen Verknappung des Angebotes auf dem Stromerstabsatzmarkt und auch zu Veränderungen der Marktstruktur führen wird I.B.1.8.3.

3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromendkundenmärkten sachlich zunächst zwischen Letztverbrauchern, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden), und Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden). Bei RLM-Kunden handelt es sich i.d.R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher. SLP-Kunden sind i.d.R. Stromabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen wie Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs ein Standardlastprofil angenommen.

Zuletzt hat das Bundeskartellamt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom einen einheitlichen bundesweiten Markt abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt bislang drei sachliche Märkte:

(i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),

(ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),

(iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung)[23].

Da das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den Begriff „Sondervertragskunden“ in diesem Sinne nicht mehr verwendet, werden die entsprechenden Verträge im vorliegenden Monitoringbericht nur an jenen Stellen als „Sonderverträge“ bezeichnet, in denen es um die kartellrechtliche Marktabgrenzung geht. Ansonsten werden diese Verträge für die Zwecke des Monitoringberichtes als „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. als „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“

[23] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff.

bezeichnet.[24] Im Energie-Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden zudem zwischen Heizstrom, Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen Mengenangaben von 1.413 Stromlieferanten (juristische Personen) zugrunde (2019: 1.429 Stromlieferanten).

Im Jahr 2020 wurden nach den Angaben der Lieferanten rund 213,6 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 133,8 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt, vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen dabei 11,2 TWh auf Heizstrom. Von den restlichen 122,6 TWh Absatz an SLP-Kunden ohne Heizstrom entfielen wiederum 25,1 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden, das entspricht rund 20,5 Prozent, und die übrigen 97,4 TWh auf SLP-Sondervertragskunden, was rund 79,5 Prozent entspricht. Zum Vergleich: Im Jahr 2019 wurden mit 257,2 TWh an RLM und 156,9 TWh an SLP-Kunden signifikant höhere Mengen abgesetzt, wobei im Bereich der SLP-Kundenbelieferung auf Heizstrom rund 13,5 TWh und 33,4 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden sowie 110,1 TWh auf SLP-Sondervertragskunden entfielen. Der erhebliche Rückgang im Jahr 2020 dürfte jedenfalls zu einem wesentlichen Teil auf die Auswirkungen der Corona-Pandemie zurückzuführen sein. Weiterhin ist eine leichte Verschiebung von bisherigen Grundversorgungskunden zu Sondervertragskunden festzustellen.

Aus den Angaben der einzelnen Unternehmen wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Anbieter in jedem Marktsegment entfielen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode“ nach den oben dargestellten Zurechnungsregeln und liefert für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist weiterhin zu berücksichtigen, dass bei der Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht wurde oder einige Lieferanten keine Mengenangaben liefern konnten, so dass das jeweilige Marktvolumen nur ungefähr erfasst wurde. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher nur annähernd den tatsächlichen Marktanteilen.

Beim Vergleich mit dem Vorjahr 2019 ist zu beachten, dass es im Jahr 2020 – insbesondere aufgrund des Tausches der Geschäftsaktivitäten zwischen RWE und E.ON (s.o.) – zu erheblichen Verschiebungen auf den Endkundenmärkten gekommen ist. So hat es zum einen Veränderungen bei den Marktanteilen und damit in der Rangfolge der großen Stromlieferanten gegeben, so dass die aktuellen CR 4-Unternehmen nur noch zum Teil identisch sind mit jenen des Jahres 2019. Zum anderen hatten diese Verschiebungen zur Folge, dass für das Jahr 2020 erstmalig zwischen den CR-4 für die einzelnen Marktsegmente zu differenzieren war, da hier die Unterschiede bei den jeweils absatzstärksten Unternehmen mittlerweile signifikant geworden sind. Dies erklärt auch die zum Teil deutlichen Veränderungen bei den CR-4-Werten von 2020 gegenüber 2019, so dass die beiden Jahre insoweit nur noch bedingt miteinander vergleichbar sind.

Auf dem bundesweiten Markt für die **Belieferung von RLM-Kunden** setzten die vier absatzstärksten Unternehmen (aktuell: E.ON, RWE, EWE und N-Ergie) im Jahr 2020 insgesamt rund 60,8 TWh ab. Ihr

---

[24] Der Begriff „Sondervertrag“ findet sich in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom). Für die kartellrechtliche Marktabgrenzung sind die Begriffe Grund(- und Ersatz-)versorgung bzw. „Sondervertrag“ treffend und werden – weil gesetzlich definiert – weiterverwendet.

aggregierter Marktanteil betrug somit 28,5 Prozent. Im Vorjahr setzten die damaligen vier größten Stromlieferanten noch 63,0 TWh ab, was einem Anteil von 24,5 Prozent entsprach. Der Marktanteil der CR 4-Unternehmen auf dem Markt für RLM-Kunden hat sich damit trotz absolut geringerer Liefermengen erhöht. Allerdings liegt dieser Wert nach wie vor weit unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer (gemeinsamen) marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von **SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen** (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) belief sich der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen (aktuell: E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) im Jahr 2020 auf rund 41,7 TWh – im Vorjahr entfielen auf die vier absatzstärksten Unternehmen noch 37,5 TWh. Der CR 4 betrug auf diesem Markt für das Jahr 2020 damit rund 42,8 Prozent (2019: 34,1 Prozent). Diese Entwicklung zeigt, dass die vier aktuell größten Stromlieferanten entgegen der Marktentwicklung (erheblicher Rückgang der Liefermengen) bei den Liefermengen sogar noch zulegen konnten. Dennoch liegt auch dieser CR 4-Wert nach wie vor deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auch auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden (ohne Grundversorgung und Heizstrom) im Rahmen von Sonderverträgen derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Im Bereich der **Grundversorgung von SLP-Kunden** betrug der kumulierte bundesweite Absatz der vier aktuell absatzstärksten Unternehmen[25] (wiederum E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) rund 13,2 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 25,2 TWh. Der Wert betrug für die CR 4-Unternehmen demnach rund 52,6 Prozent. Im Jahr 2019 lag dieser Wert bei rund 41,6 Prozent bei einem kumulierten Absatz der CR 4-Unternehmen von 13,9 TWh und einer Gesamtmenge in der Grundversorgung von 33,4 TWh. Der insgesamt deutliche Rückgang bei der Belieferung von Kunden in der Grundversorgung hat bei den vier größten Stromlieferanten demnach nicht im gleichen Maße stattgefunden.

Im Bereich der Belieferung von SLP-Kunden nur mit **Heizstrom** hatten die vier derzeit absatzstärksten Unternehmen weiterhin eine relativ starke Stellung. Allerdings hatten sich insbesondere durch den Verkauf eines Teils der Heizstromsparte von E.ON an die Lichtblick GmbH im Jahre 2020 zum einen die Zusammensetzung und zum anderen die Marktanteile innerhalb der CR 4-Gruppe verschoben. Der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4-Unternehmen[26] betrug rund 6,6 TWh von insgesamt 11,2 TWh für Heizstrom. Somit entfallen auf die CR 4 rund 58,8 Prozent, was einer Steigerung von 1,9 Prozentpunkten gegenüber 2019 (Anteil: 56,9 Prozent) gleichkommt.

Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, also einschließlich Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen nicht der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes, sind aber gleichwohl geeignet, die Höhe der Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden hinweg darzustellen. Die Abgabemenge der aktuell vier absatzstärksten Unternehmen

---

[25] Hierbei handelt es sich um einen fiktiven Wert, der nur der Veranschaulichung der Marktverhältnisse dient, da die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes bei der Grundversorgung keine bundesweite Marktabgrenzung vorsieht.

[26] Auch hier handelt es sich um einen fiktiven Wert, s.o.

an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 60,8 TWh von insgesamt 133,8 TWh, was einem aggregierten Anteil von rund 45,5 Prozent entspricht. Im Jahr 2019 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 59,1 TWh, der Marktanteil betrug 37,6 Prozent. Der Anteil bezüglich aller SLP-Kunden ist somit höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden. Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen – wie oben dargestellt – in den Bereichen Heizstrom und Grundversorgung tendenziell höhere Anteile an den bundesweiten Absatzmengen auf sich vereinen als im Bereich der SLP-Sonderverträge (ohne Heizstrom).

Elektrizität: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2020

Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2020

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Die Bundesnetzagentur und ihr Verbraucherservice Energie unterstützen Verbraucherinnen und Verbraucher. Sie stellen umfangreiche Informationen bei allen Fragen zu Kundenrechten und Unternehmenspflichten der Energielieferanten, sowie der Netz- und Messstellenbetreiber zur Verfügung. Das Schlichtungsverfahren und allgemeine Entwicklungen auf dem Energiemarkt werden vorgestellt.

Bis zum 30. September 2021 erreichten insgesamt rund 14.800 Anrufe, E-Mails, ausgefüllte Online-Formulare und Briefe die Bundesnetzagentur (2020 waren dies zum gleichen Zeitpunkt 13.400). Das entspricht einem Anstieg gegenüber dem Jahr 2020 um gut 10 Prozent.

Bezogen auf die absolute Zahl der angeschlossenen Haushaltskunden (Strom 49,1 Mio./ Gas 12,8 Mio.) und die im Jahr 2020 durchgeführten Lieferantenwechselprozesse im Strom- (ca. 5,4 Mio.) bzw. Gasbereich (ca. 1,7 Mio.) ist die Gesamtzahl der Anfragen und Beschwerden bei der Bundesnetzagentur sehr gering. Erfasst sind hier nicht die schriftlichen und telefonischen Beschwerden, die sich auf mutmaßliche unerlaubte Werbeanrufe für Strom- oder Gaslieferverträge beziehen. Die Zahl allein der schriftlichen Beschwerden zum Energiesektor belief sich im ersten Halbjahr 2021 auf knapp 7.400.

Die telefonische Beratung des Verbraucherservice Energie nahmen 2021 bisher knapp 8.000 Personen in Anspruch, 5.700 Personen schrieben eine E-Mail und 1.100 kontaktierten den Verbraucherservice per Brief oder über das Online-Formular.

Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen

Inhaltliche Schwerpunkte der Anfragen

60 Prozent der Anfragen bis zum 30. September 2021 bezogen sich auf Elektrizitätsthemen. Der Schwerpunkt lag unverändert bei Vertragsfragen (Grund- bzw. Ersatzversorgung und wettbewerblichen Verträgen), den Abrechnungen, dem Thema Erneuerbare Energien bzw. KWK und dem Lieferantenwechsel.

Anfragen zu sogenannten „Energiewendetechnologien“ in Privathaushalten steigen weiter an. Hier geht es um Photovoltaik-Anlagen – besonders die sogenannten Balkon-Anlagen –, Wärmepumpen und Elektroautos/ Wallboxen. Eng damit verknüpft sind auch die Themen rund um den Einbau moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme. Haushaltskundinnen und -kunden haben darüber hinaus als Prosumer zunehmend speziellere Fragen.

Nur geringen Klärungsbedarf hatten Verbraucherinnen und Verbraucher speziell während der Corona-Pandemie bei den Sonderregelungen zum Leistungsverweigerungsrecht, der Aussetzung von Strom- und Gassperrungen und der Mehrwertsteuersenkung bei Energiepreisen.

Wegen des regen Interesses an der E-Mobilität, der öffentlichen Ladeinfrastruktur und den privaten Wallboxen wurden auf der Internetseite neue FAQ veröffentlicht: www.bnetza.de/elektromobilitaet

Nur sieben Prozent der Anfragen bezogen sich 2021 speziell auf ein Gas-Thema. Die geringe Zahl der Anfragen zum Gas-Netzbetrieb deutet darauf hin, dass die laufende Gasumstellung von L- auf H-Gas von den zuständigen Netzbetreibern informatorisch sehr gut begleitet wird.

Die übrigen Eingänge (33 Prozent) ließen sich nicht eindeutig zuordnen. Sie beinhalteten beispielsweise wissenschaftliche Fragestellungen, Anfragen von Beraterfirmen und solche, die nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

Ende Juli 2021 wurden durch die Umsetzung der Europäischen Richtlinie 2019/944 in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Rechte für Verbraucherinnen und Verbraucher erweitert und verbessert. Dies betrifft unter anderem den Vertragsabschluss, die Erweiterung der verpflichtenden Vertragsangaben und eine Vertragszusammenfassung sowie einheitliche Regelungen zur Verbrauchsermittlung, zum Umzug und zur Guthabenauszahlung. Das Informationsangebot des Verbraucherservice Energie und der Internetseite wurde dementsprechend aktualisiert und ergänzt: www.bnetza.de/aktuelles-enwg

Weitere Informationen für Verbraucherinnen und Verbraucher in diesem Bericht (Informationsboxen) finden Sie zu den folgenden Themen:

5. Sektorenkopplung

Unter Sektorenkopplung wird eine Verknüpfung der energetischen Fragen Sektoren Elektrizität, Wärme, Verkehr und Industrie verstanden. Die entstandene Sektorenkopplung dient dazu, Elektrizität auch in den anderen Sektoren nutzbar zu machen und somit zu einer steigenden Defossilisierung des gesamten Energiesystems beizutragen. Die Defossilisierung kann wie im Falle von elektrisch angetriebenen Kraftfahrzeugen direkt durch Elektrifizierung erfolgen. Anwendungen, die z. B. wegen technischer Restriktionen nicht direkt elektrifiziert werden können, können über Nutzung synthetisch erzeugter Gase (Power-to-Gas) defossilisiert werden. Ein wesentlicher Anwendungsfall der Sektorenkopplung ist auch die elektrische Erzeugung von Wärme (Power-to-Heat), z. B. für die Beheizung privater Haushalte.

Konzeptbedingt führen die Anwendungen der Sektorenkopplung für das Stromsystem zu einem Anstieg von Last bzw. Verbrauch. Die Sektorenkopplung soll jedoch keinen Selbstzweck darstellen, denn die Wirkungen auf den CO_2-Ausstoß müssen über das gesamte Energiesystem betrachtet werden. In Abhängigkeit vom technologiespezifischen Wirkungsgrad und von der Höhe der mit der Deckung des zusätzlichen Strombedarfs verbundenen CO_2-Emissionen sollen in Summe positive CO_2-Effekte entstehen.

5.1 Wasserstoff

Das Energiewirtschaftsgesetz definiert in § 3 Nr. 10c Biogas als „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16) stammen“.

Die Übersicht zur Einspeisung von Biogas in Kapitel II.B.4 liefert untergliedert auch Zahlen zur Einspeisung von dieser Definition entsprechendem Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Methan. Im Jahr 2020 speisten 7 Anlagen Wasserstoff und 2 Anlagen synthetisch erzeugtes Methan ein (Stichtag jeweils 31. Dezember 2020). Mit einer Energiemenge von 2,8 Mio. kWh Wasserstoff und 0,3 Mio. kWh synthetisch erzeugtem Methan machten diese Formen der Einspeisung im Jahr 2020 jedoch nur 0,031 Prozent der gesamt eingespeisten Biogasmenge aus. Wasserstoff einspeisende Anlagen haben in Summe eine Anschlussleistung von 11,3 MW_{el}, die Anlagen, die synthetisches Methan einspeisen, haben eine Anschlussleistung von 8 MW_{el}.

Neben diesen Anlagen gibt es eine ganze Reihe weiterer Anlagen, die allerdings das erzeugte Gas nicht in das Erdgasnetz einspeisen. Die meisten dieser Anlagen sind Demonstrations- und Forschungsanlagen. Genaue Angaben zu den technischen Spezifikationen sind in vielen Fällen nicht bekannt. Die Gesamtzahl der momentan in Betrieb befindlichen Power-to-Gas-Anlagen – inklusive der in das Gasnetz einspeisenden Anlagen – wird jedoch auf etwa 40 geschätzt, die Summe der Anlagenleistung auf mehr als 60 MW_{el}.

Die in der Genehmigung des Szenariorahmens Strom 2021 bis 2035 aufgeführten und im Netzentwicklungsplan 2035 (2021) berücksichtigten Szenarien weisen Power-to-Gas-Leistungen von 3,5 GW (A 2035), 5,5 GW (B 2035) und 8,5 GW (C 2035) bzw. 10,5 GW (B 2040), davon jeweils 0,5 GW für Power-to-Methan und die übrige Leistung für Power-to-Wasserstoff. Das Leistungspotenzial von Power-to-Methan wird als konstant und vergleichsweise gering eingeschätzt.

5.2 Elektromobilität

Nach Inkrafttreten der Ladesäulenverordnung (LSV) im März 2016 erfasst die Bundesnetzagentur die Anzeigen der Betreiber von Ladesäulen zu Details der von ihnen bereitgestellten Ladeinfrastruktur. Anzeigepflichtig sind alle Ladepunkte, die öffentlich zugänglich sind und nach Inkrafttreten der LSV in Betrieb genommen wurden. Meldungen zu nicht der Anzeigepflicht unterliegenden Ladepunkten sind auch möglich.

Bis zum 1. Juli 2021 wurden der Bundesnetzagentur insgesamt 23.363 Ladeinrichtungen mit 45.369 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 38.876 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 6.493 Schnellladepunkte (siehe https://www.bnetza.de/ladeinfrastruktur). Im Jahr 2020 wuchs der Bestand um 5.270 Ladeeinrichtungen und 10.521 Ladepunkte.

Zum 1. Juli 2021 waren laut Kraftfahrt-Bundesamt 865.142 mittels externer Lademöglichkeit ladbare Personenkraftwagen in Deutschland zugelassen. Darunter fielen 438.950 vollelektrisch betriebene Fahrzeuge und 426.192 Plug-In-Hybride.

5.3 Elektrische Wärmeerzeugung

Nahezu 100 Prozent der heutigen sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen dienen der elektrischen Wärmeerzeugung, insbesondere finden dazu Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen Anwendung. Für 1.777.852 steuerbare Verbrauchseinrichtungen erheben die befragten Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung um 275.492 Verbrauchseinrichtungen (siehe I.C.7.2). Die Erhöhung ist aber fast vollständig auf die Datenlieferung eines zusätzlichen Verteilnetzbetreibers zurückzuführen. Ohne diese wäre die Zahl der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nur um 16.684 im Vergleich zum Vorjahr angestiegen.

B Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

1.1 Nettostromerzeugung 2020

Die jährliche Nettostromerzeugung kann Abbildung 9 sowie Tabelle 8 seit 2015 aufgeschlüsselt auf einzelne Energieträger entnommen werden.[27] Eine detaillierte Betrachtung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG und deren Entwicklung findet sich im Abschnitt 2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“. Daher werden die Erneuerbaren Energien in der folgenden Abbildung bzw. Tabelle nur in aggregierter Form dargestellt.

Abbildung 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2014

Im Jahr 2020 war die gesamte Netto-Stromerzeugung rückläufig. Insbesondere bei den Energieträgern Kernenergie, Braun- und Steinkohle reduzierte sich die Stromerzeugung im Vergleich zu 2019 vergleichsweise stärker[28]. Die Stromerzeugung von Erneuerbaren Energieträgern verzeichnete ein niedriges Wachstum.

---

[27] Die Nettostromerzeugung wurde auf Basis der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur ermittelt und kann von vergleichbaren Werten anderer Herausgeber abweichen.

[28] Im Marktstammdatenregister (MaStR) können Stromerzeugungseinheiten registriert werden, die mit dem Energieträger Wärme betrieben werden. Hierbei handelt es sich um die Wärme, die typischerweise bei der Verbrennung eines Brennstoffs oder mehrerer Brennstoffe entsteht. Zur Fortschreibung der Zeitreihe wurden die einzelnen mit Wärme betriebenen Stromerzeugungseinheiten gemäß MaStR auf die im Monitoring bisher verwendeten Energieträger aufgeteilt: Erdgas 1,3 GW, Kohle: 0,2 GW, Abfall: 0,2 GW, Biomasse 0,2 GW, sonstige Energieträger 0,3 GW.

Elektrizität: Entwicklung der Nettostromerzeugung
in TWh

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kernenergie	91,8	85,1	78,3	70,5	70,4	69,5	60,9
Braunkohle	144,5	142,5	139,9	137,5	135,9	104,2	83,6
Steinkohle	111,6	106,1	103,3	83,5	80,3	53,4	40,0
Erdgas	50,0	48,7	68,0	72,7	64,4	75,5	81,0
Mineralölprodukte	3,8	4,3	3,9	3,5	3,5	3,1	4,3
Pumpspeicher	9,5	10,1	9,9	10,2	9,2	9,8	10,3
Abfall (nicht erneuerbar)	4,3	4,2	4,3	4,3	4,2	4,1	3,9
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	12,9	13,4	13,6	14,3	13,6	12,9	10,0
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	428,5	414,3	421,3	396,6	381,4	332,5	294,1
Erneuerbare Energieträger	154,8	180,0	180,2	204,7	210,7	228,9	236,6
Insgesamt	583,3	594,3	601,4	601,3	592,1	561,3	530,7

Tabelle 8: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2014

Der Rückgang der gesamten Stromerzeugung in 2020 ist insbesondere durch den gegenüber 2019 gesunkenen Stromverbrauch aufgrund der Corona-Pandemie zu erklären. Die Auswirkungen der Lockdowns führten zu Einschränkungen im öffentlichen Leben sowie zu einem Konjunkturrückgang[29]. Vor allem in der Industrie und dem verarbeitenden Gewerbe war der Stromverbrauch rückläufig.

Der zum Teil starke Rückgang der Stromerzeugung konventioneller Energieträger ist neben der Corona-Pandemie auf eine gestiegene Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, die Stilllegung des Kernkraftwerks Phillipsburg 2 Ende 2019 sowie die Überführung der beiden Braunkohlekraftwerke Jänschwalde E und Neurath C in die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft zum Ende Oktober 2019 zurückführen. So sank die Braunkohlestromerzeugung um rund 20 Prozent und die Steinkohlerzeugung um rund 25 Prozent im Vergleich zu 2019.

[29] https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/02/PD21_081_81.html

Die gestiegenen CO_2-Zertifikatspreise führten zur relativen Verteuerung der CO_2-intensiveren Energieträger (insbesondere Braun- und moderater Steinkohle) gegenüber Erdgaskraftwerken und begründet zumindest teilweise die gestiegene Erzeugung in Erdgaskraftwerken. Die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken stieg trotz gesamthafter rückläufiger Stromerzeugung in 2020 um über 7,3 Prozent im Vergleich zu 2019.

In der folgenden Abbildung sind die Prozentualen Anteile der einzelnen Energieträger am der gesamten Nettostromerzeugung aus dem Jahr 2020 zu entnehmen.

Abbildung 10: Anteile der Energieträger an der Nettostromerzeugung im Jahr 2020

Trendaussage: Insbesondere aufgrund des Kohleausstiegs und der Abschaltung der Kernkraftwerke wird sich die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern in den nächsten Jahren weiterhin verringern. Teilweise könnte dieser Rückgang substituiert werden durch die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken.

1.2 CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2020

Die Bundesnetzagentur hat bei den Betreibern von Stromerzeugungseinheiten mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW (je Standort) den mit der Stromerzeugung einhergehenden CO_2-Ausstoß für das Jahr 2020 abgefragt.[30] Bei KWK-Anlagen war nur der Anteil der CO_2-Emissionen anzugeben, der der Stromerzeugung zuzuordnen ist.

[30] Der CO_2-Ausstoß der Stromerzeugung wurde auf Basis der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur ermittelt und kann von vergleichbaren Werten anderer Herausgeber abweichen.

In Tabelle 9 sind die Ergebnisse der Befragung der Kraftwerksbetreiber dargestellt.

Elektrizität: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung
in Mio. t

	CO_2-Emissionen			Veränderung zu
	2018	2019	2020	2019
Braunkohle	152,8	117,0	93,4	-23,6
Steinkohle	72,4	47,9	33,1	-14,8
Erdgas	22,5	26,3	29,8	3,5
Mineralölprodukte	2,3	1,3	3,0	1,7
Abfall	7,5	8,0	7,0	-1,1
Sonstige Energieträger	17,2	17,1	10,4	-6,7
Gesamt	274,7	217,7	176,7	-41,0

Tabelle 9: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung

Der Rückgang der Netto-Stromerzeugung schlägt sich im gesunkenen CO_2-Ausstoß zur Stromerzeugung nieder. Die Gründe für die gesunkene Stromerzeugung können Kapitel 1.1 entnommen werden. Nach den Meldungen der Kraftwerksbetreiber waren Braunkohlekraftwerke mit 93,4 Mio. t CO_2 im Jahr 2020 für über die Hälfte aller CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung (52,8 Prozent) verantwortlich. Steinkohlekraftwerke stießen im Vergleich zum Vorjahr 14,8 Mio. t weniger CO_2 aus. Die restlichen emittierten Tonnen CO_2 verteilen sich entsprechend obiger Tabelle auf Erdgaskraftwerke, Mineralölkraftwerke, Abfallkraftwerke und sonstige Energieträger.

1.3 Kraftwerksbestand 2020 in Deutschland

Die Entwicklung der installierten Nettonennleistung seit dem Jahr 2014 kann aus Abbildung 11 sowie aus Tabelle 10 entnommen werden (umfasst sind auch Kraftwerke, die sich gegenwärtig nicht am Markt, sondern bspw. in der Netzreserve, in der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft befinden oder vorläufig stillgelegt sind)[31].

[31] Im Monitoring 2021 wurden bei den Kraftwerksbetreibern keine Leistungsdaten mehr abgefragt, die bereits im Marktstammdatenregister (MaStR) einzutragen sind. Daher basieren die Auswertungen für das Jahr 2020 in diesem Bericht auf den Leistungsdaten aus dem MaStR und können von den bisherigen Monitoringberichten abweichen.

Abbildung 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2014

Anders als in vergangenen Monitoringberichten basieren die Werte zur installierten Leistung nicht mehr auf der Monitoringabfrage sondern dem Marktstammdatenregister. Im bisherigen Monitoring wurden konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer installierten Leistung von mindestens 10 MW abgefragt. Im MaStR sind Stromerzeugungseinheiten zu registrieren. In vielen Fällen entspricht eine Erzeugungsanlage mehreren kleineren Stromerzeugungseinheiten. Unter Anwendung der bisherigen 10 MW-Schwelle würden daher mehrere bis zahlreiche Stromerzeugungseinheiten aus dem MaStR bei den Auswertungen nicht mitberücksichtigt. Daher wurden für die folgenden Auswertungen alle konventionellen Stromerzeugungseinheiten ausgewertet, die gemäß MaStR (Stand: November 2021) bezogen auf den Standort mindestens 10 MW Netto-Nennleistung aufweisen.

Aufgrund der neuen Datenbasis und der oben beschriebenen Methodik der Auswertung auf Basis des Marktstammdatenregisters ist ein Vergleich mit den Vorjahren nicht uneingeschränkt möglich. Insbesondere sind in den Werten zu konventionellen Energieträgern für das Jahr 2020 Stromerzeugungseinheiten enthalten, die in den vergangenen Jahren nicht vom Monitoring erfasst waren.

Unter Berücksichtigung obiger Erläuterung bleibt festzuhalten, dass sich die installierten Netto-Erzeugungskapazitäten der Erneuerbaren Energien um 6,1 GW erhöht haben. Der Anstieg im Bereich der konventionellen Energieträger ist vor allem auf die Inbetriebnahmen des Steinkohlekraftwerks Datteln 4 mit einer Netto-Nennleistung von 1.052 MW und Inbetriebnahmen weiterer einzelner Anlagen zurückzuführen

Die gesamten Erzeugungskapazitäten lagen demnach im Jahr 2020 bei 233,8 GW. Hiervon sind 103,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 130,6 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

Elektrizität: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung
in GW

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kernenergie	12,1	10,8	10,8	10,8	9,5	9,5	8,1
Braunkohle	21,1	21,4	21,3	21,1	20,9	20,9	20,6
Steinkohle	26,2	28,7	27,4	24,0	23,8	22,7	23,8
Erdgas	29,0	28,4	29,7	29,8	30,1	30,1	31,7
Mineralölprodukte	4,2	4,2	4,6	4,4	4,4	4,4	4,8
Pumpspeicher	9,2	9,4	9,5	9,5	9,8	9,8	9,8
Abfall (nicht erneuerbar)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	3,4	3,4	3,5	3,5	3,5	3,7	3,6
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	106,1	107,1	107,6	104,0	103,1	102,0	103,3
Erneuerbare Energieträger	90,3	97,7	104,2	111,6	118,2	124,4	130,6
Insgesamt	196,4	204,9	211,8	215,6	221,3	226,4	233,8
Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Erzeugungsleistung	**46%**	**48%**	**49%**	**52%**	**53%**	**55%**	**56%**

Tabelle 10: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2014

Der Leistungszuwachs im Jahr 2020 fiel insbesondere bedingt durch den weiter voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien in der Größenordnung des Vorjahres aus. Gegenüber dem Jahr 2011 (Beginn der Zeitreihe) stieg die installierte Leistung Erneuerbarer Energien um 64,3 GW. Eine detaillierte Betrachtung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG sowie deren Entwicklung findet sich in Abschnitt 2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“.

Trendaussage: Durch die gesetzlich verankerten Stilllegungen der Kernkraftwerke und der Kohlekraftwerke wird sich der Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten gegenüber den zurückliegenden Jahren noch verstärken.

1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland

Mit Stichtag zum 15. November 2021 sind 232,6 GW Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) installiert. Davon sind 98,7 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand: November 2021) und 133,9 GW den erneuerbaren Energieträgern (Stand: 30. Juni 2021) zugeordnet. Aufgrund von zwischenzeitlichen Stilllegungen und Inbetriebnahmen reduzierte sich die Leistung im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger gegenüber dem Jahr 2020 um 4,6 GW. Dies begründet sich im Wesentlichen mit dem Wirksamwerden der Vermarktungs- und Verfeuerungsverbote am 8. Juli 2021 für die Kohlekraftwerke, welche in der 1. Ausschreibung nach dem KVBG bezuschlagt worden sind.[32] Im Detail wird auf die installierte Leistung der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Abschnitt 2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“ eingegangen.

Abbildung 12: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung

[32] Den Kraftwerksbetreibern steht es anheim, die bezuschlagten Kohlekraftwerke, welche ein Verfeuerungs- und Vermarktungsverbot erhalten haben, auf einen anderen Energieträger umzurüsten oder endgültig stillzulegen. Auch eine Teilnahme an einer Ausschreibung zur Kapazitätsreserve bleibt möglich, wenn die Teilnahmevoraussetzungen hierzu erfüllt werden.

Elektrizität: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung

Jahr		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021[1]	Gesamt
Im Jahr aus dem Markt ausgeschiedene Leistung in MW		3.563	4.025	6.920	2.826	3.912	800	11.643	31.972
davon endgültig stillgelegt[2]	Leistung in MW	1.377	1.687	2.764	1.767	1.753	78	372	9.798
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	38	36	41	34	35	33	34	36
davon vorläufig stillgelegt[2]	Leistung in MW	661	301	78	0	0	0	0	730
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	39	33	26	-	-	-	-	38
davon Netzreserve gem. § 13b EnWG	Leistung in MW	250	1.685	2.232	0	0	425	0	3.185
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	50	29	38	-	-	38	-	34
davon Netzreserve gem. § 26 KVBG	Leistung in MW	0	0	0	0	0	0	1.565	1.565
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	-	-	-	-	-	38	38
Im Jahr hinzugekommene Sicherheitsbereitschaft[3][4]	Leistung in MW	0	352	562	1.059	757	0	0	2.730
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	31	49	41	39	-	-	41
Stilllegungen gemäß Atomausstiegsgesetz	Leistung in MW	1.275	0	1.284	0	1.402	0	4.058	8.019
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	33	-	33	-	34	-	36	33
Kohlestromvermarktungs- & Verfeuerungsverbote & Stilllegungen[5]	Leistung in MW	0	0	0	0	0	297	5.648	5.945
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	-	-	-	-	52	37	40

[1] vorläufige Werte inkl. gesetzlich festgelegte Leistung bis zum 31. Dezember 2021

[2] enthalten sind alle stillgelegten Anlagen nach § 13b und ohne § 13b EnWG

[3] Die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft werden nach vier Jahren endgültig stillgelegt und befinden sich außerhalb des Strommarktes. Sie werden nicht mehr als endgültig stillgelegte Kraftwerke dargestellt.

[4] Die installierte Leistung der Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gem. § 13g EnWG sind dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung des Strommarktgesetzes vom 20. Januar 2016 (BT-Drs: 18/7317) Begründung zu § 13g Seite 102 entnommen.

[5] Anlagen mit Kohlestromvermarktungsverbot gem. § 52 Abs. 2 KVBG dürfen die durch den Einsatz von Kohle erzeugte Leistung oder Arbeit weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußern.

Tabelle 11: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2015

1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

Abbildung 13 zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen auf die einzelnen Bundesländer mit einer Unterscheidung nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energieträgern. Auch gegenwärtig nicht am Markt agierende Kraftwerke sind in der Abbildung enthalten. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, in Dänemark, in der Schweiz und in Österreich sind in dieser grafischen Darstellung nicht enthalten (insgesamt 4,4 GW). Im Bereich der nicht erneuerbaren Energien sind in der Grafik Kraftwerke ab einer Leistung von 10 MW enthalten. Kleinere, nicht nach dem EEG förderberechtigte Anlagen mit einer Leistung unter 10 MW erfasst die Bundesnetzagentur im Monitoring in aggregierter Form je Energieträger. Die einzelnen Anlagen können daher nicht einem bestimmten Bundesland zugeordnet werden (insgesamt 5,5 GW).

Abbildung 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

Elektrizität: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland. inklusive vorläufig stillgelegter Kraftwerke, Kraftwerke in Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft*
in MW

Bundes-land	Nicht erneuerbare Energieträger							Erneuerbare Energieträger						
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kernenergie	Pump-speicher	Mineralöl-produkte	Sonstige	Biomasse	Wasserkraft	Wind-Offshore	Wind-Onshore	Solare Strahlungs-energie	Sonstige	Summe
BW	0	5.517	1.259	1.310	1.966	813	72	1.093	615	0	1.709	7.172	45	**21.572**
BY	0	857	4.567	2.698	631	1.439	220	1.930	1.608	0	2.570	15.228	152	**31.901**
BE	0	653	1.267	0	0	51	18	44	0	0	12	128	18	**2.191**
BB	4.609	0	844	0	0	334	246	503	5	0	7.633	4.402	80	**18.657**
HB	0	469	459	0	0	86	74	14	10	0	198	52	56	**1.416**
HH	0	194	186	0	0	0	22	46	0	0	119	60	12	**638**
HE	34	687	1.835	0	645	25	136	321	63	0	2.284	2.547	111	**8.686**
MV	0	514	345	0	0	0	14	404	3	0	3.486	2.681	9	**7.457**
NI	19	3.021	4.114	2.696	0	140	421	1.888	65	0	11.493	4.844	38	**28.739**
NW	9.756	5.815	8.619	0	162	560	1.859	1.109	301	0	6.346	6.230	213	**40.970**
RP	0	0	2.019	0	0	26	237	201	230	0	3.768	2.604	51	**9.137**
SL	0	1.825	120	0	0	35	227	11	12	0	492	543	6	**3.269**
SN	4.403	0	614	0	1.085	27	98	314	212	0	1.256	2.489	11	**10.510**
ST	1.107	0	932	0	80	229	138	523	30	0	5.284	3.280	91	**11.693**
SH	0	342	354	1.410	119	334	104	617	5	0	6.928	1.953	34	**12.201**
TH	0	0	399	0	1.509	0	76	300	37	0	1.685	1.903	6	**5.915**
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.083	0	0	0	**6.083**
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.691	0	0	0	**1.691**
Summe	**19.927**	**19.895**	**27.934**	**8.114**	**6.197**	**4.099**	**3.962**	**9.319**	**3.195**	**7.774**	**55.262**	**56.117**	**932**	**222.726**

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (5.496 MW)

In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, in Dänemark, der Schweiz und in Österreich sind in dieser Darstellung nicht enthalten. (4.390 MW)

* Diese Tabelle umfasst folgende Betriebsstände: in Betrieb, saisonale Konservierung, vorläufig stillgelegt, Netzreserve, Kapazitätsreserve, Netz- und Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft

Tabelle 12: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

1.6 Speicher und Pumpspeicher

Der Begriff Stromspeicher umfasst Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben (§ 3 Nr. 15d EnWG). Zu gängigen Stromspeichertechnologien zählen insbesondere Batteriespeicher, Luftdruckspeicher oder Pumpspeicher. Stromspeichern kommt energiewirtschaftlich eine Doppelfunktion zu. Sie sind einerseits Letztverbraucher der eingespeicherten Strommengen. Der Strom, der in einen Stromspeicher eingespeichert wird, wird in eine andere energetische Form umgewandelt und dadurch letztverbraucht. Generell werden Speicher dabei hinsichtlich der aus dem Netz entnommenen elektrischen Energie als Letztverbraucher betrachtet (vgl. BGH EnVR 56/08 Rn. 9). Andererseits ist der Speicherbetreiber auch Erzeuger hinsichtlich der ausgespeicherten Strommengen.

Entsprechend dieser Zuordnung gelten Vorgaben und Pflichten für Speicherbetreiber. So fallen an sich auch bei der Nutzung von Stromspeichern für alle aus dem Netz bezogenen, gelieferten bzw. letztverbrauchten Strommengen Netzentgelte und Umlagen an. Aus verschiedenen Gründen gelten für Stromspeicher zahlreiche Sonderregeln, die die Zahlung von Entgelten und Umlagen drastisch reduzieren. Diese sind sehr unterschiedlich und reichen von der Erstattung einer doppelt gezahlten EEG-Umlage, über eine Reduzierung bis zu einer vollständigen Befreiung. Die Befreiungen von der EEG-Umlage schließen die jeweiligen Speicherverluste ein, die je nach Speicherform und Stand der Technik unterschiedlich hoch sind.

Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke sowie neu errichtete sonstige Stromspeicher gelten darüber hinaus hinsichtlich der Netzentgelte die Begünstigungsregelungen nach § 118 EnWG, die bei Vorliegen der gesetzlich normierten Voraussetzungen eine befristete vollständige Befreiung von den Netzentgelten vorsehen. Im Jahr 2020 belief sich die Summe aller Begünstigungen von Speichern oder von Pumpspeichern nach § 118 EnWG auf 254,7 Mio. Euro. Des Weiteren können Pumpspeicherkraftwerke, die nicht nach § 118 EnWG vollständig von den Netzentgelten befreit sind, ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 4 StromNEV vereinbaren und zusätzlich einen Rabatt durch netzdienliches Verhalten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV erzielen.

Nach § 18 StromNEV werden vom Verteilnetzbetreiber an den Speicherbetreiber die sogenannten „vermiedenen Netzentgelte“ ausgeschüttet, soweit die dafür geltenden Regelungen hinsichtlich der Einspeiseleistung zum Höchstlastzeitpunkt vom Speicher erfüllt werden. Diese Auszahlungen werden – wie bei anderen von der Regelung begünstigten Stromerzeugern (fossile Anlagen, ausgeförderte Wasserkraft) auch – auf den erzeugten und ins Verteilnetz eingespeisten Strom (Leistung und Arbeit) geleistet. Die Begünstigungen nach § 118 EnWG und § 19 StromNEV reduzieren die Zahlungen der vermiedenen Netzentgelte nicht. Es ist möglich, dass Stromspeicher im Elektrizitätsverteilernetz vermiedene Netzentgelte erhalten, die die Kosten für die Netzentgelte übersteigen.

Im Monitoring liegen der Bundesnetzagentur Informationen zu Speichern ab einer Leistung von mindestens 10 MW vor. Dazu zählen gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher.

Für das Monitoring 2020 wurden Batteriespeicher mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW gemeldet. Diese Anlagen verfügen insgesamt über 580 MW Netto-Nennleistung.

Im Marktstammdatenregister (MaStR) haben sich grundsätzlich alle Speicher unabhängig von ihrer Größe zu registrieren. Im MaStR sind 267.000 Speicher (Stand: 1. September 2021) registriert.

Darüber hinaus wurden im Monitoring Pumpspeicherkraftwerke, welche sich innerhalb der Bundesrepublik Deutschland befinden, als auch sogenannte Grenzkraftwerke, die sich im Ausland befinden, jedoch direkt ins deutsche Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, gemeldet. Die Gesamtleistung innerhalb der BRD befindlichen Pumpspeicherkraftwerke beträgt gegenwärtig 6.198 MW und haben im Jahr 2020 7,0 TWh Strom erzeugt. Zusätzlich speisten im Jahr 2020 Pumpspeicherkraftwerke aus Luxemburg und Österreich mit einer Gesamtleistung von 3.605 MW, 3,3 TWh Strom direkt in das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung ein.

Ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk mit einer geplanten Netto-Nennleistung von 16 MW befindet sich derzeit in Bau und soll 2023 in Betrieb gehen.

Damit wurden auf der Aufkommensseite bei Pumpspeicherkraftwerken insgesamt 10,3 TWh Strom erzeugt. Die im Pumpbetrieb aus dem Netz bezogenen Strommengen beliefen sich auf 11,8 TWh. Bei der Differenz von 1,5 TWh handelt es sich um Strommengen, die beim Pumpvorgang, also dem Hochpumpen des Wassers, anfallen und die spätere Erzeugung übersteigen (Kraftwerkseigenverbrauch).

1.7 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Die insgesamt 98,7 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand November 2021) lassen sich in Kraftwerke unterteilen, die am Strommarkt teilnehmen (88,3 GW) und Kraftwerke, die sich außerhalb des Strommarktes befinden (10,4 GW). Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt befindliche Kraftwerke:

- 88,3 GW: Kraftwerksleistung in Betrieb

Außerhalb des Strommarktes befindliche Kraftwerke:

- 6,8 GW: Kraftwerksleistung in der Netzreserve, die nur auf Anforderung der ÜNB betrieben werden:
  - davon gemäß §§ 13b Abs. 4, 13b Abs. 5 EnWG: 5,9 GW
  - davon gemäß § 26 Abs. 2 KVBG: 0,9 GW Kraftwerk Heyden (Netzreserve endet am 30. September 2022, dann Umbau zur rotierenden Phasenschieberanlage zum Zweck der Blindleistungsbereitstellung)
- 1,8 GW: Kraftwerksleistung in der Sicherheitsbereitschaft gemäß 13g EnWG[33][34]

[33] Die Kosten für diese Kraftwerke lagen in 2020 zwischen 400 Mio. Euro und 450 Mio. Euro. Nähere Angaben sind hierzu nicht möglich, da die Betreiber dieser Anlagen diese Information als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis ansehen.

[34] Die installierte Leistung der Kraftwerke in Sicherbereitschaft gem. § 13g EnWG sind dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung des Strommarktgesetzes vom 20. Januar 2016 (BT-Drs: 18/7317) Begründung zu § 13g Seite 102 entnommen.

– 1,8 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke (nicht in der Netzreserve gemäß §§ 13b Abs. 4 EnWG enthalten).

Bei den obigen Kraftwerken in der Netzreserve handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs nicht stillgelegt werden durften (siehe auch Abschnitt „Einsatz Netzreserve“ im Kapitel Netze), obwohl eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt wurde. In dieser Netzreserve befinden sich gegenwärtig Erdgaskraftwerke (1,6 GW), Steinkohlekraftwerke (3,6 GW) und mit Mineralölprodukten befeuerte Anlagen (1,6 GW).

Gemäß § 13g EnWG wurden folgende Braunkohlekraftwerke in untenstehender Tabelle in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft[35] überführt. Die Kraftwerksblöcke bleiben vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft. Während dieser Zeit ist diesen Anlagen eine Produktion von Strom außerhalb der Sicherheitsbereitschaft untersagt. Nach Ablauf der vier Jahre müssen die Anlagen endgültig stillgelegt werden. Eine Rückkehr in den Strommarkt ist nicht zulässig. In der Tabelle nicht enthalten sind die Kraftwerke Buschhaus sowie Frimmersdorf F und Q, die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts nach Ablauf der vier Jahren in der Sicherheitsbereitschaft bereits endgültig stillgelegt worden sind.

Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG

Kraftwerksname	Netto-Nennleistung in MW	Eintritt in die Sicherheitsbereitschaft	endgültige Stilllegung zum
Niederaußem F	299	2018	1. Oktober 2022
Niederaußem E	295	2018	1. Oktober 2022
Jänschwalde F	465	2018	1. Oktober 2022
Jänschwalde E	465	2019	1. Oktober 2023
Neurath C	292	2019	1. Oktober 2023

Tabelle 13: Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG

Bei den vorläufig stillgelegten Kraftwerken handelt es sich um Erdgaskraftwerke (1,5 GW) und um Mineralölkraftwerke (0,2 GW).

Die räumliche Verteilung der außerhalb des Strommarktes agierenden Kraftwerke zeigt die nachstehende Abbildung. Neben angezeigten endgültigen Stilllegungen, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs untersagt wurde, sind in der Grafik in der Kategorie „Kraftwerke in der Netzreserve gem. 13 b EnWG“ auch angezeigte vorläufige Stilllegungen enthalten, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs nicht umgesetzt werden durften. Das EnWG unterscheidet zwischen vorläufigen und endgültigen Stilllegungen: Eine vorläufige Stilllegung liegt vor, wenn das Kraftwerk binnen 12 Monaten ab Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber vom Betreiber wieder betriebsbereit gemacht werden kann. Eine endgültige Stilllegung liegt dementsprechend vor, wenn die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage länger als 12 Monate dauert. In der Kategorie „Kraftwerke in der Netzreserve gem. § 26 Abs. 2 KVBG“ sind Anlagen

[35] Die installierte Leistung der Kraftwerke in Sicherbereitschaft gem. § 13g EnWG sind dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung des Strommarktgesetzes vom 20. Januar 2016 (BT-Drs: 18/7317) Begründung zu § 13g Seite 102 entnommen.

enthalten, die gem. KVBG einen Zuschlag in einer der Ausschreibungen erhalten haben, die allerdings aus Gründen des sicheren Netzbetriebs vorübergehend nicht stillgelegt werden dürfen.

Abbildung 14: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

1.8 Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger

1.8.1 Erwarteter Kraftwerkszubau

Neben den Informationen zu Bestandskraftwerken fragt die Bundesnetzagentur im Monitoring auch die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ab. Im Folgenden wird in einem ersten Schritt der Kraftwerkszubau betrachtet. Anschließend werden im Abschnitt 1.8.3 die Stilllegungen in die Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks einbezogen. Die Betrachtung des zukünftigen Kraftwerksparks beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probebetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW bis zum Jahr 2024 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungs-Wahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Derzeit befinden sich 3.633 MW Erzeugungskapazitäten im Probebetrieb oder im Bau, die voraussichtlich in den nächsten drei Jahren fertig gestellt werden (Abbildung 15). Bei den sich in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich um die Energieträger Erdgas (3.567 MW), sonstige Energieträger (50 MW) und Pumpspeicher (16 MW).

Elektrizität: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche konventionelle Kraftwerke 2021 bis 2024, bezogen auf das Inbetriebnahmejahr
in MW

Abbildung 15: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke

1.8.2 Ausschreibungen und gesetzliche Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung

Am 14. August 2020 ist das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) in Kraft getreten. Während die Abschaltung der großen Braunkohleanlagen durch öffentlich-rechtliche Verträge zwischen den Betreibern und der Bundesrepublik geregelt wird, finden für Steinkohleanlagen und kleinere Braunkohleanlagen (bis 150 Megawatt Nettonennleistung) Ausschreibungen sowie die sogenannte gesetzliche Reduzierung Anwendung.

1) Gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen

Für die großen Braunkohleanlagen sieht das KVBG den folgenden Reduktionspfad vor:

Reduktionspfad für die großen Braunkohleanlagen gemäß KVBG

Blockname	Nettonennleistung in MW_{el}	Endgültiges Stilllegungsdatum	Datum der Überführung in die zeitlich gestreckte Stilllegung
Niederaußem D	297	31. Dezember 2020	
Niederaußem C	295	31. Dezember 2021	
Neurath B	294	31. Dezember 2021	
Weisweiler E	321	31. Dezember 2021	
Neurath A	294	1. April 2022	
Neurath D	607	31. Dezember 2022	
Neurath E	604	31. Dezember 2022	
Frechen/Wachtberg	120	31. Dezember 2022	
Weisweiler F	321	1. Januar 2025	
Weisweiler G oder H *	663 bzw. 656	1. April 2028	
Jänschwalde A	465	31. Dezember 2028	31. Dezember 2025
Jänschwalde B	465	31. Dezember 2028	31. Dezember 2027
Jänschwalde C	465	31. Dezember 2028	
Jänschwalde D	465	31. Dezember 2028	
Weisweiler H oder G *	656 bzw. 663	1. April 2029	
Boxberg N und P	465 (jeweils)	31. Dezember 2029	
Niederaußem G oder H *	628 bzw. 648	31. Dezember 2029	
Niederaußem H oder G *	649 bzw. 628	31. Dezember 2033	31. Dezember 2029
Schkopau A und B	450 (jeweils)	31. Dezember 2034	
Lippendorf R und S	875 (jeweils)	31. Dezember 2035	
Niederaußem K	944	31. Dezember 2038	
Neurath F (BoA 2)	1.060	31. Dezember 2038	
Neurath G (BoA 3)	1.060	31. Dezember 2038	
Schwarze Pumpe A und B	750 (jeweils)	31. Dezember 2038	
Boxberg R und Q	640 bzw.857	31. Dezember 2038	

* Wahlrecht

Tabelle 14: Reduktionspfad für die großen Braunkohleanlagen gemäß KVBG

2) Ausschreibungsverfahren für Steinkohleanlagen und kleine Braunkohleanlagen

Um die freiwillige Reduzierung der Kohleverstromung von Steinkohleanlagen und kleineren Braunkohleanlagen zu erreichen, führt die Bundesnetzagentur Ausschreibungen durch. Hierbei können die Anlagenbetreiber Gebote abgeben, für die sie bereit sind, in der jeweiligen Anlage keine Kohle mehr zu

verfeuern. Die Rechtsfolge eines Zuschlags ist ein Kohleverfeuerungs- und Vermarktungsverbot. Die Anlagen müssen also nicht zwangsläufig stillgelegt werden, sondern können auch mit anderen Energieträgern weiter betrieben werden.

Im ersten dieser Verfahren mit einem Ausschreibungsvolumen von 4.000 MW konnten Gebote bis zum 1. September 2020 abgegeben werden. Die Bundesnetzagentur hatte die Zuschläge im ersten Ausschreibungsverfahren am 1. Dezember 2020 erteilt und die Ergebnisse auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Das Ausschreibungsvolumen war deutlich überzeichnet. Es wurden elf Gebote mit einer Gebotsmenge von insgesamt 4.787,676 MW bezuschlagt. Bei einer Überzeichnung wird das letzte Gebot, dessen Zuschlag das Ausschreibungsvolumen übersteigt, noch voll bezuschlagt.

Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. September 2020

Name des Bieters	Name der Anlage	Bezugschlagte Gebotsmenge (MW)
STEAG GmbH	Kraftwerk Walsum 9	370,000
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	HKW Werk Jülich	22,860
swb Erzeugung AG & Co. KG	Kraftwerk Hafen Block 6	303,000
Infraserv GmbH & Co. Höchst KG	Kohleblock HKW	50,945
RWE Generation SE	Kraftwerk Westfalen	763,700
RWE Generation SE	Kraftwerk Ibbenbüren	794,000
Vattenfall Heizkraftwerk Moorburg GmbH	Heizkraftwerk Moorburg Block B	800,000
Vattenfall Heizkraftwerk Moorburg GmbH	Heizkraftwerk Moorburg Block A	800,000
Uniper Kraftwerke GmbH	Kraftwerk Heyden	875,000
Südzucker AG	Kraftwerk der Zuckerfabrik Brottewitz	3,571
Südzucker AG	Kraftwerk der Zuckerfabrik Warburg	4,600

Tabelle 15: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. September 2020

Die Gebotswerte der bezuschlagten Gebote lagen in einer Spanne von 6.047 Euro pro MW bis 150.000 Euro pro MW. Der Höchstpreis des ersten Gebotstermins lag bei 165.000 Euro pro MW. Jeder erfolgreiche Bieter erhielt einen Zuschlag in Höhe seines individuellen Gebotswertes. Die Anlagen, die einen Zuschlag erhalten hatten, durften ab dem 1. Januar 2021 die durch den Einsatz von Kohle erzeugte Leistung oder Arbeit ihrer Anlagen nicht mehr am Strommarkt vermarkten. Das Verbot der Kohleverstromung trat nach einer sechsmonatigen Betriebsbereitschaftsphase am 8. Juli 2021 in Kraft.

Der zweite Gebotstermin war am 4. Januar 2021, diese Gebotsrunde hatte ein Volumen von 1.500 MW. Die Zuschläge wurden in diesem Verfahren am 1. April 2021 veröffentlicht.

Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 4. Januar 2021

Name des Bieters	Name der Anlage	Bezugschlagte Gebotsmenge (MW)
Uniper Kraftwerke GmbH	Kraftwerk Wilhelmshaven	757,000
Kraftwerk Mehrum GmbH	Kraftwerk Mehrum (KWM), Block 3	690,000
Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	Kraftwerk Deuben	67,000

Tabelle 16: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 4. Januar 2021

Es wurden drei Gebote mit einer Gebotsmenge von insgesamt 1.514 MW bezuschlagt. Da diese Ausschreibungsrunde überzeichnet war, hat das Gebot mit der Kennziffer, durch dessen Bezuschlagung das Ausschreibungsvolumen von 1.500 MW erstmals überschritten wurde, noch einen Zuschlag erhalten. Die Gebotswerte der bezuschlagten Angebote lagen zwischen 0 Euro pro MW und 59.000 Euro pro MW. Der mögliche Höchstpreis betrug 155.000 Euro pro MW.

Für die ersten beiden Ausschreibungen war das Ausschreibungsvolumen per Gesetz vorgegeben (Runde 1: 4.000 MW, Runde 2: 1.500 MW). Anders als in den ersten beiden Ausschreibungen wird das Ausschreibungsvolumen für die Gebotstermine ab der dritten Runde durch die Bundesnetzagentur ermittelt. Das zu ermittelnde Ausschreibungsvolumen in Megawatt Nettonennleistung ist die Differenz zwischen dem Ausgangsniveau (§ 7 KVBG) für das jeweilige Zieldatum und dem Zielniveau an Steinkohleanlagen am Strommarkt nach § 4 KVBG für das jeweilige Zieldatum. Hieraus ergab sich das Ausschreibungsvolumen für die dritte Ausschreibungsrunde i. H. v. 2.480,826 MW. In der dritten Ausschreibungsrunde wurden elf Gebote mit einer Gebotsmenge von insgesamt 2.132,682 MW bezuschlagt. Da diese Ausschreibungsrunde unterzeichnet war, hat jedes zulässige Gebot einen Zuschlag erhalten. Die Zuschläge lagen zwischen 0 Euro pro MW und 155.000 Euro pro MW, dies entspricht dem möglichen Höchstpreis.

Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 30. April 2021

Name des Bieters	Name der Anlage	Bezugschlagte Gebotsmenge (MW)
STEAG GmbH	Kraftwerk Bergkamen A	717,000
STEAG GmbH	Modellkraftwerk Völklingen	179,000
STEAG GmbH	Heizkraftwerk Völklingen	211,000
Venator Germany GmbH	Heizkraftwerk Venator Germany – Block 1	19,377
Henkel AG & Co. KGaA	Anlage 80 – Kohleblock	36,000
Sappi Stockstadt GmbH	Gesamt–Sammelschienenkraftwerk – Konventionelles HKW	27,405
Fernwärme Ulm GmbH	Heizkraftwerk Magirusstraße – Kohleblock	8,400
Onyx Kraftwerk Farge GmbH & Co. KGaA	Onyx Steinkohlekraftwerk Farge	350,000
Smurfit Kappa Zülpich Papier GmbH	K06	14,383
Evonik Operations GmbH	Kraftwerk I	225,117
Uniper Kraftwerke GmbH	Kraftwerk Scholven Block C	345,000

Tabelle 17: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 30. April 2021

Am 23. Juli 2021 wurde die Bekanntmachung der vierten Ausschreibung zum Gebotstermin 1. Oktober 2021 veröffentlicht. Hier beträgt das Volumen 433,016 MW und der mögliche Höchstpreis 116.000 Euro pro MW.

3) Gesetzliche Reduzierung der Steinkohleverstromung

Das KVBG sieht insgesamt sieben Ausschreibungsrunden vor. Kommt es ab dem Zieljahr 2024, also ab der fünften Ausschreibungsrunde, zu einer Unterzeichnung der Ausschreibungsmenge, greift die gesetzliche Reduzierung für das nicht bezuschlagte Ausschreibungsvolumen. Hierzu legt die Bundesnetzagentur am Tag der Zuschlagserteilung der jeweiligen Ausschreibungsrunde fest, für welche Steinkohleanlagen, die keine Kleinanlagen sind, die gesetzliche Reduzierung der Kohleverstromung wirksam wird. Von der gesetzlichen Reduzierung betroffene Anlagenbetreiber können dann keine finanzielle Kompensation in Form eines Steinkohlezuschlags mehr erhalten. Nach der letzten Ausschreibungsrunde mit dem Zieldatum 2026 findet die Reduzierung der Steinkohleverstromung ausschließlich im Rahmen der gesetzlichen Reduzierung statt (Zieldatum 2027). Ebenso wie bei den Ausschreibungsverfahren ist die Rechtsfolge einer Anordnung der gesetzlichen Reduzierung ein Kohleverfeuerungs- und Vermarktungsverbot für die jeweilige Anlage. Sie muss

also nicht zwangsläufig stillgelegt werden, sondern kann auch mit anderen Energieträgern weiter betrieben werden.

4) Netz- und Versorgungssicherheitsfragen

Die Bundesnetzagentur wird während des Kohleausstiegsprozesses fortlaufend untersuchen, wie sich die Reduzierung der Kohleverstromung auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auswirkt. Diese Untersuchungen erfolgen insbesondere in der begleitenden Netzanalyse gem. § 34 Abs. 2 KVBG sowie dem fortlaufenden Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizität gem. § 51 Abs. 3 EnWG.

Zudem findet wie auch bisher für alle stillzulegenden Anlagen eine Systemrelevanzprüfung durch die Übertragungsnetzbetreiber und, falls erforderlich, eine Überführung der Anlagen in die Netzreserve statt.

1.8.3 Erwartete Kraftwerksstilllegungen

Der in Kapitel 1.8.2 skizzierte gesetzliche Reduktionspfad für Braunkohleanlagen sowie die Ausschreibungen zur freiwilligen Beendigung der Kohleverstromung nach dem KVBG führen in den nächsten Jahren zu Stilllegungen von Kohlekraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang. Neben diesen Kraftwerksstilllegungen von Kohlekraftwerken im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg werden bis zum Jahr 2024 weitere Kraftwerke stillgelegt. Diese teilen sich auf in:

- Die gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerke,
- Braunkohlekraftwerke, die nach Beendigung der vierjährigen Sicherheitsbereitschaft nicht wieder in den Markt zurückkehren dürfen (vgl. 1.7) und
- marktgetriebene Stilllegungen von Kraftwerksbetreibern.

Zu letzteren gehören Kraftwerke, die bei der Bundesnetzagentur eine geplante endgültige oder vorläufige Stilllegung angezeigt haben. Anders als bei zur vorläufigen Stilllegung angezeigten Netzreservekraftwerken ist bei zur endgültigen Stilllegung angezeigten Netzreservekraftwerken nach Ausscheiden aus der Netzreserve eine Rückkehr an den Strommarkt nicht möglich. Daher werden nur Kraftwerke mit einer endgültigen Stilllegungsanzeige in nachstehender Tabelle betrachtet. Kohlekraftwerke, die der Bundesnetzagentur ihre geplante endgültige Stilllegung angezeigt haben, sind hiervon ausgenommen, da diese Kraftwerke an den Ausschreibungen zur freiwilligen Beendigung der Kohleverstromung teilnehmen können.

Folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die zu erwartende aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2024.

Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2021 bis 2024

	2021	2022	2023	2024	Gesamt
Kohleausstieg gem. KVBG	**2.424**	**3.758**			**6.182**
davon gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen	910	1.625			2.535
davon Ausschreibungen für Steinkohle-anlagen und Braunkohlekleinanlagen	1.514	2.133			3.647
2. Ausschreibungsrunde[1]	1.514				1.514
3. Ausschreibungsrunde		2.133			2.133
4. Ausschreibungsrunde		Ermittlung ausstehend			
Stilllegungen nach Beendigung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft[2]		**1.059**	**757**		**1.816**
Kernkraftwerke gem. § 7 Abs. 1 AtG	**4.058**	**4.049**			**8.107**
Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gem. § 13b Abs. 1 EnWG	**15**				**15**
Erdgas	15				15
Insgesamt	**6.497**	**8.866**	**757**		**16.120**

[1]Die erste Ausschreibungsrunde gem. KVBG wurde nicht aufgenommen, da für die bezugschlagte Kraftwerksleistung zum 8. Juli 2021 bereits ein Kohlevermarktungs- und Vermarktungsverbot gem. §§ 51 und 52 KVBG wirksam geworden ist. Es sind 4.787,7 MW, hiervon kann ein Teil schon endgütlig stillgelegt worden sein.

[2]Frimmersdorf F und Q mit insgesamt 562 MW sind nicht enthalten, da diese bereits im Oktober 2021 endgültig stillgelegt worden sind.

Tabelle 18: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung jeweils zum 31. Dezember

Bundesweit summieren sich die geplanten Marktaustritte bis zum Jahr 2024 auf 16.120 MW[36]. Damit übersteigen sie den geplanten Zubau von 3.633 MW um 12.487 MW.

Es ist zu beachten, dass obige Werte Unsicherheiten unterliegen. Die Ausschreibungsvolumina der 4. Ausschreibungsrunden nach KVBG sind auf der einen Seite zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht bekannt und die genauen Stilllegungen von Kohlekraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2024 können daher in obenstehender Tabelle noch nicht genau beziffert werden. Die Beendigung der Kohleverfeuerung in einer Anlage bedeutet

[36] Die installierte Leistung der Kraftwerke in Sicherbereitschaft gemäß § 13g EnWG sind dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung des Strommarktgesetzes vom 20. Januar 2016 (BT-Drs: 18/7317) Begründung zu § 13g Seite 102 entnommen.

auf der anderen Seite nicht zwingend, dass die Leistung der Anlage in vollem Umfang aus dem Markt geht, da den Anlagenbetreibern anheim steht, ihre Anlagen auf andere Energieträger umzurüsten (vgl. 1.8.2).

Abbildung 16: Standorte mit erwartetem Zubau und Marktaustritten von Kraftwerksblöcken bis 2024

Über die in obigen Betrachtungen enthaltenen formellen Anzeigen einer geplanten endgültigen Kraftwerksstilllegung hinaus wurden der Bundesnetzagentur im Monitoring weitere geplante Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mitgeteilt. Diese im Monitoring gemeldeten geplanten Stilllegungen sind in obiger Tabelle nicht enthalten. Bis zum Jahr 2024 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 213 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt. Es handelt sich um Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 86 MW, Mineralöl mit einer Leistung von 93 und sonstige Energieträger mit einer Leistung von 34 MW.

Somit betragen die geplanten Stilllegungen bis zum Jahr 2024 insgesamt 16.333 MW.

Der gesamte bundesweite Saldo bis zum Jahr 2024 beträgt damit voraussichtlich -12.700 MW.

1.9 KWK-Erzeugung

Als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie sowie nutzbare Wärme in einem gemeinsamen thermodynamischen Prozess bezeichnet.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen mehr als 1 MW bis einschließlich 50 MW sind zuschlagsberechtigt, wenn sie die Voraussetzungen nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 KWKG erfüllen. Um eine Zuschlagszahlung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom zu erhalten, müssen KWK-Anlagenbetreiber erfolgreich an einer KWK-Ausschreibung teilgenommen haben. Gleiches gilt für innovative KWK-Systeme nach § 5 Abs. 2 KWKG. Die erste Ausschreibung für KWK-Anlagen wurde zum 1. Dezember 2017, für innovative KWK-Systeme zum 1. Juni 2018 durchgeführt. Bis 2021 werden jährlich für beide Verfahren zwei Gebotstermine stattfinden.

Erstmals basieren die Auswertungen zur Leistung auf den Daten aus dem MaStR (vgl. auch 1.3). Im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur müssen sich seit dem 1. Juli 2017 grundsätzlich alle KWK-Anlagen registrieren, unabhängig von ihrer Größe.

1.9.1 Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW Nettonennleistung (elektrisch)

Die in diesem Kapitel dargestellten Auswertungen umfassen KWK-fähige Stromerzeugungseinheiten in Deutschland mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW je Standort (siehe auch 1.3). Zu diesen Stromerzeugungseinheiten erhebt die Bundesnetzagentur auch weiterhin Daten bei den Kraftwerksbetreibern, die nicht im MaStR einzutragen sind (z. B. Netto-Stromerzeugung, CO_2-Ausstoß der Stromerzeugung).

Die installierte Leistung dieser KWK-Anlagen wird in Abbildung 17 in MW dargestellt. Dabei werden separat die installierte elektrische sowie thermische KWK-Leistung betrachtet.

Elektrizität: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW in MW

Abbildung 17: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW

Die installierte Leistung (elektrisch sowie thermisch) verteilt sich wie folgt auf die unterschiedlichen Energieträger (Tabelle 19). Aus der Tabelle wird deutlich, dass in KWK-Anlagen insbesondere die Brennstoffe Erdgas und Steinkohle zum Einsatz kommen. Insbesondere im Bereich Erdgas sind in Deutschland zahlreiche kleinere KWK-Anlagen mit einer Netto-Nennleistung mit weniger als 10 MW je Standort elektrisch installiert, die von der Erhebung zum Monitoring der Bundesnetzagentur nicht umfasst und daher nicht in den Leistungswerten in nachfolgender Tabelle enthalten sind.

Elektrizität: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW in MW

	Elektrische Leistung		Thermische Nutzleistung	
	2019	2020	2019	2020
Abfall	748	1.214	3.605	3.668
Biomasse	466	871	1.862	3.737
Braunkohle	1.107	1.783	4.974	5.461
Erdgas	11.161	13.829	19.701	23.709
Sonstige	1.290	1.628	4.334	4.464
Steinkohle	5.818	9.225	11.040	13.057
Summe	20.590	28.550	45.516	54.095

Tabelle 19: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

Abbildung 18 sind die erzeugten elektrischen und thermischen Energiemengen seit 2016 zu entnehmen.

Elektrizität: Erzeugte elektrische und thermische Energiemengen durch KWK in TWh

Abbildung 18: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW

In den dieser Auswertung zugrundeliegenden KWK-fähigen Anlagen wurden 142,3 TWh Nutzwärme sowie 63,6 TWh Strom aus KWK-Anlagen in 2020 produziert. Die erzeugten Strommengen aus KWK-Anlagen sind gegenüber 2019 um etwa 4 TWh (-6 Prozent) gesunken. Die erzeugten Mengen an Nutzwärme sind in 2020 im Vergleich zum Jahr 2019 leicht um etwa 2 TWh (+2 Prozent) gestiegen. Der Kondensationsstrom ist im Vergleich zum Vorjahr um 22 Prozent (-29 TWh) gesunken. Unter Kondensationsstrom versteht man einen Teil der Nettostromerzeugung von KWK-Anlagen. Es wird der im Kraftwerk erzeugte Dampf zur Stromproduktion verwendet und es findet keine Wärmeauskopplung statt. Der Rückgang des Kondensationsstroms ist insbesondere auf die Energieträger Steinkohle (-41 Prozent), Braunkohle (-22 Prozent) und Erdgas (-12 Prozent) zurückzuführen. Insgesamt verläuft die Entwicklung des Kondensationsstroms damit weitgehend proportional zur rückläufigen Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energien.

Elektrizität: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW in TWh

	Elektrische KWK-Erzeugungsmengen		Kondensationsstrom		Thermische Nutzwärmeerzeugung	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
Abfall	2,9	2,8	2,3	2,2	12,0	11,9
Biomasse	2,2	2,5	1,3	1,9	9,3	9,1
Braunkohle	3,2	2,4	72,3	56,4	13,7	12,7
Erdgas	45,2	43,7	16,1	14,1	60,0	60,7
Sonstige	3,9	3,6	4,4	6,9	17,5	30,2
Steinkohle	10,2	8,6	34,4	20,4	27,6	17,7
Summe	67,6	63,6	130,8	101,9	140,1	142,3

Tabelle 20: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW

Die wichtigsten Energieträger für die Erzeugung von mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen und Nutzwärme-Mengen sind Erdgas und Steinkohle (siehe Tabelle 20). Für die erzeugten Mengen an mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen ist insbesondere der Energieträger Erdgas von Bedeutung. Dieser machte 2020 69 Prozent der gesamten erzeugten Menge aus. Im Bereich der Nutzwärme hatte Erdgas einen Anteil in Höhe von 43 Prozent und Steinkohle in Höhe von 12 Prozent.

1.9.2 Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen im Jahr 2020

Seit 1. Juli 2017 müssen sich KWK-Anlagen nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) bei der Bundesnetzagentur registrieren. Neben den Anlagenbetreiberdaten und den Standortdaten der Anlage werden Angaben zur Genehmigung und technische Stammdaten der Anlage – wie Hauptbrennstoff und Leistungswerte – abgefragt. Außerdem sind das Inbetriebnahmedatum der Anlage, der Anschlussnetzbetreiber, die Spannungsebene und Informationen zur Fernsteuerbarkeit der Anlage anzugeben.

Im Kalenderjahr 2020 wurden 6.180 Stromerzeugungseinheiten von KWK-Anlagen mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt 2.389 MW erfasst. Die deutlich erhöhten Werte im Vergleich zum Vorjahr (2019: 5.212 Einheiten, 959 Megawatt) sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass in 2020 Datteln 4, ein großes Steinkohlekraftwerk mit einer Netto-Nennleistung von 1.052 MW, neu in Betrieb gegangen ist. Allgemein kann aber auch ein Anstieg der Netto-Nennleistung in allen Größenklassen von mindestens 11 Prozent gegenüber dem Vorjahr verzeichnet werden. Neben der Anlagenklasse über 10 MW stieg auch die Netto-Nennleistung der Anlagenklasse zwischen 50 und 250 kW besonders stark gegenüber dem Vorjahr an (Anstieg von 30 Prozent).

Die meisten in Betrieb genommenen Einheiten von KWK-Anlagen werden mit Erdgas (5.212) betrieben, gefolgt von mit Biomasse betriebenen Einheiten (759). Diese Energieträger machen über 96 Prozent der Einheiten von KWK-Anlagen und knapp 50 Prozent der Netto-Nennleistung aus. Gegenüber dem Vorjahr stieg die Netto-Nennleistung bei Erdgas um 60 Prozent und bei Biomasse um 27 Prozent. Aufgrund der Inbetriebnahme von Datteln 4 macht die Steinkohle 44 Prozent der Netto-Nennleistung aus.

Elektrizität: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen im Jahr 2020

Monat	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
Januar	49	480
Februar	27	423
März	39	483
April	106	385
Mai	1.352	459
Juni	89	486
Juli	51	516
August	88	401
September	96	515
Oktober	115	588
November	94	704
Dezember	283	740
Summe	**2.389**	**6.180**

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Inbetriebnahmen Stromerzeugungseinheiten von KWK-Anlagen

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Energieträgern im Jahr 2020

Größenklasse	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
andere Gase	22	145
Biomasse	417	759
Erdgas	769	5.212
Klärschlamm	0	2
Mineralölprodukte	1	50
nicht biogener Abfall	5	2
Steinkohle	1.052	1
Wärme	123	9
Summe	**2.389**	**6.180**

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Inbetriebnahmen nach Energieträger

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Größenklassen im Jahr 2020

Größenklasse	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
≤ 50 kW	50	5.110
50 kW - 250 kW	64	414
250 kW - 1 MW	277	511
1 MW - 10 MW	323	133
> 10 MW	1.675	12
Summe	**2.389**	**6.180**

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Inbetriebnahmen nach Größenklassen

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Bundesländern im Jahr 2020

Bundesland	Netto-Nennleistung	Anzahl
Baden-Württemberg	145	1.200
Bayern	103	1.005
Berlin	264	102
Brandenburg	25	168
Bremen	1	30
Hamburg	4	86
Hessen	24	453
Mecklenburg-Vorpommern	23	90
Niedersachsen	133	759
Nordrhein-Westfalen	1.174	1.149
Rheinland-Pfalz	112	304
Saarland	3	56
Sachsen	28	241
Sachsen-Anhalt	280	138
Schleswig-Holstein	56	258
Thüringen	15	141
Summe	**2.389**	**6.180**

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Inbetriebnahmen nach Bundesländern

In der Größenklasse bis 50 kW wurden die meisten Einheiten von KWK-Anlagen in Betrieb genommen (5.110). Dies macht über 82 Prozent aller gemeldeten Inbetriebnahmen aus. Die größte Netto-Nennleistung ist der Anlagenklasse über 10 MW mit 1.675 MW zuzurechnen, was etwa 70 Prozent der zugebauten Leistung entspricht.

Die meisten Inbetriebnahmen gab es in Baden-Württemberg (1.200), Nordrhein-Westfalen (1.149) und Bayern (1.005). Auf die Netto-Nennleistung bezogen wurde in Nordrhein-Westfalen mit 1.174 MW am meisten zugebaut.

1.9.3 KWK-Ausschreibungen

Um eine finanzielle Förderung für KWK-Strom zu erhalten, müssen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 0,5 Megawatt bis einschließlich 50 Megawatt erfolgreich an einer KWK-Ausschreibung teilnehmen. Bei innovativen KWK-Systemen liegt das Leistungssegment zwischen mehr als 1 Megawatt bis einschließlich 10 Megawatt.

Erfolgreiche Gebote werden mit dem im Gebot angegebenen Gebotswert bezuschlagt (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Der Höchstwert für die Gebote der Ausschreibungen beträgt 7,0 ct/kWh für KWK-Anlagen und 12,0 ct/kWh für innovative KWK-Systeme. Die nachstehenden Tabellen zeigen die bisherigen Ausschreibungsergebnisse:

Elektrizität: Ausschreibungsergebnisse für KWK-Anlagen

Gebotstermin	1. Dez. 2017	1. Juni 2018	3. Dez. 2018	3. Juni 2019	2. Dez. 2019	2. Juni 2020	1. Dez. 2020	1. Juni 2021
Ausschreibungsmenge in MW	100	93	77	51	80	75	75	59
Anzahl Gebote	20	15	18	13	13	22	17	16
Gebotsvolumen in MW	225	96	126	87	58	71	60	112
Anzahl Zuschläge	7	14	12	4	12	21	15	13
Zuschlagsvolumen in MW	82	91	100	46	53	69	56	58
Gebotsausschlüsse	0	1	3	0	3	1	2	1
Ausschlussvolumen in MW		4	8		8	2	4	1
Durchschnittlicher Zuschlagswert* in ct/kWh	4,05	4,31	4,77	3,95	5,12	6,22	6,75	5,64

*mengengewichtet

Tabelle 25: Ausschreibungsergebnisse für KWK-Anlagen

Elektrizität: Ausschreibungsergebnisse für innovative KWK-Systeme

Gebotstermin	1. Dez. 2017	1. Juni 2018	3. Dez. 2018	3. Juni 2019	2. Dez. 2019	2. Juni 2020	1. Dez. 2020	1. Juni 2021
Ausschreibungsmenge in MW		25	29	30	25	29	28	26
Anzahl Gebote		7	3	5	10	13	12	9
Gebotsvolumen in MW		23	13	22	43	44	31	29
Anzahl Zuschläge		5	3	5	5	8	10	7
Zuschlagsvolumen in MW		21	13	22	20	26	27	25
Gebotsausschlüsse		2	0	0	1	1	2	1
Ausschlussvolumen in MW		2			9	2	4	2
Durchschnittlicher Zuschlagswert* in ct/kWh		10,27	11,31	11,17	10,25	10,22	10,8	11,57

*mengengewichtet

Tabelle 26: Ausschreibungsergebnisse für innovative KWK-Systeme

2. Entwicklung Erneuerbare Energien

Ein wesentlicher Eckpfeiler der Energiewende ist ein kontinuierlicher Ausbau von erneuerbaren Energien. Hierfür wurden ambitionierte jährliche Ausbaupfade für die erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse gesetzlich im EEG verankert.

Betreiber von neu-installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW (also von Anlagen, wie sie typischerweise auf Hausdächern errichtet werden) können nach wie vor eine gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung erhalten, d.h. für den produzierten Strom Zahlungen nach dem EEG erhalten, ohne sich um die Vermarktung des Stroms kümmern zu müssen. Alle anderen Betreiber mit Anlagen größer als 100 kW müssen den von der Anlage produzierten Strom selbst oder über einen Dienstleister vermarkten. Sie tragen dafür auch die Bilanzierungsverantwortung.

Der überwiegende Teil (81 Prozent) des 2020 in Deutschland produzierten EE-Stroms wurde entweder vom Betreiber oder einem Dienstleister direkt vermarktet.

2.1 Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)

Nicht alle Erzeugungsanlagen mit Erneuerbaren Energieträgern haben auch einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Es wird daher zwischen den Erneuerbaren-Energien-Anlagen mit und ohne Zahlungsanspruch unterschieden. Für den Großteil der installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen besteht ein Zahlungsanspruch (Marktprämie oder Einspeisevergütung) nach dem EEG. Von den installierten 130,6 GW Ende 2020 haben 126,7 GW einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Daher wird auf Erneuerbare Energien mit Zahlungsanspruch in diesem Kapitel näher eingegangen.

Die insgesamt 3,8 GW im Bereich der Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch verteilen sich im Wesentlichen auf die Energieträger Wasser (2,6 GW) und Abfall (1,0 GW). Beim Energieträger Abfall wird hälftig nur der biogene Anteil des Abfalls den Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch zugeordnet. Die anderen 1,0 GW Erzeugungsleistung des Energieträgers Abfall werden den nicht erneuerbaren Energien zugeschrieben. Insgesamt erzeugten die Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch 14,7 TWh im Jahr 2020. Der Großteil wurde dabei in Wasserkraftwerken (Lauf- und Speicherwasserkraftwerken) (insgesamt 10,8 TWh) sowie in mit Abfällen befeuerten Anlagen (3,9 TWh) erzeugt.

In der Veröffentlichung „EEG in Zahlen 2020“[37] stellt die Bundesnetzagentur den Marktakteuren über die hier dargestellten Kennzahlen hinausgehende Auswertungen zur Verfügung. Insbesondere erfolgen die Auswertungen spezifisch für die einzelnen Energieträger, die Bundesländer und nach den Anschlussebenen.

2.1.1 Installierte Leistung

Zum 31. Dezember 2020 belief sich die gesamte installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG auf ca. 126,7 GW. Insgesamt wurde in 2020 ca. 6,6 GW zusätzliche Leistung von Anlagen mit einem Zahlungsanspruch installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 5,5 Prozent.

Abbildung 19: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2020

[37] https://www.bundesnetzagentur.de/eeg-daten

Im Jahr 2020 ist bei den Solaranlagen wieder ein stärkerer Anstieg des Zubaus zu verzeichnen. Der Zubau lag im Jahr 2020 bei 4,8 GW während in den fünf vorangegangenen Jahren durchschnittlich 2,2 GW hinzugebaut wurden. Auch im Bereich von Windenergieanlagen an Land sowie auf See ist weiterhin ein Zubau zu verzeichnen. Im Gegensatz zu den vorherigen Jahren ist im Jahr 2020 auch wieder ein ganz leichter Anstieg des Nettoausbaus bei Windenergieanlagen an Land mit 1,2 GW zu verzeichnen (2019: 0,9 GW, 2018: 2,2 GW, 2017: 4,9 GW). Der Zubau liegt aber immer noch deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt. Der Ausbau bei Windenergieanlagen auf See mit einer Leistung von 0,2 GW ist abhängig von der Fertigstellung der Anbindungsleitungen durch die Übertragungsnetzbetreiber (2019: ca. 1,1 GW). Auch der Zubau von Biomasseanlagen ist mit 0,4 GW im Vergleich zum Vorjahr wieder gering angestiegen (2019: 0,3 GW).

Elektriziät: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

	Gesamt 31. Dezember 2019	Gesamt 31. Dezember 2020	Zubau /Rückbau in 2020	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2019
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.613,2	1.624,5	11,3	0,7%
Gase[1]	413,9	376,5	-37,4	-9,0%
Biomasse	8.336,8	8.748,4	411,6	4,9%
Geothermie	47,1	47,1	0,0	0,0%
Wind an Land	53.187,1	54.413,8	1.226,7	2,3%
Wind auf See	7.555,3	7.774,2	218,9	2,9%
Solar	48.913,6	53.720,7	4.807,1	9,8%
Gesamt	120.067,0	126.705,2	6.638,2	5,5%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 27: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Jahr 2020 wurden 184.794 neue Anlagen installiert. Die neu installierten Anlagen waren zu 97,4 Prozent Solaranlagen, zu 1,3 Prozent Windenergieanlagen an Land und zu 0,7 Prozent Biomasseanlagen; die restlichen Anteile verteilten sich auf die anderen Technologien. Für das Jahr 2020 zeichnet sich mit den Zahlen zum Juni 2021 ein gleichbleibender Trend ab.

Elektrizität: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Jun 21
Wasserkraft	6.947	7.078	7.041	7.138	7.172	7.192	7.243	7.250
Gase[1]	627	630	612	600	593	567	566	565
Biomasse	14.024	14.113	14.186	14.271	14.496	14.535	14.699	14.767
Geothermie	8	9	10	9	10	11	11	12
Wind an Land	23.593	24.696	26.057	27.406	28.131	28.310	28.579	28.730
Wind auf See	241	789	945	1.167	1.307	1.467	1.499	1.499
Solar	1.521.365	1.572.922	1.622.405	1.686.993	1.760.396	1.863.684	2.047.963	2.145.564
Gesamt	1.566.805	1.620.237	1.671.256	1.737.584	1.812.105	1.915.766	2.100.560	2.198.387

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 28: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Elektrizität: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2019	Gesamt 31. Dezember 2020	Zubau /Rückbau in 2020	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2019
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	7.192	7.243	51	0,7%
Gase[1]	567	566	-1	-0,2%
Biomasse	14.535	14.699	164	1,1%
Geothermie	11	11	0	0,0%
Wind an Land	28.310	28.579	269	1,0%
Wind auf See	1467	1499	32	2,2%
Solar	1.863.684	2.047.963	184.279	9,9%
Gesamt	1.915.766	2.100.560	184.794	9,6%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 29: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

2.1.2 Ausbaupfade

Mit dem EEG 2014 wurden für die Energieträger Wind an Land, Wind auf See, solare Strahlungsenergie und Biomasse leistungsbezogene Ausbaupfade eingeführt, um die Ziele einer zunehmend erneuerbaren,

kosteneffizienten und netzverträglichen Energieversorgung bis zu den Jahren 2025, 2035 und 2050 zu erfüllen. Mit dem EEG 2017 und EEG 2021 wurden diese Ausbaupfade angepasst. Diese Ziele werden in nachfolgender Tabelle zusammengefasst.

Elektrizität: Übersicht Ausbaupfade

	Wind an Land	Wind auf See	Solare Strahlungs-energie	Biomasse
EEG 2014	2,5 GW Netto-Zubau pro Jahr	6,5 GW Ausbau im Jahr 2020	2,5 GW Brutto-Zubau pro Jahr	100 MW Brutto-Zubau pro Jahr
EEG 2017	2,8 GW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019; 2,9 GW Brutto-Zubau ab 2020	20 GW Ausbau im Jahr 2030		150 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019 200 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2020 bis 2022
EEG 2021	57 GW im Jahr 2022 62 GW im Jahr 2024 65 GW im Jahr 2026 68 GW im Jahr 2028 71 GW im Jahr 2030	20 GW im Jahr 2030 40 GW im Jahr 2040	63 GW im Jahr 2022 73 GW im Jahr 2024 83 GW im Jahr 2026 95 GW im Jahr 2028 100 GW im Jahr 2030	8,4 GW im Jahr 2030

Tabelle 30: Ausbaupfade

In den nachfolgenden Abbildungen wird der jährliche Netto-Zubau ausgewiesen und den Ausbauzielen im EEG gegenübergestellt. Der Netto-Zubau von Windenergieanlagen an Land betrug im ersten Halbjahr 2021 rund 848 MW, so dass insgesamt eine Leistung von 55,3 GW installiert ist. Im letzten Halbjahr wurden die meisten Windenergieanlagen in Niedersachsen (200 MW), Brandenburg (159 MW) und Nordrhein-Westfalen (143 MW) neu in Betrieb genommen. Nach den neuen Ausbauzielen im EEG 2021 soll bis 2022 die installierte Leistung auf 57 GW gesteigert werden, so dass sich ein Ausbaupfad von rund 580 MW pro Halbjahr für die nächsten anderthalb Jahre ergibt.

Abbildung 20: Ausbauziele Wind an Land

Bei der solaren Strahlungsenergie lag der Netto-Zubau im ersten Halbjahr 2021 bei 2,4 GW. Insgesamt sind in Deutschland 2,1 Millionen PV-Anlagen mit 56 GW Leistung in Betrieb. Dabei wurde im vergangenen Halbjahr die meiste Solarleistung in Bayern (560 MW), Nordrhein-Westphalen (297 MW) und Baden-Württemberg (275 MW) neu installiert. Gemessen an den Ausbauzielen im EEG 2021 wäre weiterhin ein halbjährlicher Ausbau von 2,3 GW nötig, um das Ausbauziel von 63 GW im Jahr 2022 zu erreichen.

Abbildung 21: Ausbauziele solare Strahlungsenergie

Der Netto-Zubau der Biomasse lag im ersten Halbjahr 2021 mit 68 MW auf einem relativ niedrigeren Niveau. Insgesamt werden bereits 8,8 GW Biomasseleistung nach dem EEG gefördert, wovon nach den Ausbauzielen im EEG 2021 8,4 GW bis zum Jahr 2030 erhalten bleiben sollen.

Abbildung 22: Ausbauziele Biomasse

Das Ausbauziel im EEG bzw. WindSeeG von 6,5 GW im Jahr 2020 wurde mit einer installierten Leistung von 7,7 GW übererfüllt (dies entspricht der nach alter Rechtslage maximal möglichen installierten Leistung, die im Rahmen der Kapazitätsvergabe durch die Bundesnetzagentur realisiert werden konnte). Im Bereich der Windenergie auf See hat daher seit Juli 2020 kein weiterer Netto-Zubau stattgefunden. In der Nordsee ist zuletzt das Anbindungssystem NOR-8-1 (2019) in Betrieb gegangen und in der Ostsee sind als letztes die Anbindungssysteme OST-1-2 und OST-1-3 in Betrieb gegangen.

Für das Übergangssystem zwischen 2021 und 2025 fanden bereits Ausschreibungen bei der Bundesnetzagentur statt (siehe bisherige Monitoringberichte). Ab dem Jahr 2023 werden mit OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 (jeweils 250 MW in der Ostsee) sowie NOR-3-3 (900 MW in der Nordsee)) wieder Offshore-Anbindungen und Offshore-Windparks in Betrieb gehen.

Abbildung 23: Ausbauziele Wind auf See

In der Genehmigung des Szenariorahmens wurde in allen Szenarien die Erreichung des 65-Prozent-Ziels bis 2030, welches im aktuellen EEG festgelegt wurde, angenommen. Durch unterschiedliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien ergibt sich zur Erreichung des Ziels jedoch ein differenzierter Ausbaupfad. Für Wind an Land wurde daher ein durchschnittlicher jährlicher Bruttozubau von 3,78 GW bis 4,37 GW, für Solaranlagen von 5,03 GW bis 5,65 GW angenommen, also höher als die Ziele nach dem EEG. Für Biomasseanlagen wurde für das Jahr 2035 ein Zielwert zwischen 6,8 GW und 8,7 GW angenommen. Passend zu den Zielen im Wind auf See Gesetz wurde für Wind auf See für das Jahr 2035 eine Leistung von 28,0 GW bis 34,0 GW angenommen. Außer im Szenario A2035 wurde in allen Szenarien eine vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis zum Jahr 2035 unterstellt. Im Szenario A2035 wird eine Kohlekraftwerkskapazität von 7,8 GW angenommen, welche sich am Kohlekraftwerkskapazitäts-Reduktionspfad des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes orientiert.

Die genannten, über den heutigen Zielzahlen liegenden Ausbaunotwendigkeiten basieren noch nicht auf den Zielen des novellierten Klimaschutzgesetzes (KSG) vom 24. Juni 2021.

2.1.3 Eingespeiste Jahresarbeit

Die in 2020 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG betrug 222,0 TWh. Die eingespeiste Jahresarbeit ist um 4,8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (2019: 211,9 TWh) gestiegen. Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 102,7 TWh (46 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Solaranlagen mit 45 TWh (20 Prozent) und Biomasseanlagen mit 40,9 TWh (18 Prozent).

Abbildung 24: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Bei der eingespeisten Jahresarbeit aus Solaranlagen ist ein starker Anstieg um 8,8 Prozent zu verzeichnen. Dieser starke Anstieg lässt sich einerseits durch den ebenfalls starken Zubau in diesem Bereich erklären, vgl. Tabelle 31. Anderseits war 2020 das viertsonnigste Jahr seit Messbeginn im Jahr 1951[38].

Elektrizität: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2019	Gesamt 31. Dezember 2020	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2019
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	5.548	5.048	-9,0%
Gase[1]	1.063	1.089	2,4%
Biomasse	40.152	40.948	2,0%
Geothermie	187	197	5,3%
Wind an Land	99.166	102.741	3,6%
Wind auf See	24.379	26.903	10,4%
Solar	41.383	45.030	8,8%
Gesamt	211.879	221.956	4,8%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 31: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen

Die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen ist im Vergleich zu den Vorjahren deutlich angestiegen. Im Jahr 2020 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 72,7 GW am 21. April 2020 auf. Diese Einspeisespitze ist zu 56 Prozent auf die Einspeisung aus Windenergieanlagen zurückzuführen. An diesem Tag speisten die Windenergieanlagen bis zu 40,7 GW Leistung in das Netz. Hinzu kam eine mit 32,1 GW recht hohe Einspeisung aus den Solaranlagen.

[38] Quelle: Pressemitteilung des DWD zum Deutschlandwetter 2020 unter https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2020/20201230_deutschlandwetter_jahr_2020_news.html.

Abbildung 25: Maximale Einspeisung

Die maximale Einspeisung nur aus Solaranlagen im Jahr 2020 lag bei 33,2 GW (1. Juni 2020). Im Februar 2020 erreichten die Windenergieanlagen (an Land und auf See) die höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere auf den Sturm SABINE zurückzuführen ist, wurde am 11. Februar 2020 erzielt und lag bei 54,1 GW. Auch im gesamten Verlauf des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden.

Abbildung 26: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2020

2.1.4 Entwicklung der Vermarktungsformen

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern zum ersten Mal als Alternative zur festen Einspeisevergütung drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG (2012) zur Wahl: die Inanspruchnahme einer Marktprämie (als zusätzliche EEG basierte Zahlung zu den Markterlösen), die Verringerung der EEG-Umlage durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (sog. Grünstromprivileg) oder die sonstige Direktvermarktung (Verkauf des EEG-Stroms ohne zusätzliche Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung). Die darauffolgenden Fassungen des EEG sehen die Direktvermarktung bzw. die Marktprämie nun als Standard-Vermarktungsform vor. Nur Bestandsanlagen oder neue Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten oder mit dem Mieterstromzuschlag vergütet werden. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer Zahlung nach dem EEG, bleibt ebenfalls möglich.

Im Jahr 2020 erhalten bereits 81 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit die Zahlungen nach dem EEG in Form der Marktprämie. Bei Windenergieanlagen auf See sind es 100 Prozent, auch bei Windenergie an Land nähert sich der Anteil der Anlagen mit Marktprämie mit 97 Prozent immer mehr den 100 Prozent an. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen mit Marktprämie ist mit 34 Prozent (2019: 31 Prozent) weiterhin vergleichsweise gering, steigt jedoch stetig an, Dieser geringe Anstieg ist darauf zurückzuführen, dass die große Zahl der kleinen Solaranlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW weiterhin die Einspeisevergütung in Anspruch nimmt.

Elektrizität: Entwicklung der Jahresarbeit nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung
in Prozent

Abbildung 27: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie

Elektrizität: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie für das Jahr 2020

	alle Anlagen in GWh	Anlagen mit Einspeise-vergütung in GWh	Anlagen mit Marktprämie in GWh	Anteil der Anlagen mit Marktprämie an der gesamten Jahreseinspeisung in Prozent
Wasserkraft	5.048	1.824	3.224	64%
Gase[1]	1.089	203	887	81%
Biomasse	40.948	6.293	34.655	85%
Geothermie	197	12	185	94%
Wind an Land	102.741	3.329	99.412	97%
Wind auf See	26.903	0	26.903	100%
Solar	45.030	29.555	15.469	34%
Gesamt	**221.956**	**41.216**	**180.734**	**81%**

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 32: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie

Der herausragende Energieträger in der Direktvermarktung war im Jahr 2020 wie auch in den Vorjahren die Windenergie an Land mit einem Anteil von 55 Prozent (2019: 56 Prozent), gefolgt von Biomasse mit 19,2 Prozent und Windenergie auf See mit 14,9 Prozent.

Elektrizität: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger für das Jahr 2020

in Prozent

Abbildung 28: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger

2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG

Durch die EEG-Umlage wird die Ökostrom-Förderung für die Betreiber von Solar-, Windkraft-, Wasserkraft- oder Biogas- und Biomasseanlagen finanziert. Alle Stromkunden müssen sie bezahlen, für bestimmte Industriebranchen und Gewerbe gibt es Rabatte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber legen die Umlagen-Höhe jeweils zum 15. Oktober für das Folgejahr anhand einer Prognose der Einnahmen und Ausgaben fest.

Für die Berechnung der Umlage spielt die Höhe der Zahlungen an Erneuerbare Anlagenbetreiber die entscheidende Rolle. Die Übertragungsnetzbetreiber verkaufen den gesamten erneuerbaren Strom an der Strombörse, der einen Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung hat (ca. 18 Prozent) und hauptsächlich von kleineren Anlagen und Bestandsanlagen erzeugt wird. Der überwiegende Anteil des über das Erneuerbaren-Energien-Gesetz geförderten Stroms (82 Prozent) wird von den Anlagenbetreibern direkt oder über ein Direktvermarktungsunternehmen am Markt, wie z. B. die Strombörse, verkauft. In beiden Fällen, sind die Einnahmen aus den Markterlösen nicht ausreichend um die ausbezahlten Förderzahlungen zu decken.

Dieser Differenzbetrag wird durch die EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher umgelegt. Seit der EEG-Umlage 2021 trägt auch ein Bundeszuschuss zur Finanzierung der Differenzkosten bei.

2.2.1 Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG

Die Zahlungen für in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste EEG-Mengen erfolgen durch die Anschlussnetzbetreiber nach den im EEG festgelegten technologiespezifischen Zahlungsansprüchen (anzulegender Wert). Die Zahlungen werden in der Regel beginnend mit dem laufenden Jahr der Inbetriebnahme für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.

Im Jahr 2020 wurden insgesamt 29,8 Mrd. Euro von den Anschlussnetzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Darin enthalten sind einerseits die Zahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten lassen (Einspeisevergütung). Andererseits beinhaltet dieser Betrag auch die Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom selbst vermarkten („Marktprämie“). Im Jahr 2020 haben Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten (Einspeisevergütung: 37,5 Prozent, Marktprämie: 62,5 Prozent). Der Anteil der Marktprämie ist Vergleich zum Vorjahr (2019: 59,5 Prozent) weiter angestiegen.

Die wesentlichen Anteile der Zahlungen entfielen auf Solaranlagen (11,5 Mrd. Euro), Biomasseanlagen (7,0 Mrd. Euro) und Windenergieanlagen an Land (6,7 Mrd. Euro). Insgesamt sind die Zahlungen im Jahr 2020 im Vergleich zum vorherigen Jahr um 8 Prozent angestiegen ist.

Elektrizität: Zahlungen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2019 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2020 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2019 in Prozent
Wasserkraft	400	386	-3,3%
Gase[1]	45	51	13,0%
Biomasse[2]	6.603	6.984	5,8%
Geothermie	40	43	7,7%
Wind an Land	5.817	6.674	14,7%
Wind auf See	3.731	4.246	13,8%
Solar	10.996	11.456	4,2%
Gesamt	27.633	29.841	8,0%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 33: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Abbildung 29: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern

Im Jahr 2020 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien durchschnittlich 13,4 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[39] erhalten. Hierbei muss man berücksichtigen, dass die Zahlungen für die unterschiedlichen Energieträger stark voneinander abweichen. Wie in Abbildung 31 dargestellt, erhielten Betreiber von Solaranlagen im Jahr 2020 durchschnittlich 25,4 ct/kWh während Betreiber von Windenergieanlagen an Land durchschnittlich 6,5 ct/kWh erhielten. In diesen Durchschnittswerten sind sowohl die Bestandsanlagen mit sehr hohen Zahlungen nach dem EEG als auch neue Anlagen enthalten, die deutlich geringere Zahlungen

[39] Die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ergeben sich aus der Division der gesamten Zahlungen nach dem EEG durch die gesamte eingespeiste Jahresarbeit des jeweiligen Jahres.

nach dem EEG beziehen. Darüber hinaus erlösen Anlagenbetreiber seit 2012 in der Direktvermarktung zusätzliche Einnahmen an der Börse. Diese Einnahmen sind in den dargestellten Zahlungen nicht enthalten.

Abbildung 30: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

Abbildung 31: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger in 2020

2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage

Die Zahlungen nach dem EEG werden überwiegend über die Erhebung der EEG-Umlage refinanziert. Die EEG-Umlage für 2022 liegt bei 3,72 ct/kWh und damit um fast 43 Prozent geringer als im Vorjahr (6,5 ct/kWh). Eine Umlage von unter 4 ct/kWh wurde zuletzt 2012 erreicht.

Hauptgrund für den starken Rückgang der EEG-Umlage 2022 sind die deutlich gestiegenen Börsenstrompreise. Die hierdurch steigenden Vermarktungserlöse für den erneuerbaren Strom reduzieren den Förderbedarf erheblich. Wie im vergangenen Jahr wird die Umlage 2022 zusätzlich durch einen Bundeszuschuss gesenkt., der sich aus Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung finanziert.

Die Jahre davor lag die Umlage seit 2014 vergleichsweise stabil zwischen 6,2 und 6,9 ct/kWh. Die sinkenden Zahlungsansprüche für Neuanlagen haben den Anstieg der Zahlungen an die Anlagenbetreiber in den letzten Jahren stark gebremst.

Abbildung 32: Entwicklung der EEG-Umlage

2.2.3 Absenkung der anzulegenden Werte (Referenzwerte für die Berechnung des Zahlungsanspruchs)

Um die mit der technologischen Weiterentwicklung verbundenen sinkenden Kosten zu berücksichtigen, wurden erstmals im EEG 2014 automatische Absenkungsmechanismen eingeführt. So sinken die anzulegenden Werte für solare Strahlungsenergie seit September 2014 monatlich um einen bestimmten Prozentwert. Eine weitere Anpassung (Absenkung oder Erhöhung) der anzulegenden Werte erfolgt in Abhängigkeit des tatsächlichen Zubaus in einem vorab definierten Bezugszeitraum. Bei Überschreitung des vorgesehenen Ausbaupfads wird der Degressionssatz zur Berechnung automatisch erhöht und somit der anzulegende Wert gesenkt. Bleibt der Ausbau hingegen hinter den gesetzgeberischen Erwartungen zurück, stagnieren die anzulegenden Werte oder steigen sogar an. Grundlage für die Berechnungen bilden die im Marktstammdatenregister gemeldeten Anlagen.

Für die Jahre 2018, 2019, 2020 und 2021 war ein deutlicher Anstieg des Zubaus bei Solaranlagen zu verzeichnen, so dass der Zielkorridor in den jeweiligen Bezugszeiträumen überschritten wurde und der anzulegende Wert in fast allen Monaten seit Mai 2019 um 1,4 Prozent abgesenkt wurde. Einzige Ausnahme sind die Monate November 2019 bis Januar 2020, hier war der Zubau nur leicht über dem Zielkorridor und führte zu einer geringeren Absenkung um 1.0 Prozent. In den Monaten November 2020 bis Januar 2021 lag der Zubau deutlich über dem Zielkorridor, was zu einer Absenkung um 1,8 Prozent führte. Mit dem EEG 2021 wurden die Ausbaupfade zur Berechnung des Degressionssatzes angehoben, so dass trotz zunehmenden Zubaus im Jahr 2021 die Absenkung wieder stetig bei 1,4 Prozent lag.

Seit dem 1. Januar 2019 berechnet sich die Vergütungshöhe für Strom aus Windenergieanlagen an Land, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen (Anlagen bis 750 kW installierter Leistung und Pilotwindanlagen) aus den Zuschlagswerten bei vorangegangenen Ausschreibungen. Dafür wird der Durchschnitt aus den im Vorvorjahr jeweils höchsten bezuschlagten Geboten gebildet (§ 46b Abs. 1 EEG). Damit lag der anzulegende Wert für Windenergieanlagen, die 2019 in Betrieb gingen, bei 4,63 ct/kWh, für Anlagen, die 2020 in Betrieb gingen, bei 6,04 ct/kWh und für Anlagen, die im Jahr 2021 in Betrieb genommen wurden, bei 6,20 ct/kWh.

Elektrizität: Absenkung der anzulegenden Werte Solare Strahlungsenergie

Relevanter Bezugszeitraum zur Berechnung der tatsächlichen Absenkung	Zubau-korridor (in MW)	Tatsächlicher Zubau im Bezugs-zeitraum (in MW)	Angewandte Absenkung	Absenkungs-turnus	Geltungs-zeitraum für Absenkung
Sep 2013 - Aug 2014	2.400 - 2.600 (brutto)	2.398	0,25%	monatlich	Q3 2014
Dez 2013 - Nov 2014		1.953	0,25%		Q1 2015
Mrz 2014 - Feb 2015		1.811	0,25%		Q2 2015
Jun 2014 - Mai 2015		1.581	0,25%		Q3 2015
Sep 2014 - Aug 2015		1.437	0,0%		Q4 2015
Dez 2014 - Nov 2015		1.419	0,0%		Q1 2016
Mrz 2015 - Feb 2016		1.367	0,0%		Q2 2016
Jun 2015 - Mai 2016		1.336	0,0%		Q3 2016
Sep 2015 - Aug 2016		1.096	0,0%		Q4 2016

Tabelle 34: Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie

Elektrizität: Absenkung der anzulegenden Werte Solare Strahlungsenergie

Relevanter Bezugszeitraum zur Berechnung der tatsächlichen Absenkung	Zubau-korridor (in MW)	Tatsächlicher Zubau im Bezugs-zeitraum (in MW)	Angewandte Absenkung	Absenkungs-turnus	Geltungs-zeitraum für Absenkung
Festgelegt im EEG 2017	2.500 (brutto)	-	0,0%	monatlich	Jan 17
(Jul 2016 - Dez 2016) x2		2.025	0,0%		Feb 17 - Apr 17
(Okt 2016 - Mrz 2017) x2		2.149	0,25%		Mai 17 - Jul 17
(Jan 2017 - Jun 2017) x2		1.802	0,0%		Aug 17 - Okt 17
(Apr 2017 -Sep 2017) x2		1.966	0,0%		Nov 17 - Jan 18
(Jul 2017 - Dez 2017) x2		1.704	0,0%		Feb 18 - Apr 18
(Okt 2017 - Mrz 2018) x2		2.037	0,0%		Mai 18 - Jul 18
(Jan 2018 - Jun 2018) x2		2.727	1,0%		Aug 18 - Okt 18
(Apr 2018 - Sep 2018) x2		3.193	1,0%		Nov 18 - Jan 19
(Jul 2018 - Dez 2018) x2		2.570	1,0%		Feb 19 - Apr 19
(Okt 2018 - Mrz 2019) x2		3.625	1,4%		Mai 19 - Jul 19
(Jan 2019 - Jun 2019) x2		3.662	1,4%		Aug 19 - Okt 19
(Apr 2019 - Sep 2019) x2		2.878	1,0%		Nov 19 - Jan 20
(Jul 2019 - Dez 2019) x2		2.936	1,4%		Feb 20 - Apr 20
(Okt 2019 - Mrz 2020) x2		3.242	1,4%		Mai 20 - Jul 20
(Jan 2020 - Jun 2020) x2		3.800	1,4%		Aug 20 - Okt 20
(Apr 2020 -Sep 2020) x2		3.975	1,8%		Nov 20 -Dez 20
Festgelegt im EEG 2021		-	-		Jan 21
(Okt 2020 - Dez 2020) x4		4.355	1,4%		Feb 21 - Apr 21
(Jan 2021 - Mrz 2021) x4		4.379	1,4%		Mai 21 - Jul 21
(Apr 2021 - Jun 2021) x4		3.846	1,4%		Aug 21 - Okt 21

Tabelle 35: (Fortsetzung von Tabelle 34): Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie

2.3 Ausschreibungen

Betreiber von neu zu errichtenden Anlagen der erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse müssen im Rahmen eines Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag erhalten, um Anspruch auf eine Zahlung nach dem EEG zu bekommen. Ausgenommen sind Windenergieanlagen an Land und Solarfreiflächenanlagen (Solaranlagen des ersten Segments) mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 Kilowatt und neu in Betrieb genommene Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt. Für diese Erneuerbaren Energien-Anlagen wird die Zahlungshöhe weiterhin gesetzlich festgelegt.

Grundsätzlich erhalten die eingereichten Gebote den Zuschlag zu dem im Gebot angegebenen Gebotswert (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Ausnahmen werden nur für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land und bestehenden Biomassenanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 Kilowatt gemacht. Deren Zuschlagshöhe wird im sogenannten Einheitspreisverfahren („uniform-pricing“) ermittelt: Entscheidend für die Ermittlung des anzulegenden Werts ist der Gebotswert des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots.

Erteilte Zuschläge erlöschen jeweils nach bestimmten Fristen, deren Dauer abhängig vom Energieträger ist. Werden die Anlagen innerhalb der Frist nicht in Betrieb genommen, müssen die Bieter eine Strafzahlung leisten.

Neben technologiespezifischen Ausschreibungen, jeweils für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solar und Biomasse, wurde im Jahr 2020 die erste Innovationsausschreibung durchgeführt. Mit dem EEG 2021 wurden die technologieübergreifenden Ausschreibungen für Wind an Land und Solar abgeschafft. Neu eingeführt wurden Ausschreibungen für Solar-Aufdach-Anlagen (Solaranlagen des zweiten Segments) und Biomethananlagen.

Im Zeitraum Januar 2020 bis September 2021 wurden 35 Ausschreibungsrunden mit den folgenden Ergebnissen durchgeführt:

Elektrizität: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2020 - 2021

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Solar (1. Segment)	01.02.2020	5,01
	01.03.2020	5,18
	01.06.2020	5,27
	01.07.2020	5,18
	01.09.2020	5,22
	01.10.2020	5,23
	01.12.2020	5,1
	01.03.2021	5,03
	01.06.2021	5,00
Solar (2. Segment)	01.06.2021	6,88
Wind an Land	01.02.2020	6,18
	01.03.2020	6,07
	01.06.2020	6,14
	01.07.2020	6,14
	01.09.2020	6,20
	01.10.2020	6,11
	01.12.2020	5,91
	01.02.2021	6,00
	01.05.2021	5,91
	01.09.2021	5,79

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert (gleitende Marktprämie); bei Solar wird der Zuschlagswert vor Eingang der Zweitsicherheiten herangezogen.

Tabelle 36: Durchgeführte Ausschreibungen in 2020 und 2021 für die Energieträger Solar und Windenergie an Land mit gleitender Marktprämie

Elektrizität: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2020 - 2021 mit gleitender Marktprämie

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Biomasse	01.04.2020	13,99
	01.11.2020	14,85
	01.03.2021	17,02
	01.09.2021	17,48
Technologieübergreifend Wind an Land und Solar	01.04.2020	5,33
	01.11.2020	5,33

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Die Förderung wird bei diesen Ausschreibungen sowie bei Wind und Solar als gleitende Marktprämie unter Berücksichtigung der Börsenpreise ausgezahlt

Tabelle 37: Durchgeführte Ausschreibungen 2020 und 2021 mit gleitender Marktprämie

Elektrizität: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2020 - 2021 mit fixer Marktprämie

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
KWK	01.06.2020	6,23
	01.12.2020	6,75
	01.06.2021	5,64
Innovative KWK Systeme	01.06.2020	10,63
	01.12.2020	10,8
	01.06.2021	11,57
Innovationausschreibung: Einzelanlagen	01.09.2020	2,65
Innovationsausschreibung: Anlagenkombinationen	01.09.2020	4,50
Innovationausschreibung: Anlagenkombinationen	01.04.2021	4,29
	01.08.2021	4,55

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Die Förderung bei diesen Ausschreibungen wird als fixe Marktprämie ohne Berücksichtigung der Börsenpreise ausgezahlt.

Tabelle 38: Durchgeführte Ausschreibungen 2020 und 2021 mit fixer Marktprämie.

Die Werte der Tabelle 36 und Tabelle 37 sind mit Tabelle 38 nicht vergleichbar, da sie bei Tabelle 36 und Tabelle 37 eine gleitende Marktprämie, die unter Abzug potentieller Erlöse an der Strombörse wiedergeben, während die Werte der Tabelle 38 fixe Marktprämien sind, die grundsätzlich ohne Abzug als Förderung fließen.

2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments

Nach dem Pilotausschreibungsverfahren für Freiflächenanlagen in den Jahren 2015 bis 2016, werden seit Jahresbeginn 2017 Ausschreibungen für alle Solaranlagen mit einer installierten Leistung größer 750 Kilowatt durchgeführt. Gebote für Projekte auf Grünland- oder Ackerflächen in benachteiligten Gebieten sind zulässig, sofern die einzelnen Bundesländer dies per Verordnung erlauben (bislang Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland). Im Jahr 2020 wurden bei sieben Ausschreibungsterminen insgesamt 1.299 MW ausgeschrieben. Es wurden 1.320 MW bezuschlagt, verteilt auf 270 Solarprojekte (Gebote). Im Jahr 2021 werden in drei Gebotsterminen 1.637 MW ausgeschrieben, wobei sich das Volumen für den Gebotstermin im November aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen noch verändern kann. In den Gebotsrunden März und Juni konnten 1.133 MW, verteilt auf 198 Solarprojekte bezuschlagt werden.

Bei allen bislang durchgeführten Solarausschreibungen war die Gebotsmenge mehrfach überzeichnet. Der anfänglich starke Rückgang des Zuschlagswerts in den ersten vier Ausschreibungsrunden zwischen Februar 2017 und Februar 2018 (6,58 ct/kWh auf 4,91 ct/kWh) konnte in den nachfolgenden Terminen nicht fortgesetzt werden. Aufgrund des hohen Gebotsvolumen von 500 MW und eines zulässigen Höchstpreises von 8,91 ct/kWh, stellte sich in 2019 ein deutlich höherer durchschnittlicher Zuschlagswert von 6,59 ct/kWh ein. Eine Anpassung des zulässigen Höchstpreises auf 7,50 ct/kWh dämpfte diese Aufwärtsentwicklung in 2020 erfolgreich. Im Laufe des Jahres 2020 sind die Zuschlagswerte bis Oktober wieder leicht angestiegen und bewegten sich zwischen 5,01 ct/kWh (Februar 2020) und 5,23 ct/kWh (Oktober 2020). Im Dezember 2020 lag der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert bei 5,10 ct/kWh.

Seit dem Jahr 2021 dürfen bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments ausschließlich Bieter teilnehmen, die Solaranlagen auf Freiflächen oder sonstigen baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind, errichten wollen. In den ersten beiden Ausschreibungsterminen im Jahr 2021 lagen die Zuschlagswerte mit 5,03 ct/kWh (März 2021) und 5,00 ct/kWh (Juni 2021) ebenfalls im unteren 5-ct-Bereich.

Seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens für alle Solaranlagen im Jahr 2017, sind die durchschnittlichen Zuschlagswerte um 21 Prozent gesunken. In diesem Betrachtungszeitraum lag der höchste Zuschlagwert bei 6,59 ct/kWh (März 2019) und der niedrigste bei 4,33 ct/kWh (Februar 2018). Der durch die Ausschreibung bestimmte, aktuelle (Oktober 2020) durchschnittlich, auszuzahlende Wert für zu errichtende neue Solaranlagen bis 2022, liegt bei 5,23 ct/kWh. Dieser Wert bildet die durchschnittlichen Erzeugungskosten für Solar realistisch ab.

Elektrizität: Realisierungsrate für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen mit ausgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	Ausschreibungs-grundlage
15.04.2015	99	06.05.2017	FFAV
01.08.2015	90	20.08.2017	FFAV
01.12.2015	92	18.12.2017	FFAV
01.04.2016	100	18.04.2018	FFAV
01.08.2016	96	12.08.2018	FFAV
01.12.2016	73	15.12.2018	FFAV
01.11.2016	99	05.12.2018	GEEV
01.02.2017	99	15.02.2019	EEG
01.06.2017	97	21.06.2019	EEG
01.10.2017	35	23.10.2019	EEG
01.02.2018	44	27.02.2020	EEG
01.06.2018	83	21.12.2020	EEG
01.10.2018	55	26.04.2021	EEG

Tabelle 39: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 18 und 24 Monaten. Aus den vergangenen 25 Solarrunden (inkl. FFAV und GEEV) sind zusätzlich zu den sechs abgeschlossenen Runden der Ausschreibung nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV), die Realisierungsfristen für die ersten sieben Solarausschreibungsrunden nach dem EEG bzw. nach der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) abgelaufen. Diese weisen grundsätzlich hohe Realisierungsquoten (Tabelle 39) auf, was als Erfolg zu Werten ist. Lediglich die niedrigen Realisierungsraten von 35 Prozent, 44 Prozent und 55 Prozent für die abgeschlossenen Runden im Oktober 2017, Februar 2018 und Oktober 2018 weichen von diesem Erfolgstrend ab. Wesentlicher Grund hierfür war die fehlende Realisierung anteilsmäßig größerer Solarprojekte. Aufgrund der Corona Pandemie wurden die Realisierungsfristen für alle Zuschläge, die vor dem 1. März 2020 erteilt wurden und deren Realisierungsfristen noch nicht abgelaufen waren, um sechs Monate verlängert. Dies bedeutet, dass die Realisierungsquoten für die Ausschreibungstermine 2019 erst Ende 2021 final feststehen werden. Für alle weiteren Ausschreibungsrunden laufen die Realisierungsfristen ebenfalls noch.

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen 1. Segment 2020

	Feb.	März	Juni	Juli	Sept.	Okt.	Dez.
Ausgeschriebene Menge (MW)	100	300	96	193	257	96	257
Eingereichte Gebote	98	190	101	174	163	87	186
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	493	838	447	779	675	393	936
Zuschläge*	18	51	21	30	75	30	45
Zuschlagsmenge (MW)*	101	301	100	193	258	103	264
Gebotsausschlüsse	12	9	9	18	22	9	42
Gebotsausschlussmenge (MW)	77	35	18	70	73	37	196
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,01	5,18	5,27	5,18	5,22	5,23	5,10
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,55	4,64	4,90	4,69	4,80	4,98	4,88
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,21	5,48	5,40	5,36	5,39	5,36	5,26

*Vor Eingang der Zweitsicherheit.

Tabelle 40: Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments 2020

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen 1. Segment 2021

	März	Juni	Nov.
Ausgeschriebene Menge (MW)	617	510	510**
Eingereichte Gebote	288	242	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.504	1.130	n.v.
Zuschläge*	103	95	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)*	620	513	n.v.
Gebotsausschlüsse	6	11	n.v.
Gebotsausschlussmenge (MW)	38	36	n.v.
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	6	6	6
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5	5	n.v.
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5	5	n.v.
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5	5	n.v.

*Vor Eingang der Zweitsicherheit.

**Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern

Tabelle 41: Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments 2021

Wie in Abbildung 33 dargestellt, ist der Anteil Bayerns an der Zuschlagsmenge im Rahmen der Solarausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 auf über 50 Prozent angestiegen, was nicht zuletzt mit der Anpassung der bayrischen Öffnungsverordnung für Solaranlagen in benachteiligten Gebieten von 70 auf 200 Zuschläge zusammenhängt.

Abbildung 33: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarausschreibungen 2020/2021

2.3.2 Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Seit Beginn des Jahres 2017 wird die Zahlungshöhe für Windenergieanlagen an Land ebenfalls durch Ausschreibungen ermittelt. An diesen müssen sich alle Windenergieanlagen an Land beteiligen, die eine installierte Leistung von mindestens 751 Kilowatt haben. Geboten wird auf den anzulegenden Wert einer Anlage, an einem definierten 100-Prozent-Referenzstandort; die tatsächlichen Zahlungen können hiervon abweichen.

Im Jahr 2020 wurden 3.869 MW ausgeschrieben, die auf sieben Ausschreibungstermine aufgeteilt waren. Für das Jahr 2021 wurden, auf drei Termine verteilt, 4.500 MW ausgeschrieben. Sechs von sieben Terminen waren 2020 sehr stark unterzeichnet. Mit einem Zuschlagsvolumen von 2.672 MW wurde der angestrebte Ausbaupfad nicht erreicht. Lediglich der letzte Termin im Dezember war leicht überzeichnet (Tabelle 42 und Tabelle 43). Das gleiche Bild setzte sich im Jahr 2021 fort. Die Termine im Februar und Mai waren teils deutlich unterzeichnet. Lediglich der Gebotstermin im September 2021 war leicht überzeichnet. Der fehlende

Wettbewerb spiegelt sich in den hohen Zuschlagswerten wider, die sich alle leicht unterhalb des jeweiligen Höchstwerts von 6,2 bzw. 6 ct/kWh befanden.

Elektrizität: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2020

	Feb.	März	Juni	Juli	Sep.	Okt.	Dez.
Ausgeschriebene Menge (MW)	900	300	826	275	367	826	367
Eingereichte Gebote	67	25	62	26	25	89	96
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	527	194	468	191	310	769	657
Eingereichte Gebotsmenge (MW) im Netzausbaugebiet (NAG)	115	85	148	57	72	349	286
Zuschläge	66	20	61	26	25	74	58
Zuschlagsmenge (MW)	523	151	464	191	287	659	400
Zuschlagsmenge im NAG (MW)	115	56	148	57	87	268	197
Gebotsausschlüsse	1	2	1	0	2	3	3
Gebotsausschlüsse in MW	4	18	4	0	23	48	20
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	6,18	6,07	6,14	6,14	6,20	6,11	5,91
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,76	5,74	5,90	6,00	5,99	5,60	5,59
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,07
Höchster Gebotswert im NAG (mit Zuschlag) (ct/kWh)	nicht relevant	5,98	nicht relevant				

Tabelle 42: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2020

Ein wesentlicher Grund für die mangelnde Teilnahme an den Ausschreibungen für Wind an Land, liegt in den fehlenden bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigungen, die für eine Teilnahme am Ausschreibungsverfahren vorgelegt werden müssen. Eine Abkehr von der Genehmigung als Teilnahmevoraussetzung ist aufgrund der Erfahrungen des Jahres 2017 mit den Bürgerenergiegesellschaften nicht förderlich; damals konnten solche Gesellschaften ohne eine Genehmigung bieten. Dies hatte zur Folge, dass hochspekulative Gebote abgegeben werden. Die Realisierungsraten der 2017 erteilten Zuschläge sind

deshalb auch äußerst niedrig. Im BImSchG-Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen müssen insbesondere verschiedene Vorschriften des Natur- und Artenschutzrechts, des Bauplanungs- und Raumordnungsrechts, sowie des Luftfahrtrechts geprüft und beschieden werden. Insbesondere die Vorschriften zum Natur- und Artenschutzrecht erfordern eine intensive Prüfung und einen komplexen Abwägungsprozess.

Elektrizität: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021

	Feb.	Mai	Sep.
Ausgeschriebene Menge (MW)	1.500	1.243	1.492
Eingereichte Gebote	91	137	210
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	719	1.161	1.824
Zuschläge	89	127	166
Zuschlagsmenge (MW)	691	1.110	1.494
Gebotsausschlüsse	2	10	6
Gebotsausschlüsse in MW	27	51	34
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	6,00	6,00	6,00
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	6,00	5,91	5,79
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,15	5,68	5,20
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,00	6,00	5,92

Tabelle 43: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021

Regional betrachtet (Tabelle 44) konzentrierten sich im Jahr 2020 74 Prozent der Zuschlagsmenge auf die vier Bundesländer Schleswig-Holstein (22 Prozent), Niedersachsen (19 Prozent), Nordrhein-Westfahlen (17 Prozent) und Brandenburg (16 Prozent). Auch bis September 2021 konzentrierten sich 74 Prozent der Zuschlagsmenge auf diese Bundesländer.

Elektrizität: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2020 - 2021*

	Anzahl der Gebote		Gebotene Leistung in kW		Anzahl der Zuschläge		Bezuschlagte Leistung in kW	
Bundesland	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**
Baden-Württ.	9	5	92.100	58.200	8	4	79.500	54.000
Bayern	2	8	27.000	68.000	1	6	13.500	51.400
Berlin	1	0	4.200	0	1	0	4.200	0
Brandenburg	46	63	505.400	531.060	37	50	434.100	459.110
Bremen	0	1	0	3.600	0	1	0	3.600
Hessen	6	16	80.300	206.480	5	15	71.900	171.980
Meckl.-Vorp.	15	13	147.000	157.200	8	13	114.800	157.200
Niedersachsen	52	52	557.350	593.800	46	49	503.350	574.400
Nordr.-Westf.	80	109	512.150	707.740	69	90	456.300	553.290
Rheinl.-Pfalz	18	21	125.900	157.800	13	20	95.500	152.200
Saarland	0	2	0	17.850	0	1	0	3.450
Sachsen	8	10	64.200	48.400	6	5	49.400	23.300
Sachsen-Anh.	14	12	160.600	136.100	12	11	149.300	123.500
Schl.-Holstein	116	107	714.540	895.300	99	100	582.690	869.850
Thüringen	23	19	124.750	122.500	22	17	117.700	98.500
Summe	**390**	**438**	**3.115.490**	**3.704.030**	**327**	**382**	**2.672.240**	**3.295.780**

*Ausschreibungsrunden Februar, Mai, September 2021

Tabelle 44: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer

2.3.3 Weitere Ausschreibungen (Wind auf See, Biomasse, gemeinsame und Innovationsausschreibungen)

Ausschreibungen für Windenergie auf See

Nach den Offshore-Windenergieausschreibungen für bestehende Projekte in den Jahren 2017 und 2018 fanden zum Gebotstermin 1. September 2021 die ersten der nun jährlich durchzuführenden Offshore-Windenergieausschreibungen im sogenannten „zentralen Modell“ statt. Mit dem Zuschlag einher geht der Anspruch auf einen – vom Stromverbraucher über die Offshore-Netzumlage finanzierten – Netzanschluss und die Möglichkeit, den Offshore-Windpark über 25 Jahre zu betreiben. Dazu erhält der Inhaber des Zuschlags das Recht, beim zuständigen Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die Planfeststellung für die Bebauung der Flächen mit einem Offshore-Windpark zu beantragen.

Gegenstand der Ausschreibungen waren drei im Auftrag der Bundesnetzagentur vom BSH voruntersuchte Flächen mit einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 958 MW. Zwei Flächen mit der Bezeichnung N-3.7 und N-3.8 liegen in der Nordsee und eine Fläche mit der Bezeichnung O-1.3 in der Ostsee. Alle drei Flächen

weisen einen Zuschlagswert von 0 Cent/kWh auf. Die Offshore-Windparks sollen im Jahr 2026 in Betrieb gehen.

Sowohl für die Fläche N-3.8 als auch für die Fläche O-1.3 wurden jeweils mehrere Gebote mit einem Gebotswert von 0 Cent/kWh abgegeben. Um zu bestimmen, wer jeweils den Zuschlag erhält, hat die Bundesnetzagentur für beide Flächen das für diesen Fall gesetzlich vorgesehene Losverfahren durchgeführt. Für die Flächen N-3.8 und O-1.3 besteht zudem ein Eintrittsrecht der Projektentwickler, die dort ursprünglich einmal Offshore-Windparks geplant hatten. Diese haben ihr Recht, in den Zuschlag einzutreten, fristgerecht zum 2. November 2021 ausgeübt.

Elektrizität: Ausschreibungen Windenergie auf See; Gebotstermin 1. September 2021

Bezeichnung der Fläche	N-3.7	N-3.8	O-1.3
Ausgeschriebene Menge (MW)	225	433	300
Zuschlagsmenge (MW)	225	433	300
Zulässiger Höchstwert für Gebote (ct/kWh)	7,30	7,30	7,30
Zuschlagswert (ct/kWh)	0,00	0,00	0,00
Verlosung	nein	ja	ja
Eintrittsrecht	nein	ja	ja
Offshore-Anbindungsleitung	NOR-3-3	NOR-3-3	OST-1-4

Tabelle 45: Ausschreibungsverfahren für Windenergie auf See; Gebotstermin 1. September 2021

Ausschreibungen für Biomasse

Seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens für Biomasseanlagen 2017 hat die Bundesnetzagentur acht Ausschreibungsrunden durchgeführt. Nach einem anfänglichen jährlichen Rhythmus wurden von 2019 bis 2020 jeweils zwei Ausschreibungsrunden im April und im November durchgeführt. Seit dem Jahr 2021 finden die Ausschreibungsrunden im März und September statt. Grundsätzlich werden an zwei Terminen jeweils 100 MW ausgeschrieben, die im Wesentlichen aufgrund von nicht bezuschlagten Gebotsmengen aus dem Vorjahr nach oben angepasst werden. Somit wurden 2020 insgesamt 335 MW ausgeschrieben. In 2021 werden insgesamt 575 MW ausgeschrieben werden.

Eine Besonderheit des Verfahrens ist, dass auch bereits in Betrieb genommene Anlagen an der Ausschreibung teilnehmen können, wenn die restliche Dauer ihres Zahlungsanspruches nach dem EEG weniger als acht Jahre beträgt.

Bislang waren alle Ausschreibungstermine durch eine deutliche Unterzeichnung gekennzeichnet. Dieser Trend setzte sich auch in 2020 und 2021 fort. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote lag 2020 bei 14,42 ct/kWh und in2021 bei 17,25 ct/kWh. Für Neuanlagen ergab sich 2020 ein mittlerer Zuschlagswert von 14,44 ct/kWh und in 2021 von 14,91 ct/kWh. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 150 kW haben 2020 im Mittel einen Zuschlagswert von 14,66 ct/kWh und in 2021 von 16,39 ct/kWh erhalten. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung kleiner oder gleich 150 kW haben 2020 im Mittel einen Zuschlagswert von 16,40 ct/kWh und im März 2021 von 17,76 ct/ kWh erhalten. Unabhängig vom Zuschlagswert ist der anzulegende Wert für Bestandsanlagen der Höhe nach auf den Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangen Jahre begrenzt.

Elektrizität: Ausschreibungen für Biomasse 2020

	1. April 2020			1. November 2020		
	Neue Anlagen ≥ 150 kW	**Bestehende Anlagen ≤ 150 kW**	**Bestehende Anlagen > 150 kW**	**Neue Anlagen ≥ 150 kW**	**Bestehende Anlagen ≤ 150 kW**	**Bestehende Anlagen > 150 kW**
Ausgeschriebene Menge (MW)		168			168	
Eingereichte Gebote	5	5	31	3	2	16
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	43	0	49	22	0	29
Zuschläge	5	5	28	2	2	15
Zuschlagsmenge (MW)*	43	0	47	19	0	9
Gebotsausschlüsse	0	0	3	1	0	1
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0	2	2	0	20
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	14,44	16,40	16,40	14,44	16,40	16,40
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	14,44	16,40	13,56	14,43	16,40	15,75

Tabelle 46: Ausschreibungen Biomasse 2020

Elektrizität: Ausschreibungen für Biomasse 2021

	1. Mai 2021			1. September 2021		
	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW
Ausgeschriebene Menge (MW)	300			300		
Eingereichte Gebote	7	8	45	7	10	83
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	14	1	29	21	1	65
Zuschläge	5	5	28	7	7	59
Zuschlagsmenge (MW)*	12	1	21	21	1	48
Gebotsausschlüsse	0	2	6	0	0	6
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0	3	0	0	5
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	16,40	18,40	18,40	16,40	18,40	18,40
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	15,09	18,79	18,09	14,72	16,73	14,68

Tabelle 47: Ausschreibungen Biomasse 2021

Innovationsausschreibungen für Einzelanlagen (Wind an Land, Solar, Biomasse) oder Anlagenkombinationen

Die Bundesnetzagentur hat erstmalig im September 2020 eine Innovationsausschreibung nach der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) durchgeführt. Im Rahmen der ersten Runde dieses neuartigen Ausschreibungsverfahrens konnten Gebote für einzelne erneuerbare Technologien (Wind an Land, Biomasse und Solar) oder für Anlagenkombinationen von mehreren Anlagen verschiedener Erneuerbarer Energien oder von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Speichern abgegeben werden.

Neben der neuen Zielgruppe der Anlagenkombinationen wurden als wesentliche innovative Elemente im Ausschreibungsdesign u. a. die Auszahlung einer fixen statt einer gleitenden Marktprämie sowie eine endogene Mengensteuerung bei fehlendem Wettbewerb (Unterzeichnung der Ausschreibungsmenge) eingeführt; während im System der gleitenden Marktprämie der in den Ausschreibungen festgelegte Betrag abzüglich der potentiellen Markterlöse gezahlt wird, sieht die fixe Marktprämie einen festen Betrag vor, der unabhängig von potentiellen Markterlösen als Förderung gezahlt wird. Für Windenergieanlagen an Land finden das Referenzertragsmodell und die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften keine Anwendung.

In der ersten Runde im September 2020 wurden 650 MW ausgeschrieben. Mit einem Gebotsvolumen von 1.095 MW (133 Gebote) war diese Ausschreibungsrunde deutlich überzeichnet. Die Gebote bezogen sich mehrheitlich auf Anlagenkombinationen (785 MW für 83 Gebote). Die restlichen Gebote (310 MW für 50 Gebote) wurden für einzelne Solaranlagen abgegeben. Die erneuerbaren Technologien Wind an Land und Biomasse spielten bei den Einzelanlagen keine Rolle. Insgesamt wurden 73 Gebote mit einer Gebotsmenge von 677 MW bezuschlagt, darunter 394 MW für 28 Anlagenkombinationen. Bei der Wahl der Anlagenkombination dominierte die Kombination aus Solaranlagen und Speichern.

Als Höchstwerte für die Gebote wurden für Einzelanlagen 3,0 ct/kWh und für Kombinationsanlagen 7,5 ct/kWh festgelegt. Der durchschnittliche Zuschlagwert, der einem fixen auszuzahlenden Förderbetrag entspricht, lag für Einzelanlagen bei 2,65 ct/kWh (Zuschlagsbandbreite zwischen 0,96 ct/kWh und 3 ct/kWh) und für Anlagenkombinationen bei 4,50 ct/kWh (Zuschlagsbandbreite zwischen 1,94 ct/kWh und 5,52 ct/kWh).

Seit dem Jahr 2021 dürfen nur noch Anlagenkombinationen an der Innovationsausschreibung teilnehmen. Zum Gebotstermin April 2021 wurden insgesamt 250 MW ausgeschrieben. Wie im Vorjahr war die Ausschreibung mit 509 MW deutlich überzeichnet. Die Technologien Wind an Land und Biomasse hatten auch diesmal keine tragende Rolle, es wurde fast ausschließlich auf Anlagenkombinationen aus Solaranlagen und Speichern geboten. Insgesamt wurden 18 Gebote mit einer Gebotsmenge von 258 MW bezuschlagt. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag in dieser Runde bei 4,29 ct/kWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Zum Gebotstermin August 2021 wurden ebenfalls 250 MW ausgeschrieben. Die eingereichte Gebotsmenge betrug knapp unter 250 MW, sodass die gesetzlich geregelte Mengensteuerung griff. Demnach dürfen nur bis zur Höhe von 80 Prozent des Ausschreibungsvolumens Zuschläge erteilt werden. Insgesamt konnten 16 Gebote mit einer Gebotsmenge von 156 MW bezuschlagt werden. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 4,55 ct/kWh, wobei der niedrigste Zuschlagswert bei 3,99 ct/kWh und der höchste bei 5,48 ct/kWh lag. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Zuschlagswerte leicht gestiegen.

Elektrizität: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2020 - 2021

	Sept. 20	Apr. 21	Aug. 21
Ausgeschriebene Menge (MW)	650	250	250
Eingereichte Gebote	133	43	23
davon Einzelanlagen	50	-	-
davon Anlagenkombinationen	83	43	23
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1095	509	250
davon Einzelanlagen	310	-	-
davon Anlagenkombinationen	785	509	250
Zuschläge	73	18	16
davon Einzelanlagen	45	-	-
davon Anlagenkombinationen	28	18	16
Zuschlagsmenge (MW)	677	258	156
davon Einzelanlagen	283	-	-
davon Anlagenkombinationen	394	258	156
Gebotsausschlüsse	14	1	6
Gebotsausschlussmenge (MW)	71	3	67
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh) (Einzelanlagen)	3,00	-	-
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh) (Anlagenkombinationen)	7,50	7,50	7,50
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh) (Einzelanlagen)	2,65	-	-
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh) (Anlagenkombinationen)	4,50	4,29	4,55
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) (Einzelanlagen)	0,96	-	-
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) (Anlagenkombinationen)	1,94	3,33	3,99
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) (Einzelanlagen)	3,00	-	-
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) (Anlagenkombinationen)	5,52	4,88	5,48

Tabelle 48: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2020 – 2021

Ausschreibungen für Solaranlagen des 2. Segments

Mit dem EEG 2021 wurde das Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des 2. Segments eingeführt. Bei der Ausschreibung dürfen sich Bieter beteiligen, die eine Solaranlage auf, an oder in einem Gebäude oder einer

Lärmschutzwand errichten wollen und deren Anlagen eine zu installierende Leistung von mehr als 300 kW haben. Der erste Gebotstermin fand im Juni 2021 statt. Bei einer ausgeschriebenen Menge von 150 MW wurden 168 Gebote mit 213 MW eingereicht. Damit war der Gebotstermin deutlich überzeichnet. Zuschläge erhielten dabei 114 Gebote mit 153 MW. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 6,88 ct/kWh, wobei der Höchstwert in dieser Runde bei 9,00 ct/kWh lag.

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen 2. Segment 2021

	Juni	Dez
Ausgeschriebene Menge (MW)	150	150*
Eingereichte Gebote	168	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	213	n.v.
Zuschläge	114	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)	153	n.v.
Gebotsausschlüsse	15	n.v.
Gebotsausschlussmenge (MW)	21	n.v.
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	9,00	9,00
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	6,88	n.v.
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,35	n.v.
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,89	n.v.

*Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern
Quelle: Monitoringbericht 2021 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

Tabelle 49: Ausschreibungen für Solaranlagen des 2. Segments 2021

C Netze

1. Aktueller Stand Netzausbau

Im Rahmen des Monitorings informiert die Bundesnetzagentur vierteljährlich über die Planungs- und Baufortschritte der einzelnen Leitungsvorhaben im Übertragungsnetz in den zurückliegenden drei Monaten. Dazu gehören die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Die Bundesnetzagentur veröffentlich die Verfahrensstände auf ihrer Website unter www.netzausbau.de/vorhaben.

Zum zweiten Quartal 2021 umfassten das BBPlG und das EnLAG insgesamt 101 Vorhaben mit einer ungefähren Gesamtlänge von 12.239 km. 21 Vorhaben davon waren bereits vollständig fertiggestellt, acht weitere auf allen Abschnitten mindestens genehmigt. In der Genehmigungsphase befanden sich noch 48 Vorhaben. Für 24 Vorhaben standen die jeweils ersten Anträge auf Bundesfachplanung beziehungsweise auf ein Raumordnungsverfahren noch aus.

Die Gesamtlänge der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben lag zum zweiten Quartal 2021 bei etwa 12.239 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 2.901 km vor dem Genehmigungsverfahren,
- etwa 920 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren,
- etwa 6.045 km im oder vor dem Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren,
- 602 km genehmigt beziehungsweise im Bau,
- 1.771 km fertiggestellt.

Abbildung 34: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG und EnLAG)

1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz

Das EnLAG enthielt zum zweiten Quartal 2021 24 Ausbauvorhaben. Sechs davon waren als Erdkabel-Pilotprojekte gekennzeichnet. Bei diesen Vorhaben besteht unter bestimmten Voraussetzungen die

Möglichkeit zur Teilerdverkabelung. Die Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren liegen in der Verantwortung der betroffenen Bundesländer.

Die Gesamtlänge der EnLAG-Vorhaben lag zum Stichtag 30. Juni 2021 bei etwa 1.827 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 8 km im Raumordnungsverfahren,
- etwa 266 km im oder vor dem Planfeststellungsverfahren,
- 466 km genehmigt beziehungsweise im Bau,
- 1.087 km fertiggestellt.

Abbildung 35: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (EnLAG)

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der EnLAG-Vorhaben zum 2. Quartal 2021 wieder:

Abbildung 36: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 2. Quartal 2021

1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan

Das novellierte BBPlG ist am 4. März 2021 in Kraft getreten. 36 neue Netzausbauvorhaben wurden mit dem Gesetz in den Bundesbedarfsplan (Anlage zum Bundesbedarfsplangesetz) aufgenommen und acht bisherige Netzausbauvorhaben aktualisiert. Die Zahl der Vorhaben ist demnach von 43 auf 79 Vorhaben im BBPlG gestiegen. Dies bedeutet gegenüber dem bisherigen BBPlG eine Erhöhung der Kilometer um ca. 4.400 km.

Von den im BBPlG aktuell enthaltenen 79 Ausbauvorhaben sind 16 als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) gekennzeichnet. Zehn Gleichstrom-Vorhaben sind für die vorrangige Umsetzung mit Erdkabeln und zehn Wechselstrom-Vorhaben für die Umsetzung mit Erdkabeln auf Teilabschnitten gekennzeichnet. Darüber hinaus ist ein Vorhaben als Pilotprojekt für Hochtemperaturleiterseile gekennzeichnet, und zwei werden als Seekabel ausgeführt.

29 Vorhaben sowie zwei Vorhabenabschnitte sind als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet. Bei ihnen führt die Bundesnetzagentur die Verfahren durch. Diese Vorhaben kamen zum zweiten Quartal 2021 auf eine Gesamtlänge von etwa 6.397 km. Die Summe hängt allerdings stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore ab und wird sich erst im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Der Großteil der übrigen Vorhaben (etwa 3.797 km) liegt wie beim EnLAG in der Zuständigkeit der Länder. Hinzu kommen noch 218 km, für die das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die Verfahren durchführt.

Die Gesamtlänge der BBPlG-Vorhaben lag zum zweiten Quartal 2021 bei etwa 10.412 km, die sich wie folgt aufteilen: (der jeweilige Zuwachs an Leitungskilometern, der sich aus dem aktuellen BBPlG ergibt, ist als Information in der Klammerangabe aufgenommen)

- etwa 2.901 km vor dem Genehmigungsverfahren (inkl. 2.550 km aus dem neuen BBPlG),
- etwa 912 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren (inkl. 95 km aus dem neuen BBPlG),
- etwa 5.779 km im oder vor dem Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren (inkl. 1.795 Kilometer aus dem neuen BBPlG),
- 136 km genehmigt beziehungsweise im Bau,
- 684 km fertiggestellt.

Abbildung 37: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG)

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der BBPlG-Vorhaben zum 2. Quartal 2021 wieder:

Abbildung 38: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 2. Quartal 2021

1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom

Basierend auf dem Szenariorahmen 2021 – 2035 haben die Übertragungsnetzbetreiber am 29. Januar 2021 den ersten Entwurf des NEP Strom 2021 – 2035 veröffentlicht und bis zum 4. März 2021 die Öffentlichkeit konsultiert. Der zweite Entwurf des NEP Strom 2035 (2021) wurde am 26. April 2021 an die Bundesnetzagentur übermittelt. Am 9. August 2021 wurden die vorläufigen Prüfungsergebnisse veröffentlicht und bis zum 20. Oktober 2021 zur Konsultation gestellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen für das Jahr 2035 96 Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes vor. Die Bundesnetzagentur hält 85 davon derzeit für bestätigungsfähig. Bisher deutet alles darauf hin, dass die Vorhaben, die bereits im Bundesbedarfsplangesetz enthalten sind, unverändert wichtig sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bis zum Jahr 2035 zwei zusätzliche HGÜ-Korridore vorgeschlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben vorgeschlagen, an Land bis 2035 zwei zusätzliche HGÜ-Verbindungen zu errichten. Nach derzeitigem Stand der Prüfung sieht die Bundesnetzagentur jedoch nur eine HGÜ-Verbindung zwischen Rastede und Bürstadt (DC34) als erforderlich an. Darüber hinaus sollen herkömmliche Wechselstromverbindungen verstärkt oder neu errichtet werden. In der Prüfung wurde eine höhere Auslastung der Bestandsnetze, z. B. durch Freileitungsmonitoring und lastflusssteuernde Maßnahmen (PST) berücksichtigt.

Elektrizität: Übersicht Kilometer

	NEP 2021-2035 (gemäß Beantragung)	davon derzeit bestätigungsfähig	davon derzeit nicht bestätigungsfähig	zum Vergleich: Bundesbedarfsplan
AC-Neubau	500 km	450 km	50 km	200 km
DC-Neubau	2.150 km	1.950 km	200 km	1.450 km
AC-Interkonnektoren	50 km	50 km	-	-
DC-Interkonnektoren	250 km	250 km	-	200 km
AC-Netzverstärkung	3.700 km	3.400 km	300 km	2.800 km
gesamt	6.650 km	6.100 km	550 km	9.900 km[1]

[1] Davon im Startnetz: 5.250 km

Tabelle 50: Übersicht Kilometer

Der NEP Strom 2035 (2021) beinhaltet neben den landseitigen Maßnahmen auch die Planung der Offshore-Anbindungssysteme. Dabei legt er die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde. Der FEP wiederum legt die Reihenfolge der Flächen fest, die zur Ausschreibung für Offshore-Windparks kommen sollen, ebenso wie die Inbetriebnahmejahre von Anbindungssystemen, die für die rechtzeitige Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Der NEP ermittelt auf Basis dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungspunkte. Da in den Seegebieten kein Verbrauch im Sinne einer Abnahme der erzeugten Energie erfolgt, muss die erzeugte elektrische Energie zu nahezu 100 Prozent an Land transportiert werden.

Der NEP muss dabei alle Maßnahmen – einschließlich der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung sowie der landseitigen Netzverknüpfungspunkte – vorsehen, die für einen bedarfsgerechten Ausbau an Offshore-Anbindungssystemen erforderlich sind. Die Prüfung erfolgt somit nicht auf Basis der Erforderlichkeit- und Wirksamkeits-Kriterien, sondern orientiert sich am Ausbau der Offshore-Windenergie, welche an das landseitige Netz angebunden werden muss.

Für den Ausbau von Offshore-Windparks sieht der Szenariorahmen je nach Szenario zwischen 28 und 34 GW in Nord- und Ostsee bis zum Jahr 2035 vor.

1.4 Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz

Um sicherzustellen, dass alle Möglichkeiten zur Optimierung oder Verstärkung des bestehenden Netzes zum Einsatz gekommen sind, bevor eine Netzausbaumaßnahme bestätigt wird, hat sich das NOVA-Prinzip etabliert. Welche Maßnahmen zum Beheben von Überlastungen erforderlich sind, wird abgeschichtet nach dem NOVA Prinzip ermittelt. Es besagt, dass im Grundsatz in einem Netz erst Netz-Optimierungen ausgeschöpft werden müssen, bevor Netz-Verstärkungen oder falls erforderlich ein Netz-Ausbau in Betracht kommen.

Unter den Begriff Netzoptimierungen fallen eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können. Eine Optimierung kann beispielsweise darin bestehen, die Spannung einer bereits entsprechend ausgerüsteten, aber lediglich mit 220 kV betriebenen Freileitung auf 380 kV zu erhöhen. Auch das sogenannte Freileitungsmonitoring (FLM) wirkt optimierend, indem dadurch bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflusssteuernde Elemente (z. B. Phasenschiebertransformator) zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze eingesetzt werden.

Unter Freileitungsmonitoring versteht man die witterungsabhängige Höherauslastung von Leiterseilen. Durch Belastung mit Strom kommt es in den Leitern zur Erwärmung. Die maximal zulässige Betriebstemperatur von Standardleitern beträgt in der Regel 80 °C. Im Netzbereich von 50Hertz liegt die maximale Betriebstemperatur teilweise nur bei 40 °C, da die Leitungen nach technischen Normen und Vorschriften der ehemaligen DDR ausgelegt wurden. Beim FLM werden die Witterungsbedingungen am Leiterseil erfasst. So kann der Leiter situationsbedingt höher ausgelastet werden, wenn beispielsweise die Umgebungstemperatur niedriger ist als in der Auslegung angenommen.

Das FLM ist im Netzentwicklungsplan Bestandteil der Zielnetzplanung und wird als bereits flächendeckend umgesetzt angenommen, sodass die hierdurch gegebenen Potentiale zur Minimierung des Netzausbaubedarfs genutzt werden. FLM ist nicht in allen Netzbereichen ökonomisch und technisch sinnvoll. Daher sind einige Stromkreise vom witterungsabhängigen Betrieb ausgenommen. Diese Einschätzung wird von den Netzbetreibern zyklisch überprüft. Für einen witterungsabhängigen Betrieb der Stromkreise ist auch die Berücksichtigung angrenzender oder kreuzender Infrastrukturen anderer Energieträger (bspw. Gas, Öl), wie Rohrleitungen erforderlich. Beim flächendeckenden Einsatz von FLM können an diesen Rohrleitungen zusätzliche Schutzmaßnahmen (u. a. Erdungssysteme) notwendig werden.

Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz
Angaben für die 380kV-Ebene in Prozent

Abbildung 39: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angabe für die 380kV-Ebene)[40]

[40] Beim FLM werden zwei Messwertverfahren unterschieden: Regional: Berücksichtigung regionaler Witterungsbedingungen; Sommer- / Winterumschaltung der Strombelastbarkeiten auf allen Stromkreisen für vorgegebene Zeiträume (je nach Witterungslage kann vom Terminrahmen abgewichen werden).; Pauschale Annahme zur optimierten Betriebsweise zu Leitungen (nach entsprechender Ertüchtigung). Lokal: Zusätzliche Berücksichtigung lokaler Witterungsbedingungen (Definitionen nach Cigré).

Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz
Angaben für die 220kV-Ebene in Prozent

Abbildung 40: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angabe für die 380kV-Ebene)[41]

Unter Hochtemperaturleitern (HTL) versteht man Leiterseile, welche eine höhere Betriebstemperatur ermöglichen. Dies wird durch die Verwendung spezieller Materialien gewährleistet. Während Standardleiter nur für eine maximale Betriebstemperatur von 80 °C ausgelegt sind, sind bei HTL Temperaturen von 150 bis 210 °C zulässig. Dies ermöglicht eine höhere Strombelastbarkeit gegenüber Standardleitern mit vergleichbarem Querschnitt. Der Einsatz ist individuell zu prüfen.

Neben den HTL gibt es weiterhin die Möglichkeit der Hochstrombeseilung. Hier wird durch Vergrößerung des Leiterquerschnittes eine im Vergleich zu Standardleiterseilen (max. 2.000 Ampere) größere

[41] Beim FLM werden zwei Messwertverfahren unterschieden: Regional: Berücksichtigung regionaler Witterungsbedingungen; Sommer- / Winterumschaltung der Strombelastbarkeiten auf allen Stromkreisen für vorgegebene Zeiträume (je nach Witterungslage kann vom Terminrahmen abgewichen werden).; Pauschale Annahme zur optimierten Betriebsweise zu Leitungen (nach entsprechender Ertüchtigung). Lokal: Zusätzliche Berücksichtigung lokaler Witterungsbedingungen (Definitionen nach Cigré).

Dauerstrombelastung von 3.600 bis 4.000 Ampere ermöglicht. Die Vorteile dieser Technologie gegenüber HTL sind geringere Netzverluste sowie eine geringere Geräuschentwicklung.

2. Ausbau im Verteilernetz

2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz

Verteilernetzbetreiber (VNB) sind verpflichtet, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen. Der starke Ausbau von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes stellt die VNB vor große Herausforderungen. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen können die Netzbetreiber diesen Herausforderungen gerecht werden, wenn sie ihre Netze intelligent steuern und an die geänderten Erfordernisse anpassen. Die jeweilige Vorgehensweise und die angewendeten Maßnahmen können dabei je Netzbetreiber höchst unterschiedlich sein. Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Netzsituation muss jeder VNB Strategien für einen effizienten Netzbetrieb in der zukünftigen Energieversorgung entwickeln. Hierfür ist mit der EnWG-Novelle im Jahr 2021 der § 14d EnWG und somit ein neuer Rechtsrahmen geschaffen worden.

Insgesamt haben 841 VNB (Vorjahreserhebung: 837) darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung ihrer Netze durchgeführt haben. Insgesamt gaben 638 Unternehmen an, dass sie Maßnahmen durchgeführt haben. Abbildung 41 zeigt die von den VNB zur Netzoptimierung durchgeführten Maßnahmen.

Elektrizität: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung
Anzahl Verteilernetzbetreiber

Abbildung 41: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung

2.2 Künftiger Netzausbaubedarf

Um den künftigen Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber einschätzen zu können, führt die Bundesnetzagentur gemäß § 14 Abs. 1a und 1b EnWG (alte Fassung) jährlich eine Abfrage über den

Netzzustand und den geplanten Netzausbau für die nächsten 10 Jahre durch.[42] Die Ergebnisse der jährlichen Abfragen werden der Öffentlichkeit durch den „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze“ auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt.[43] Die Abfrage 2021 nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG wurde an 58 Hochspannungsnetzbetreiber (110 kV) gerichtet. Zudem wurde die Abfrage nach § 14 Abs. 1a EnWG um einen Verteilnetzbetreiber erweitert, der besonders von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen ist. Der von den Verteilernetzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldete Netzzustand und Netzausbau bezieht sich auf den Stand zum 31. Dezember 2020. Die erhaltenen Berichte von den Verteilernetzbetreibern decken in der Hochspannungsebene ca. 99,11 Prozent der Stromkreislänge in Deutschland ab. In der Mittelspannungsebene werden durch die Abfrage 2021 ca. 73,20 Prozent und in der Niederspannungsebene ca. 67,27 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt.

Der Planungszeithorizont nimmt von der Hochspannung bis hin zur Niederspannung ab. Aus diesem Grund wird für die unteren Netzebenen in der Regel kein langfristiger Netzausbauplan erstellt. Notwendige Netzausbaumaßnahmen werden auf diesen Netzebenen kurzfristig umgesetzt. In der Abfrage 2021 konnten die befragten Verteilernetzbetreiber daher erstmalig eine pauschalere 10-Jahresplanung für die Netzebenen Mittelspannung, Umspannung Mittelspannung auf Niederspannung sowie Niederspannung angeben. In der Regel wurde von den befragten Netzbetreibern auf Grundlage historischer Daten sowie neuer Herausforderungen (wie z. B. der Integration von Ladesäulen) ein durchschnittlicher Investitionsbedarf pro Jahr ermittelt und anschließend auf 10 Jahre hochgerechnet. Durch diese Neuerung ist es möglich, eine bessere Einschätzung des Investitionsbedarfs der unteren Netzebenen in den nächsten 10 Jahren zu erhalten. Gleichzeitig führt die veränderte Abfrage jedoch dazu, dass die Vorjahreswerte nur eingeschränkt mit den Werten der Abfrage 2021 verglichen werden können.

In den nachfolgenden Zahlen ist ausschließlich Netzausbau enthalten, der zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität führt. Hierzu zählen neben Netzneubau auch alle Maßnahmen zur Netzverstärkung und Netzoptimierung sowie Ersatzmahnahmen, in deren Rahmen eine Erhöhung der Übertragungskapazität durchgeführt wird. Nicht enthalten sind reine Ersatzmaßnahmen („Eins zu Eins“-Ersatz), Rückbau und Altlastenentsorgung. Diese sind nicht Bestandteil der Meldepflicht nach §14 Abs. 1a und 1b EnWG (alte Fassung) und wurden – soweit trotzdem gemeldet und als solche gekennzeichnet – herausgerechnet.

---

[42] Ab dem kommenden Jahr wird die Abfrage auf Grund der EnWG Novellierung gemäß der §§ 14 Abs. 2 sowie 14d EnWG (neue Fassung) erfolgen.

[43] www.bundesnetzagentur.de/netzausbaubericht2020

Elektrizität: Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität
- Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung
in Mrd. Euro

	10-Jahres Netzausbau gesamt in Mrd. Euro	davon Netzausbau gemäß Maßnahmenplan	davon Netzausbau gemäß 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen
HS	8,05	8,05	--
HS/MS	1,52	1,52	--
MS	7,86	1,71	6,14
MS/NS	3,41	0,07	3,33
NS	6,63	0,27	6,36
Sonstige	0,14	0,14	--
Gesamt	**27,61**	**11,77**	**15,84**

Tabelle 51: 10-Jahres-Netzausbauplanung auf Verteilernetzebene

Wie in obenstehender Tabelle ersichtlich, ergibt sich durch die 2.375 von den befragten Verteilernetzbetreibern gemeldeten vorgesehenen, geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen ein Netzausbaubedarf in Höhe von rund 11,77 Mrd. Euro. Zusätzlich ergibt sich durch die pauschalere 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen (Mittelspannung bis Niederspannung) ein weiterer Netzausbaubedarf in Höhe von 15,84 Mrd. Euro. Insgesamt wird über alle Netzebenen ein Netzausbaubedarf in Höhe von 27,61 Mrd. Euro in den nächsten zehn Jahren gemeldet.

Von den gemeldeten 2.375 Einzelmaßnahmen befinden sich 30 Prozent bereits im Bau und weitere 28 Prozent in der konkreten Planung. Mit dem Projektstatus „vorgesehen“ sind 42 Prozent der Maßnahmen gemeldet.

Der aus den Maßnahmen resultierende Netzausbau in Kilometern wurde bei den Verteilnetzbetreibern abgefragt. Die Angaben hierzu wurden jedoch in einem Maße unvollständig gemeldet, dass daraus abgeleitete Kennzahlen keinen repräsentativen Schluss auf den tatsächlichen Netzausbau zulassen. Von einer Veröffentlichung wird daher in diesem Berichtsjahr abgesehen. Die Bundesnetzagentur wird darauf hinwirken, dass die Datenqualität der Abfrage gesteigert wird, so dass zukünftig eine Veröffentlichung des Netzausbaus in Kilometern erfolgt.

Die veränderte Abfrage des Netzausbaubedarfs – insbesondere die unteren Netzebenen betreffend – lässt keinen Vergleich mit den im Vorjahresbericht veröffentlichten Gesamtnetzausbaubedarf in Höhe von 16,1 Mrd. Euro zu. Die Betrachtung der Entwicklung des Netzausbaubedarfs ist daher lediglich auf der Hochspannungsnetzebene möglich. Hierfür wurde der in den Vorjahren 2018 bis 2020 gemeldete Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz – soweit möglich – um Ausbaumaßnahmen bereinigt, die keine Erhöhung der Übertragungskapazität zur Folge hatten. Wie in der nachfolgenden Abbildung ersichtlich, steigt der Bedarf des 10-Jahres-Netzausbau auf Hochspannungsebene kontinuierlich an. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich der zum 31. Dezember 2020 erwartete 10-Jahres-Netzausbaubedarf um ca. 1,17 Mrd. Euro (17 Prozent) auf 8,05 Mrd. Euro. Dies ist ein geringerer Anstieg als zwischen den Berichten mit Basisjahr 2018 und 2019. Hier stieg der erwartete Hochspannungsnetzausbau mit Erhöhung der Netzkapazität von 5,62 Mrd. Euro um 22,5 Prozent auf 6,89 Mrd. Euro.

Abbildung 42: 10-Jahres-Hochspannungsnetzausbau im Zeitverlauf

In der Abfrage 2021 mit Berichtsjahr 2020 wurden 283 neue Hochspannungsnetzmaßnahmen gemeldet. Insgesamt wurden für das Hochspannungsnetz von allen befragten Netzbetreibern 1.081 Maßnahmen gemeldet, die sich im Bau befinden, vorgesehen oder bereits konkret geplant sind und die Netzkapazität erhöhen. In nachfolgender Tabelle ist der erwartete Ausbaubedarf der Hochspannungsnetzebene je Verteilernetzbetreiber aufgeführt, sofern dieser über 100 Mio. Euro liegt. Dabei liegen 10 der 17 genannten Verteilernetzbetreiber über einem erwarteten Hochspannungsnetzausbau von 250 Mio. Euro. Die betroffenen Netzgebiete werden in der unten abgebildeten Deutschlandkarte durch einen dunkleren Blauton von den weiteren sieben Netzgebieten mit einem erwarteten Hochspannungsnetzausbau zwischen 100 Mio. Euro und 250 Mio. Euro optisch unterschieden.[44]

[44] Von der Darstellung in der Karte ist aus Gründen der Übersichtlichkeit das Netz der DB Energie GmbH ausgenommen, da sich das Bahnnetz über die gesamte Bundesrepublik erstreckt.

Elektrizität: Hochspannungsnetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität
- Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

Hochspannungsnetzbetreiber	erwarteter Netzausbau in Mio. Euro
Avacon Netz GmbH	1.450,3
DB Energie GmbH	1.172,2
E.DIS Netz GmbH	796,6
Westnetz GmbH	628,6
Stromnetz Berlin GmbH	449,9
Stromnetz Hamburg GmbH	417,7
Bayernwerk Netz GmbH	389,9
Schleswig-Holstein Netz AG	335,7
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	254,0
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	250,3
Rheinische NETZGesellschaft mbH	233,0
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	230,1
WEMAG Netz GmbH	208,0
Netze BW GmbH	207,2
LEW Verteilnetz GmbH	144,2
Syna GmbH	134,6
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	100,4

Tabelle 52: Hochspannungsnetzausbau – Verteilernetzbetreiber mit einem erwarteten Netzausbau über 100 Mio. Euro

Elektrizität: Hochspannungsnetzausbau

Netzgebiete mit einem erwarteten Netzausbaubedarf der Hochspannung ab 100 Mio. Euro

Abbildung 43: Darstellung der Netzgebiete mit einem erwarteten Netzausbaubedarf der Hochspannung ab 100 Mio. Euro

Wird der erwartete Ausbaubedarf aller Netzebenen der befragten Verteilernetzbetreiber in Höhe von 27,61 Mrd. Euro betrachtet, wird deutlich, dass rund 65 Prozent des erwarteten Ausbaubedarfs alleine durch zehn der 59 befragten Verteilernetzbetreiber geplant wird. Wie in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt ist, erwarten diese Verteilernetzbetreiber jeweils einen 10-Jahres-Netzausbaubedarf größer einer Mrd. Euro. Weitere 26 der befragten Verteilernetzbetreiber investieren jeweils über 100 Mio. Euro, aber unter 1 Mrd. Euro. Die zehn Verteilernetzbetreiber, die den höchsten Ausbaubedarf gemeldet haben, sind zum Stichtag 31. Dezember 2020:[45] Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, DB Energie GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netze BW GmbH, Rheinische NETZGesellschaft mbH, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, Westnetz GmbH. Das von einem Verteilernetzbetreiber höchste erwartete Investitionsvolumen liegt bei 2,75 Mrd. Euro. Im Durchschnitt liegt das Investitionsvolumen bei 0,47 Mrd. Euro pro abgefragtem Verteilernetzbetreiber.

Elektrizität: Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität
- Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Anzahl VNB	Insgesamt in Mrd. Euro
Alle befragten VNB	59	27,61
VNB > 1 Mrd. Euro	10	18,05
1 Mrd. Euro ≥ VNB > 100 Mio. Euro	26	8,32
100 Mio. Euro ≥ VNB > 50 Mio. Euro	13	0,97
50 Mio. Euro ≥ VNB	10	0,28

Tabelle 53: Clustereinteilung des Verteilernetzausbaus

3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2020 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen und der Wert der in 2020 neu gemieteten bzw. gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, damit die geforderte Funktion erfüllt werden kann.

Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um handelsrechtliche Angaben der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

3.1 Investitionen und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber

Im Jahr 2020 brachten die vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 4.244 Mio. Euro für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur auf. Dies entspricht einer Aufstockung von 37 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2019: 3.089 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur im Jahr 2020 und dem im vorjährigen Monitoring für 2019 gemeldeten Planwert von 5.309 Mio. Euro beträgt ca.

[45] Aufzählung in alphabetischer Reihenfolge.

1.065 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten zu 75 Prozent realisiert.

Die Gesamtausgaben für die Netzinfrastruktur setzen sich aus den in Tabelle 54 aufgezeigten Einzelpositionen zusammen:

Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB

	2019	2020
Investitionen (in Mio. Euro)	**2.727**	**3.862**
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	1.922	2.930
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	511	506
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	287	424
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	7	3
Aufwendungen (in Mio. Euro)	**362**	**382**
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	359	376
für grenzüberschreitende Verbindungen	3	6
Gesamt	**3.089**	**4.244**

Tabelle 54: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

Abbildung 44: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen)

Für das Jahr 2021 sind Investitionen von ca. 4.866 Mio. Euro und Aufwendungen von 443 Mio. Euro geplant. Der geplante Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 5.013 Mio. Euro liegt deutlich über

den in den Vorjahren realisierten Gesamtbeträgen. Damit zeigt die Praxis, dass die Refinanzierungsbedingungen von den Investoren auch für die Zukunft weiterhin als sehr gut eingeschätzt werden.

3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom

Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der 841 VNB, die hierzu Angaben im Monitoring gemacht haben, betrugen im Jahr 2020 insgesamt ca. 8.088 Mio. Euro (2019: 7.540 Mio. Euro). Dies entspricht einem Anstieg von ca. 7 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Investitionen und Aufwendungen für Messeinrichtungen betrugen in 2020 ca. 371 Mio. Euro (2019: 418 Mio. Euro). Detaillierte Informationen zu Investitionen in Messeinrichtungen sind im Kapitel „Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen“ (I.H.7) zu finden. Die VNB planen für das Jahr 2021 Investitionen und Aufwendungen in Höhe von 8.705 Mio. Euro.

In Abbildung 45 werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2011 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2021 abgebildet. Die sichtbaren Spitzen der Investitionen sowohl im Jahr 2011 als auch in 2016 dürften im Zusammenhang mit der Anreizregulierung stehen. Die beiden Jahre waren als so genannte Fotojahre maßgeblich für die Erlöse, welche die VNB in den dann folgenden Jahren erzielen durften. Dies setzt Anreize, Investitionssummen in diese Fotojahre zu verschieben bzw. vorzuziehen.

Abbildung 45: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB

Die Höhe der Investitionen der VNB ist abhängig von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Messlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Stromkreislängen auch hohe Investitionen. Auch in den Verteilernetzen bestätigt das tatsächliche Verhalten der Netzbetreiber die sehr guten heutigen und zukünftigen Refinanzierungsmöglichkeiten.

Spitzeninvestitionen über 10 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen 88 der Unternehmen auf. Diese 10 Prozent der Unternehmen tätigen jedoch 85 Prozent der Investitionen. In Abbildung 46 werden verschiedene

Investitionskategorien nach der Gesamtanzahl der Netzbetreiber und der Investitions- und Aufwendungssumme dargestellt:

Abbildung 46: Anzahl der Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen

3.3 Investitionen und Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte, wenn die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind. § 23 ARegV gilt zwar grundsätzlich für ÜNB und, soweit die Hochspannungsnetzebene betroffen ist, für VNB. Da in 2019 mit Beginn der 3. RP für VNB der Kapitalkostenabgleich eingeführt wurde, entfiel ab diesem Zeitpunkt das Instrument der Investitionsmaßnahme für VNB. Nach erteilter Genehmigung kann der betreffende Netzbetreiber seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

3.3.1 Erweiterungsinvestitionen der ÜNB

Zum 31. März 2021 sind 34 Neuanträge von ÜNB für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von rund 1,9 Mrd. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2020 hat sich die Anzahl der von den ÜNB gestellten Anträge leicht reduziert. Das beantragte Volumen hat sich hingegen deutlich mehr als halbiert.

3.3.2 Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs für VNB

Zum 1. Januar 2019 wurde für Stromverteilernetze erstmals das Instrument des Kapitalkostenaufschlags von der Bundesnetzagentur umgesetzt. Demnach können Verteilernetzbetreiber für notwendige Investitionen in

die Netzinfrastruktur, Software und andere aktivierungsfähige Anlagegüter Aufschläge auf die von der Bundesnetzagentur genehmigte Erlösobergrenze beantragen.

Die so angepassten Erlösobergrenzen umfassen alle Netzkosten zzgl. einer Verzinsung des Eigenkapitals, die den Verbrauchern von den Unternehmen über die Netzentgelte in Rechnung gestellt werden dürfen. Der Kapitalkostenaufschlag enthält dabei schon ein Element der Vorfinanzierungen, da die Unternehmen schon geplante Investitionen einpreisen können.

Zum Stichtag 30. Juni 2021 sind 170 Anträge (105 in eigener Zuständigkeit und 65 für die Landesregulierungsbehörden Schleswig-Holstein und Brandenburg) auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags für das Jahr 2022 eingegangen. Eine Übersicht der geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten im Jahresvergleich ist in der nachfolgenden Abbildung zu sehen.

Abbildung 47: Geplante Anschaffungs- und Herstellungskosten

Die Bundesnetzagentur hat für den Ausbau des Stromverteilernetzes bis zum 30. Juni 2021 Kapitalkostenaufschläge in Höhe von rund 3,3 Mrd. Euro für die Jahre 2019 bis 2021 genehmigt. Dies entspricht durchgeführten oder geplanten Investitionen von rund 11,8 Mrd. Euro. Durch den Kapitalkostenaufschlag fließen lediglich die jährlichen Kapitalkosten der Investitionen inkl. Eigenkapitalverzinsung in die Erlösobergrenzen eines Kalenderjahres ein.

Zu den von der Bundesnetzagentur genehmigten Kapitalkostenaufschlägen kommen weitere Investitionen der 700 in Landeszuständigkeit regulierten Unternehmen unter 100.000 angeschlossene Kunden hinzu.

Erstmals war durch die Genehmigung des Regulierungskontosaldos des Jahres 2019 auch der Plan-Ist-Abgleich des Kapitalkostenaufschlages 2019 möglich. Hierdurch wird ersichtlich, ob die Netzbetreiber ihre geplanten Investitionen auch vollumfänglich realisiert haben. Die Bundesnetzagentur genehmigte für das Jahr 2019 Kapitalkostenaufschläge in Höhe von rund 780 Mio. Euro. Die IST-Kostenprüfung ergab tatsächlich durchgeführte Investitionen in die Netzinfrastruktur in Höhe von rund 810 Mio. Euro.

Elektrizität: TOP20 investitionsstärkste VNB laut NAB 20: Investitionen in 2021 gemäß ARegV KKA

Abbildung 48: TOP20 investitionsstärkste VNB laut NAB 20: Investitionen in 2021 gemäß ARegV KKA

3.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks

Investitionen in Strom- und Gasnetze sind äußerst kapitalintensiv. Der gebildete Kapitalstock bildet die entscheidende Bemessungsgrundlage, auf dem der unternehmerische Gewinn, die Eigenkapitalverzinsung und die eventuell durch Eigenkapitalsubstitution notwendige Fremdkapitalverzinsung sowie die sogenannte kalkulatorische Gewerbesteuer berechnet werden. Zusammen mit den kalkulatorischen Abschreibungen bilden diese Größen die sogenannten regulatorisch gewährten Kapitalkosten.

3.4.1 Eigenkapitalzinssatz

Die Bemessungsgrundlage der Kapitalkosten ist im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens (auf Englisch: regulatory asset base oder RAB) bzw. ihre noch abschreibbaren Restwerte geprägt. Zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten ist zu den Restwerten des Sachanlagevermögens das betriebsnotwendige Umlaufvermögen hinzuzurechnen und das Fremdkapital abzuziehen. Die Eigenkapitalverzinsungshöhe wird auf Grundlage eines risikolosen Basiszinssatzes, ergänzt um einen Risikozuschlag, bestimmt. Danach ist die risikobehaftete Wertpapierrendite im Marktgleichgewicht erwartbar aus der Summe von risikolosem Zinssatz und Risikoprämie (Capital asset pricing model [kurz CAPM]). Der Risikozuschlag ist dabei das Produkt aus dem Marktpreis für das Risiko (Marktrisikoprämie) und dem nicht durch Diversifizierung zu beseitigenden Risikoverhältnis gegenüber dem Gesamtmarkt (Betafaktor).

Die Eigenkapitalverzinsungshöhe ist eine entscheidende Kennzahl in regulierten Märkten. Die aufgeführte Abbildung (Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen) zeigt die verordnungsseitig oder durch tatsächliche Festlegungen zugestandenen regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen. Gegen das durchgeführte Festlegungsverfahren zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatz für die 3. Regulierungsperiode (RP), jeweils für Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetze, wurden zunächst erfolgreiche Rechtsbeschwerden beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt. Abschließend hat der Bundesgerichtshof jedoch in seiner am 9. Juli 2019 verkündeten Entscheidung die Rechtmäßigkeit der Festlegung der Bundesnetzagentur vollumfänglich bestätigt.

Abbildung 49: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

3.4.2 Eigenkapitalzinssatz II

Der Eigenkapitaleinsatz kann durch Einsatz von Fremdkapital substituiert werden. Eine vollständige Substitution durch Fremdkapitalaufnahme ist praktisch nicht möglich, da kein Fremdkapitalgeber bereit sein dürfte ohne jegliche Haftungsmasse Fremdkapital bereitzustellen. Je höher der Eigenkapitaleinsatz ist, desto niedriger dürfte tendenziell die Fremdkapitalzinssatzforderung ausfallen. Ab einem Eigenkapitaleinsatz von mehr als 40 Prozent gilt verordnungsseitig allerdings die These, dass sich ein Eigenkapitaleinsatz mangels fehlender senkender Fremdkapitalzinssatzwirkung nicht mehr lohnt. Wenn die Eigenkapitalquote mehr als 40 Prozent beträgt, wird der 40 Prozent übersteigende Anteil deswegen genauso wie Fremdkapital behandelt; das heißt, das darüberhinausgehende, in der Kapitalstruktur vorhandene Eigenkapital, wird mit dem nach § 7 Abs. 7 Strom- bzw. GasNEV bestimmten Zinssatz (Mittelwertbildung über 10 Jahre) verzinst (EK-II-Zinssatz).

3.4.3 Fremdkapitalzinssatz

Fremdkapitalaufnahmen werden in den unterschiedlichen Regulierungsbereichen grundsätzlich in Höhe der tatsächlichen Finanzierungskondition anerkannt, es sei denn marktübliche Zinshöhen werden überschritten. Die Einzelfallprüfung wird jedoch, je nach Regulierungsform, durch eine andere Aufgriffgrenze definiert. Ab der 3. Regulierungsperiode (RP) findet zudem der Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern (VNB) Anwendung. Der Fremdkapitalzins berechnet sich hier analog zur Fremdkapitalaufnahme über das normale Anreizregulierungsregime. Im Gasbereich wurden demnach 3,03 Prozent und im Strombereich 2,72 Prozent für die 3. Regulierungsperiode festgelegt.

4. Versorgungsstörungen Strom

Der System Average Interruption Duration Index – $SAIDI_{EnWG}$ bezeichnet die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung für Nieder- und Mittelspannung je angeschlossenem Letztverbraucher im jeweiligen Jahr. Dieser wird aus den Berichten der Netzbetreiber über die in ihrem Netzgebiet aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen ermittelt. Für 2020 beträgt der $SAIDI_{EnWG}$ 10,73 Minuten.

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Bundesnetzagentur gem. § 52 EnWG bis zum 30. April eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Der Bericht enthält Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als drei Minuten dauert. Zudem sind die Maßnahmen zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen durch den Netzbetreiber zu benennen.

Für die Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit der Letztverbraucher (System Average Interruption Duration Index – $SAIDI_{EnWG}$ [46]) werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund von höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Für das Berichtsjahr 2020 haben 860 Netzbetreiber 162.224 Versorgungsunterbrechungen für 868 Netze zur Bildung des $SAIDI_{EnWG}$ übermittelt. Dies bedeutet im Vergleich zum Vorjahr 2019 eine leichte Steigerung von etwa 2.400 Unterbrechungen.

Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete Jahreswert von 10,73 Minuten Versorgungsunterbrechung je Letztverbraucher liegt unter dem Mittelwert der Jahre 2010 bis 2020 (14,05 Minuten/Jahr). Somit befindet sich die Versorgungszuverlässigkeit für das Kalenderjahr 2020 weiterhin auf einem konstant hohen Niveau.

[46] Der hier genannte $SAIDI_{EnWG}$ ist zu unterscheiden von der im Rahmen des Qualitätsmanagements nach Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelten unternehmensspezifischen Kennzahl $SAIDI_{ARegV}$

Abbildung 50: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ von 2010 bis 2020

Der Rückgang der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist auf Unterbrechungen in der Mittelspannung mit einer Reduzierung um 1,4 Minuten auf 8,62 Minuten zurückzuführen. Eine leichte Abnahme um 0,08 Minuten auf 2,11 Minuten verzeichnet außerdem der letztjährige Wert in der Niederspannung. Die Auswirkungen der für den $SAIDI_{EnWG}$ relevanten Störungsanlässe sind im Berichtsjahr 2020 sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannung fast ausnahmslos rückläufig. Lediglich der Anlass „Einwirkung Dritter" in der Niederspannung verzeichnet eine Zunahme verglichen zum Vorjahr. Hierunter fallen z. B. Berührung oder Annäherung an spannungsführende Teile durch Personen, Tiere, Bäume, Erd- und Baggerarbeiten, Brand, Flugobjekte oder Ähnliches.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentraleren, kleinteiligeren und gleichzeitig lastferneren Erzeugungsstruktur auf die Versorgungsqualität ist auch für das Berichtsjahr 2020 nicht zu erkennen.

5. Netzengpassmanagement

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Dazu gehören sowohl netz- als auch marktbezogene Maßnahmen, wie Netzschaltungen, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading sowie Netzreserveeinsätze. In der folgenden Betrachtung werden netzbezogene Maßnahmen (Netzschaltungen) nicht betrachtet. Marktbezogene Maßnahmen und die Netzreserve, werden als Netzengpassmanagement zusammengefasst und analysiert:

Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.

Netzreservekraftwerke: Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.

Einspeisemanagement: Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren-Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung setzt eine gleichzeitige Erhöhung von Erzeugung an netzverträglicher Stelle zum Ausgleich der Energiebilanz voraus. In der Regel gleicht bislang noch der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Seit dem 1. Oktober 2021 ist der Bilanzausgleich durch den anfordernden Netzbetreiber verbindlich. Der Ausgleich kann zu Kosten und Erlösen (z. B. durch Ausgleichsenergiezahlungen) beim Bilanzkreisverantwortlichen führen. Diese Kosten oder Erlöse sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur bei den EinsMan-Entschädigungen zu berücksichtigen und zum Teil in den hier angegebenen geschätzten Entschädigungsansprüchen enthalten. Die Energiemengen für den Ausgleich sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt.

Anpassungsmaßnahmen: Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, ohne Entschädigung, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen.

Diese sogenannten Netzengpassmanagementmaßnahmen und die damit verbundenen Kosten werden der Bundesnetzagentur gemeldet. Eine relevante Änderung der bisherigen Strukturen wird sich im Jahr 2021 mit dem so genannten Redispatch 2.0 ergeben: Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement geändert. Die §§ 13, 13a, 14 EnWG werden seit dem 1. Oktober 2021 neu geregelt. Das neue Verfahren betrifft alle Netzbetreiber, in deren Netz sich Anlagen ab 100 KW befinden. Diese können auch, wenn in ihrem Netz selbst keine Maßnahmen zur Behebung eines Engpasses erforderlich sind, von vorgelagerten Netzbetreibern in Maßnahmen des Redispatch 2.0 einbezogen werden.

5.1 Gesamtentwicklung im Jahr 2020

Die folgenden Tabellen fassen die Regelungsinhalte, wesentlichen Instrumente und den Umfang der Maßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen) zusammen. Die Werte unterliegen fortlaufenden Aktualisierungen so dass Abweichungen zu den veröffentlichten Quartalszahlen der Bundesnetzagentur entstehen können. Unterjährige Zahlen werden unter www.bundesnetzagentur.de/systemstudie veröffentlicht.

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen ist im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten liegen bei rund 1,4 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls leicht gestiegen (2019: 1,3 Mrd. Euro).

Elektrizität: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2020

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungs-inhalt	§ 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze	§ 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-. Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen. Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagen-betreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13c EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichts-zeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): **16.795 GWh**	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): **6.146 GWh**	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): **16,1 GWh**
Kosten-schätzung im Berichts-zeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: **637,4 Mio. Euro**	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): **761,2 Mio. Euro**	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 55: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2020

Elektrizität: Netzengpassmanagementmaßnahmen

		2018	2019	2020
Redispatch				
Gesamtmenge[1] Marktkraftwerke	in GWh	14.875	13.323	16.561
Kostenschätzung[2] Redispatch	in Mio. Euro	388	227	221
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	37	64	134
Netzreservekraftwerke				
Menge[3]	in GWh	904	430	635
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	137	82	88
Leistung[4]	in MW	6.598	6.598	6.596
Jährliche Vorhaltekosten[5]	in Mio. Euro	279	197	195
EinsMan				
Menge Ausfallarbeit[6]	in GWh	5.403	6.482	6.146
Schätzung Entschädigungen	in Mio. Euro	635	710	761
Anpassungen von Stromeinspeisungen				
Menge	in GWh	8	9	16

[1] Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertrading-Maßnahmen gemäß monatlicher Meldung an die Bundesnetzagentur.
[2] Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen.
[3] Abrufe der Netzreservekraftwerke inkl. Probestarts und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht.
[4] Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31. Dezember des jeweiligen Jahres.
[5] zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten
[6] Reduzierung von Anlagen die nach dem EEG bzw. dem KWKG vergütet werden.

Tabelle 56: Übersicht Netzengpassmanagementmaßnahmen

5.2 Redispatch Entwicklung im Jahr 2020

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind diese auch gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

In Abbildung 51 ist ersichtlich, dass der Großteil der Redispatchmaßnahmen von den ÜNB durchgeführt werden. Von den rund 151 GWh, die auf VNB Ebene durchgeführt wurden entfallen rund 61 GWh auf eigene Maßnahmen, die von insgesamt 18 VNB angefordert wurden. Die weiteren Abbildungen, Tabellen und Beschreibungen beziehen sich daher auf den ÜNB Redispatch, wie er auch in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur dargestellt wird.

Elektrizität: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2020
in GWh

Abbildung 51: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2020

Die folgende Tabelle fasst die Redispatcheinsätze 2020 zusammen und teilt sie nach verschiedenen Schwerpunkten auf.

Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2020
in GWh

	2019	2020
Gesamt	13.521	16.795
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	13.521	16.795
davon Absenkung	6.958	8.522
davon Hochfahren	6.563	8.273
davon Marktkraftwerke	6.365	7.891
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probestarts)	198	382
Aufteilung nach Maßnahmenart	13.521	16.795
Einzelüberlastungsmaßnahmen	10.800	11.561
4-ÜNB Maßnahmen	2.721	5.235
Aufteilung nach Maßnahmengrund	13.521	16.795
Spannungsbedingt	1.792	2.926
Strombedingt	11.730	13.869
Aufteilung nach geographischer Komponente	13.521	16.795
Nicht Grenzüberschreitend	7.881	7.837
Grenzüberscheitend	5.640	8.958
davon Countertrading	3.210	5.671

Tabelle 57: Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2020

Im Jahr 2020 wurden im Rahmen des Redispatchprozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 16.795 GWh (8.522 GWh Einspeisereduzierungen und 8.273 GWh Einspeiseerhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen somit über denen des Vorjahres (2019: 13.521 GWh). Die größten Veränderungen ergeben sich aus folgenden Gründen:

- Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich insbesondere das Volumen der spannungsbedingten Maßnahmen im zweiten Quartal durch die niedrigere Last aufgrund des zurückgegangenen Stromverbrauchs während der Corona-Zeit.

- Die Menge des Countertradings, das statistisch zusammen mit dem Redispatch erfasst wird, stieg im Jahr 2020 weiter. Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor.

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und Countertrading-Maßnahmen lagen im Jahr 2020 bei rund 443 Mio. Euro und somit rund 19 Prozent über dem Vorjahresniveau (2019: 373 Mio. Euro).

Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen, die einem Netzelement zugeordnet werden können und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB-Prozess unterschieden. Bei Letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

5.2.1 Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB

Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 2.739 GWh abgeregelt und 2.496 GWh heraufgefahren (in Summe 5.235 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 31 Prozent aus.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB derzeit nicht möglich. Es zeigt sich allerdings, dass die Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen auslösen, auch die unter 5.2.2 dargestellten Netzelemente sind.

5.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im Gesamtjahr 2020 ein Volumen von ca. 5.783 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiseerhöhungen beliefen sich auf ca. 5.778 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe rund 11.561 GWh und ist damit im Vergleich Vorjahr um 7 Prozent gestiegen.

Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen lassen sich Netzelementen zuordnen und zum besseren Verständnis auf einer Karte darstellen. Die Nummerierung der in Tabelle 58 und Tabelle 59 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der

Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 52), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der überlasteten Stunden je Leitung – mindestens 50 Stunden) aus den Tabellen ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2020

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Dollern-Sottrum	TenneT	1264	751	746
2	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	955	420	419
3	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	322	163	162
4	Stromkreis Lehrte - Mehrum	TenneT	303	32	31
5	Mecklar - Dipperz	TenneT	246	94	92
6	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW/ Amprion	215	52	53
7	Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	204	71	71
8	Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	166	44	44
9	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/Amprion	131	35	34
10	Kontek (DK - Insel Seeland)	50Hertz	129	8	8

[1] Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Tabelle 58: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2020

Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2020

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
11	Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	124	34	34
12	Stromkreis Borken - Waldeck - Twistetal	TenneT	116	56	56
13	Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	109	31	31
14	Stromkreis Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	97	43	43
15	Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	78	43	42
16	Bürstadt-Lambsheim	Amprion	76	20	20
17	Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	73	23	21
18	Leitung Krümmel - Hamburg	50Hertz/TenneT	58	23	23
19	Audorf - Flensburg	TenneT	57	17	17

[1] Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Tabelle 59: (Fortsetzung von Tabelle 58) Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2020

Elektrizität: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2020

Abbildung 52: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2020

Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2020 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 2.926 GWh gemeldet. Das Gegengeschäft wird für spannungsbedingte Maßnahmen über die Börse abgewickelt. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Vorjahr stark gestiegen[47] (2019: 1.792 GWh). Der Blindleistungsbedarf von Leitungen hängt stark von der Auslastung ab. Sowohl bei starker als auch schwacher Auslastung kann zusätzliche Blindleistung (spannungsbedingter Redispatch) erforderlich sein.

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 60 zu entnehmen.

Elektrizität: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2020[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT	**4.138**	**1.529**
davon Netzgebiet Oberbayern (Spannung)	1.393	454
davon Dipperz - Großkrotzenburg	1.247	552
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken (Spannung)	1.217	455
davon Mehrum-Grohnde-Borken	174	34
davon Borken/Gießen	81	26
davon Conneforde	16	7
davon Netzgebiet Lehrte-Helmstedt-Krümmel (Spannung)	7	1
davon Göttingen-Hardegsen-Erzhausen-Lehrte	1	4
Regelzone TransnetBW	**1.253**	**574**
davon Netzgebiet Altbach Daxlanden	942	444
davon Mittlerer Neckar, Obere Rheinschiene	310	130
Regelzone 50Hertz	**782**	**690**
Regelzone Amprion	**313**	**132**
davon ohne Angabe eines Netzgebiets	233	104
davon Mittelbexbach	80	28

[1]Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Tabelle 60: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2020

[47] Beim spannungsbedingten Redispatch handelt es sich um Anpassungen der Einspeisung von Kraftwerken, so dass eine geänderte Blindleistungseinspeisung erfolgt. Für das Gegengeschäft ist oft kein gezielter lokaler Ausgleich nötig, daher wird es in der Regel über den Strom-Intraday-Markt durchgeführt.

5.2.3 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im Gesamtjahr 2020 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 11.085 GWh (9.984 GWh Einspeisereduzierungen und 5.020 GWh Einspeiseerhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht.

Abbildung 53 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt". Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den spannungsbedingten Redispatch wieder. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem ÜNB die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt" zusammengefasst.

Abbildung 53: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2020

Die Tabelle 61 zeigt, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen.

Verteilung der Kraftwerkseinsätze der deutschen ÜNB nach Bundesländern im Jahr 2020

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Baden-Württemberg	bis 10 GWh	über 1.000 GWh
Bayern	bis 100 GWh	bis 500 GWh
Brandenburg	bis 500 GWh	bis 50 GWh
Bremen	bis 100 GWh	0 GWh
Hamburg	bis 250 GWh	0 GWh
Hessen	bis 10 GWh	bis 1.000 GWh
Mecklenburg-Vorpommern	bis 50 GWh	bis 50 GWh
Niedersachsen	bis 1.000 GWh	bis 100 GWh
Nordrhein-Westfalen	bis 500 GWh	bis 1000 GWh
Rheinland-Pfalz	bis 50 GWh	bis 100 GWh
Saarland	bis 1 GWh	bis 250 GWh
Sachsen	bis 250 GWh	bis 250 GWh
Sachsen Anhalt	bis 10 GWh	bis 50 GWh
Schleswig-Holstein	bis 500 GWh	0 GWh
Thüringen	bis 10 GWh	bis 10 GWh

Tabelle 61: Verteilung der Kraftwerkseinsätze der deutschen ÜNB nach Bundesländern im Jahr 2020 in GWh

5.2.4 Jahresdauerlinie der Redispatch-Einsätze

Die Jahresdauerlinie beschreibt den Redispatcheinsatz je Stunde in Deutschland, geordnet nach der abgesenkten Energiemenge. Aus der Jahresdauerlinie lässt sich ablesen, für wie viele Stunden der Redispatch-Bedarf eine bestimmte Energiemenge unter- oder überschritten hat.

Abbildung 54: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2020.

Der Höchstwert der benötigten Redispatch-Absenkung lag im Jahr 2020 bei 5.868 MW. Mengen über 5.000 MW traten in 132 Stunden auf. In 1.596 Stunden wurde kein Redispatch durchgeführt.

5.2.5 Countertrading

Grenzüberschreitende Countertrading-Maßnahmen machten im Gesamtjahr 2020 rund 5.671 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen (2019: 3.210 GWh). Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 134 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls stark gestiegen (2019: 64 Mio. Euro).

Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark sowie auf ein kartellrechtliches Verfahren der Europäischen Kommission gegenüber dem ÜNB TenneT TSO GmbH zurückführen. Beide sehen Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Aufgrund des o.g. Verfahrens verpflichtete sich TenneT zu einem inkrementellen Anstieg der Mindesthandelskapazität, die im Berichtsjahr ihren Zielwert von 1.300 MW erreichte. Eine weitere, sukzessive Anhebung der Mindesthandelskapazität wird dem Netzausbau entsprechend erfolgen.

5.2.6 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im Gesamtjahr 2020 an 191 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 635 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 88 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten belaufen sich auf 194,8 Mio. Euro.

Tabelle 62 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag.

Elektrizität: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2020

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Januar	9	148	622	12.832
Februar	14	228	1.145	41.638
März	8	121	342	10.147
April	14	183	872	31.022
Mai	22	232	930	85.851
Juni	24	246	560	95.267
Juli	20	208	912	58.588
August	19	226	745	71.112
September	21	297	990	71.576
Oktober	10	156	385	18.324
November	17	322	1.049	95.149
Dezember	13	231	740	43.569
Gesamt	**191**			**635.074**

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 62: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2020

5.3 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzengpassmanagementmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und hocheffizienten KWK-Anlagen. Der erzeugte EE- und KWK-Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren. Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren. Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber nicht durch das EEG bzw. KWKG geförderten Erzeugungsanlagen zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben trotzdem bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat einen Anspruch auf Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme (§ 15 Abs. 1 EEG). Diese Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme (EinsMan-Maßnahme) liegt. Der Anschlussnetzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber die Entschädigung auszahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

5.3.1 Entwicklung der Ausfallarbeit

In der folgenden Abbildung und Tabelle ist die Entwicklung der Mengen der durch Einspeisemanagement verursachten Ausfallarbeit seit dem Jahr 2011 für die am stärksten betroffenen Energieträger dargestellt.

Abbildung 55: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen
in GWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie	409,7	358,5	480,3	1.221,5	4.124,9	3.530,1	5.287,2	5.246,9	6.272,5	5.942,2
Wind (Onshore)					4.110,6	3.498,0	4.461,2	3.890,5	5.084,8	4.145,0
Wind (Offshore)					14,3	32,0	826,0	1.356,3	1.187,6	1.797,3
Solarenergie	2,6	16,1	65,5	245,2	227,7	184,1	163,1	116,5	177,6	164,8
Biomasse	5,9	9,4	8,8	112,1	364,4	26,5	61,1	35,7	30,2	34,9
Sonstige	2,4	0,8	0,2	1,8	21,1	2,6	6,6	3,6	2,3	4,1
Gesamt	**420,6**	**384,8**	**554,8**	**1.580,6**	**4.722,3**	**3.743,2**	**5.518,0**	**5.402,7**	**6.482,5**	**6.146,0**

Tabelle 63: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Im Vergleich zum Jahr 2019 (6.483 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 6.146 GWh um gut fünf Prozent vermindert. Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein[48] zurückzuführen sein.

Die durch EinsMan-Maßnahmen entstandene Ausfallarbeit lag bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit[49] aus Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), bei 2,8 Prozent (2019: 2,9 Prozent). Damit sind rund 97 Prozent der im Jahr 2020 vermarkteten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung produziert und den Nutzern zur Verfügung gestellt worden.

Das Niveau der EinsMan-Maßnahmen lässt sich grundsätzlich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Ursachen sind beispielsweise die Wetterverhältnisse im jeweiligen Jahr und der Zubau von Erneuerbaren Anlagen. Das Niveau der Ausfallarbeit zeigt, dass bei weiterhin stetigem Zubau an Erneuerbaren Energien die notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze ohne Verzug umgesetzt werden müssen. Detailliertere und aktuellere Informationen zum Einsatz von Einspeisemanagement werden in den Quartalsberichten zu Netzengpassmanagementmaßnahmen[50] der Bundesnetzagentur umfassend dargestellt.

Die Verteilung der Ausfallarbeit auf die einzelnen Energieträger lässt sich der folgenden Tabelle entnehmen.

Elektrizität: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2020

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Verteilung in Prozent
Wind (onshore)	4.144,95	67,4
Wind (offshore)	1.797,25	29,2
Solar	164,77	2,7
Biomasse einschl. Biogas	34,91	0,6
KWK-Strom	3,39	0,1
Laufwasser	0,46	< 0,1
Sonstige	0,21	< 0,1
Deponie-. Klär- und Grubengas	0,07	< 0,1
Gesamt	**6.146,02**	**100**

Tabelle 64: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2020

Laut den Meldungen der Netzbetreiber zu den Netzengpassmanagementmaßnahmen wurde von Einspeisemanagement wie folgt Gebrauch gemacht: Im Jahr 2020 sind die Übertragungsnetzbetreiber die

[48] u.a. Mittelachse mit HH/Nord-Dollern und Westküstenleitung

[49] Die durch Einspeisemanagement abgeregelte Energiemenge ist in diesem Wert nicht enthalten.

[50] https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie

Hauptverursacher von EinsMan-Maßnahmen. Dies ergibt sich aus der Auswertung der monatlichen Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Insgesamt wurden rund 79 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht, dabei wurden lediglich rund 31 Prozent der Gesamtausfallarbeit direkt an Anlagen abgeregelt und entschädigt, welche an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die restlichen rund 69 Prozent werden bei Anlagen abgeregelt, die an Verteilernetze angeschlossen sind.

Elektrizität: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen in 2020

	Ausfallarbeit in GWh	Anteil an Gesamtausfallarbeit in Prozent
Durchführung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	**1.881**	**31**
Durchführung durch den Verteilernetzbetreiber	**4.265**	**69**
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	1.276	21
Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	2.989	49
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	**6.146**	**100**

Tabelle 65: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2020

In vielen Regionen von Deutschland sind mittlerweile EinsMan-Maßnahmen nötig. Rund 81 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahmen in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Dabei ist insbesondere Schleswig-Holstein mit rund 58 Prozent betroffen (vgl. Abbildung 56).

Abbildung 56: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2020

5.3.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen

Bei den Kosten für Einspeisemanagement ist zwischen den geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber im jeweiligen Jahr und den tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen zu differenzieren.

Die geschätzten Entschädigungsansprüche werden durch die Netzbetreiber anhand der Ausfallarbeit für erneuerbare Anlagen prognostiziert und monatlich an die Bundesnetzagentur gemeldet. Aufgrund dessen können die entstandenen Kosten direkt ins Verhältnis zur Ausfallarbeit gesetzt werden.

Die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen stellen die durch die Netzbetreiber an Anlagenbetreiber im jeweiligen Berichtsjahr ausgezahlten Entschädigungen dar. Diese werden einmal jährlich im Monitoring gemeldet. In diesen Meldungen zu tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind auch Kosten aus den Vorjahren enthalten, die drei Jahre geltend gemacht werden können. Aufgrund dieses Abwicklungsverfahrens spiegeln die im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge wider, die durch die Ausfallarbeit in dem jeweiligen Jahr verursacht wurden. Durch die Abfragestruktur lassen sich auch die Entschädigungszahlungen für Ausfallarbeit beziffern, die in den Vorjahren entstanden sind.

Die Betreiber der betroffenen EE- und KWK-Anlagen werden durch die Entschädigung – im wirtschaftlichen Ergebnis ähnlich wie abgeregelte konventionelle Kraftwerke beim Redispatch – annähernd so gestellt, als sei ihre Einspeisung durch den Netzengpass nicht verhindert worden.[51]

Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2020 mit rund 919 Mio. Euro gegenüber 2019 um rund 139 Mio. Euro vermindert (2019: 1.058 Mio. Euro) In den Zahlungen sind rund 1,9 Prozent (17,8 Mio. Euro) an Entschädigungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen enthalten, die auf Grund von Netzengpässen wegen Störungs- oder Instandhaltungsmaßnahmen entstanden sind. Der Großteil von den ausgezahlten Entschädigungen im Jahr 2020 entfällt auf die EEG-Zahlungen, rund 78.000 Euro entfallen auf die KWK-Zahlungen. Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führten im Jahr 2020 zu durchschnittlichen Kosten von etwa 17,67 Euro pro Letztverbraucher (2019: 20,43 Euro; 2018: 13,98 Euro; 2017: 11,37 Euro; 2016: 10,13 Euro; 2015: 6,26 Euro; 2014: 1,65 Euro). Diese Kosten fallen bei den Letztverbrauchern in Regionen, die besonders von Einspeisemanagement betroffen sind, höher aus. Zugleich werden die Letztverbraucher in allen Netzgebieten in ähnlichem Umfang durch eine geringere EEG-Umlage entlastet, da die EEG- bzw. KWK-Zahlungen für die abgeregelten Strommengen eingespart werden. In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung der im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungen, verursacht durch EinsMan-Maßnahmen, ab dem Jahr 2009 dargestellt.

Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber werden grundsätzlich auf Basis von Rechnungen der Anlagenbetreiber abgerechnet. Einige Netzbetreiber bieten zusätzlich ein Gutschriftverfahren (ohne Rechnung des Anlagenbetreibers) an. Auf Grund dieser Abwicklungsverfahren spiegeln die im Jahr 2020 ausgezahlten Entschädigungen nicht die Beträge wider, die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2020 verursacht wurden. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2020 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

[51] Bei EinsMan-Maßnahmen verbleiben deutlich eingeschränkte Restrisiken, wie z. B. durch den Selbstbehalt nach § 15 EEG, für die EE- und KWK-Anlagenbetreiber. Abgeregelte Kraftwerke erhalten im Rahmen des Redispatch gleichwertige Strommengen vom Netzbetreiber, wodurch sie von Vermarktungsrisiken durch Netzengpässe freigestellt sind.

Abbildung 57: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Auf Grundlage der monatlichen Schätzungen der Netzbetreiber belaufen sich die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in 2020 auf rund 761 Mio. Euro und liegen damit rund 51 Mio. Euro über denen des Jahres 2019.[52] Dieser Anstieg von etwa 7 Prozent ist auf die verstärkte Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen.

Abbildung 58: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber gezahlten Entschädigungen belaufen sich für das Jahr 2020 auf rund 919 Mio. Euro. Davon sind etwa 576 Mio. Euro für Ausfallarbeit angefallen, die tatsächlich im Jahr 2020 entstanden ist. Der Rest von rund 343 Mio. Euro sind Entschädigungszahlungen, die durch Ausfallarbeit in den Vorjahren entstanden sind. Damit sind rund 76 Prozent der im Jahr 2020 von den

[52] Vgl. Quartalsberichte der Bundesnetzagentur unter https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie

Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für die Ausfallarbeit des Jahres 2020 bereits abgerechnet. Rund 24 Prozent (185 Mio. Euro) der geschätzten Entschädigungsansprüche sind zum Stand der Monitoringerhebung noch nicht ausgezahlt worden und werden somit wiederum in den nächsten Jahren Einfluss auf die Höhe der ausgezahlten Entschädigungen haben. Die detaillierten Werte für die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche und die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind in der nachstehenden Tabelle zu finden.

Elektrizität: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspreisemanagementmaßnahmen im Jahr 2020

	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche der Anlagenbetreiber in Mio. Euro (aufgrund der Maßnahmen in 2020)		**Ausgezahlte Entschädigungen in Mio. Euro** (in 2020)		**Davon Entschädigungs-zahlungen aus Vorjahren in Mio. Euro**
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	**367**	**48%**	**339**	**37%**	**129**
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber	**394**	**52%**	**581**	**63%**	**214**
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	120	15,7%	141	15,3%	59
Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	274	36,0%	440	47,8%	155
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	**761**	**100%**	**919**	**100%**	**343**

Tabelle 66: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspeisemanagementmaßnahmen im Jahr 2020

5.4 Anpassungsmaßnahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (sog. Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen beseitigen lässt.

Soweit Verteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Anpassungsmaßnahmen durchzuführen. Darüber hinaus sind Verteilernetzbetreiber verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (sog. Unterstützungsmaßnahmen).

Die Abschaltung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Netzsicherheitsproblem hervorgerufen wird.

Im Jahr 2020 haben insgesamt sechs Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Mit rund 85 Prozent wurden die meisten Anpassungsmaßnahmen in Brandenburg ergriffen, gefolgt von Sachsen-Anhalt und Thüringen mit rund 14 bzw. ein Prozent. Die Verteilung auf die Energieträger sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Elektrizität: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2020

Energieträger	Anpassung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Verteilung in Prozent
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	16,32	97%
Erdgas	0,43	3%
Gesamt	**16,75**	**100%**

Tabelle 67: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2020

6. Netzentgelte

Netzentgelte sind ein Bestandteil des Elektrizitätspreises. Sie müssen sowohl von Haushaltskunden als auch Industrie- und Gewerbekunden gezahlt werden. Über die Netzentgelte werden die Kosten für das Stromnetz (z. B. Ausbau und Maßnahmen zur Systemsicherheit) auf den Letztverbraucher gewälzt.

Für Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr beträgt der Anteil der Netzentgelte für das Jahr 2021 rund 23 Prozent. Nach einer Steigerung in 2020 sind die Netzentgelte für Haushaltskunden in 2021 mit 7,52 ct/kWh auf ähnlichem Niveau wie im Jahr 2020 geblieben (2020: 7,50 ct/kWh).

Die Höhe der Netzentgelte ist je nach Netzbetreiber und Region unterschiedlich. Die Ursachen dafür sind vielschichtig und hängen u. a. von folgenden Faktoren ab:

- Auslastung der Netze: Diese wurden bspw. in den neuen Bundesländern zu groß dimensioniert und sind deshalb teilweise nicht genügend ausgelastet.
- Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt.
- Unterschiedlich hohe Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen.
- Alter der Netze: Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze.
- Qualität der Netze: Diese hat über das Q-Element einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenze.

6.1 Ermittlung der Netzentgelte

Netzentgelte werden von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und sind ein Bestandteil des Endkundenpreises für Strom (vgl. hierzu auch den Abschnitt „Preisniveau“ im Kapitel „Einzelhandel“). Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für den effizienten Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze entstehen. Diese regulierten Kosten sind die Grundlage der Entgelte, die Netzbetreiber von den Netznutzern für den Transport und die Verteilung der Energie verlangen dürfen. Gesetzlich vorgesehen ist, dass in Deutschland nur bei der Entnahme von Strom Netzentgelte erhoben werden. Erzeuger und somit Einspeiser von Strom, die auch „Netznutzer“ sind, müssen keine Netzentgelte entrichten. Netzentgelte werden in drei Schritten ermittelt:

Bestimmung der Netzkosten

Das Regulierungsregime ist in Regulierungsperioden unterteilt, die jeweils fünf Jahre dauern. Vor jeder Regulierungsperiode erfolgt die Ermittlung der Kostenbasis (gemäß § 6 ARegV). Dabei prüft die jeweils zuständige Regulierungsbehörde unternehmensindividuell nach den Grundsätzen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und auf Grundlage des testierten Jahresabschlusses die von den Netzbetreibern angesetzten Kosten des Netzbetriebs. Die Kostenprüfung für die derzeit laufende dritte Regulierungsperiode (2019 – 2023) fand ab dem zweiten Halbjahr 2017 auf Grundlage der Kosten des Basisjahres 2016 statt. Ergebnis dieses Schrittes sind die als wirtschaftlich nachgewiesenen und betriebsnotwendig anerkannten Netzkosten, die wiederum als Ausgangsbasis zur Bestimmung der aktuellen Erlösobergrenzen (EOG) dienen. Die 4. Regulierungsperiode beginnt am 1. Januar 2024 auf Grundlage der Kosten des Basisjahres 2021.

Ermittlung der zulässigen Erlöse

Die anerkannten Netzkosten werden im zweiten Schritt gemäß den Vorgaben der ARegV in eine Erlösobergrenze (EOG) überführt. Mit der EOG wird festgelegt, welche Einnahmen jeder Netzbetreiber in den Jahren einer Regulierungsperiode erzielen darf. Die sogenannten beeinflussbaren Kosten der Verteilernetzbetreiber werden dabei einem Effizienzvergleich unterworfen. Vergleichsmaßstab ist hierbei das Verhältnis der eingesetzten Kosten (Input) zur zu erfüllenden Versorgungsaufgabe (Output).

Für die Übertragungsnetzbetreiber kommt in der 3. Regulierungsperiode eine ‚Relative Referenznetzanalyse'[53] zur Effizienzmessung zur Anwendung. Die ermittelten Ineffizienzen sind im Verlauf der Regulierungsperiode abzubauen.

Die Erlösobergrenze wird innerhalb der Regulierungsperiode jährlich nur unter gesetzlich bestimmten Voraussetzungen angepasst. Zu solchen Anpassungen führen u. a. folgende Faktoren:

- Änderungen sogenannter dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten; dazu zählen bspw. Kosten für die Verteilernetzbetreiber aus vermiedenen Netzentgelten (vgl. Abschnitt 6.4) oder Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen oder Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement (vgl. Abschnitt 5.2 und Abschnitt 5.3). Bei den Übertragungsnetzbetreibern kommen eine Fülle von Kosten für Instrumente der Sicherung der Versorgungssicherheit und die Netzerweiterung dazu, insb. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV (vgl. Abschnitt 3.3) Kosten für Redispatch mit Netzreservekraftwerken (vgl. Abschnitt 5.2.6) und Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung (vgl. Kapitel I.D.1).

- Der Verbraucherpreisgesamtindex, der die allgemeine Geldwertentwicklung abbildet;

- Der Kapitalkostenaufschlag (3.3.2), der mit Beginn der 3. Regulierungsperiode am 1. Januar 2019 eine Anpassung der Erlösobergrenzen der VNB entsprechend der (geplanten) Kapitalkosten aus Investitionen in Neuanlagen sicherstellt. Dabei wird nicht zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen unterschieden.

- Bei Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren: das Qualitätselement;

- Ein Saldo des Regulierungskontos: Auf dem Regulierungskonto werden Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Größen erfasst und in der Folge auf die EOG zu- oder abgeschlagen. Dies gilt insbesondere für Abweichungen zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Verbrauchsmengen, die zu Mehr- oder Mindererlösen führen. Zudem werden verschiedene Positionen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (u. a. die Kosten für genehmigte Investitionsmaßnahmen oder die Kosten aus der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen) sowie die genehmigten Werte des Kapitalkostenaufschlags zunächst als Plangröße in der EOG berücksichtigt und die Differenz zu den dann tatsächlich entstandenen Kosten auf dem Regulierungskonto verbucht. Der Saldo des Regulierungskontos wird verzinst. Wegen der zahlreichen Sondersachverhalte ist die Abrechnung des Regulierungskontos ein komplexer Prozess.

Die zulässigen netzbetreiberindividuellen EOGs waren bisher gemäß § 31 ARegV von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde zu veröffentlichen, nunmehr folgt diese Pflicht aus § 23b EnWG, der die bisher von § 31 ARegV erfassten Veröffentlichungspflichten in konkretisierender Form in das EnWG überführt und punktuell ergänzt. Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle 2021 wurde mit dem § 23b EnWG in Ansehung der BGH-

[53] Lt. § 22 Abs. 2 ARegV werden bei der relativen Referenznetzanalyse durch einen Vergleich mehrerer Netzbetreiber relative Abweichungen der den tatsächlichen Anlagenmengen entsprechenden Kosten von den Kosten eines Referenznetzes ermittelt. Der Netzbetreiber mit den geringsten Abweichungen vom Referenznetz bildet den Effizienzmaßstab für die Ermittlung der Effizienzwerte; der Effizienzwert dieses Netzbetreibers beträgt 100 Prozent.

Rechtsprechung[54] eine neue gesetzliche Grundlage für die Veröffentlichungspflichten unmittelbar im EnWG geschaffen.

Bildung der Netzentgelte

Die Ermittlung der Netzentgelte durch die Netzbetreiber erfolgt auf Basis der in der StromNEV vorgegebenen Grundsätze. Hierfür werden die zulässigen Erlöse (die Erlösobergrenze) möglichst „verursachungsgerecht" den vom jeweiligen Netzbetreiber betriebenen Netz- und Umspannebenen zugeordnet.

Anschließend werden die spezifischen Jahreskosten in Euro/kW (sog. „Briefmarke") beginnend mit der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene ermittelt. Diese ergeben sich aus der Division der der Ebene zugeordneten Gesamtkosten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene. Mit Hilfe der sogenannten Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 16 StromNEV) erfolgt die Überführung dieser spezifischen Jahreskosten bei leistungsgemessenen Kunden in vier Entgeltpositionen (Leistungs- und Arbeitspreis je für weniger als 2.500 Benutzungsstunden sowie ab 2.500 Benutzungsstunden). Grundidee der Gleichzeitigkeitsfunktion ist es, eine plausible Annahme über den Verursachungsbeitrag des Anschlussnehmers zu den Netzkosten zu treffen. Dies erfolgt, indem Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit an der Jahresnetzhöchstlast des Netzes beteiligt sind, einen hohen Leistungsanteil zahlen. Diese Wahrscheinlichkeit wird über die Benutzungsstunden eines Netznutzers dargestellt und im Preissystem durch die Differenzierung der Entgelte in größer gleich und kleiner 2.500 Benutzungsstunden abgebildet. Netznutzer mit einer geringen Benutzungsstundenanzahl haben daher einen relativ niedrigen Leistungs- und einen hohen Arbeitspreis zu entrichten, wohingegen Netznutzer mit einer hohen Benutzungsstundenanzahl umgekehrt einen relativ hohen Leistungs- und einen niedrigen Arbeitspreis zu entrichten haben. Für nicht leistungsgemessene Netznutzer in der Niederspannung (Entnahme von nicht mehr als 100.000 kWh pro Jahr, aus dem Niederspannungsnetz insbesondere Haushalte und kleines Gewerbe) ist ein Arbeitspreis und ggf. ein Grundpreis festzusetzen. Dafür gibt es keine allgemeingültige Vorgabe. Arbeits- und Grundpreis müssen jedoch gemäß §17 Abs. 6 StromNEV „in einem angemessenen Verhältnis" zueinanderstehen, was eine gewisse Spanne erlaubt.

Auf Basis der geplanten Absatzmengen und der ermittelten Netzentgelte werden die erwarteten Erlöse der Netzebene bestimmt. Die Differenz aus den der Ebene zugeordneten Kosten und den erwarteten Netzentgelterlösen der Ebene (d.h. der nicht in der Ebene gedeckte Kostenblock) wird als Wälzungsbetrag an die nächste Ebene weitergegeben und dort den Kosten der Ebene zugerechnet (sogenannte Wälzung der Kosten). Diese Kostenwälzung wird in allen weiteren Ebenen angewandt, wobei die Niederspannung als unterste Netzebene keine Kostenwälzung mehr vornimmt und somit die ihr zugeordneten Kosten komplett decken muss.

Jährlich zum 15. Oktober des Vorjahres vorläufig und zum 1. Januar des Geltungsjahres endgültig veröffentlicht der Netzbetreiber seine Netzentgelte auf seiner Internetseite. Unterjährige Anpassungen sind nicht zulässig. In der sogenannten Verprobung nach § 20 Abs. 1 StromNEV legt der Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde dar, dass die zuvor ermittelten Netzkosten (EOG) mit den veröffentlichten Netzentgelten gedeckt werden können und diese auch nicht übersteigen.

---

[54] BGH Beschluss vom 11. Dezember 2018 – EnVR 21/18.

Angesichts der deutlichen Veränderungen der Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen in Folge der Energiewende mit steigender volatiler Einspeisung, vermehrter Eigenversorgung und aufgrund des Ziels die Sektorenkopplung zusätzlich anzureizen, ist eine zunehmende Diskussion über einen Anpassungsbedarf bei der Netzentgeltsystematik entstanden. Im Falle einer Reform muss jedoch sichergestellt werden, dass das Netz nicht durch zu hohe Gleichzeitigkeiten überfordert wird. Diese Debatte kann, muss aber nicht zwingend zu Änderungen in den Netzentgeltstrukturen führen.

Weitere Umlagen, die als Preisbestandteile in den Endverbraucherpreis einfließen, werden im Kapitel I.G.4.3 dargestellt.

6.2 Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland

6.2.1 Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene

Im Folgenden ist die Entwicklung der Netzentgelte der vier ÜNB für die Jahre 2016 bis 2021 für den Beispielfall eines an die Höchstspannungsebene angeschlossenen großen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 850 GWh, einer Jahreshöchstlast von 190 MW und rund 4.500 Benutzungsstunden dargestellt. Für diesen Musterfall wurde eine Netzentgeltermäßigung i. H. v. 75 Prozent gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV unterstellt.

Elektrizität: Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte
in ct/kWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TenneT	0,35	0,64	0,70	0,63	0,66	0,54
50Hertz	0,40	0,56	0,50	0,41	0,45	0,48
TransnetBW	0,31	0,32	0,37	0,36	0,42	0,45
Amprion	0,24	0,28	0,41	0,35	0,41	0,42

Abbildung 59: Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte

Die Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte in den jeweiligen Regelzonen wird neben Mengenänderungen insbesondere durch die Veränderung der EOG des jeweiligen ÜNB und ab 2019 auch durch die regionale Wirkung der schrittweisen bundesweiten Angleichung der Übertragungsnetzentgelte beeinflusst. Das Niveau

der jeweiligen EOG wird wiederum vor allem durch die Netzausbaukosten sowie die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch als auch durch die Kosten für Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft bestimmt. So sind die Netzentgeltsteigerungen zu Beginn des betrachteten Zeitraumes insbesondere durch ansteigende Netzausbaukosten sowie Kostensteigerungen für Netzreserve, aber auch durch steigende Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen bedingt. Der Rückgang der Netzentgelte in der 50Hertz-Regelzone im Jahr 2018 ist dabei hingegen insbesondere auf Kosteneinsparungen bei Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke zurückzuführen. Der Grund für den Rückgang der Übertragungsnetzentgelte in allen vier Regelzonen im Jahr 2019 liegt vor allem in der Umsetzung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG), wodurch 2019 erstmalig die Offshore-Anbindungskosten aus den Übertragungsnetzentgelten herausgelöst und in die neue Offshore-Netzumlage überführt wurden (werden die Offshore-Kosten in den Jahren 2018 und 2019 so dargestellt, dass die Positionen der Offshore-Kosten vergleichbar sind, fallen die Entlastungen 2019 gegenüber 2018 deutlich geringer aus; bei TransnetBW kommt es sogar zu einem Anstieg der Netzentgelte für den Beispielkunden[55]). Der Anstieg der Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2020 ist insbesondere auf eine Erhöhung der EOG bei allen vier ÜNB (u. a. bedingt durch steigende Netzausbaukosten und gestiegene Plankosten für die Regelenergiebeschaffung auf Grund gestiegener Regelenergiepreise im Bezugszeitraum 2018/19) sowie in den Regelzonen Amprion, 50Hertz und TransnetBW auf die weitere Umsetzung der schrittweisen und bundesweiten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte zurückzuführen.

Im Jahr 2021 sinken die Übertragungsnetzentgelte nur in der Regelzone von TenneT. Dieser Rückgang geht dabei u. a. auf eine sinkende EOG und den für TenneT entlastenden Effekt der schrittweisen bundesweiten Angleichung der Übertragungsnetzentgelte (wodurch in diesem Jahr bereits 60 Prozent der jeweiligen EOG bundesweit gewälzt werden) zurück. Bei Amprion sinkt zwar ebenfalls die EOG, die schrittweise bundesweite Angleichung der Übertragungsnetzentgelte führt aber zu Entgeltsteigerungen. Insgesamt wird der Effekt der geringeren EOG hier auch durch weitere Faktoren wieder ausgeglichen, und die Übertragungsnetzentgelte steigen leicht. 50Hertz kann zwar in diesem Jahr zum ersten Mal von der schrittweisen bundesweiten Angleichung der Übertragungsnetzentgelte profitieren. Dieser Effekt wird aber u. a. durch einen Anstieg der EOG überkompensiert. Bei TransnetBW wird hingegen die Wirkung einer steigenden EOG u. a. durch ansteigende Entgelte im Rahmen des schrittweisen bundesweiten Ausgleichs der Übertragungsnetzentgelte noch verstärkt.

In den kommenden Jahren ist durch die weiterhin anfallenden Investitionen in den Netzausbau und die Kosten für die Notfallkraftwerke (sog. besondere netztechnische Betriebsmittel gem. § 11 Abs. 3 EnWG a.F.), die im Jahr 2021 vertraglich durch die ÜNB gebunden wurden, von einem Aufwärtstrend der Netzentgelte bei den ÜNB auszugehen. Die Entwicklung ist aber stark abhängig von der Höhe der Redispatchkosten, die nicht vorhersagbar und unter anderem von der Höhe der tatsächlichen volatilen Einspeisung abhängig sind.

6.2.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte

Für die Betrachtung des durchschnittlichen Netzentgeltniveaus in Deutschland werden die Datenmeldungen der Stromlieferanten zu den einzelnen Preisbestandteilen im Monitoring herangezogen. Diese übermitteln für

[55] Zur Ausgestaltung der Offshore-Netzumlage und einer Analyse zur Vergleichbarkeit der Netzentgelte mit und ohne Netzumlage siehe auch Monitoringbericht 2019 Kap. 6.3.1.

vorgegebene Abnahmefälle verschiedener Vertragskategorien die durchschnittlichen Nettonetzentgelte ihrer jeweiligen Kunden. Dabei werden folgende Abnahmefälle betrachtet:

- Haushaltskunde: Seit dem Jahr 2016 wird im Monitoring das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh Jahresverbrauch (Band DC gemäß Eurostat) und einer Versorgung in der Niederspannung den Netzentgelten zu Grunde gelegt. Für die Jahre vor 2016 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr betrachtet.

- Gewerbekunde: Jahresverbrauch von 50 MWh, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in der Niederspannung (0,4 kV).

- Industriekunde: Jahresverbrauch von 24 GWh, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in der Mittelspannung (10 oder 20 kV), Leistungsmessung. Die Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

Anhand der Angaben der Lieferanten wird anschließend ein durchschnittliches Netzentgelt je Abnahmefall für das gesamte Bundesgebiet gebildet. Für Haushaltskunden wird dabei das Netzentgelt mengengewichtet, für Gewerbe- und Industriekunden arithmetisch ermittelt. Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht abbildet.

In den Jahren bis 2011 schlugen sich die ersten Kostenprüfungen nach Einführung der Regulierung in sinkenden Netzentgelten nieder. Der Anstieg der Netzentgelte seit 2012 und das Verbleiben der Netzentgelte auf hohem Niveau wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst: So stieg die Menge der dezentralen Einspeisung an, was höhere Kosten durch Zahlung sogenannter vermiedener Netzentgelte zur Folge hatte. Gleichzeitig stieg der Bedarf an Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen. Schließlich machte der Zubau von EE-Anlagen weiteren Netzausbau erforderlich. Alle diese Punkte wirkten netzkostenerhöhend. Im Jahr 2018 wurde dieser Trend erstmals durchbrochen, und die Netzentgelte im mengengewichteten Durchschnitt sind von 2017 auf 2018 um rund zwei Prozent gesunken. Dies ist insbesondere auf die Kostendämpfung bei den vermiedenen Netzentgelten infolge des NEMoG zurückzuführen. Trotz des Herauslösens der Offshore-Anbindungskosten aus den Netzentgelten und der weiteren Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte nach dem NEMoG konnte dieser Trend u. a. auf Grund steigender Kosten für den Ausbau des Stromnetzes und der hohen veranschlagten Kosten für Maßnahmen zur Systemsicherheit nicht beibehalten werden. Im Jahr 2021 sind die Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden im Bundesdurchschnitt allerdings von 7,50 ct/kWh auf 7,52 ct/kWh (+0,2 Prozent) nur marginal angestiegen und somit auf stabilem Niveau.

Elektrizität: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden
in ct/kWh

Abbildung 60: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2012 bis 2021

Nach Angaben von Verteilernetzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zu den vorläufigen Netzentgelten für 2022 steigen die Netzentgelte im bundesweiten Durchschnitt spürbar an. Gründe sind u.a. steigende vorgelagerte Netzkosten in den Regelzonen Amprion und TransnetBW, Investitionen in die Netze, steigende Personalzusatzkosten bei vielen Netzbetreibern sowie steigende Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte des Jahres 2021 im arithmetischen Mittel über bzw. leicht unter dem Niveau des Vorjahres: Bezogen auf den Abnahmefall des Gewerbekunden sind die Netzentgelte um fast drei Prozent (+0,18 ct/kWh) auf 6,64 ct/kWh gestiegen. Für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden, sind die Netzentgelte im arithmetischen Mittel wieder leicht um rund ein Prozent (-0,03 ct/kWh) auf 2,67 ct/kWh gesunken.

Abbildung 61: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte[56] (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh

6.2.3 Entwicklung der Grundpreise

Für nicht-leistungsgemessene (SLP-)Kunden werden die Netzentgelte entweder nur durch den Arbeitspreis oder durch eine Kombination aus Arbeitspreis- und Grundpreiskomponente abgebildet. Die Grundpreislandschaft für SLP-Kunden ist in Deutschland sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 62). Die Tabelle 68 zeigt allerdings, dass in den letzten Jahren deutschlandweit ein Trend zur Erhöhung des Grundpreises erkennbar ist. Der dabei höchste zu zahlende Grundpreis bleibt im Jahr 2021 weiterhin auf dem Niveau vom Vorjahr (2020: 105 Euro/Jahr).

[56] Vor dem Jahr 2014 wurden die Werte für Industrie- und Gewerbekunden mengengewichtet ermittelt.

Abbildung 62: Grundpreise der Netzbetreiber für SLP-Kunden pro Jahr

Elektrizität: Grundpreis Netzentgelte
in Euro/Jahr

	2017	2018	2019	2020	2021
Durchschnittlicher Grundpreis	35	37	40	52[2]	57[2]
Maximaler Grundpreis	95	100	105	105	105
Minimaler Grundpreis [1]	6	4	7	8	8
VNB ohne Grundpreis (Anzahl)	46	36	42	40	31

[1] Minimaler Grundpreis, von den VNB, die einen Grundpreis erheben.
[2] Der Grundpreis für das Jahr 2020 und 2021 wurde mit den Abgabemengen der VNB gewichtet. Ungewichteter Mittelwert: 2020: 42€ pro Jahr; 2021: 45€ pro Jahr

Tabelle 68: Entwicklung der Grundpreise

Die Höhe des Grundpreises wird öffentlich diskutiert. Die Bundesnetzagentur spricht sich in diesem Zusammenhang weiterhin für einen angemessenen Grundpreis als Fixkomponente aus. Die Angemessenheit des Grundpreises orientiert sich dabei an einem Vergleich mit den Tarifen für leistungsgemessene Kunden in der Niederspannung und an den für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur entstehenden Kosten, die ganz überwiegend unabhängig von der tatsächlichen Netzinanspruchnahme sind. Die Bundesnetzagentur verkennt nicht, dass der Grundpreis auch eine soziale Komponente hat und mit Anreizen zu Energieeinsparungen in Einklang gebracht werden muss.

6.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland werden im Monitoring von den Verteilernetzbetreibern Angaben zu den aktuellen Netzentgelten in ihren Netzgebieten erhoben. Daraus lassen sich die drei betrachteten Abnahmefälle (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde, (siehe 6.2 „Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland“) zusammentragen. Gemäß § 21 Abs. 3 EnWG sind alle Netzbetreiber verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Aus den Angaben zu den jeweiligen Arbeits- und Leistungspreisen je Verteilernetzbetreiber werden anschließend die für das Jahr 2021 gültigen Netzentgelte in ct/kWh bestimmt. Die Angaben verstehen sich ohne die Entgelte für den Messstellenbetrieb und ohne Umsatzsteuer. Zwecks Übersichtlichkeit in der Darstellung werden die Netzentgelte in sieben verschiedenen Klassen von kleiner 5 ct/kWh bis größer 10 ct/kWh eingeteilt. Es wurden im Strombereich die Netzentgelte bei Verteilernetzbetreibern erfragt, unabhängig davon ob tatsächlich Kunden in dieser Kundengruppe vorliegen. Dies ist insbesondere relevant für Industriekunden. Zusätzlich wurden die Netzentgelte in eine Betrachtung nach Bundesländern überführt. Hierbei werden die einzelnen Netzentgelte mit der jeweiligen Entnahmemenge gewichtet, um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.[57]

[57] Mengengewichtungen je Abnahmefall: Haushaltskunden = Entnahmemenge für Haushaltkunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG; Gewerbekunde = Entnahmemenge für SLP-Letztverbrauchern abzüglich der Haushaltskunden; Industriekunde = Entnahmemenge von RLM-Letztverbrauchern. Für die VNB, die in mehreren Bundesländern tätig sind, wurden die Mengen mit der entsprechenden Marktlokationsverteilung gewichtet.

Für Haushaltskunden liegen laut Ergebnis der Monitoringabfrage bei den VNB die niedrigsten Netzentgelte bei 1,29 ct/kWh und die höchsten bei 25,06 ct/kWh. Bei der Betrachtung der folgenden Tabellen und Karten lässt sich das Netzentgeltniveau in den Bundesländern und einzelnen Netzgebieten erkennen.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2021
in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	9,47	5,46	11,61	47
Brandenburg	8,56	1,29	14,86	39
Hamburg	8,45	5,46	11,20	10
Mecklenburg-Vorpommern	8,31	5,32	9,94	21
Saarland	7,79	4,99	15,61	19
Sachsen-Anhalt	7,59	5,42	10,63	34
Baden-Württemberg**	7,53	4,28	11,07	133
Thüringen	7,52	5,86	9,96	40
Rheinland-Pfalz	7,34	5,16	11,75	56
Sachsen	7,29	5,23	9,58	43
Niedersachsen	7,21	4,54	25,06	77
Hessen	7,16	5,46	9,80	65
Nordrhein-Westfalen	7,05	3,04	10,85	115
Bayern	6,80	2,94	19,97	240
Berlin	6,40	5,46	14,30	12
Bremen	5,13	5,05	9,07	10

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.
** Inklusive des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz.

Tabelle 69: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland[58] für das Jahr 2021

[58] In den zu Grunde liegenden Daten sind auch einige Betreiber geschlossener Verteilernetze miterfasst, die Letztverbraucher mit Strom versorgen, Netzentgelte für die Weiterleitung des Stroms geltend machen und am Monitoring gemäß § 35 EnWG teilgenommen haben.

Elektrizität: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2021

Abbildung 63: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2021

Die Verteilung der Netzentgelte des Abnahmefalls 50 MWh/Jahr (hier: „Gewerbekunden“) ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 1,52 ct/kWh und 23,07 ct/kWh. Insgesamt ist das Netzentgeltniveau aber niedriger als das der Haushaltskunden.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2021
in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	7,95	4,40	10,02	47
Brandenburg	6,89	1,02	14,66	39
Hamburg	6,83	4,40	9,36	10
Baden-Württemberg**	6,46	1,52	10,27	133
Mecklenburg-Vorpommern	6,41	3,88	8,67	21
Saarland	6,38	1,63	14,34	19
Sachsen	5,93	3,37	8,34	43
Rheinland-Pfalz	5,87	3,61	10,42	56
Thüringen	5,87	4,10	8,16	40
Sachsen-Anhalt	5,81	4,09	9,56	34
Hessen	5,67	4,02	8,55	65
Berlin	5,52	4,40	13,37	12
Bayern	5,38	1,59	18,05	240
Nordrhein-Westfalen	5,37	3,01	9,79	115
Niedersachsen	5,29	3,78	23,07	77
Bremen	3,94	3,78	8,43	10

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.
** Inklusive des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz

Tabelle 70: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland[59] für das Jahr 2021

[59] In den zu Grunde liegenden Daten sind auch einige Betreiber geschlossener Verteilernetze miterfasst, die Letztverbraucher mit Strom versorgen, Netzentgelte für die Weiterleitung des Stroms geltend machen und am Monitoring gemäß § 35 EnWG teilgenommen haben.

Abbildung 64: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2021

Bei den Netzentgelten für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr (hier: „Industriekunden“) fällt die Verteilung anders aus. Die Netzentgelte sind im mengengewichteten Mittel ebenfalls in Schleswig-Holstein höher als im Rest des Landes. Im Saarland fallen im Durchschnitt die niedrigsten Netzentgelte an. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden bewegen sich zwischen 0,74 ct/kWh und 8,41 ct/kWh. Hierbei ist zu beachten, dass mögliche Vergünstigungen durch individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV nicht berücksichtigt wurden. Im Einzelfall kann das individuelle Netzentgelt eines anspruchsberechtigten Industriekunden niedriger ausfallen.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2021
in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	3,28	1,28	4,63	46
Mecklenburg-Vorpommern	3,15	1,67	3,94	21
Brandenburg	3,13	1,15	3,94	39
Hessen	3,04	1,36	8,41	67
Sachsen-Anhalt	2,92	1,88	4,24	34
Hamburg	2,81	2,38	8,41	10
Sachsen	2,79	1,94	4,03	43
Thüringen	2,76	1,96	3,54	37
Berlin	2,73	2,40	3,76	11
Baden-Württemberg	2,70	0,80	8,41	133
Niedersachsen	2,54	1,40	8,41	76
Rheinland-Pfalz	2,48	1,57	3,76	56
Bayern	2,40	0,74	8,41	232
Nordrhein-Westfalen	2,37	1,40	8,41	116
Bremen	2,36	2,08	3,22	10
Saarland	2,32	1,52	4,52	19

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 71: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland[60] für das Jahr 2020

[60] In den zu Grunde liegenden Daten sind auch einige Betreiber geschlossener Verteilernetze miterfasst, die Letztverbraucher mit Strom versorgen, Netzentgelte für die Weiterleitung des Stroms geltend machen und am Monitoring gemäß § 35 EnWG teilgenommen haben.

Abbildung 65: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2021

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind äußerst vielschichtig[61]. Ein Hauptfaktor ist eine verminderte Auslastung der Netze. Während der Modernisierung der Netze in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung wurden diese aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht hinreichend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Treiber ist die Besiedlungsdichte. In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden, in dicht besiedelten Gebieten verteilen sich auf viele Netznutzer. Auch die Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen, die ihre Ursache im Verteilernetz haben, sind zu einem Grund für unterschiedliche Netzentgelthöhen geworden. Ebenfalls eine Rolle spielt das Alter der Netze. Ältere Netze mit geringeren Restwerten sind für den Netznutzer günstiger als neue Netze. Ebenfalls von Relevanz ist die Qualität der Netze, da sie über das Q-Element einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenzen hat. Neben den aufgeführten Ursachen für die Netzentgelthöhe im eigenen Netz eines VNB ergibt sich auch ein Einfluss aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz. Gestiegene Entgelte des Übertragungsnetzbetreibers, z. B. durch Investitionen in den Netzausbau und verstärkt eingesetzte Netzengpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch und die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken, führen zu höheren und bisher unterschiedlichen Kosten je Regelzone. Der Gesetzgeber hat mit dem NEMoG (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) auf diesen Umstand reagiert. Seit dem Jahr 2019 werden die Entgelte auf Übertragungsnetzebene schrittweise vereinheitlicht. Ab dem 1. Januar 2023 sind diese dann in Deutschland überall gleich hoch. Dadurch werden insbesondere auch die Kosten der Netz- und Systemsicherheit, die in ihrer Gesamtheit im Wesentlichen auf dieser Ebene anfallen, durch alle Netznutzer getragen.

6.4 Vermiedene Netzentgelte

Gemäß § 18 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen. Dieses muss dem Netzentgelt entsprechen, welches durch die geringere Einspeisung aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene nicht bezahlt werden musste. KWK-Anlagen, die im Rahmen einer Ausschreibung Zuschlagszahlungen für KWK-Strom erhalten wollen, dürfen keine vermiedenen Netzentgelte beziehen. Im Jahr 2017 trat das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) in Kraft.[62] Durch das Gesetz wurden unter anderem der Empfängerkreis und die Höhe vermiedenen Netzentgelte angepasst.

Die eingeleiteten Änderungen bezüglich der vermiedenen Netzentgelte sind in vier Stufen unterteilbar:[63]

In Stufe I wurden zum 1. Januar 2018 die vermiedenen Netzentgelte je kW-Leistung und je kWh-Arbeit für sämtliche dezentrale Einspeiser auf das Niveau der bereinigten Entgelte des Jahres 2016 „gedeckelt“. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgangs der Deckelung kann dem Monitoringbericht 2020 entnommen werden.[64] Sofern die allgemeinen Netzentgelte eines Jahres unterhalb des Referenzpreises liegen, sind diese in Ansatz zu bringen.

---

[61] Siehe auch Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Seite 21.

[62] Netzentgeltmodernisierungsgesetz vom 17. Juli 2017, BGBl I S. 2503; die BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017 enthält den Gesetzentwurf der Bundesregierung mit Begründung, Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung.

[63] Für ausführliche Erläuterungen der Änderungen vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8_61_Archiv/BK08_ALT/BK8_99_Downloads/Downloads/EOG_Hinweise_2018.pdf, S. 11 ff.

[64] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie 2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8, S. 173 f.

Darüber hinaus werden seit dem Jahr 2018 keine vermiedenen Netzentgelte für neu hinzukommende Anlagen mit volatiler Erzeugung[65] ausgezahlt (vgl. § 120 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Dies gilt auch für volatile Erzeugungsanlagen, die an eine andere Spannungsebene „umgehängt" werden. (Stufe II).

Ab dem Jahr 2018 wurden die vermiedenen Netzentgelte für volatile Bestandsanlagen schrittweise reduziert. Während im Jahr 2018 noch 2/3 und im Jahr 2019 noch 1/3 der vermiedenen Netzentgelte ausgezahlt wurden, fielen diese ab dem Kalenderjahr 2020 für volatile Erzeugungsanlagen vollständig weg (Stufe III).

In einem letzten Schritt werden ab dem 1. Januar 2023 die nicht-volatilen Neuanlagen von der Zahlung vermiedener Netzentgelte ausgeschlossen (Stufe IV). In der Regelung verbleiben weiterhin – ohne zeitliche Begrenzung – die nicht-volatilen Bestandsanlagen.

Positive Auswirkungen des NEMoG auf die bundesweiten Netzentgelte

Die Angaben im folgenden Abschnitt beziehen sich auf vermiedene Netzentgelte, die durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit ausgezahlt wurden. In den Jahren vor der Einführung des NEMoG stieg die Höhe der ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte stetig an und erreichte im Jahr 2017 mit 2,5 Mrd. Euro ihren Höchstwert.[66] Durch die Wirkung des NEMoG reduzierten sich die ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2018 auf 1,3 Mrd. Euro. Im Jahr 2019 sanken die Ist-Kosten auf 1,2 Mrd. Euro. Durch das Auslaufen der Zahlungen an volatile Erzeugungsanlagen war für das Jahr 2020 eine weitere Senkung der vermiedenen Netzentgelte zu erwarten. Die Netzbetreiber planten für 2020 mit vermiedenen Netzentgelten in Höhe von. 1.028 Mio. Euro. Tatsächlich fielen die vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2020 mit ca. 942 Mio. Euro erstmals unter die Marke von 1 Mrd. Euro. Im Jahr 2021 wird mit vermiedenen Netzentgelten in Höhe von 1.063 Mio. Euro gerechnet.

---

[65] Volatile Erzeugung im Sinne des § 3 Nr. 38a EnWG bezeichnet die Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen und aus solarer Strahlungsenergie. Für andere Anlagen nach dem EEG werden weiterhin vermiedene Netzentgelte ermittelt und ausgezahlt.

[66] Die Werte beziehen sich jeweils auf die Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit. Die vermiedenen Netzentgelte, die die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit auszahlen, werden der Bundesnetzagentur nicht gemeldet und können entsprechend nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 66: Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit)[67]

Eine ausführliche Betrachtung der Entlastungswirkung der dritten Stufe des NEMoG im Allgemeinen und mit Blick auf regionale Unterschiede ist dem Monitoringbericht 2020 zu entnehmen.[68]

Verbleibende Belastung durch vermiedene Netzentgelte:

Nicht-volatile Anlagen die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb gehen, erhalten weiterhin Zahlungen aus vermiedenen Netzentgelten. Die fortdauernde Auszahlung vermiedener Netzentgelte an Betreiber von nicht-volatilen Anlagen führt weiterhin zu einer ungleichen Belastung von Netznutzern in den einzelnen Netzgebieten. Dies ist bei Betrachtung der minimalen und maximalen Werte der pro Netzbetreiber ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte ersichtlich.

Nur eine äußerst geringe Anzahl der ca. 180 Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung, die in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fallen, übermittelten für das Jahr 2020 Istwerte für vermiedene Netzentgelte in Höhe von 0 Euro. In diesen Netzgebieten speisen demnach keine Erzeugungsanlagen ein, für die ein Anspruch auf Auszahlung von vermiedenen Netzentgelten besteht. In der folgenden Tabelle wird die maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2021 aufgezeigt:

[67] Aufgrund der Beendigung der Verwaltungsabkommen sind die Werte der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit von Mecklenburg-Vorpommern ab dem Jahr 2016 und die Werte der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit von Thüringen ab dem Jahr 2020 nicht mehr enthalten. Zahlen aus den Landesregulierungsbehörden liegen nicht aktuell vor.

[68] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie 2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8 S. 175 ff.

Elektrizität: Maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2021	
Maximale Kosten der vermiedenen Netzentgelte eines VNB in Prozent der gesamten Erlösobergrenze	34 Prozent
Maximale Kosten der vermiedenen Netzentgelte eines VNB in absoluten Zahlen	125 Millionen Euro
Mittelwert der vermiedenen Netzentgelte	6 Millionen Euro

Tabelle 72: Maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2021 (Planwerte)

Der in absoluten Zahlen gemessene höchste Planwert für vermiedene Netzentgelte wurde von einem großen, überregionalen Netzbetreiber angezeigt. Der höchste Planwert gemessen in Prozent der durch die Bundesnetzagentur festgelegten zulässigen Erlösobergrenze liegt bei einem städtischen Netzbetreiber vor, bei dem die vermiedenen Netzentgelte einen Anteil von 34 Prozent der Erlösobergrenze erreichen.

Wirkung der Stufe III auf die Gesamtkosten von Stromkunden

Die im Zuge des NEMoG schrittweise eingestellte Einbeziehung von Betreibern volatiler Erzeugungsanlagen in den Mechanismus vermiedener Netzentgelte führte nicht direkt zu einer Entlastung von Stromkunden in der Gesamtschau. EE-Anlagenbetreiber, also auch Windkraftanlagen- und Solaranlagenbetreiber erhielten die Vergütung für vermiedene Netzentgelte vor der Abschaffung gem. § 18 Abs. 1 StromNEV nicht ausgezahlt. Die vermiedenen Netzentgelte für die volatilen Einspeiser wurden vom Verteilnetzbetreiber gem. § 57 Abs. 3 EEG auf das EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber eingezahlt, aus dem die EE-Einspeisung vergütet wurde und wird. Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Betreiber von volatilen Windkraftanlagen und Solaranlagen führte für die Anlagenbetreiber zu keiner Änderung der Einnahmensituation. Der Wegfall der vermiedenen Netzentgelte führte nur zu einer Erhöhung der EEG-Umlage, weil die bisherigen Einzahlungen der Netzbetreiber auf das, bei den ÜNB geführte EEG-Konto entfielen. In der Praxis hat das NEMoG für die Betreiber von volatilen Erzeugungsanlagen daher keine unmittelbare Auswirkung.

Wie bereits beschrieben, werden die Kosten für vermiedene Netzentgelte von den Kunden des jeweiligen Verteilernetzes, an das die dezentrale Erzeugungsanlage angeschlossen ist, getragen. Die höheren Kosten für die EEG-Umlage werden hingegen bundesweit von Endkunden getragen. Insoweit wurde ein Ziel des NEMoG, und zwar die Verminderung der ungleichmäßigen regionalen Belastung von Netzkosten durch die vermiedenen Netzentgelte, erreicht.

Eine ausführliche Analyse der Anreizwirkung des § 18 Abs. 1 S. 1 StromNEV auf die Ansiedlung von Anlagen konventioneller Art kann dem Monitoringbericht 2020 entnommen werden.[69]

Kein ersparter Netzausbau durch Zahlungen an dezentrale Einspeiser

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte ging davon aus, dass durch die dezentrale Einspeisung die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz und damit dessen Inanspruchnahme vermindert werde und somit

[69] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8, S. 179.

Netzinfrastrukturkosten eingespart würden.[70] Die daraus resultierende Ersparnis sollten die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen als Entgelt erhalten. Da der tatsächliche Vermeidungsbeitrag nicht ermittelbar ist, wird dabei das ansonsten an den vorgelagerten Netzbetreiber zu zahlende Entgelt hilfsweise zur Bemessung herangezogen.

Die Einführung des Prinzips der vermiedenen Netzentgelte beruhte auf den Annahmen, dass die Flussrichtung des Stromes von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene erfolgt. Die Annahme der vermiedenen Netzentgelte, dass die dezentrale Einspeisung mittel- bis langfristig zu einer Reduzierung der Netzausbaumaßnahmen führen würde, stammt aus der Zeit der Jahrtausendwende und ist jedenfalls heute unzutreffend.

Im Regelfall wird das Netz so dimensioniert, dass die Jahreshöchstlast des Elektrizitätsbezugs allein durch den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz erfüllt werden kann. Hierbei wird die dezentrale Erzeugung nicht berücksichtigt, weil nicht gesichert ist, dass diese Anlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast tatsächlich einspeisen. Damit bleibt die Netzdimensionierung als wesentlicher Kostentreiber unverändert. Die Reduzierung der an vorgelagerte Netzbetreiber zu zahlenden Vergütungen als Folge dezentraler Einspeisung darf nicht mit einer Reduzierung von Infrastrukturkosten verwechselt werden. Im Gegenteil: dort, wo die Einspeisung durch dezentrale Kraftwerke die Jahreshöchstlast übersteigt und entsprechend das Netz größer dimensioniert werden muss, um die Elektrizität abzutransportieren, steigen die Infrastrukturkosten sogar.

Zu klein dimensionierte Netze aufgrund von dezentraler Einspeisung

In Zuständigkeit der Bundesnetzagentur existiert eine einstellige Anzahl an Verteilnetzbetreibern, die ihre Netze in der Vergangenheit aufgrund dezentraler Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke kleiner dimensionierten und entsprechend Netzinfrastrukturkosten einsparten.

Diese Vorgehensweise setzt allerdings voraus, dass für die Zeiten der geplanten Revision, des unerwarteten Ausfalls oder einer Stilllegung, aber auch der schlichten Nichteinspeisung aus marktlichen Gründen, weil Strom andernorts billiger produziert werden kann, immer noch genügend Leistung transportiert werden kann. Primär muss der Betrieb der Erzeugungsanlagen nachhaltig wirtschaftlich sein.

Letzteres ist seit Längerem in vielen Fällen nicht mehr gegeben. Aufgrund der Entwicklung der Großhandelspreise für Elektrizität der letzten Jahre, lohnt sich vielfach eine durchgehende Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke nicht mehr. Verteilnetzbetreiber, die aufgrund der zu geringen Netzdimensionierung nicht ihre gesamte Netzlast aus dem vorgelagerten Netz decken konnten, müssen hohe Kosten für lokale „systemrelevante“ Kraftwerke befürchten, damit diese stets genug Leistung bereitstellten können.

Die Folge war, dass auch diese Verteilnetzbetreiber ihre Kuppelstelle zum vorgelagerten Netzbetreiber erweiterten, was sich wiederum in den Investitionsmaßnahmen-Anträgen bei der Bundesnetzagentur niederschlägt.

---

[70] Siehe zuletzt z. B. Darstellung in BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017, S. 12

Dies zeigt, dass sich Verteilnetzbetreiber bei der Planung der langfristigen Netzdimensionierung nicht auf dezentrale Einspeisung stützen können. Es gibt für die Auszahlung vermiedener Netzentgelte, im Rahmen der heutigen Regelungen des § 18 StromNEV, keine vertraglichen Bindungen, die beispielsweise einem dezentralen Kraftwerk eine kontinuierliche oder gezielte Einspeisung verbindlich vorgeben würden. Nach vorläufiger Einschätzung würde auch das Einführen solch einer Regelung sich als nicht zielführend erweisen. Grund dafür ist, dass die Wirtschaftlichkeit einer Erzeugungsanlage nicht durch vermiedene Netzentgelte sichergestellt werden kann und daher eine zusätzliche langfristige Finanzierung solcher Anlagen durch die Netznutzer über die lokalen Netzentgelte erforderlich wäre (mehr als 10 Jahre). Es erweist sich regelmäßig als effizienter, sein Netz ausreichend zu dimensionieren, anstatt dauerhaft die Kraftwerksleistung vorzuhalten.[71]

Fazit

Die durch das NEMoG eingebrachten Änderungen zeigen in Bezug auf die vermiedenen Netzentgelte Wirkung. Durch die Deckelung der Höhe der vermiedenen Netzentgelte und den Wegfall für volatile Einspeiser, sanken die vermiedenen Netzentgelte von ca. 2,5 Mrd. Euro im Jahr 2017 auf ca. 942 Mio. Euro im Jahr 2020. Ab dem Jahr 2023 in Betrieb genommene dezentrale konventionelle Kraftwerke werden keine vermiedenen Netzentgelte mehr erhalten. Entsprechend werden ab diesem Zeitpunkt die vermiedenen Netzentgelte weiter sinken.

Dennoch fließen die Zahlungen an die dezentralen Kraftwerke mit 5 Prozent weiterhin und dauerhaft mit einem bedeutenden Anteil in die von den Stromkunden zu zahlenden Netzentgelte ein.

Eine Einsparung von Netzinfrastrukturkosten aufgrund von dezentralen Kraftwerken erneuerbarer oder konventioneller Art lässt sich nach 15 Jahren Regulierung und 10 Jahren Netzentwicklungsplanung nicht feststellen.

6.5 Netzübergänge Strom

Gemäß § 26 Abs. 2-5 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, welcher Anteil der Erlösobergrenze zwischen den beteiligten Netzbetreibern übertragen wird. Ein teilweiser Netzübergang tritt insbesondere dann auf, wenn in einem Verfahren für eine Wegerechtskonzession in einer Kommune ein anderer Netzbetreiber das Recht zum Betrieb der Energieversorgungsnetze übernimmt (§ 46 EnWG). Zuständig in der Bund-Länder-Verteilung ist immer die Regulierungsbehörde des abgebenden Netzbetreibers.

Durch die 2016 in Kraft getretene ARegV-Novelle hat sich das diesbezügliche Verfahren wesentlich verändert. Nach dem seit September 2016 geltenden § 26 Abs. 3-5 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines

[71] In diesem Zusammenhang öffentlich bekannt wurde der Fall Enervie Vernetzt GmbH im Jahr 2014. Da eine Versorgungssicherheit im Enervie-Verteilernetz ohne Betrieb der unwirtschaftlich gewordenen, dezentralen Kraftwerke nicht mehr geleistet werden konnte, sollten diese Kraftwerke von Enervie als lokale Netzreserve vorgehalten werden. Hinzu kam, dass das Netzgebiet der Enervie nicht vollständig über das Übertragungsnetz der Amprion versorgt werden konnte. Aufgrund der dramatischen wirtschaftlichen Folgen wurden für die Netzentgelte andere Lösungen gesucht. In der Folge baute auch Enervie sein Netzanschluss zum vorgelagerten Netzbetreiber aus, vgl. https://www.energate-messenger.de/news/148029/enervie-und-bundesnetzagentur-skizzieren-loesung-fuer-versorgungssicherheit.

Energieversorgungsnetzes die Anteile der Erlösobergrenzen für den übergehenden Netzteil durch die Regulierungsbehörde von Amts wegen festzulegen, wenn die Parteien sich nicht verständigen.

Bis zum 31. Dezember 2020 wurden bei der Bundesnetzagentur für den Strombereich 42 Anträge für Netzübergänge in dem Jahr 2020 gestellt. Die nachstehende Übersicht veranschaulicht die Anträge aus den letzten sechs Jahren.

Abbildung 67: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge

60 Netzübergänge, unter anderem auch Netzübergänge aus den Vorjahren, hat die Beschlusskammer 8 im Jahr 2020 entschieden.

6.6 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV

Ein individuelles Netzentgelt wird in Form einer Reduktion auf das allgemeine Netzentgelt bei Einhaltung von bestimmten festgelegten Kriterien gewährt. Die zentrale Vorschrift des § 19 Abs. 2 StromNEV privilegiert damit Letztverbraucher, die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen. Dabei wird derzeit zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) unterschieden. Während die atypischen Netznutzer ihre Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten des Netzes verlagern, zeichnen sich die stromintensiven Netznutzer durch einen gleichmäßigen und zugleich dauerhaften Strombezug aus. Die Kriterien zur Ermittlung dieser individuellen Netzentgelte wurden mit Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013 durch die Bundesnetzagentur konkretisiert und festgelegt.

Das für die Vereinbarung individueller Netzentgelte grundsätzlich vorgesehene Genehmigungsverfahren ist als Folge der mit Wirkung zum 1. Januar 2014 erfolgten Festlegung zur sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013) in ein Anzeigeverfahren überführt worden. Die Überprüfung von individuellen Netzentgelten erfolgt seitdem nicht mehr im Rahmen einer vorherigen Genehmigung, sondern innerhalb eines Anzeigeverfahrens vorbehaltlich einer möglichen Ex-post-Kontrolle durch die zuständige Regulierungsbehörde.

Letztverbraucher haben dabei die Möglichkeit, die mit dem Netzbetreiber geschlossene Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV bis zum 30. September eines Jahres anzuzeigen. Nach Ablauf jeder Abrechnungsperiode sind die betroffenen Letztverbraucher zudem verpflichtet, einen Nachweis über die Einhaltung der festgelegten Kriterien zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte bei der zuständigen Regulierungsbehörde vorzulegen.

Erstmalig wurden die Anzeigen für individuelle Netzentgelte im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur für das Jahr 2014 registriert und abgerechnet. Bis zum Jahr 2021 ist die Anzahl der Letztverbraucher mit tatsächlich gewährten individuellen Netzentgelten stetig gewachsen.

6.6.1 Atypische Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

Im Bereich der atypischen Netznutzung wurden im Jahr 2020 bei der Bundesnetzagentur insgesamt 7.261 Anzeigen mit realisierter Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte registriert (siehe Tabelle 73).

In der Jahresperiode 2021 sind bei der Bundesnetzagentur 647 weitere Anzeigen zum individuellen Netzentgelt im Zusammenhang mit der atypischen Netznutzung eingegangen. Basierend auf einer ersten Einschätzung der vorliegenden Prognosedaten ist im Bereich der atypischen Netznutzung erneut von einem Anstieg des summarisch realisierten Entlastungsvolumens auf etwa 295,6 Mio. Euro bei insgesamt 7.125 abgerechneten Abnahmestellen auszugehen.

Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

	2015	2016	2017	2018	2019[1]	2020[2]	Neuzugänge in 2021	2021[2]
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	2.987	3.375	5.210	5.341	5.692	6.478	+647	7.125
Jahresarbeit in TWh	25,3	25,8	27,9	32,1	31,6	33,6	+2,2	35,8
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	292,2	310,8	271,8	262,7	253,7	275,4	+20,2	295,6

[1] Die Angaben beruhen auf den gemeldeten Verbrauchswerten.

[2]Die Angaben für das Jahr 2020 basieren auf den Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte; für das Jahr 2021 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 73: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

6.6.2 Stromintensive Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

Im Bereich der stromintensiven Netznutzung lag das gesamte realisierte Entlastungsvolumen im Jahr 2020 mit ca. 515,8 Mio. Euro deutlich höher (siehe Tabelle 74). Diese Reduktionssumme verteilte sich allerdings im Vergleich zu den atypischen Netzentgelten auf wesentlich weniger Anzeigen. Im Jahr 2020 waren dies insgesamt 362 Abnahmestellen von Letztverbrauchern wie Großbetriebe oder Industrieunternehmen mit besonders energieintensiven Produktionsprozessen.

Für das Jahr 2021 wird auch im Bereich der stromintensiven Netznutzung eine weitere Zunahme der gewährten Netzentgeltentlastungen auf ca. 814,8 Mio. Euro erwartet. Bezüglich der begünstigten Abnahmestellen ist mit einem Anstieg auf 519 Anzeigen zu rechnen.

Ob und inwieweit sich die Covid-19 Pandemie auf das Verbrauchsverhalten der stromintensiven Netznutzer ausgewirkt hat, ließ sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts noch nicht abschätzen.

Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

	2015	2016	2017	2018	2019[1]	2020[2]	Neuzugänge in 2021	2021[2]
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	275	317	345	374	362	432	+87,0	519
Jahresarbeit in TWh	42,6	45,2	47,3	48,3	46,9	52,9	+18,6	71,5
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	324,5	388,4	523,8	556,9	515,8	597,3	+217,4	814,7

[1] Die Angaben beruhen auf den gemeldeten Verbrauchswerten.

[2]Die Angaben für das Jahr 2020 basieren auf den Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte; für das Jahr 2021 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 74: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

Elektrizität: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien in Mio. Euro

	2015	2016	2017	2018	2019[1]	2020[2]	Neuzugänge in 2021	2021[2]
Übertragungsnetz	69,0	79,0	117,9	155,5	132,0	133,8	+113,9	247,7
Regionalnetz > 110 kV	142,0	168,0	225,8	213,9	176,5	209,6	+64,4	274,0
Verteilnetz < 110 kV	114,0	141,0	180,1	187,5	207,3	253,9	+39,1	293,0
Gesamt	324,5	388,4	523,8	556,9	515,8	597,3	+217,4	814,7

[1] Die Angaben beruhen auf den gemeldeten Verbrauchswerten.

[2]Die Angaben für das Jahr 2020 basieren auf den Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte; für das Jahr 2021 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 75: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebene-Kategorien

Elektrizität: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien in TWh

	2015	2016	2017	2018	2019[1]	2020[2]	Neuzugänge in 2021	2021[2]
Übertragungsnetz	13,0	13,0	13,5	13,9	13,1	13,3	+10,8	24,1
Regionalnetz > 110 kV	18,0	19,0	18,2	18,5	17,0	19,7	+4,8	24,5
Verteilnetz < 110 kV	12,0	13,0	12,9	15,9	16,8	19,9	+3,0	22,9
Gesamt	42,6	45,2	44,6	48,3	46,9	52,9	+18,6	71,5

[1] Die Angaben beruhen auf den gemeldeten Verbrauchswerten.

[2]Die Angaben für das Jahr 2020 basieren auf den Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte; für das Jahr 2021 liegen momentan noch keine endgültige Werte vor.

Tabelle 76: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebene-Kategorien

Die endgültigen Zahlen für das Jahr 2021 können erst nach Abschluss der Anzeigenprüfung sowie nach dem vollständigen Eingang der tatsächlich abgerechneten Daten bei der Berichtspflichterfüllung durch betroffene Letztverbraucher bekanntgegeben werden.

Individuelle Netzentgelte können von einzelnen berechtigten Unternehmen mit dem Netzbetreiber vereinbart werden und führen unter Einhaltung der rechtlichen Kriterien zu einer Reduzierung des Netzentgeltes für das jeweilige Unternehmen.

Die aufgrund des Abschlusses individueller Netzentgeltvereinbarungen entgangenen Erlöse werden als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt (§ 19 StromNEV-Umlage).

7. Elektromobilität/ Ladesäulen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen

7.1 Elektromobilität/ Ladesäulen

Die Bundesregierung hat für den Hochlauf der Elektromobilität mit der Zahl von einer Million Elektromobilen auf deutschen Straßen bis 2022 eine Zielmarke gesetzt. Um diese Zielmarke erreichen zu können, werden sowohl die Anschaffung von Elektromobilen als auch die Errichtung der benötigten privaten und öffentlich zugänglichen Infrastruktur bundesweit gefördert. Für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bedeutet dieser Hochlauf der Elektromobilität eine hohe Anzahl neuer

Verbrauchseinheiten, die an die bestehenden Verteilnetze angeschlossen und durch sie versorgt werden müssen. Die im Vergleich zu haushaltsüblichen Anwendungen hohen Ladeleistungen und die potentiell große gleichzeitige Belastung in den Abendstunden stellen für die Netzbetreiber dabei neue Herausforderungen dar.

Um stets eine vorausschauende Kapazitätsplanung und einen sicheren Betrieb der Netze gewährleisten zu können, sind die Netzbetreiber daher auf hinreichende Informationen darüber angewiesen, in welcher Anzahl und an welcher Stelle Ladeeinrichtungen für Elektromobile in ihren Netzen errichtet werden. Im privaten Bereich reichen die Anschlusskapazitäten der bestehenden Hausinstallationen teilweise aus, sodass der Anschluss von Ladeeinrichtungen theoretisch auch ohne Beteiligung des Netzbetreibers möglich wäre. Aus diesem Grund ist seit dem März 2019 eine Anzeigepflicht beim Netzbetreiber für alle Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge in § 19 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) enthalten. Die Inbetriebnahme von Ladeeinrichtungen ab einer Ladeleistung von 12 kVA bedarf zudem einer Zustimmung des Netzbetreibers, wobei dieser nach dem Eingang der Anfrage zwei Monate Zeit für die Prüfung des Sachverhalts hat. Lehnt der Netzbetreiber das Anschlussbegehren ab, hat er die Hinderungsgründe schriftlich mitzuteilen und mögliche Abhilfemaßnahmen des Netzbetreibers oder des Anschlussnehmers unter Angabe des erforderlichen Zeitbedarfs zu benennen.

Im Jahr 2020 wurde den Netzbetreibern gemäß § 19 Abs. 2 der NAV die Inbetriebnahme von 50.372 Ladepunkten[72] angezeigt. Diese Angabe schließt neben den öffentlich zugänglichen Ladepunkten[73] auch alle an den Netzbetreiber zu meldenden privaten Ladepunkte mit ein und entspricht somit nicht der Anzahl der durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten Ladepunkte. Im Hinblick auf die große Anzahl der in 2020 zugelassenen Elektromobile (194.163 reine Elektrofahrzeuge, 200.469 Plug-In-Hybride)[74] ist davon auszugehen, dass insbesondere im privaten Bereich mehr Ladepunkte angeschlossen wurden, als den Netzbetreibern bekannt ist. Im Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020 gaben die Netzbetreiber an, von einer hohen Zahl nicht gemeldeter privater Ladepunkte auszugehen. In 412 Fällen konnte dem Anschluss einer Ladeeinrichtung dabei vom Netzbetreiber nicht unmittelbar zugestimmt werden.

Die häufigsten Gründe für eine Ablehnung durch den Netzbetreiber waren:

- mangelnde Kapazität und Sicherungsleistung des vorhandenen Hausanschlusses
- fehlende Kapazitäten im Netz
- Gefahr von Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte

---

[72] Ein Ladepunkt ist gemäß § 2 Nr. 6 Ladesäulenverordnung als eine Einrichtung definiert, die zum Aufladen von Elektromobilen geeignet und bestimmt ist und an der zur gleichen Zeit nur ein Elektromobil aufgeladen werden kann. Die Anzahl der öffentlich zugänglichen Ladepunkte entspricht somit der Zahl an E-Fahrzeugen, die im öffentlichen Bereich gleichzeitig beladen werden können.

[73] Nach § 2 Nr. 9 Ladesäulenverordnung, ist ein Ladepunkt öffentlich zugänglich, wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbaren Personenkreis tatsächlich befahren werden kann.

[74] Kraftfahrt-Bundesamt (2021), Pressemitteilung Nr. 02/2021, Fahrzeugzulassungen im Dezember 2020 – Jahresbilanz, zuletzt abgerufen am 26. Oktober 2021 unter https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugzulassungen/2021/pm02_2021_n_12_20_pm_komplett.html

- fehlende Kurzschlussleistung im Netz
- mangelnde Abstimmung mit den Objektträgern/Grundstückseigentümern

Die häufigsten Abhilfemaßnahmen, die den Anschlussnehmern angeboten wurden, um die Hinderungsgründe für den Anschluss einer Ladeeinrichtung zu beseitigen, waren:

- Modernisierung und Verstärkung des Hausanschlusses
- Erstellung eines neuen Hausanschlusses
- Installation eines Lastmanagements bzw. Begrenzung der Ladeleistung
- Empfehlung einer kleineren Ladeeinrichtung
- Netzverstärkung (Transformatorstation, Leitungsquerschnitt) und Netzausbau

Der durchschnittliche Zeitbedarf für die Beseitigung der Hinderungsgründe durch den Netzbetreiber wurde mit 1 – 2 Monaten beziffert. In den wenigen Fällen, in denen Netzausbaumaßnahmen notwendig wurden, entstanden auch größere Verzögerungen.

Neben einer funktionierenden Integration in die Stromnetze, ist für den Erfolg der Elektromobilität der Aufbau einer interoperablen und flächendeckenden öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur von großer Bedeutung. Auf EU-Ebene wurden daher schon 2014 mit der „Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ Anforderungen an den Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladeeinrichtungen und an die Interoperabilität der verbauten Technologien definiert. Mit der Verabschiedung der Ladesäulenverordnung (LSV) am 17. März 2016 hat Deutschland die Anforderungen als erstes Land in nationales Recht übernommen. Die LSV legt „technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile“ fest. Dazu gehören unter anderem verbindliche Regelungen zu den verwendeten Ladesteckern und eine Anzeigepflicht bei der Bundesnetzagentur.

Zur Prüfung dieser Anforderungen an die Sicherheit und Interoperabilität der öffentlich zugänglichen Ladepunkte, erfasst die Bundesnetzagentur seit Juli 2016 die Anzeigen der Betreiber von Normal- und Schnellladepunkten. Anzeigepflichtig sind alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte, die seit Inkrafttreten der Verordnung in Betrieb genommen wurden, sowie sämtliche Schnellladepunkte mit über 22 kW Ladeleistung. Darüber hinaus können der Bundesnetzagentur auf freiwilliger Basis auch alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte gemeldet werden, die nicht von der Anzeigeverpflichtung betroffen sind. Weitere Informationen dazu finden Sie unter https://www.bundesnetzagentur.de/ladeinfrastruktur.

Seit der ersten Novellierung der Ladesäulenverordnung im Juni 2017 haben die Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten den Nutzern von Elektromobilen zudem das punktuelle „ad hoc-Aufladen“ zu ermöglichen, ohne dass zur Authentifizierung und Nutzung eine langfristige Vertragsbeziehung eingegangen werden muss. Mit der zweiten Novellierung der Ladesäulenverordnung sollen im Jahr 2021 unter anderem die Anforderungen an das punktuelle „ad hoc-Aufladen“ verschärft werden. So sollen die Betreiber bis spätestens 1. Juli 2023 die Bezahlung über ein gängiges Debit- und Kreditkartensystem ermöglichen. Darüber hinaus

werden etwa zusätzliche Anforderungen an die Verfügbarkeit von digitalen Schnittstellen formuliert und die Kompetenzen der Bundesnetzagentur gestärkt.

Der Bundesnetzagentur wurden bis zum 1. Juli 2021 insgesamt 23.363 Ladeinrichtungen mit 45.369 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 38.876 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 6.493 Schnellladepunkte. 5.270 dieser Ladeeinrichtungen und 10.521 dieser Ladepunkte wurden im Jahr 2020 in Betrieb genommen.

Die gemeldeten Ladepunkte für Elektromobile verteilen sich wie folgt auf die Bundesländer:

Elektrizität: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer

Bundesländer	Ladeeinrichtungen	Ladepunkte	davon Schnellladepunkte
Baden-Württemberg	3.885	7.484	1.185
Bayern	4.900	9.436	1.125
Berlin	744	1.411	158
Brandenburg	485	962	163
Bremen	198	385	51
Hamburg	702	1.401	174
Hessen	1.571	3.042	441
Mecklenburg-Vorpommern	246	481	76
Niedersachsen	2.644	5.070	765
Nordrhein-Westfalen	4.046	7.848	845
Rheinland-Pfalz	966	1.862	410
Saarland	174	359	52
Sachsen	929	1.893	340
Sachsen-Anhalt	421	821	175
Schleswig-Holstein	953	1.885	283
Thüringen	499	1.029	250

Stand: 1. Juli 2021

Tabelle 77: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2021)

Seit April 2017 veröffentlicht die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite eine interaktive Ladesäulenkarte mit allen angezeigten Normal- und Schnellladepunkten. Zu diesen lassen sich die wichtigsten Informationen, wie der Standort der Ladeeinrichtung, die verbauten Steckertypen mit Leistung und der Betreiber einsehen. Darüber hinaus bietet die Karte die Möglichkeit, über eine Heatmap die regionale Verteilung der Ladeinfrastruktur darzustellen. Zu finden ist die Karte unter https://www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulenkarte.

Elektrizität: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland

Abbildung 68: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2021

Die Ladesäulenverordnung schreibt für öffentlich zugängliche Ladepunkte verpflichtende Steckerstandards vor, um die Interoperabilität zu gewährleisten. Für Ladepunkte, an denen das Laden mit Gleichstrom möglich ist, ist mindestens eine Combo-2-Fahrzeugkupplung vorgeschrieben. Für Ladepunkte, an denen mit Wechselstrom geladen wird, wird ein Typ-2-Steckersystem benötigt. Beim Laden mit Wechselstrom unterscheiden sich die Anforderungen noch in Abhängigkeit von der Ladeleistung. Normalladepunkte mit Wechselstromanschluss müssen über eine Typ-2-Steckdose verfügen, während für Schnellladepunkte eine Typ-2-Fahrzeugkupplung vorgeschrieben ist. Darüber hinaus können an jedem Ladepunkt beliebig weitere Ladestecker angeboten werden. Die nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung der gängigen Ladestecker an den gemeldeten Ladepunkten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Ladepunkte über mehrere Steckeroptionen verfügen können und dass auch ältere Bestandsladepunkte aufgeführt sind, die die Steckeranforderungen der Ladesäulenverordnung noch nicht umsetzen mussten. Die Prozentualen Angaben beziehen sich jeweils auf alle an gemeldeten Ladepunkten verbauten Ladestecker.

Abbildung 69: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland

Die Ladeleistungen der Ladepunkte verteilen sich wie in Abbildung 70 beschrieben. Wie zu erkennen ist, handelt es sich bei den meisten gemeldeten Ladepunkten um Normalladepunkte, die ein Aufladen mit bis zu 22 kW ermöglichen. Die mit Abstand häufigste Ladeleistung bei den bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Ladepunkten beträgt 22 kW. Daneben gibt es häufig öffentlich zugängliche Ladepunkte mit 3,7 kW (AC Schuko), 11 kW/22 kW (AC Typ 2), 43 kW/150 kW (DC Kupplung Combo) und 50 kW (DC CHAdeMO). Inzwischen werden auch vermehrt Schnellladestationen mit dem Steckertyp „DC Kupplung Combo“ und einer Leistung von bis zu 350 kW aufgestellt.

Abbildung 70: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland

Seit 2018 arbeitet die Bundesnetzagentur mit der Physikalisch-Technischen-Bundesanstalt (PTB) zusammen und erfasst bei der Anzeige der Ladepunkte auch sogenannte Public Keys. Die auf den Messgeräten aufgedruckten Prüfschlüssel können durch den Verwender in eine vom E-Mobilitätsanbieter zur Verfügung gestellten Prüfsoftware eingegeben werden.

Mit dieser Software kann der Verwender überprüfen, ob die in seiner Rechnung ausgewiesenen Messwerte mit den tatsächlichen Messergebnissen übereinstimmen und auch wirklich aus dem Ladepunkt stammen, an dem das Auto geladen wurde. Die Veröffentlichung der Ladeeinrichtungen auf der Homepage der Bundesnetzagentur wurde für die betroffenen Ladeeinrichtungen um die Angabe der Public Keys erweitert.

Bezüglich der Ladepreise, die an öffentlich zugänglichen Ladepunkten für das Aufladen von E-Fahrzeugen zu entrichten waren, ergab sich aus den Angaben der befragten Anbieter (406 von insgesamt rund 1.400 befragten Lieferanten machten hierzu keine Angaben) kein aussagekräftiges Bild. Tendenziell war den erhobenen Zahlen – bei aller gebotenen Vorsicht – zu entnehmen, dass es im Durchschnitt signifikante Unterschiede zwischen den Abgabepreisen an eigene Ladekunden (Nutzer einer von den betreffenden Lieferanten angebotenen Zugangsmöglichkeit zu Ladepunkten), an Spontanlader (gemäß § 4 LSV) und an dritte Mobilitätsanbieter (Fremd-EMP) gibt. Das Bundeskartellamt führt derzeit eine Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge durch, in der auch die Bedingungen und Preise für das Laden im öffentlichen Raum unter wettbewerblichen Gesichtspunkten betrachtet werden. Die Ergebnisse der Untersuchung werden der Öffentlichkeit anschließend in einem Abschlussbericht vorgestellt. (siehe auch Kapitel III.C „Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes“)

7.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen. So können sie mit Letztverbrauchern, die steuerbare (ehemals unterbrechbare)

Verbrauchseinrichtungen besitzen, eine netzdienliche Steuerung vereinbaren und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnen. Dadurch soll verhindert werden, dass diese Verbrauchseinrichtungen zu Zeiten von bereits hoher Last selbst auch eine hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsnetz beziehen und so lokale Überlastungen verursachen. Die Regelung zielt im Wesentlichen auf Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektromobile ab.

Elektrizität: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland
Anzahl

Stand: Juli 2021

Abbildung 71: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Von den befragten 840 Netzbetreibern machen 699 Netzbetreiber von der Regelung Gebrauch und berechnen für insgesamt 1.776.765 steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung um 274.405 Verbrauchseinrichtungen, die jedoch auf die zusätzliche Meldung eines Verteilernetzbetreibers zurückzuführen ist. Ohne diese, in den Vorjahren nicht erfolgte Meldung, wäre die Zahl nur um etwa 15.597 Verbrauchseinrichtungen höher als im Vorjahr. In Abbildung 71 ist die regionale Verteilung dargestellt. Dabei zeigt sich wie auch in den Vorjahren eine starke Konzentration in den südlichen und westlichen Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen, in denen deutlich über die Hälfte aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen installiert ist. Das dürfte auf historischen Gründen beruhen, da die Regelung ursprünglich der Schaffung einer konstanten Nachfrage für die Dauerproduktion von Atom- und Kohlekraftwerken diente.

Elektrizität: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduzierten Netzentgelten
in Prozent

Stand: Juli 2021

Abbildung 72: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten

Nach wie vor handelt es sich bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen (vgl. Abbildung 72). Auch hinter dem Begriff „sonstige Anlagen“ verbergen sich hauptsächlich Stromdirektheizungen, nur in Einzelfällen sind Beregnungsanlagen oder die Straßenbeleuchtung darunter gefasst. Anzumerken ist, dass sich aufgrund einer Falschmeldung eines Netzbetreibers im Vorjahr der Anteil der Sonstigen Anlagen im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 5 Prozentpunkte verringert und zu einer entsprechenden Steigerung des Anteils der Wärmepumpen beigetragen hat. Daneben sind weitere reguläre Verschiebungen der Anteile der verschiedenen Verbrauchseinrichtungen auszumachen, was eine Fortsetzung der Vorjahresentwicklung darstellt. So ist der Anteil an Nachtspeicherheizungen um mehr als zwei Prozentpunkte geringer als im Vorjahr, wohingegen der Anteil von Wärmepumpen tatsächlich um zwei und damit unter Berücksichtigung der Falschmeldung insgesamt um sieben Prozentpunkte gestiegen ist. Der Anteil der Ladeeinrichtungen von Elektromobilen liegt mittlerweile bei 0,61 Prozent (Vorjahr 0,38 Prozent).

Im Gegenzug für die Steuerbarkeit gewähren die Netzbetreiber eine durchschnittliche Reduzierung des Netznutzungsentgeltes von ca. 57 Prozent, was einer durchschnittlichen absoluten Reduzierung von 3,76 ct/kWh entspricht. Die Höhe der möglichen Vergünstigung ist nicht regulatorisch vorgegeben, sodass eine hohe Bandbreite zwischen den Netzbetreibern zu beobachten ist. Der höchste Rabatt beträgt 84 Prozent des allgemeinen Netznutzungsentgeltes, der niedrigste hingegen nur fünf Prozent. Dagegen sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen Verbrauchseinrichtungen vernachlässigbar gering. Auch Entwicklungen im Vergleich zu den Vorjahren sind kaum feststellbar.

Darüber hinaus zeigt sich weiterhin, dass das „Steuern“ des Verbrauchsverhaltens in den wenigsten Fällen ein wirklich „smartes“ Eingreifen in das Netz unter Kenntnis des jeweiligen Netzzustandes bedeutet. Bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sind die verschiedenen technischen Möglichkeiten zur

Steuerung nahezu gleich verteilt. Jeweils knapp 60 Prozent der Netzbetreiber senden Signale über die Rundsteuertechnik. Die modernere Fernwirktechnik wird hingegen nur von einem Prozent der Netzbetreiber eingesetzt. Zwischen zwei und fünf Prozent der Netzbetreiber verbauen überhaupt keine Steuerungstechnik. Hingegen setzt etwa ein Drittel der Netzbetreiber Zeitschaltungen ein. Bei der Steuerung von Ladeeinrichtungen für Elektromobile sieht das Bild deutlich anders aus. Auf die Rundsteuertechnik setzt hier nur etwa ein Drittel der Netzbetreiber, die Verwendung der Fernwirktechnik liegt auch hier nur etwa bei zwei Prozent, es sind aber nur bei etwas über 14 Prozent der Netzbetreiber Zeitschaltungen verbaut. Auffallend ist jedoch, dass der unter den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sehr geringe Anteil an Ladeeinrichtungen für Elektromobilen bei etwa 43 Prozent der Netzbetreiber überhaupt nicht steuerbar ist. Eine genauere Aufteilung der verwendeten Steuerungstechniken ist in Abbildung 73 dargestellt.

Abbildung 73: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist bisher kein Trend zur Modernisierung feststellbar. In Zukunft müssen alle Anlagen, die von der Regelung nach § 14a EnWG profitieren wollen, verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Dies gilt, sobald die technische Möglichkeit hierzu vom BSI festgestellt wurde. Gegenüber der heute überwiegend zum Einsatz kommenden Steuerung per Zeitschaltung oder Rundsteuertechnik bieten die intelligenten Messsysteme den Vorteil, dass sie über eine bidirektionale Kommunikationsanbindung verfügen. Der Netzbetreiber kann somit in Zukunft den aktuellen Zustand der Anlage abfragen und erhält eine Rückmeldung über die Durchführung der Steuerungshandlung. Im Vergleich zur Zeitschaltung bietet das intelligente Messsystem zudem die Möglichkeit, dass das voreingestellte Steuerungsprofil einfach geändert werden kann und Steuerungshandlungen auch abweichend hiervon ad hoc durchgeführt werden können. Diese Möglichkeit bietet die Steuerung per Zeitschaltung grundsätzlich nicht.

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Zu den Systemdienstleistungen zählt u. a. die Frequenzhaltung durch die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelreservearten: Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minutenreserveleistung (MRL). Hinzu kommen die Beschaffung von Verlustenergie, die Spannungshaltung insbesondere durch Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit, der Netzwiederaufbau, die Momentanreserve und weitere, unmittelbar mit dem Netzbetrieb zusammenhängende technische Anforderungen. Auch nationale und grenzüberschreitende Redispatch- und Countertradingmaßnahmen, Einspeisemanagementmaßnahmen von ÜNB und VNB sowie die Vorhaltung und der Einsatz von Netzreservekraftwerkskapazitäten gehören technisch gesehen zu den Systemdienstleistungen. Diese werden gesondert im Kapitel I.C.5 betrachtet. Die abschaltbaren Lasten nach der AbLaV, die Bereitstellung der Kapazitätsreserven und der besonderen netztechnischen Betriebsmittel lassen sich ebenfalls diesem Aufgabenspektrum zuordnen.

1. Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Gesamtkosten derjenigen, der oben genannten Systemdienstleistungen, **die über die Netzentgelte gewälzt werden**, lagen für das Jahr 2020 bei rund 2.018,3 Mio. Euro (2019: 1.931,2 Mio. Euro[75]). Hauptkostenblöcke waren im Jahr 2020 die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 194,8 Mio. Euro (2019: 196,5 Mio. Euro; -1 Prozent), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt 220,5 Mio. Euro (2019: 227,2 Mio. Euro; -3 Prozent), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 761,2 Mio. Euro (2019: 709,5 Mio. Euro; +12 Prozent) und die Verlustenergie mit etwa 398,8 Mio. Euro (2019: 321,2 Mio. Euro; +24 Prozent). Der Anstieg der Kosten der Verlustenergie lässt sich mit gestiegenen Beschaffungspreisen begründen. Der Referenzpreis für Verlustenergie im Rahmen der Festlegung volatile Kosten für Verlustenergie ist von 37,90 Euro/MWh in 2019 auf 51,01 Euro/MWh in 2020 gestiegen.

Die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL sind mit insgesamt 152,4 Mio. Euro (2019: 285,7 Mio. Euro; -47 Prozent) deutlich gesunken. Diese Entwicklung hat folgende Gründe. Die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung für PRL (2020: 35,7 Mio. Euro, 2019: 46,4 Mio. Euro) sind aufgrund des erhöhten Wettbewerbs im Rahmen der internationalen PRL-Kooperation gesunken. Der Rückgang der Regelleistungsvorhaltekosten für SRL (2020: 82,6 Mio. Euro, 2019: 118,6 Mio. Euro) und MRL (2020: 34,2 Mio. Euro, 2019: 120,7 Mio. Euro) kann mit der Abschaffung des Mischpreisverfahrens erklärt werden. Das im Zeitraum Oktober 2018 bis Juli 2019 bei der Bezuschlagung von SRL und MRL zur Anwendung gekommene Mischpreisverfahren hatte gegenüber dem zuvor angewandten Zuschlagsverfahren geringere Arbeitspreise und höhere Leistungspreise für SRL und MRL bewirkt. Die Rückkehr zum alten Zuschlagsverfahren hat im Jahr 2020 wieder zu geringeren durchschnittlichen Leistungspreisen für SRL und MRL und – in der Folge – auch zu geringeren Regelleistungsvorhaltekosten für SRL und MRL geführt.

---

[75] Im Jahr 2020 ist die Kostenkategorie „Kosten der Kapazitätsreserve“ neu dazugekommen. Sie wird in den Kosten der Systemdienstleistungen ausgewiesen

TenneT, TransnetBW und Amprion haben gemäß § 11 Abs. 3 EnWG (in der Fassung vom 17. Juli 2017 geregelt, in der Fassung vom 16. Juli 2021 aufgehoben) Dritte im Umfang von 1.200 MW mit der Vorhaltung und dem Betrieb besonderer netztechnischer Betriebsmittel (bnBm) beauftragt, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei einem tatsächlichen örtlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz wiederherstellen zu können. In vier Regionen im Süden Deutschlands wurden jeweils 300 Megawatt Kapazität vergeben, die Anlagen werden für 10 Jahre errichtet und gehen im Herbst 2022, bzw. 2023 ans Netz. Während der Gesamtlaufzeit der bnBm liegen die Kosten bei rund 2,6 Mrd. Euro. Zusätzlich fallen Erzeugungsauslagen[76] bzw. Arbeitskosten an.

Seit dem 1. Oktober 2020 befinden sich gemäß § 13e EnWG Kraftwerke in der Kapazitätsreserve. Diese Kraftwerke agieren außerhalb des Strommarktes und fahren ihre Leistungskapazitäten auf Anforderung der ÜNB dann hoch, wenn Angebot und Nachfrage trotz freier Preisbildung an der Strombörse und Einsatzes der Regelenergie nicht ausgeglichen werden können. In der Kapazitätsreserve befinden sich 8 Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.056 MW, die mit einem Zuschlagswert in Höhe von 68.000 Euro/(MW*Jahr) vergütet werden. Die vorläufigen Kosten für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve in der Zeit zwischen Oktober und Dezember 2020 belaufen sich auf 18,0 Mio. Euro.

[76] Erzeugungsauslagen werden im Glossar definiert.

Abbildung 74: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden

Die Kosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Countertrading, Einspeisemanagement) sind mit insgesamt 1.398,6 Mio. Euro im Vergleich zum Jahr 2019 gestiegen (siehe auch Kapitel I.C.5). Die Entwicklung der Kosten der Systemdienstleistungen von 2017 bis 2020 kann in Abbildung 74nachvollzogen werden. Die Aufteilung der Kosten für das Jahr 2020 findet sich in der folgenden Abbildung.

Elektrizität: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netzengpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2020
in Mio. Euro

*Sonstige: u.a. Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Vorhaltung Kapazitätsreserve & Abschaltbare Lasten nach AblaV

Abbildung 75: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2020

2. Regelreserve

Seit Inkrafttreten des Regelarbeitsmarktes am 2. November 2020 (erster Erbringungstag 3. November 2020) existieren hintereinandergeschaltete, voneinander getrennte Märkte für Regelleistung und Regelarbeit bei der SRL/ aFRR und der MRL/ mFRR. War bis dahin eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Erbringung von Regelarbeit, kann seither Regelarbeit von sämtlichen präqualifizierten Anbietern erbracht werden und zwar – im Gegensatz zum bisherigen Ausschreibungsdesign – unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt.

Dem Regelleistungsmarkt kommt seit dem 2. November 2020 eine geänderte Funktion zu. Dort bezuschlagte Gebote dienen als „Versicherungsprodukt“. Sie stellen sicher, dass genügend Regelreserve zur Verfügung steht, wenn der Regelarbeitsmarkt beispielsweise wegen technischer Probleme ausfällt. Die zur Bedarfsdeckung nicht benötigten und damit „überschüssigen“ Gebote bzw. die

dahinterstehenden Energiemengen werden von den Übertragungsnetzbetreibern zur weiteren Vermarktung freigegeben. Ziel der Freigabe ist es, die Liquidität des Intraday-Marktes zu erhöhen.

Im Regelarbeitsmarkt sind die Produktzeitscheiben bis auf weiteres identisch zu denen des Regelleistungsmarkts (6 Zeitscheiben à 4 Stunden). Der Regelarbeitsmarkt beginnt mit Bezuschlagung der Gebote im Leistungsmarkt und schließt eine Stunde vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Mit Implementierung der Europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit, PICASSO (aFRR) und MARI (mFRR), werden die Produktzeitscheiben und die Gate-Closure-Zeit entsprechend angepasst.

Um die Leistungsbilanz und die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems kontinuierlich aufrecht zu erhalten, d.h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen diese bei Bedarf in Form von Regelarbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/ oder Regelarbeit wird als Regelreserve bezeichnet.[77] Den ÜNB stehen für den Systemausgleich drei verschiedene Regelreservequalitäten zur Verfügung, die in einer bestimmten zeitlichen Staffelung eingesetzt werden:

- Primärregelreserve – Der Einsatz von Primärregelreserve dient der Frequenzhaltung. Daher wird die Primärregelreserve auch als Frequenzhaltungsreserve (Frequency Containment Reserve – FCR) bezeichnet. Sie reguliert automatisch und ununterbrochen positive und negative Frequenzabweichungen im Stromnetz innerhalb von 30 Sekunden. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt zwischen 0 und max. 15 Minuten. Nach 15 Minuten muss die Kapazität wieder freigegeben sein, damit sie zur Ausregelung neuer unvorhersehbarer Frequenzabweichungen wieder zur Verfügung steht. Eine Messung und Abrechnung der gelieferten Primärregelarbeit ist nicht vorgesehen.[78]

- Sekundärregelreserve – Die Sekundärregelreserve gehört zu den sogenannten Frequenzwiederherstellungsreserven, die die Netzfrequenz nach einem Störereignis wieder auf die Sollfrequenz von 50Hertz zurückführen. Sie wird vom ÜNB automatisch aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit automatischer Aktivierung (Frequency Restoration Reserve with automatic activation – aFRR) bezeichnet. Die Sekundärregelreserve muss innerhalb von fünf Minuten nach Aktivierung durch den betroffenen ÜNB in voller Höhe zur Verfügung stehen. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt 30 Sekunden bis 15 Minuten.

- Minutenreserve – Die Minutenreserve gehört wie die Sekundärregelreserve zu den Frequenzwiederherstellungsreserven. Sie wird manuell aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit manueller Aktivierung (Frequency Restoration Reserve with manual activation – mFRR) bezeichnet. Die Minutenreserve dient der Unterstützung bzw. Ablösung der

[77] Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 2 Nr. 3.

[78] Die Vergütung der Primärregelreserve beschränkt sich auf den Leistungspreis. Auf einen Arbeitspreis wird verzichtet, da das Verhältnis zwischen erbrachter positiver und negativer Leistung sich im Mittel ausgleicht. Über den Ausschreibungszeitraum wird somit durchschnittlich genau so viel elektrische Energie ins Netz eingespeist, wie zusätzlich bezogen wird. Des Weiteren würden durch den stetigen Frequenzausgleich erhebliche Transaktionskosten bei der Abrechnung des Arbeitspreises anfallen.

Sekundärregelreserve und muss innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden können. Die Bereitstellung von Minutenreserve erfolgt als Fahrplanlieferung in 15-Minuten-Intervallen.

Die zeitliche Staffelung des Einsatzes der verschiedenen Regelreservearten ist in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

Elektrizität: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

Abbildung 76: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

Beim Einsatz der Regelreserve wird zwischen positiver und negativer Regelreserve unterschieden. Ist die ins Netz eingespeiste Energie geringer als die zum selben Zeitpunkt nachgefragte Energie, so liegt die Netzfrequenz unterhalb der Sollfrequenz von 50 Hertz. Um die Netzfrequenz wieder auf die Sollfrequenz zurückzuführen, ist der Einsatz von positiver Regelreserve erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristig eine zusätzliche Einspeisung von Energie in sein Netz bzw. eine kurzfristige Reduktion des Verbrauchs von Energie. Beide Dienstleistungen werden dem ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt. Wenn die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie übersteigt, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor und die Netzfrequenz liegt oberhalb der Sollfrequenz von 50 Hertz. In diesem Fall benötigt der ÜNB negative Regelreserve durch Stromabnehmer, die dem Netz kurzfristig Strom entziehen bzw. Erzeuger, die ihre Einspeisung kurzfristig reduzieren. Auch diese Dienstleistungen werden dem ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt.

Seit dem Jahr 2010 gibt es in Deutschland den Netzregelverbund (NRV), der aus den Regelzonen der vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) besteht. Er schafft einen deutschlandweit einheitlichen, integrierten Marktmechanismus für SRL und MRL und führt so zu einem kostenoptimalen Einsatz der Regelleistung für ganz Deutschland. Im Rahmen des NRV werden u.a. die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen saldiert, so dass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelreserve ausgeglichen werden muss. Dies verhindert ein „Gegeneinanderregeln“ der verschiedenen Regelzonen nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung.

Modul 1 des deutschen NRV, das einen gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung vermeidet, wurde in den vergangenen Jahren über die Grenzen von Deutschland hinweg ausgeweitet. Im Rahmen der International Grid Control Cooperation (IGCC) existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark,

Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich, Frankreich, Kroatien und Slowenien eine internationale Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns". Da für den internationalen Energieaustausch keine festen Übertragungskapazitäten an den jeweiligen Grenzen reserviert werden (sondern nur die jeweils freien Kapazitäten zum Austausch von Regelarbeit genutzt werden können), muss national die jeweils notwendige Regelleistung individuell vorgehalten werden. Die Kooperation im Rahmen des IGCC spiegelt sich jedoch im Rückgang der in Anspruch genommenen Sekundärregelarbeit und mittelbar der Minutenreservearbeit wider (siehe hierzu auch Abschnitt 3.3).

2.1 Ausschreibungen für Regelleistung

Die Beschaffung der Regelleistung, die von den regelzonenverantwortlichen ÜNB in Deutschland für den Systemausgleich vorgehalten werden muss, erfolgt seitens der ÜNB gemäß den Vorgaben der Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur zur PRL[79], SRL[80] und MRL in deutschlandweiten Ausschreibungen.

Für die Beschaffung von Sekundärregelreserve und Minutenreserve wurde das Ausschreibungsdesign jedoch aufgrund neu in Kraft getretener Europäischer Vorschriften[81] umgestaltet. Dort ist vorgesehen, dass die ÜNB für die SRL und die MRL, die im Europäischen Kontext als „Frequency Restoration Reserve with automatic activation" (aFRR) bzw. als „Frequency Restoration Reserve with manual activation" (mFRR) bezeichnet werden, einen Regelarbeitsmarkt einzuführen haben. Den von den ÜNB eingereichten Antrag zur Einführung eines Regelarbeitsmarkts in Deutschland hat die Bundesnetzagentur am 2. Oktober 2019 unter dem Az. BK6-18-004-RAM genehmigt. Seit dem 2. November 2020 wird eine getrennte Ausschreibung von Regelleistung und Regelarbeit durchgeführt. War bisher eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Erbringung von Regelarbeit, kann nun Regelarbeit von sämtlichen präqualifizierten Anbietern erbracht werden und zwar – im Gegensatz zum vorherigen Ausschreibungsdesign – unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt.

Bei der PRL erfolgt die Beschaffung in einem symmetrischen Band. Eine Differenzierung zwischen positiver und negativer Regelreserve erfolgt nicht. Auch wird bei der PRL nicht zwischen „Leistungsvorhaltung" und „Leistungserbringung" unterschieden, so dass es für diese Regelreserveart keine getrennte Ausschreibung von Leistung und Arbeit und dementsprechend auch keinen Regelarbeitsmarkt gibt.

Die Bereitstellung von Regelleistung erfolgt bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke. Mittlerweile bieten auch Batteriespeicher in zunehmendem Maße Regelleistung an. Unter den Erneuerbaren Energien wird Regelleistung heute – neben Wasserkraftanlagen – vor allem von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Mit einem weiter wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden diese in Zukunft eine stärkere Verantwortung für die Stabilisierung der Stromversorgung übernehmen müssen. Um flexiblen Erzeugern, wie z. B. Windenergieanlagen, die Teilnahme an den Regelreservemärkten zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für SRL und

---

[79] Ausschreibungen gemäß Beschluss BK6-18-006 vom 13. Dezember 2018. Siehe 3.1

[80] Gemeinsame Ausschreibung von Deutschland und Österreich seit Anfang 2020 gemäß den Beschlüssen BK6-18-064 vom 18. Dezember 2018 und BK6-19-160 vom 12. Dezember 2019. Siehe 3.3

[81] Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem sowie Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

MRL im Juni 2017 durch die Festlegungen BK6-15-158/159 neu geregelt. So erfolgte im Juli 2018 bei der SRL ein Wechsel von einer wöchentlichen zu einer kalendertäglichen Ausschreibung. Zudem wurden die Produktzeitscheiben deutlich auf vier Stunden verkürzt. Auf diese Änderungen sind insbesondere die Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen angewiesen, um eine Prognose und Einsatzentscheidung ihrer Kapazität vornehmen zu können. Die MRL wurde unter anderem von einer werktäglichen ebenfalls auf eine kalendertägliche Ausschreibung umgestellt. Zudem wurden sowohl für die SRL als auch für die MRL neue Regelungen zur Mindestangebotsgröße und zur Besicherung getroffen. Diese Rahmenbedingungen gelten auch im Regelarbeitsmarkt weiter. Der Regelarbeitsmarkt soll flexiblen Erzeugern eine Teilnahme an den Regelreservemärkten weiter erleichtern, da Regelarbeitsgebote bis eine Stunde vor Beginn der Produktzeitscheibe abgegeben bzw. angepasst werden können.

Mit dem Erbringungstag 10. Dezember 2019 wurde die quartalsweise Bestimmung des Bedarfs für jeweils positive und negative SRL und MRL durch eine dynamische Dimensionierung des Bedarfs abgelöst. Das bedeutet, dass der individuelle Bedarf für jede 4-h-Produktzeitscheibe bestimmt wird.

Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerb unter den Regelreserveanbietern bei. Die Zahl der in Deutschland präqualifizierten Anbieter von Regelreserve betrug bis zum 1. April 2021 bei der PRL 29 (2020: 29, 2019: 30), für SLR 35 (2020: 35, 2019: 37) und für MRL 38 (2020: 40, 2019: 45). Die Zahl der präqualifizierten Anbieter ist somit bei PRL und SRL konstant geblieben und bei MRL erneut leicht zurückgegangen.

Vorhaltung von Primärregelleistung

Der Bedarf an PRL wird gemeinsam im Verbund der zentraleuropäischen ÜNB ENTSO-E festgelegt und bestimmt sich durch die Annahme eines zeitgleichen Ausfalls der zwei größten Kraftwerksblöcke innerhalb dieses Netzgebietes. Die Verteilung der aktuell insgesamt 3.000 MW auf die beteiligten ÜNB wird jährlich neu berechnet und richtet sich anteilig nicht nur nach der Stromeinspeisung des Vorjahres, sondern auch nach der Last.

Abbildung 77 zeigt, dass der vorzuhaltende PRL-Bedarf der deutschen ÜNB bis ins Jahr 2018 kontinuierlich leicht angestiegen ist. Mit dem Jahr 2019 ergab sich erstmals eine Abweichung von diesem Trend. Auch für das Jahr 2020 ist die Vorhaltung leicht gesunken. Es wurde PRL im Umfang von 573 MW ausgeschrieben. Da die Erzeugungsmengen in Deutschland in den letzten Jahren im Vergleich zu den anderen Ländern tendenziell rückläufig sind, sank daher auch der deutsche PRL-Anteil. Ebenso ist der Anteil Deutschlands an der kontinentaleuropäischen Einspeisung und Last gesunken.

Abbildung 77: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.

Vorhaltung von Sekundärregelleistung

Abbildung 78 zeigt, dass im Jahr 2020 sowohl die durchschnittlich ausgeschriebene positive als auch die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL abermals gestiegen sind. So lag die durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL bei 2.101 MW (2019: 1.903 MW) und die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL bei 2.022 MW (2019: 1.798 MW).

Abbildung 78: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

In Tabelle 78 fällt auf, dass die Leistungsspanne sowohl für positive als auch negative SRL gegenüber den Vorjahren größer geworden ist. Dies ist auf die Ende 2019 eingeführte dynamische Dimensionierung im 4-

Stunden-Zeitraster der Regelleistung zurückzuführen, die zu einer höheren Bandbreite der ausgeschriebenen Mengen führt, da bspw. PV-Prognosefehler nachts nicht berücksichtigt werden müssen, die sich allerdings tagsüber stärker auswirken.

Elektrizität: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärregelleistung

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Sekundärregelleistung (positiv)	2015	1.868	2.234
	2016	1.973	2.054
	2017	1.890	1.920
	2018	1.869	1.907
	2019	1.882	2.131
	2020	1.618	2.218
Sekundärregelleistung (negativ)	2015	1.845	2.201
	2016	1.904	1.993
	2017	1.818	1.846
	2018	1.745	1.820
	2019	1.760	2.216
	2020	1.682	2.251

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 78: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung

Vorhaltung von Minutenreserveleistung

Nachdem die durchschnittliche MRL sowohl im Bereich der positiven als auch negativen MRL im Vorjahr entgegen der Vorjahre angestiegen war, sind beide Ausschreibungsvolumen in 2020 im Durschnitt wieder gesunken, sodass die positive MRL im Durchschnitt mit 1.151 MW und die negative MRL durchschnittlich mit 672 MW ausgeschrieben wurde. In Tabelle 79 wird diese Entwicklung dadurch unterstrichen, dass auch die Leistungsspannen in ihren Minimal- und Maximalwerten unter den Vorjahresgrenzen liegen.

Elektrizität: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW
in MW

Quelle: regelleistung.net

Abbildung 79: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Elektrizität: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Minutenreserveleistung (positiv)	2015	1.513	2.726
	2016	1.504	2.779
	2017	1.131	1.850
	2018	641	1.419
	2019	874	1.952
	2020	337	1.406
Minutenreserveleistung (negativ)	2015	1.782	2.522
	2016	1.654	2.353
	2017	1.072	2.048
	2018	375	1.199
	2019	644	1.094
	2020	276	809

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 79: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve

2.2 Einsatz von Regelleistung

Elektrische Energie lässt sich nur in einem bestimmten Rahmen speichern. Um sicherzustellen, dass zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Menge an elektrischer Energie der Menge entspricht, die auch verbraucht wird, ist jeder Erzeuger und jeder Verbraucher einem Bilanzkreis zugeordnet. Der Bilanzkreisverantwortliche (Regionalversorger, Stromhändler, Lieferant etc.) ist verpflichtet, seinen Bilanzkreis in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu bewirtschaften. D.h., die in den Bilanzkreis eingestellten Energiemengen und die aus ihm entnommenen Energiemengen müssen sich die Waage halten. Abweichungen zwischen dem prognostizierten und realen Verbrauch verschiedener Bilanzkreise innerhalb der vier Regelzonen in Deutschland gleichen sich dabei teilweise untereinander aus. Nur die verbleibende Abweichung, d.h. der Saldo aller Bilanzkreisungleichgewichte (sog. Regelzonensaldo) im NRV wird durch den Einsatz von positiver oder negativer Regelleistung – in Form des Abrufs von positiver oder negativer Regelarbeit – egalisiert.

Anhand der Darstellung der insgesamt ausgeschriebenen SRL in Abbildung 80 ist zu erkennen, dass der durchschnittliche Einsatz von SRL gesunken ist. Der maximale Abruf dagegen liegt sowohl bei der positiven als auch negativen SRL höher als im Vorjahr.

Abbildung 80: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

Bezogen auf 2019 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 0,8 TWh (2019: 1,2 TWh) für positive SRL und 1,0 TWh (2019: 1,2 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr sind somit beide Werte gesunken.

Im Jahresmittel wurden 2020 knapp vier Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und knapp fünf Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt. Dabei kamen auch nur 6 Viertelstunden des Jahres zusammen, in denen mindestens 80 Prozent der durchschnittlich vorgehaltenen

Leistung abgerufen wurden. Der maximal abgerufene Wert für positive SRL lag rund 75 Prozent unterhalb der ausgeschriebenen Menge, während für negative SRL der maximale Anteil bei rund 45 Prozent lag.

Die Bundesnetzagentur stellt auf der Plattform SMARD Marktdaten zur Regelleistung zur Verfügung. Dort kann man sich für die einzelnen Regelleistungsarten die vorgehaltenen und die abgerufenen Mengen grafisch oder tabellarisch anzeigen lassen.[82]

Quelle: regelleistung.net

Abbildung 81: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Mit insgesamt 3.230 Abrufen liegt die Einsatzhäufigkeit der MRL deutlich unterhalb dem Vorjahreswert. Im Jahr 2020 wurde die negative MRL insgesamt 974-mal angefordert (2019: 3.042). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich in 2019 in Summe auf 2.256 Abrufe (2019: 5.271)[83].

[82] https://smard.de/home/marktdaten/78?marketDataAttributes={"resolution":"hour","from":1535148000000,"to":1536097532454, "moduleIds":[18000426,18000427,18000428,18000429],"selectedCategory":null,"activeChart":true,"region":"DE","style":"color"}

[83] Die Einsatzhäufigkeit der SRL ist hier nicht separat dargestellt, da sie in nahezu jeder Viertelstunde abgerufen wird.

Abbildung 82: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV

In den Viertelstunden, in denen die Minutenreserve abgerufen wird, werden im Durchschnitt 30 Prozent der ausgeschriebenen positiven MRL und 36 Prozent der ausgeschriebenen negativen MRL eingesetzt. Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit 366 MW in 2020 im Mittel niedriger als im Jahr 2019 (438 MW). Mit 253 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2020 sank die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr deutlich (2019: 411 MW).

Hierbei ist allerdings, wie bei der SRL, zu beachten, dass in einigen Viertelstunden die vorgehaltene MRL nahezu vollständig bzw. vollständig abgerufen wurde. In 35 Fällen mussten mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung abgerufen werden. In insgesamt 8 Viertelstunden kam es dabei zu einem Vollabruf der vorgehalten MRL.

Während die SRL in fast jeder der 35.040 Viertelstunden eines normalen Jahres eingesetzt wird, kommt die MRL nur selten zum Einsatz. Daher ist die tatsächliche Einsatzhäufigkeit bei der SRL nahe der möglichen Einsatzhäufigkeit. Die eingesetzte Regelarbeit der MRL betrug dagegen 2020 jeweils weniger als 1 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und negativen MRL.

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2020 eine Energiemenge in Höhe von etwa 55 GWh (2019: 186 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 18 GWh (2019: 102 GWh) eingesetzt.

In Abbildung 83 ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalenderwoche für den Zeitraum von 2015 bis 2020 dargestellt. Nachdem die eingesetzte SRL und MRL zwischenzeitlich (2018 bis Mitte 2019) auf einem vergleichsweise hohen Niveau rangierte, ist der ursprüngliche Abwärtstrend aus den Jahren vor 2018 wieder zu beobachten. Diese Entwicklung dürfte insbesondere durch Folgendes begründet sein:

In Reaktion auf die an drei Tagen im Juni 2019 im deutschen Übertragungsnetz aufgetretenen erheblichen Systembilanzungleichgewichte hat die Bundesnetzagentur ein Maßnahmenpaket zur Stärkung der Bilanzkreistreue erlassen, welches im ersten Quartal 2020 in Kraft trat. Im Wege der Festlegung wurden die Vorgaben zum frühzeitigen bilanziellen Ausgleich der Energiemengen in Bilanzkreisen in jeder Viertelstunde gestärkt, eine frühzeitige Übermittlung bestimmter Messwerte für eine zukünftig schnellere Aufklärung und Plausibilisierung von Systemungleichgewichten eingesetzt sowie eine Pönalregelung in der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises für einen stärkeren ökonomischen Anreiz zum Ausgleich der Energiemengen in den Bilanzkreisen angepasst.[84]

Neben den genannten strukturellen Maßnahmen ging die Bundesnetzagentur im Rahmen von sechs Aufsichtsverfahren dem Verdacht nach, dass einzelne Bilanzkreisverantwortliche die erheblichen Systemungleichgewichte durch individuelles Fehlverhalten mitverursacht haben. In fünf Fällen stellte sie einen Verstoß der Bilanzkreisverantwortlichen gegen ihre Pflicht zum Bilanzkreisausgleich und die Verursachung signifikanter Bilanzungleichgewichte fest. Ein Verfahren wurde eingestellt, da sich der verfahrensgegenständliche Verdacht nicht erhärtete.

Zudem haben der Wegfall des im Zeitraum von Oktober 2018 bis Juli 2019 für die Bezuschlagung von SRL und MRL angewandten Mischpreisverfahrens und die damit verbundene Rückkehr zum alten Vergabeverfahren mittels einer Bezuschlagung nach dem Leistungspreis im Jahr 2020 zu wieder geringeren durchschnittlichen Leistungspreisen und deutlich höheren Arbeitspreisen für SRL und MRL und – in der Folge – zu höheren Ausgleichsenergiepreisen geführt.

Insgesamt bestanden damit verstärkte Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, ihrer Plicht zum Bilanzkreisausgleich mit bestmöglicher Sorgfalt nachzukommen, was sich in einer Verringerung von Systemungleichgewichten und insoweit in einem reduzierten Einsatz von SRL und MRL äußerte.

---

[84] Vgl. Beschlüsse BK6-19-212, BK6-19-217 und BK6-10-218, jeweils vom 11. Dezember 2019.

Abbildung 83: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelenergie (SRL und MRL)

2.3 Ausgleichsenergiepreise

Während die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über den Leistungspreis in die Netzentgelte der jeweiligen ÜNB einfließen und somit von den Verbrauchern getragen werden, werden die Kosten für den tatsächlichen Einsatz der Regelleistung – in Form des Abrufs von Regelarbeit – über den sogenannten Ausgleichsenergiepreismechanismus direkt mit den Verursachern der jeweiligen Bilanzkreisungleichgewichte abgerechnet.

Ausgleichsenergie ist dabei die elektrische Energie, die benötigt wird, um das Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis auszugleichen. Während – wie oben bereits beschrieben – nur der entstandene Regelzonensaldo tatsächlich durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen wird, muss aber jedes einzelne Bilanzkreisungleichgewicht durch den verantwortlichen ÜNB mit positiver oder negativer Ausgleichsenergie bilanziert und dem für das Ungleichgewicht verantwortlichen Bilanzkreis in Rechnung gestellt werden (auch wenn das entstandene Ungleichgewicht durch das Ungleichgewicht eines anderen Bilanzkreises kompensiert werden kann). Die Menge an bilanzierter Ausgleichsenergie übersteigt damit meist die tatsächlich abgerufene Menge an Regelarbeit um ein Vielfaches. Die Ausgleichsenergiekosten werden dabei für jede Viertelstunde auf Basis eines regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichspreises (reBAP) ermittelt, der sich im Wesentlichen als Division der in den vier Regelzonen angefallenen Regelarbeitskosten (basierend auf dem Arbeitspreis) und der dazugehörigen angefallenen Regelarbeitsmenge in jeder Viertelstunde berechnet. Der Ausgleichsenergiepreis wirkt damit wie eine Art Umlage, die die Kosten für die tatsächlich abgerufene Regelarbeit auf die Akteure verteilt, die ein Bilanzungleichgewicht verursacht haben.

Die genaue Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises basiert auf der seit Dezember 2012 wirksamen Festlegung BK6-12-024 der Bundesnetzagentur. Ziel der Festlegung ist es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante

Bilanzkreisungleichgewichte zu vermeiden. Im Ergebnis weist die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises seit Dezember 2012 einen modularen Aufbau auf, der drei Berechnungsmodule umfasst: In Modul 1 erfolgt die grundlegende Berechnung des Ausgleichsenergiepreises basierend auf den Kosten und Erlösen der abgerufenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit. Ergänzend dazu sieht Modul 2 als „Anreizkomponente“ eine Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises vor, während Modul 3 die „Knappheitskomponente“ des Ausgleichsenergiepreises in Form des 80 Prozent-Kriteriums darstellt.

Die im Juni 2019 im deutschen Übertragungsnetz aufgetretenen erheblichen Systembilanzungleichgewichte haben einen Anpassungsbedarf an der Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises verdeutlicht. Daher wurde die Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises im Jahr 2020 neu geregelt.[85] Durch die Neuregelung wird für Bilanzkreisverantwortliche ein stärkerer ökonomischer Anreiz geschaffen, auftretende Bilanzungleichgewichte über Stromhandelsgeschäfte auszugleichen, anstatt dafür Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, d. h. es wird Arbitrage gegen den Ausgleichsenergiepreis erschwert. Im Jahr 2021 wurde schließlich auch die Knappheitskomponente des Ausgleichsenergiepreises neu geregelt.[86] Die seit August 2021 zur Anwendung kommende Neuregelung der Knappheitskomponente soll auch in Zeiten großer Systemungleichgewichte den ökonomischen Anreiz zum Bilanzkreisausgleich über Stromhandelsgeschäfte sicherstellen und Arbitrage gegen den Ausgleichsenergiepreis vermeiden. Zu diesem Zweck gibt die Knappheitskomponente in Zeiten großer Systemungleichgewichte, in denen der Saldo des Netzregelverbundes (NRV) einen Wert von mindestens 80 Prozent der dimensionierten Sekundärregel- und Minutenreserveleistung ausweist, einen Mindest- bzw. Maximalwert für den Ausgleichsenergiepreis vor, der mit einem weiter zunehmenden NRV-Saldo überproportional ansteigt bzw. absinkt (Parabelkurve).

Elektrizität: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Jahr	NRV in Euro/MWh
2015	6.343,59
2016	1.212,80
2017	24.455,05
2018	2.013,51
2019	2.865,11
2020	15.859,10

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 80: Maximale Ausgleichsenergiepreise

2020 lag der maximale Ausgleichsenergiepreis bei rund 15.859 Euro/MWh. Dieser Ausgleichsenergiepreis konnte am 2. Dezember 2020 für SRL-Abrufe deswegen auftreten, weil mit Inkrafttreten des Regelarbeitsmarktes Anfang November 2020 die bis dahin geltende technische Preisgrenze für

[85] Vgl. Beschluss BK6-19-552 vom 11. Mai 2020, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-552/Beschluss/BK6-19-552_Beschluss.html?nn=869698.

[86] Vgl. Beschluss BK6-20-345 vom 11. Mai 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-345/BK6-20-345_beschluss.html?nn=411978.

Regelarbeitspreise von 9.999,99 Euro/MWh aufgehoben worden war. In Folge der Einführung des Regelarbeitsmarktes und der Abschaffung der technischen Preisgrenze waren Arbeitspreisgebote bis zu 99.999,99 Euro/MWh zulässig. Arbeitspreisgebote bis zu dieser technischen Preisgrenze traten nach der Implementierung des Regelarbeitsmarktes verstärkt auf. Sie wurden bezuschlagt und – etwa am 2. Dezember 2020 – auch abgerufen und bildeten als Folge des Abrufs die Basis für den Ausgleichsenergiepreis. Da es seit Anfang November 2020 in einer Vielzahl von Produktzeitscheiben zu bezuschlagten mittleren Arbeitspreisen von 10.000 Euro/MWh und höher gekommen war, verpflichtete die Bundesnetzagentur die ÜNB am 16. Dezember 2020, erneut eine technische Preisgrenze von 9.999,99 Euro/MWh zu implementieren.[87] Grund für diese Maßnahme war die bestehende Wiederholungsgefahr des Auftretens hoher Ausgleichsenergiepreise, welche für die Bilanzkreisverantwortlichen auch bei geringsten und unvermeidbaren Bilanzkreisabweichungen enorme finanzielle Risiken bedeutet hätte. Insgesamt traten 2020 in 94 Viertelstunden Maximalwerte von über 500 Euro/MWh auf.

Der durchschnittliche, mengengewichtete Preis für Ausgleichsenergie (pro Viertelstunde) im NRV ist im Jahr 2020 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung, d.h. durch Regelreserveanbieter wird der Verbrauch reduziert oder die Einspeisung von Energie erhöht) gegenüber dem Vorjahr kräftig gestiegen und liegt bei 101,98 Euro/MWh (+25,22 Euro/MWh zum Vorjahr). Der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis im Fall eines positiven Regelzonensaldos ist somit mehr als dreimal so hoch[88] wie der Durchschnittspreis im Intraday-Handel (Peak) des Jahres 2020. Im Falle eines negativen NRV-Saldos (Überspeisung, d.h. durch Regelreserveanbieter wird der Verbrauch erhöht oder die Einspeisung von Energie reduziert) belief sich der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis auf -25,67 Euro/MWh und liegt somit auf dem Niveau von 2017 und deutlich unter den Vorjahren.

Abbildung 84: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

[87] Vgl. Beschluss BK6-20-370 vom 16. Dezember 2020, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-370/BK6-20-370_Beschluss.html?nn=411978.

[88] Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intraday-Handels (Peak) von 32,74 Euro/MWh für das Jahr 2020.

3. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie

3.1 Internationale PRL-Kooperation

Um die Kosten für Regelreserve weiter zu reduzieren, streben die deutschen ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie anderen Europäischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für PRL (Primärregelleistung bzw. Frequenzhaltungsreserve, engl. Frequency Containment Reserves, FCR) grenzüberschreitend weiter zu harmonisieren.

Durch die Kopplung der vormals nationalen PRL-Märkte ist der Europaweit größte Markt für PRL mit einem Gesamtbedarf von etwas mehr als 1.400 MW entstanden, der sich nunmehr wie folgt zusammensetzt:

Elektrizität: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F) in MW

Abbildung 85: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F).

Der Gesamtbedarf von ca. 1.400 MW PRL, der durch die an der Kooperation beteiligten Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam beschafft wird, entspricht dem Anteil der Nettostromerzeugung aller an der PRL-Kooperation beteiligter Länder an den 3.000 MW PRL, die für das gesamte Synchrongebiet vorgehalten werden. Die ca. 1.400 MW verteilen sich innerhalb der Kooperation dann ebenfalls wiederum nach den jeweiligen Anteilen an der Nettostromerzeugung der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber.

Die gemeinsame PRL-Ausschreibung der an der Kooperation beteiligten ÜNB steht allen präqualifizierten Anbietern in den beteiligten Ländern offen und richtet sich nach gemeinsamen harmonisierten Bestimmungen, die von den zuständigen Regulierungsbehörden gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (VO (EU) 2017/2195) genehmigt worden sind (vgl. BK6-18-006).

Im vergangenen Jahr erfuhr die PRL-Kooperation eine Weiterentwicklung des Produktdesigns. Zum 1. Juli 2020 erfolgte eine

- Verkürzung des Ausschreibungszyklus von einer wöchentlichen auf eine kalendertägliche Auktion zum 1. Juli 2020, sowie eine

- Reduzierung der Produktlaufzeit von einer Woche auf 6 Produktzeitscheiben je 4 Stunden zum 1. Juli 2020.[89]

- Außerdem, beschafft Belgien seit 2020 seinen gesamten Bedarf an PRL über die Kooperation und hat damit seine teilweise nationale Beschaffung eingestellt.

- 2021 sind die ÜNB aus Dänemark (energinet.dk) und Slowenien (ELES) der Kooperation beigetreten und der ÜNB aus der Tschechischen Republik (CEPS) hat sein Interesse für einen künftigen Beitritt offiziell bekundet.

3.2 Genehmigte Methoden der zukünftigen Europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit

Im Zuge der Umsetzung der VO (EU) 2017/2195, die auf eine Integration der Europäischen Regelarbeitsmärkte abzielt, wird eine Zusammenarbeit der Europäischen ÜNB beim grenzüberschreitenden Austausch von Regelarbeit etabliert. Durch die Schaffung gemeinsamer Plattformen für Regelarbeit wird der Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR = Frequency Restoration Reserves; entsprechen der deutschen SRL und MRL) gefördert. Die parallel stattfindende Harmonisierung der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen, die Anpassungen am Ausgleichsenergiepreissystem nach sich zieht, schafft zudem Europaweit Anreize für die Markakteure, das Gleichgewicht der Bilanzkreise herzustellen und die Systemstabilität aufrechtzuhalten.

Im Januar 2020 wurden die Implementierungspläne für die beiden Europäischen, Regelarbeitsplattformen von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) genehmigt. Die Plattform „PICASSO“ (gemäß Art. 21 VO (EU) 2017/2195) wird den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung (aFRR; entspricht der deutschen SRL) umsetzen, und die Plattform „MARI“ (gemäß Art. 20 VO (EU) 2017/2195) soll künftig den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (mFRR; entspricht der deutschen MRL) abwickeln. Beide Plattformen sollen einen Europaweiten Austausch von Sekundär- und Minutenreservearbeit ermöglichen, die Effizienz des Systemausgleichs fördern und die Liquidität der Regelreservemärkte erhöhen. Der Start des Wirkbetriebs ist in beiden Fällen im Sommer 2022 vorgesehen, wobei die deutschen ÜNB als Teil der Pilotphase planen etwas früher die gemeinsamen Plattformen zu nutzen.

Eine weitere genehmigte Methode betrifft die Festlegung der Preisbildung für Regelarbeit (gemäß Art. 30, Abs. 1 VO (EU) 2017/2195). Diese Methode legt einheitlich das Grenzpreisverfahren für die Abrechnung von Regelarbeit zwischen den ÜNB und den Regelreserveanbietern fest. Mit der Harmonisierung sollen die

[89] Vgl. Beschluss BK6-18-006 vom 13. Dezember 2018.

Konsistenz der Regelarbeitspreise in der EU erhöht und einheitliche Rahmenbedingungen für die Integration der Regelarbeitsmärkte geschaffen werden. 2021 haben alle Europäischen ÜNB eine Methodenänderung zur Einführung einer technischen Preisgrenze in Höhe von 15.000 Euro/MWh auf den Europäischen Regelarbeitsplattformen beantragt, um während der Startphase mit nur wenigen angeschlossenen ÜNB Preisausschläge auf den beiden Plattformen für Regelarbeit zu begrenzen.

3.3 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich

Bereits seit dem Jahr 2016 unterhalten die regelzonenverantwortlichen deutschen ÜNB eine Sekundärregelarbeitskooperation mit dem österreichischen ÜNB APG. Dabei wird der Einsatz von SRL anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order) durchgeführt. Sofern grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Österreich verfügbar sind und keine Netzrestriktionen vorliegen, kommt auf diese Weise immer das aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Angebot für SRL in beiden Ländern zum Einsatz. Dadurch können die Kosten für Regelarbeit gesenkt werden. Im Falle einer Trennung der Kooperation, zum Beispiel durch fehlende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten oder operative Netzrestriktionen, setzen die deutschen und österreichischen ÜNB die SRL wie zuvor national ein.

Seit Dezember 2019 wird zudem die Minutenreservearbeit grenzüberschreitend abgerufen. Das heißt, Deutschland und Österreich aktivieren bereits gemeinsam alle Frequenzwiederherstellungsreserven über gemeinsame Merit Order-Listen.

Seit Februar 2020 wird nun auch ein Teil des nationalen Bedarfs an Sekundärregelleistung grenzüberschreitend beschafft. Für den damit verbundenen grenzüberschreitenden Austausch von SRL wird Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich reserviert bzw. „zugewiesen“. Die gemeinsame Beschaffung ist bisher auf 80 MW begrenzt. Entsprechende harmonisierte Bestimmungen für die gemeinsame Beschaffung von SRL in Deutschland und Österreich wurden gemäß der VO (EU) 2017/2195 durch die Bundesnetzagentur und die österreichische Regulierungsbehörde E-Control Ende 2018 genehmigt (vgl. BK6-18-064).

Mit dem Beschluss von ACER (ACER Entscheidung Nr. 13/2021 vom 13. August 2021) zur marktbasierten Zuweisung grenzüberschreitender Übertragungskapazität für den Austausch von Regelleistung oder die Reserventeilung (gemäß Art. 41, Abs. 1 VO (EU) 2017/2195) werden neue Europäische Vorgaben für die Zuweisung von Übertragungskapazität im Rahmen von grenzüberschreitenden Regelleistungskooperationen gemacht. Diese Vorgaben betreffen zukünftig auch die SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich.

4. Abschaltbare Lasten

4.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen

Die gesetzliche Grundlage der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten ist die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Diese trat erstmals im Januar 2013 in Kraft und wurde durch Inkrafttreten der novellierten Fassung am 1. Oktober 2016 abgelöst. Die Ausschreibungen der ÜNB erfolgen wöchentlich für einen Ausschreibungszeitraum jeweils von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr für eine Gesamtabschaltleistung von 750 Megawatt an sofort abschaltbaren Lasten sowie einer Gesamtabschaltleistung von 750 Megawatt an schnell abschaltbaren Lasten.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die im Jahr 2020 angebotene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. Über den gesamten zeitlichen Verlauf ist hinsichtlich der sofort abschaltbaren Lasten eine relativ konstant kontrahierte Abschaltleistung zu erkennen, die immer noch deutlich unterhalb der insgesamt ausgeschriebenen Abschaltleistung in Höhe von 1.500 Megawatt liegt. Bei der Ausschreibungsmenge der schnell abschaltbaren Lasten ist hingegen im Berichtszeitraum ein Anstieg auf bis zu 875 Megawatt festzustellen. Der Grund für Bezuschlagung einer Abschaltleistung von mehr als 750 Megawatt ergibt sich insoweit aus § 11 AbLaV. Über die Ausschreibungsmenge hinausgehende Zuschläge sind demnach für jeweils ein weiteres Angebot zu erteilen, wenn die Ausschreibungsmenge von 750 Megawatt ohne diesen weiteren Zuschlag nicht erreicht sind. Aufgrund der fluktuierenden angebotenen schnell abschaltbaren Lasten schwankt auch das Verhältnis der sofort zu den schnell abschaltbaren Lasten. Die maximal bezuschlagte SOL Leistung im Jahr 2020 betrug hingegen lediglich 519 Megawatt. Dies stellt im Vergleich zum Vorjahr (2019:462 Megawatt) ebenfalls einen Anstieg dar, liegt jedoch weiterhin deutlich unter der auszuschreibenden Gesamtabschaltleistung an sofort abschaltbaren Lasten in Höhe von 750 Megawatt.

Elektrizität: Im Zeitraum von Januar 2020 bis Dezember 2020 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten in MW je Kalenderwoche (KW)

Abbildung 86: Im Zeitraum von Januar 2020 bis Dezember 2020 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.

4.2 Präqualifizierte Leistung

Bis zum Ende des Jahres 2020 haben weitere 5 Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 50 MW am Vorverfahren zur Präqualifizierung nach § 9 AbLaV als abschaltbare Last teilgenommen. Alle Lasten wurden erfolgreich präqualifiziert.

Damit sind nun insgesamt neun Verbrauchseinrichtungen erfolgreich als sofort abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 802 MW im Berichtsjahr 2020 präqualifiziert, zugleich sind diese Lasten auch als schnell abschaltbare Lasten präqualifiziert. In 2020 waren damit insgesamt 41 Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 als schnell abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 1.559 MW, also inklusive der genannten 802 MW, präqualifiziert. Es wurden keine abschaltbaren

Lasten als Konsortien gem. § 2 Nr. 12 AbLaV präqualifiziert. Die Höhe der präqualifizierten Leistung sofort abschaltbarer Lasten betrug im Jahr 2020 9 MW mehr als im Vorjahr. In 2020 betrug die Höhe der präqualifizierten Leistung schnell abschaltbarer Lasten 59 MW mehr als im Vorjahr 2019. Die Lasten sind zumeist in der Regelzone der Amprion GmbH angeschlossen. Weitere Lasten befinden sich in den Regelzonen der 50Hertz GmbH, der TenneT TSO GmbH und der TransnetBW GmbH.

4.3 Abrufe abschaltbarer Lasten

Im Jahr 2020 wurden abschaltbare Lasten an 9 Tagen zur Erhaltung der Systembilanz, also vergleichbar zur Regelleistung eingesetzt. Dabei wurde eine maximale Abschaltleistung am 4. Juni 2020 von 480 Megawatt abgerufen. Der Einsatz der abschaltbaren Lasten zur Erhaltung der Systembilanz erfolgte parallel zum Abruf von positiver Minutenreserve. Parallel zum Einsatz der abschaltbaren Lasten wurde die positive Minutenreserveleistung im Jahr 2020 jedoch nicht vollständig abgerufen. Zum Redispatch wurden abschaltbare Lasten im Jahr 2020 nicht eingesetzt. Testabrufe wurden einmalig durchgeführt.

Insgesamt haben sich die kontrahierten sofort abschaltbaren Lasten für 805 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 73.862 MWh Abschaltarbeit durch die sofort abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Schnell abschaltbare Lasten haben sich in 2020 hingegen für 34.005 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren sogar 561.320 MWh Abschaltarbeit durch die schnell abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Damit wird die Möglichkeit, die kontrahierte Abschaltleistung am Vortag als nicht verfügbar zu melden, durch die abschaltbaren Lasten im nennenswerten Umfang genutzt. Die Lasten stehen den Übertragungsnetzbetreibern zum Systembilanzausgleich und zum Redispatch in diesen Zeiträumen nicht zur Verfügung. Im gesamten Zeitraum haben sich jedoch die kontrahierten Lasten nicht aufgrund einer alternativen Vermarktung am Regelenergiemarkt oder am Spotmarkt als nicht verfügbar gemeldet.

4.4 Kosten für Abschaltenergie

Entsprechend der im Vergleich zum Vorjahr geringeren Nutzung der abschaltbaren Lasten fallen im Jahr 2020 niedrigere Arbeitskosten für Abschaltenergie in Höhe von 1.200.460 Euro (2019: 2.933.093 Euro; 2018: 952.774 Euro; 2017: 293.935 Euro) an. Im Gegensatz dazu sind die Kosten für die Leistungsvorhaltung der abschaltbaren Lasten mit 30.124.235 Euro (2019: 28.013.447 Euro; 2018: 26.770.491 Euro; 2017: 26.940.103 Euro) erneut gestiegen. Die Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten steigen in 2020 auf 454.00 Euro (2019: 306.112 Euro; 2018: 355.023 Euro; 2017: 886.532 Euro). Die Gesamtkosten der abschaltbaren Lasten betragen im Jahr 2020 somit 31.778.695 Euro (2019: 31.252.653 Euro; 2018: 28.078.289 Euro; 2017: 28.120.570 Euro). Die Kostensteigerung ist auf höhere Kosten zur Leistungsvorhaltung und höhere Transaktionskosten zurückzuführen.

4.5 Zuschaltbare Lasten (NsA)

Die Bundesnetzagentur hat im Januar 2018 die Festlegung einer freiwilligen Selbstverpflichtung namens „Nutzen statt Abregeln“ gegenüber den drei betroffenen Übertragungsnetzbetreibern TenneT, Amprion und 50Hertz getroffen. Danach können die Übertragungsnetzbetreiber mit KWK-Anlagenbetreibern im sogenannten „Netzausbaugebiet“ Verträge über die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bei gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abschließen. Dadurch sollen im Netzausbaugebiet Einspeisemanagement-Maßnahmen vermieden und zugleich neue Redispatchpotenziale erschlossen werden. Durch die Neuregelung im EnWG 2021 wird somit die Anwendbarkeit der Regelung auf Anlagen außerhalb der sogenannten Südzone nach der Anlage 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ausgeweitet.

Eine Anlage ist nach den Selbstverpflichtungen geeignet, einen Engpass kostengünstig und effizient zu beseitigen, wenn die aus dem vermiedenen Einspeisemanagement resultierenden Einsparungen voraussichtlich über die Dauer der auf die Inbetriebnahme folgenden fünf Jahre (Dauer der Verträge) mindestens die voraussichtlichen erforderlichen Investitionskosten decken. Es kommt also eine übergreifende – keine netzkostenbezogene – Effizienzbetrachtung zur Anwendung.

Die genannten Übertragungsnetzbetreiber haben seit 2018 Anlagenbetreibern den Abschluss entsprechender Verträge angeboten. In der Regelzone 50Hertz wurden seither fünf Verträge geschlossen. Das Redispatch-Potential der kontrahierten Anlagen beträgt rund 126 MW.

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

1. Stromhandel und Marktkopplung

Die Länder der Europäischen Union sind elektrisch in Verbundsystemen gekoppelt. Deutschland agiert hier als eine zentrale Drehscheibe. Im Rahmen der Weiterentwicklung des Europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes sollen die Strommärkte enger zusammenwachsen, der grenzüberschreitende Handel erleichtert und eine sichere, kosteneffiziente und nachhaltige Stromversorgung gewährleistet werden.

Die Bundesnetzagentur arbeitet gemeinsam mit den anderen Regulierungsbehörden Europas (National Regulatory Authorities – NRAs) und ACER an der Umsetzung der Vorgaben der Europäischen Union.

Der Strombinnenmarkt ist in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Innerhalb der Gebotszone wird der Stromhandel engpassfrei (also ohne Kapazitätsrestriktionen) vom Erzeuger zum Verbraucher abgewickelt. Damit das funktioniert, müssen innerhalb einer Gebotszone die physikalischen Engpässe entweder durch Redispatch-Maßnahmen und Netzausbau behoben werden, oder die internen Leitungsüberlastungen werden bei der Berechnung der Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt. Aufgrund von Engpässen zwischen den Gebotszonen findet grenzüberschreitender Stromhandel in dem Umfang statt, wie es die Übertragungsnetzkapazität erlaubt. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine gemeinsame Gebots- und damit eine einheitliche Preiszone.

Ende 2020 sind mit Belgien und Norwegen zwei neue Stromaußengrenzen von Deutschland hinzugekommen. Dabei handelt es sich um die Verbindungsleitung ALEGrO (Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay) sowie das Seekabel NordLink.

Wenn in Europa Strom mit dem Ziel der tatsächlichen Lieferung gehandelt wird, so erfolgt dies hauptsächlich in zwei Zeitscheiben:

- Im vortägigen Handel (Day-Ahead) wird der Strom für den nächsten Tag auktioniert. Die Auktion läuft nach dem Markträumpreis-Verfahren (marginal pricing) ab, bei dem das letzte bezuschlagte Gebot den Preis für alle anderen Gebote festlegt.

- Im untertägigen Handel (Intraday) wird der Strom hauptsächlich kontinuierlich gehandelt (in Stunden, halben Stunden und Viertelstunden als Erfüllungszeiträume). Dabei erhält jedes bezuschlagte Gebot seinen eigenen Preis (pay as bid).

In Europa sind sowohl der Day-Ahead- als auch der Intraday-Markt größtenteils gekoppelt. Dies bedeutet, dass freie Kapazität zwischen Gebotszonen direkt an die verauktionierte Strommenge geknüpft ist, so dass sich weder der Verkäufer noch der Käufer Gedanken um die Durchleitung, also grenzüberschreitende Kapazität machen muss. Dieses Verfahren, bei dem sich beide Handelspartner in unterschiedlichen Gebotszonen befinden und ohne weitere Schritte miteinander Handel betreiben, nennt sich implizite

Kapazitätsvergabe. Im Gegensatz dazu gibt es die an Bedeutung verlierende explizite Kapazitätsvergabe, bei der zusätzlich zum eigentlichen Handelsgeschäft Übertragungsrechte zwischen Gebotszonen erworben werden müssen.

Im MRC (Multi-Regional-Coupling) sind mittlerweile sämtliche Länder der Europäischen Union fast vollständig miteinander verbunden.

Abbildung 87: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel in 2021

Ziel der Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der im Day-Ahead und Intraday verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Ländern. Im Ergebnis führt das MRC zu einer

Preisangleichung im Day-Ahead-Markt, wobei die Kapazitätszuteilung auf die einzelnen Grenzen auch unter Berücksichtigung der möglichen Wohlfahrtseffekte erfolgt. Zu beobachten ist, dass die Preiskonvergenz (als ein möglicher Indikator für eine effiziente Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten) in gekoppelten Regionen deutlich höher ist als in ungekoppelten Regionen.

2. Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel

Die Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen sind ein knappes Gut. Limitierte Kuppelkapazitäten und auch interne Netzelemente mit hoher Sensitivität für den grenzüberschreitenden Handel können eine natürliche physikalische Begrenzung für den grenzüberschreitenden Stromhandel bilden.

Die den Strommärkten im Day-Ahead-Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten werden in Europa auf zwei Arten ermittelt: einerseits mittels der „Net Transfer Capacity (NTC)"-Berechnung und andererseits durch den „Flow-Based Market Coupling (FBMC)"-Algorithmus.

Net Transfer Capacity (NTC)

Beim NTC-Verfahren stimmen die Übertragungsnetzbetreiber die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten – auch für längerfristige Kapazitäten – beidseitig grenzüberschreitend untereinander ab. Die Seite mit der geringeren Höhe bestimmt dabei die Gesamthöhe der Handelskapazität an der Grenze. Prägend sind dabei Erfahrungswerte für die Belastbarkeit des zur Grenze hinführenden Teils des jeweiligen Netzes.

Flow-Based Market Coupling (FBMC)

In der gemeinsamen lastflussbasierten Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling, FBMC) Zentralwesteuropas (engl. CWE – Central Western Europe: Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande und Österreich) wird (ausschließlich) die Day-Ahead-Übertragungskapazität algorithmisch berechnet. Anhand eines Netzmodells und des Handelsergebnisses wird eine wohlfahrtsoptimierte Kapazitätsverteilung erreicht. Dabei werden bei dieser Berechnungsmethode nicht nur eine einzelne Gebotszonengrenze, sondern alle sich im betrachteten Bereich ergebenden Stromflüsse unter Berücksichtigung der für den Handel relevanten Leitungen miteinbezogen.

Die Verordnung (EU) 2015/1222 vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (VO (EU) 2015/1222) definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell in Zentraleuropa. Aus diesem Grund muss jede Region begründen, falls sie sich bei ihrer Kapazitätsberechnungsmethodik nicht für einen Flow-Based-Ansatz entscheidet. Diese grenzüberschreitende, regionale Kapazitätsberechnungsmethode für die geographisch größere Core-Region (Zusammenfassung von CWE und CEE, CEE bestehend aus den Grenzen zwischen den Ländern Österreich, Kroatien, Tschechien, Deutschland, Ungarn, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei) wird voraussichtlich im Jahr 2022 eingeführt.

3. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

Die mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität ist die Übertragungsleistung, die zwischen zwei Gebotszonen über das Jahr gemittelt stündlich dem Markt zur Verfügung gestellt wurde. Es wurden sowohl die Import- als auch die Exportkapazitäten ausgewertet. Für die beiden in Abschnitt 2 vorgestellten Verfahren wurden unterschiedliche Methoden angewandt:

Net Transfer Capacity (NTC)

Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden für diesen Bericht die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen NTC-Werte der deutschen ÜNB herangezogen. Die gemittelten Durchschnittswerte stellen die grundsätzlich dem Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten dar, ohne vollständig in beide Handelsrichtungen genutzt zu werden.

Flow-Based Market Coupling (FBMC)

Den aus dem FBMC resultierenden genutzten Handelskapazitäten liegt immer eine Wohlfahrtsoptimierung zugrunde, so dass diese Werte nicht die tatsächlich zur Verfügung gestellte mittlere Übertragungskapazität widerspiegeln. Da die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten im FBMC voneinander abhängig sind, kann anders als beim NTC Verfahren kein unabhängiger Wert pro Grenze ausgewiesen werden. Als Schätzwert wird je Grenze eine Handelskapazität ausgewertet, welche nur erreichbar ist, falls an allen anderen FBMC Grenzen kein Stromhandel stattfindet. Aus diesem stündlichen Wert wurden dann die mittleren Übertragungskapazitäten gebildet.

Elektrizität: Importkapazität

Grenze	2018	2019		2020	
			Veränderung gegenüber Vorjahr		Veränderung gegenüber Vorjahr
NTC					
CH → DE	3.888,25 MW	3.491,04 MW	-10 %	3.707,67 MW	6 %
CZ → DE	1.442,00 MW	1.416,35 MW	-2 %	1.420,55 MW	0 %
DK → DE	1.465,57 MW	1.782,23 MW	22 %	1.900,75 MW	7 %
NO → DE **				380,09 MW	
PL → DE	1.358,29 MW	1.249,22 MW	-8 %	1.414,65 MW	13 %
SE → DE	450,39 MW	533,56 MW	18 %	516,24 MW	-3 %
Flow-based					
AT → DE *	4.999,43 MW	5.080,67 MW	2 %	5.028,24 MW	-1 %
BE → DE **				571,59 MW	
FR → DE	4.323,96 MW	3.748,00 MW	-13 %	4.810,14 MW	28 %
NL → DE	2.504,17 MW	3.246,32 MW	30 %	3.560,67 MW	10 %

Quelle: ÜNB; * Gebotszonenteilung DE/AT im Oktober 2018; ** Inbetriebnahme Ende 2020

Tabelle 81: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten

Elektrizität: Exportkapazität

Grenze	2018	2019		2020	
			Veränderung gegenüber Vorjahr		Veränderung gegenüber Vorjahr
NTC					
DE → CH	1.394,25 MW	1.342,98 MW	-4 %	1.263,67 MW	-6 %
DE → CZ	1.235,23 MW	1.348,30 MW	8 %	1.050,24 MW	-22 %
DE → DK	1.850,68 MW	1.965,43 MW	6 %	2.180,85 MW	11 %
DE → NO **				571,00 MW	
DE → PL	1.002,97 MW	904,03 MW	-11 %	1.042,28 MW	15 %
DE → SE	232,39 MW	248,55 MW	7 %	321,61 MW	29 %
Flow-based					
DE → AT *	5.051,92 MW	4.984,73 MW	-1 %	4.864,04 MW	-2 %
DE → BE **				571,59 MW	
DE → FR	4.995,58 MW	5.488,41 MW	9 %	5.820,48 MW	6 %
DE → NL	3.212,04 MW	3.301,61 MW	3 %	3.016,47 MW	-9 %

Quelle: ÜNB; * Gebotszonenteilung DE/AT im Oktober 2018; ** Inbetriebnahme Ende 2020

Tabelle 82: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten

Aufgrund des fundamental unterschiedlichen Ansatzes können Kapazitätswerte von NTC- und FBMC-Grenzen nicht direkt miteinander verglichen werden. Für eine Betrachtung der Entwicklung der deutschen Im- und Exportkapazitäten wurden die Werte daher aggregiert und in Tabelle 81 und Tabelle 82 separat aufgeführt.

Gründe für die langfristigen Veränderungen der Kapazitäten sind unter anderem der Zubau von Leitungen und anderen Netzelementen (z. B. Phasenschiebern oder Transformatoren). Zudem wurde am 26. April 2018 in der CWE-Region für das Flow Based Market Coupling ein Mindestanteil der Leitungskapazität von 20 Prozent (MinRAM-Prozess) eingeführt. Zusätzlich wurde zum 1. Januar 2020 im Zuge des Clean Energy for all Europeans Package (CEP) eine Mindesthandelskapazität für alle Grenzen bestimmt (siehe 7.1), was sich ebenfalls erhöhend auf die Kapazitäten der Region auswirken wird. Negative Veränderungen der Kapazitäten im Jahresvergleich können u. a. auch durch Ausfälle und Wartungsarbeiten begründet sein. Die Stromhandelskapazität an der Grenze Dänemark-West und Deutschland ist im Wesentlichen durch ein Sonderregime bestimmt (vgl. I.C.5.2.5 „Countertrading“).

In Abbildung 88 sind die über alle elektrischen Grenzen Deutschlands aufsummierten Export- und Importleistungen im Jahresverlauf sowie als Jahresdauerlinie (Export und Import jeweils absteigend nach dem größten absoluten Wert sortiert) dargestellt. Es ist zu beachten, dass die in der Jahresdauerlinie gezeigten Werte für Export- und Importleistung bei hohen absoluten Werten nicht gleichzeitig realisiert werden.

Elektrizität: Export- und Importleistung
in GW

Abbildung 88: Export- und Importleistung

4. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

Den realisierten Verbundaustauschfahrplänen als Handelsflüssen, auf denen die voranstehenden Erwägungen beruhen, stehen die an den Gebotszonengrenzen gemessenen physikalischen Lastflüsse gegenüber. Im Idealfall wäre der Saldo von physikalischen Lastflüssen und Handelsflüssen in der Gesamtbetrachtung nahezu

identisch. Durch ungeplante Flüsse (Ring- und Transitflüsse, siehe dazu auch Abschnitt 5 ab Seite 235), Übertragungsverluste, grenzüberschreitenden Redispatch und Messtoleranzen kommt es jedoch häufig zu Abweichungen. Da der physikalische Stromfluss immer den Weg des geringsten Widerstandes nimmt, weichen physikalische Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse an einzelnen Grenzen teilweise stark voneinander ab (siehe Abbildung 89). Dies ist bei einem stark vermaschten Netz mit einer großen Gebotszone unvermeidbar.

Elektrizität: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse in TWh

Abbildung 89: Verbundaustauschfahrpläne und physikalische Lastflüsse

Die realisierten Verbundaustauschfahrpläne sind für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und in der Gesamtheit der deutschen Grenzen entscheidend. Abbildung 89 stellt die im Jahr 2019 und 2020 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne und physikalischen Lastflüsse bildlich dar, während die Tabellen 83 bis 85 die Werte in komprimierter Form zusammenfassen.

Elektrizität: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2019	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2019	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2020	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2020
Import	39,4	23,6	47,6	35,8
Export	69,8	48,8	65,4	46,7
Saldo	30,4	25,2	17,8	11,0

Quelle: ÜNB

Tabelle 83: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse

Elektrizität: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2019	Verbundaustausch-fahrpläne 2019	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2020	Verbundaustausch-fahrpläne 2020
AT → DE	4,1	0,5	5,2	3,8
BE → DE **			0,1	0,1
CH → DE	6,1	5,4	7,4	5,9
CZ → DE	3,4	1,4	3,2	1,6
DK→ DE	3,1	4,4	6,3	9,2
FR → DE	15,6	7,8	13,0	6,7
NL → DE	5,7	2,7	9,7	5,6
NO → DE **			0,2	0,2
PL→ DE	0,0	0,1	0,0	0,3
SE → DE	1,3	1,3	2,5	2,4

Quelle: ÜNB; ** Inbetriebnahme Ende 2020

Tabelle 84: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Elektrizität: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2019	Verbundaustausch-fahrpläne 2019	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2020	Verbundaustausch-fahrpläne 2020
DE → AT	16,7	14,0	15,3	20,1
DE → BE **			0,3	0,3
DE → CH	14,0	4,8	12,3	4,5
DE → CZ	7,4	3,7	9,1	5,3
DE→ DK	6,5	6,3	3,3	2,3
DE → FR	2,5	10,3	2,8	8,3
DE → NL	12,1	6,7	10,8	4,0
DE → NO **			0,0	0,1
DE→ PL	10,1	2,5	11,2	1,5
DE → SE	0,6	0,6	0,4	0,4

Quelle: ÜNB; ** Inbetriebnahme Ende 2020

Tabelle 85: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Abbildung 90: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Für eine Bewertung der Importe und Exporte wurden die Handelsvolumina der realisierten Verbundaustauschfahrpläne mit dem Day-Ahead Spotpreis der EPEX-Spot der Gebotszone Deutschland/ Luxemburg multipliziert. Es wird hierbei insoweit marktrationales Verhalten unterstellt, dass auch längerfristige Kontrakte nur beliefert werden, wenn das aktuelle Preisniveau einen entsprechenden Anlass gibt. Andernfalls wird der Strom in dem günstigeren Markt vor Ort beschafft. Für die Ermittlung der monetären Werte für den nach bzw. aus Deutschland im- und exportierten Strom wurden Importe als Kosten und Exporte als Erlöse angesehen.

Elektrizität: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

	2019		2020	
	in TWh	Handel in Mio. Euro	in TWh	Handel in Mio. Euro
Export	48,79	1.705,00	46,73	1.249,96
Import	23,60	968,90	35,75	1202,00
Saldo	25,19	736,10	10,98	47,96
Erlöse Exporte in Euro/MWh		34,94		26,75
Kosten Importe in Euro/MWh		41,05		33,62

Quelle: ÜNB; ENTSO-E

Tabelle 86: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse)

Abbildung 91: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe

Veränderungen in den Preisdifferenzen schlagen sich in der Entwicklung der grenzüberschreitenden Handelsvolumina zwischen Deutschland und den Nachbarländern nieder. Die Gründe für unterschiedliche Preise hängen von verschiedensten Faktoren ab, welche einen direkten Einfluss auf die Merit-Order und damit insbesondere auf den Großhandelspreis in den jeweiligen Ländern haben. Die Entwicklung der Handelsvolumina ist folglich nicht allein im deutschen Markt begründet, sondern hängt ebenso von Veränderungen von Angebot und Nachfrage in den jeweiligen Nachbarländern ab.

5. Ungeplante Flüsse

Strom fließt stets von der Quelle zur Senke. Dabei nimmt er in einem Wechselstromnetz ohne gezielte Steuerung den Weg des geringsten Widerstandes. Deshalb lassen sich in einem zonal organisierten Stromhandelssystem die so genannten ungeplanten Flüsse nicht, oder nur mit völlig unverhältnismäßigem Aufwand verhindern. Wenn der physikalische Stromfluss von der verkauften Strommenge abweicht, spricht man von einem ungeplanten Fluss. Der ungeplante Fluss kann zwei besondere Formen annehmen. Es kann

sich dabei um Strom handeln, der von einer Gebotszone in eine andere über eine am Handelsgeschäft nicht beteiligte Gebotszone transportiert wird (Transit). Wenn dagegen Strom von einer Gebotszone über eine am Handelsgeschäft nicht beteiligte Gebotszone wieder in die ursprüngliche Zone zurückfließt, spricht man hingegen von einem Ringfluss (Loop-Flow). Die Effekte können zurzeit noch nicht vollständig voneinander abgegrenzt werden. Als großer Energieerzeuger in Europa und zentral gelegener Flächenstaat induziert und absorbiert Deutschland in und von den benachbarten Staaten ungeplante Flüsse, sowohl Transite als auch Ringflüsse. Der Europäische Gesetzgeber hat in Art. 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (VO (EU) 2019/943) festgelegt, dass 70 Prozent der Leitungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden müssen, während 30 Prozent für interne und Ringflüsse sowie Zuverlässigkeitsmarge genutzt werden dürfen.

Die ungeplanten Flüsse werden pro Grenze als Differenz von physikalischem Fluss zu realisierten Verbundaustauschfahrplänen ermittelt. Die Betrachtung erfolgt hierbei anhand der Jahressummen. Dabei wird der Handelsexportüberschuss vom physikalischen Export abgezogen.

Das folgende Beispiel veranschaulicht die Ermittlung eines ungeplanten Flusses: Deutschland importierte im Jahr 2020 (Handel) aus den Niederlanden 5,6 TWh und exportierte 4,0 TWh. Daraus ergibt sich ein Importüberschuss (Handel) von 1,6 TWh. Gleichzeitig flossen physikalisch 9,7 TWh von den Niederlanden nach Deutschland. Von Deutschland hingegen flossen 10,8 TWh in die Niederlande. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (physikalisch) von 1,1 TWh. Im Saldo (physikalisch minus Handel) floss 2,7 TWh Strom von Deutschland in die Niederlande, der nicht zwischen beiden Ländern gehandelt wurde.

Die nachfolgende Abbildung stellt die ungeplanten Flüsse dar, die sich als Differenz aus den Salden der physikalischen und der Handelsflüsse vom Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg (bzw. Deutschland/Luxemburg seit Oktober 2018) zu seinen Nachbarländern und umgekehrt ergeben.

Elektrizität: Ungeplante Flüsse
in TWh

Abbildung 92: Ungeplante Flüsse

Die Pfeile zeigen die physikalische Hauptflussrichtung an, die Werte beziffern das Handelsdefizit, wobei orange Zahlen ein physikalisches Defizit (Handel > Physik) und blaue Zahlen ein Handelsdefizit (Physik > Handel) widerspiegeln. So sind z. B. im Jahr 2020 von Frankreich in die Schweiz saldiert 8,4 TWh zu wenig physikalisch geflossen, um die gehandelten Mengen abzubilden.

Entsprechend den vorliegenden Zahlen fließt Strom an der Westgrenze Deutschlands teilweise über die Niederlande weiter nach Belgien und von dort über Frankreich wieder zurück nach Deutschland. Ring- und Transitflüsse aus Frankreich fließen im Gegenzug durch die Stromnetze insbesondere im Süden Deutschlands. Dabei fließt der in Frankreich gehandelte Strom nicht direkt von Frankreich in die Schweiz oder nach Italien oder das französische Zielgebiet, sondern nimmt einen Umweg über Deutschland. An der Ostgrenze Deutschlands fließt der Strom zum Teil über Polen und Tschechien nach Österreich. Darüber hinaus gibt es auch ungeplante Flüsse, die aus dem deutschen Übertragungsnetz über das tschechische Übertragungsnetz in das deutsche Übertragungsnetz zurückfließen und dort verbraucht werden.

Ungeachtet aller Ausbaumaßnahmen führt der Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten unausweichlich zu ungeplanten Flüssen. Diese ungeplanten Flüsse treten insbesondere aufgrund des hohen Transportaufkommens durch den innerdeutschen und Europäischen Stromhandel auf.

6. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte (VO (EU) 838/2010) findet zwischen den ÜNB ein Ausgleich für die Kosten statt, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze („Transite“) entstehen (sog. Inter-TSO-Compensation – ITC). ENTSO-E richtete den ITC-Fond für die Kompensationen der Übertragungsnetzbetreiber ein. Der Fonds soll zum einen die Kosten für den Ausgleich der Verlustenergie, die in den nationalen Übertragungsnetzen infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstehen, decken. Zum anderen dient der Fonds zur Deckung der Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zur Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse (Transite).

ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur Umsetzung des ITC-Mechanismus („Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism“) gemäß Punkt 1.4 des Annex Teil A der VO 838/2010. Nach vorläufigen Berechnungen von ACER[90] umfasste der ITC-Fond für 2020 ein Rekordvolumen von ca. 352,8 Mio. Euro (252,8 Mio. Euro für den Ausgleich der Verlustenergie, 100 Mio. Euro für die Bereitstellung der Transportinfrastruktur). Für das ITC-Jahr 2020 erhielten die vier deutschen ÜNB mit Regelzonenverantwortung für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 11,73 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 4,94 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 6,79 Mio. Euro, den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus erhielten. Damit ist Deutschland seit 2014 erstmals wieder Nettoempfänger aus dem

[90] Die finalen Zahlen für 2020 werden im ACER ITC Monitoring Report erst gegen Ende des Jahres 2021 veröffentlicht. https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/inter-tso-compensation-monitoring

ITC-Fonds. Die Entwicklung der Kompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds sind in Abbildung 93 dargestellt.

Abbildung 93: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fond an die 4 ÜNB

Auch wenn die Ursächlichkeit dieser Trendumkehr im Wechselspiel zahlreicher interdependenter Einflussfaktoren im In- und Ausland zu suchen ist, lässt sich dennoch feststellen, dass ein weiterer Rückgang der Nettoexporte in 2020, ein starker Anstieg der deutschen Transitverluste bei gleichzeitig steigenden Beschaffungskosten für Verlustenergie sowie ein gestiegenes Transitaufkommen der aktuellen Entwicklung und der daraus resultierenden Ausgleichszahlung an die deutsche Vertragspartei zuträglich waren. Im Detail haben sich die Einzahlungen der deutschen Vertragspartei in den ITC-Topf im Berichtsjahr um 10,8 Mio. Euro reduziert, während gleichzeitig die Auszahlungen um 5,1 Mio. Euro zunahmen und somit in der Summe zu einer sprunghaften Veränderung im Vergleich zum Vorjahr führten.

7. Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich

7.1 Umsetzung des Clean Energy for all Europeans Package (CEP): Saubere Energie für alle Europäer

Im Juni 2019 wurde ein umfangreiches Europäisches Gesetzgebungspaket zur weiteren Integration des Elektrizitätsbinnenmarktes, das Clean Energy for all Europeans Package (CEP) verabschiedet. Die darin enthaltene neue VO (EU) 2019/943 trat am 1. Januar 2020 in Kraft.

Mindesthandelskapazität und nationaler Aktionsplan

Unter anderem sieht diese Verordnung eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten vor, einen Mindestanteil von 70 Prozent der Übertragungskapazitäten dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen. Pünktlich zur Geltung der neuen Regelungen hat die Bundesregierung den nationalen „Aktionsplan Gebotszone“[91] vorgelegt, der es ermöglicht, diesen Mindestwert bis zum 31. Dezember 2025 stufenweise

[91] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html

einzuführen. Aufgabe der Bundesnetzagentur war es bis Ende 2019 gemeinsam mit den ÜNB Prinzipien zur Berechnung und Ausweisung der Startwerte des linearen Anstiegs der Mindestkapazitäten zu entwickeln und auf der Homepage zu veröffentlichen. Die ÜNB haben sodann die Startwerte berechnet und veröffentlicht, so dass seit dem 1. Januar 2020 dem grenzüberschreitenden Stromhandel entsprechende Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden konnten. Die Bundesnetzagentur überwacht seither die Einhaltung der Mindestwerte.

Insbesondere widmete sich die Bundesnetzagentur in der ersten Hälfte 2020 der Umsetzung der Vorgaben zu Mindestkapazitäten an der Grenze DE – SE4 (Baltic Cable), wo durch den „Aktionsplan Gebotszone" und die Startwertberechnung eine Mindestkapazität von 248 MW für das Jahr 2020 anzuwenden ist. In Importrichtung (SE4 nach DE) konnte die Mindestkapazität im Fall von Überlastungen im deutschen Netz durch den Einsatz von Countertrading ermöglicht werden. Für die Gegenrichtung (DE nach SE4) war das bei Netzüberlastungen auf deutscher Seite vorerst nicht möglich, da in der kleinen Gebotszone SE4 nicht genug Liquidität vorhanden ist um ausreichend Countertrade-Potential zur Verfügung zu stellen, ohne die Systemsicherheit in Schweden zu gefährden bzw. Lastabwurf in SE4 zu riskieren. Daher war es notwendig zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern Baltic Cable AB und TenneT TSO GmbH sowie dem Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG neue technische Prozesse zur Vermeidung von Netzüberlastungen aufzusetzen. Diese Implementierung wurde von der Bundesnetzagentur begleitet und Ende August 2020 fertig gestellt. Unterschreitungen der Mindestkapazität und Gefährdungen der Systemsicherheit in SE4 können so vermieden werden.

Am 1. Juni 2021 hat die Bundesnetzagentur den Bericht der fünf ÜNB (50 Hz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Baltic Cable AB, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH) zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2020 gemäß Art. 15 Abs. 4 der VO (EU) 2019/943 genehmigt[92]. Die fünf ÜNB führen darin aus, dass es zu keiner Verletzung der Vorschriften über die Mindestkapazität gekommen ist. Da die ÜNB einen solchen Bericht jährlich für das abgelaufene Jahr der Bundesnetzagentur vorzulegen haben, wird das nächste Genehmigungsverfahren voraussichtlich im zweiten Quartal 2022 durchzuführen sein.

Regionale Koordinierungszentren

Die Regionalen Koordinierungszentren (RCCs) Zentraleuropas sollen – hervorgehend aus den bestehenden Regionalen Sicherheitskoordinatoren TSCNET und Coreso – zum 1. Juli 2022 ihren Betrieb aufnehmen. Dazu hatten die Bundesnetzagentur und die weiteren betroffenen Regulierungsbehörden der Betriebsführungsregion Zentraleuropa die Bestimmungen zur Einrichtung der RCCs im Januar 2021 genehmigt und überwachen nun die Implementierung der neuen RCC-Aufgaben, welche u. a. die Bereiche Risikovorsorge, Notzustand und Netzwiederaufbau, Weiterbildung und Zertifizierung, Ermittlung von Kapazitätsbedarfen sowie Dimensionierung und Beschaffung von Ausgleichsreserven umfasst. Zudem wurde gemeinsam – im Einklang mit dem CEP – darauf hingewirkt, dass die historisch bedingte Beteiligung von Swissgrid, an TSCNET auf eine neue vertragliche Grundlage gestellt wird, sodass die operative Kooperation der Netzbetreiber der EU mit Swissgrid über den neuen RCC sichergestellt ist.

[92] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/start.html

Engpasserlösverwendung

Wie bereits die Vorgängerregelungen unterwirft das CEP die von den Übertragungsnetzbetreibern aus der Vergabe grenzüberschreitender Verbindungskapazitäten erwirtschafteten Engpasserlöse einer Zweckbindung. Die Erlöse sind nach Art 19 Abs. 2 und 3 VO (EU) 2019/943 weiterhin primär für Sicherstellung, Erhaltung oder Ausbau der zonenübergreifenden Kapazitäten einzusetzen. Sofern diese Zwecke angemessen erfüllt sind, können verbleibende Erlöse netzentgeltsenkend verwendet oder für spätere Investitionen in die grenzüberschreitenden Kapazitäten angespart werden. Das CEP sieht zudem eine Konkretisierung dieser Vorgaben durch eine Methodenfestlegung vor. Mit Entscheidung vom 23. Dezember 2020 hat ACER vor diesem Hintergrund den Vorschlag von ENTSO-E für eine Methodenfestlegung zur Verwendung von Engpasserlösen genehmigt (Entscheidung Nr. 38/2020[93]). Die Methodenfestlegung beinhaltet detaillierte Listen der Kostenarten, die unter die in der Verordnung genannten Verwendungszwecke für Engpasserlöse fallen, und konkretisiert das Verfahren zur Prüfung der rechtmäßigen Verwendung von Engpasserlösen durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Die Bundesnetzagentur hat sich in der ersten Hälfte des Jahres 2020 intensiv mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ausgetauscht, um das gemeinsame Verständnis der zugrundeliegenden Regelungen zu festigen und dessen Berücksichtigung im Vorschlag von ENTSO-E zu erreichen. Durch die Beteiligung an der Gremienarbeit bei ACER hat die Bundesnetzagentur zudem auf Europäischer Ebene an der Erarbeitung von sachgerechten Lösungen mitgewirkt. Die nunmehr vorliegende Methodenfestlegung, an der die deutschen ÜNB und die Bundesnetzagentur intensiv mitgearbeitet haben, bietet eine gute Grundlage für ein einheitliches Europäisches Vorgehen zum Einsatz von Engpasserlösen.

Methode zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (ERAA)

Der Europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E entwickelte Methoden im Bereich der Versorgungssicherheit, entsprechend der Vorgaben aus der oben erwähnten Elektrizitätsbinnenmarktverordnung. Eine der Methoden stellt Regeln für eine EU-weite Überprüfung der Versorgungssicherheit auf (European Resource Adequacy Assessment, ERAA). Diese Methode wurde mit der ACER-Entscheidung 24/2020[94] bestätigt.

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 51 EnWG seit 2021 für das Monitoring der Versorgungssicherheit zuständig. Die Europäischen Regeln werden analog im nationalen Monitoring berücksichtigt. Entsprechend lassen sich im Europäischen Kontext Modellierungsergebnisse vergleichen.

Methode zur Berechnung von Kenngrößen im Bereich der Versorgungssicherheit

Die weiteren von ENTSO-E entwickelten und von ACER mit der Entscheidung 23/2020[95] bestätigten Methoden dienen der einheitlichen Berechnung verschiedener Kennziffern:

---

[93] https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2038-2020%20on%20use%20of%20Congestion%20Income%20methodology.pdf

[94] https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA.pdf

[95] https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS.pdf

- zur Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines Stromausfalls (Value of Lost Load, VoLL),
- zur Kostenbestimmung der Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten oder Lasten im Strommarkt (Cost of New Entry, CoNE) und
- zu einem Zuverlässigkeitsstandard, der als eine Art Grenzwert bei der Messung der Versorgungssicherheit zu betrachten ist (Reliability Standard, RS).

Die zuständigen Behörden eines Mitgliedsstaates der EU – in Deutschland die Bundesnetzagentur – müssen die vorgegebenen Methoden berücksichtigen.

Die Bundesnetzagentur wird ihren Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit 2021 Ende Oktober 2021 finalisieren. Die Veröffentlichung erfolgt nach § 63 Abs. 2 Satz 7 EnWG durch die Bundesregierung.

Einrichtung der Europäischen Organisation der Verteilernetzbetreiber (EU-VNBO)

Die Artikel 52 ff. der VO (EU) 2019/943 regeln die Einrichtung der EU-VNBO, in welcher sich VNB auf Europäischer Ebene zusammenschließen und unter anderem an Netzkodizes mitarbeiten sollen.

Am 8. Juni 2021 wurde die EU-VNBO offiziell gegründet. Mit der EU-VNBO wird ein Pendant zu dem Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) angestrebt.

Aktuelle Informationen sowie registrierte Verteilernetzbetreiber und z. B. die Organisationsstruktur sind auf der Homepage der EU-VNBO[96] zu finden.

Risikovorsorgeverordnung

Regionale und nationale Krisenszenarien

Als nach § 54b Abs. 2 EnWG beauftragte Behörde hat die Bundesnetzagentur an der Erstellung der regionalen[97] Krisenszenarien im Sinne des Art. 6 der Verordnung (EU) 2019/941 vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor (VO (EU) 2019/941) durch ENTSO-E mitgewirkt. Bis zum 7. Januar 2021 wurden von der Bundesnetzagentur die nationalen Krisenszenarien nach Art. 7 der o. g. Verordnung bestimmt. Dabei handelt es sich um Szenarien, die geeignet sind, eine Stromversorgungskrise nationalen Ausmaßes zu verursachen. Die Krisenszenarien sind den Kategorien Naturkatastrophen, Ausfall von Betriebsmitteln und böswillige Angriffe auf das elektrische Energieversorgungsystem zuzuordnen. Basierend auf den regionalen und nationalen Krisenszenarien entwickelt das BMWi einen Risikovorsorgeplan. Die Entwicklung des Plans wird von der Bundesnetzagentur begleitet. Auf die als regional und national identifizierten Krisenszenarien wird im Risikovorsorgeplan verwiesen.

---

[96] https://www.eudsoentity.eu

[97] „Regional“ im Sinne der Netzbetriebsregion nach Art. 36 VO (EU) 2019/943 bzw. ACER's Entscheidung dazu (ACER Decision 08-2021 on the Definition of System Operation Regions (SOR), https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx

Short Term Adequacy Assessment

Die Seasonal Adequacy Assessments von ENTSO-E werden jeweils für die Sommer- und Wintermonate separat durchgeführt (ENTSO-E Summer bzw. Winter Outlook). Grundlage ist die gem. Art. 8 VO (EU) 2019/941 von ACER bestätigte Methode. Danach wird der zu analysierende Zeitraum – gleich dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) – einer stundenscharfen, wahrscheinlichkeitsbasierten Analyse unterzogen. Das Hauptergebnis ist die Kenngröße „weekly LOLP" (weekly Loss of Load Probability; Wahrscheinlichkeit der Lastunterdeckung in einer Woche) zur Quantifizierung des Versorgungssicherheitsniveaus. Hinzu kommt der EENS als erwartete nichtgedeckte Nachfragemenge (Expectated Energy Not Served).

Der aktuelle Summer Outlook 2021 hat weitestgehend keine Versorgungssicherheitsrisiken identifiziert, außer für Irland aufgrund von Instandhaltungen der Kraftwerke sowie der Verbindungsleitung nach Großbritannien. In der Retrospektive des Winter Outlook 2020/2021 ist zu erkennen, dass die Wetterbedingungen eher günstig für die Versorgungssicherheit gewesen sind. Die Kältephase Anfang Januar 2021 in Westeuropa ließen den Erzeugungsspielraum zwar schmelzen, allerdings kam es zu keinen Unterdeckungen.

Der ENTSO-E Winter Outlook 2021/2022 ist aufgrund der Europarechtlichen Vorgabe aus Art. 9 Abs. 2 VO (EU) 2019/941 spätestens zum 1. Dezember 2021 zu erwarten.

7.2 Implementierung der Europäischen Netzkodizes und Leitlinien

Bei der Umsetzung der EU-Netzkodizes und -Leitlinien konnten 2020 weitere Fortschritte im Hinblick auf die Weiterentwicklung des Europäischen Strombinnenmarktes in den Bereichen Netzanschluss, Markt und Systembetrieb erzielt werden.

Aufnahme weiterer Staaten in die vortägige Marktkopplung MRC

Die Länder der sogenannten 4M Marktkopplung (4 MMC) bestehend aus CZ, HU, SK, RO wurden im Juni 2021 zusammen mit PL in einem Interimsprojekt erfolgreich in das bestehende MRC aufgenommen. (Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.). Auf das Projekt hatten sich die Regulierungsbehörden der genannten Länder sowie die österreichische Regulierungsbehörde E-Control und die Bundesnetzagentur im Dezember 2018 verständigt. Damit wird die Integration des Day-Ahead Marktes der Region bis zum Inkrafttreten des CORE Flow-Based Projektes im Jahr 2022 gestärkt.

Kapazitätsbewirtschaftung

Übertragungsnetzbetreiber und nominierte Strommarktbetreiber setzen gemeinsam mit NRAs und ACER die Vorgaben der VO (EU) 2015/1222 zur grenzüberschreitenden Engpassbewirtschaftung, Kapazitätsberechnung und -vergabe im Day-Ahead- und Intraday-Handel um. Von den Regulierungsbehörden und ACER wurden Genehmigungen im Rahmen dieser Verordnung erteilt. Dabei wurden die Leitlinien für die

Kopplungsalgorithmen[98], die darin zu berücksichtigenden Produkte[99] und die erforderlichen Back-up-Maßnahmen[100], die Zeitpunkte für die Öffnung und Schließung des untertägigen Handels[101] sowie die Ausweichverfahren für die Kapazitätsvergabe[102] genehmigt. Diese Regeln bilden das Fundament für den Europäischen Strombinnenmarkt. Nach Inbetriebnahme der grenzüberschreitenden Intraday-Lösung (XBID) 2018 und einer zweiten Implementierungswelle 2019, sollen Anfang 2022 der Anschluss von Italien und Griechenland folgen, so dass anschließend ein Großteil der Europäischen Union auch im untertägigen Handel gekoppelt ist. Die Kopplung bezweckt Steigerungen der Effizienz des untertägigen Handels und damit verbunden Steigerungen der Wohlfahrt.

Für den deutschen Markt ist darüber hinaus die Kapazitätsberechnungsmethode für die Kapazitätsberechnungsregion CORE besonders relevant. Dabei handelt es sich um eine Weiterentwicklung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode der Region CWE.

ACER entschied im Februar 2019 über den Antrag der Übertragungsnetzbetreiber und determinierte so die Kapazitätsberechnungsmethode für den vortägigen und den untertägigen Handel von Elektrizität. Da die Bundesnetzagentur Rechtsbehelfe eingelegt hat, ist die Entscheidung von ACER noch nicht formell bestandskräftig. Die entsprechende Nichtigkeitsklage der Bundesnetzagentur ist gegenwärtig vor dem Europäischen Gericht (EuG) anhängig. Eine gerichtliche Entscheidung steht noch aus.

Ebenfalls in der Umsetzung befindet sich das Regelwerk zur Vergabe langfristiger Kapazität, die Verordnung (EU) 2016/1719. In 2020/21 wurden die Methoden zur Berechnung langfristiger Kapazitäten, zur Aufteilung selbiger auf unterschiedliche Zeitbereiche sowie zu deren Design für die Kapazitätsberechnungsregionen CORE und HANSA entwickelt. Bis auf die Kapazitätsberechnungsmethode für CORE (die in 2021 zur Entscheidung an ACER übertragen wurde) sind alle vorher genannten Methoden durch die jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden der Region genehmigt worden. Für 2021 ist eine Änderung der bereits im Jahr 2019 genehmigten Berechnungsmethode für langfristige Kapazitäten für HANSA vorgesehen, um die Entscheidung der EU-KOM zur vorrangigen Windstromeinspeisung (und nachrangig marktseitiger Interkonnektornutzung) des Hybrid-Offshore-Projektes CGS Kriegers Flak entsprechend zu berücksichtigen.[103]

---

[98] https://extranet.acer.europa.eu//Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2020%20on%20Algorithm%20methodology.pdf

[99] https://extranet.acer.europa.eu//Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products.pdf

[100] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-022/BK6-17-022_Beschluss_vom_01_02_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[101] https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/6%20IDCZGT/Action%205c%20-%20IDCZGT%20ACER%20decision%20Annex%20I.pdf

[102] Für die Region Core:
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2010-2018%20on%20the%20Core%20CCR%20TSOs%20proposal%20for%20fallback%20procedures.pdf
Für die Region Hansa: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-289/BK6-16-289_beschluss_vom_14122017.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[103] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2020_kriegers_flak_decision_de.pdf (11. November 2020)

Systembetrieb

Die Verordnung (EU) 2017/1485 befasst sich u. a. mit der Europäischen Harmonisierung im Bereich des operativen Systembetriebs sowie der Festlegung von Sicherheitslimits. Zur Implementierung müssen die Übertragungsnetzbetreiber u. a. unter Beteiligung/Genehmigung durch die betreffenden Regulierungsbehörden diverse Modalitäten und Methoden entwickeln. Auf regionaler bzw. Europäischer Ebene gehörten 2020 dazu die Methoden für die Koordination der Betriebssicherheitsanalysen bzw. Änderungen selbiger. Auf Synchrongebietsebene wurde ein Vorschlag für zusätzliche Eigenschaften von Frequenzhaltungsreserven weiterentwickelt und Anfang 2021 genehmigt sowie erste Ergebnisse einer Kosten-Nutzen-Analyse zur Festlegung eines Mindesterbringungszeitraumes für Frequenzhaltungsreserven mit limitiertem Energiespeicher diskutiert, die im Laufe des Jahres 2021 noch genehmigt werden müssen.

Ebenfalls den Systembetrieb betrifft die Verordnung (EU) 2017/2196 mit Vorgaben zum Verhalten im Notzustand und beim Netzwiederaufbau. Bestimmte Modalitäten (z. B. für Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau, für einen Testplan, für die Aussetzung und Wiederaufnahme von Markttätigkeiten sowie die zugehörige Ausgleichsenergie- und Regelarbeitsabrechnung) wurden im Jahre 2020 überarbeitet und von der Bundesnetzagentur genehmigt.

F Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich unabdingbar. Dabei spielen sowohl Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, als auch Terminmärkte, die u.a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken sowie Spekulationen ermöglichen, eine wichtige Rolle. Ausreichend Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren. Neben dem außerbörslichen Großhandel (sog. OTC-Handel, „over-the-counter", teilweise vermittelt durch Broker) schaffen Strombörsen verlässliche Handelsplätze und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte befinden sich auch im Jahr 2020 auf einem hohen Niveau. Das Handelsvolumen der gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion im Jahr 2020 betrug insgesamt rund 231,2 TWh. Dieser Wert ist jedoch nur eingeschränkt mit dem Vorjahreswert vergleichbar, da die Darstellung der Handelsvolumina für das Jahr 2020 angepasst wurde, um die Teilnahme mehrerer Strombörsen an der gekoppelten Day-Ahead Auktion im Rahmen des MNA abzubilden. Das Handelsvolumen am Intraday-Markt ist erneut angestiegen, und zwar insgesamt auf 68,52 TWh, was einem Zuwachs von rund 11,62 TWh bzw. rund 20,4 Prozent im Vergleich zum Jahr 2019 entspricht.

Der börsliche Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse. Im Jahr 2020 lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE-Futures bei 1.416 TWh, eine Steigerung von rund 5 Prozent zum Vorjahr. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zuwächse. Gleichzeitig ist das Volumen des OTC-Clearing von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX mit 1.668 TWh im Jahr 2020 um rund 28 Prozent angestiegen und liegt deutlich über dem Volumen, das über die Börse gehandelt wurde.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2020 gesunken. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2020 rund 30,46 Euro/MWh, im Vorjahr lag der entsprechende Durchschnitt bei 37,67 Euro/MWh. Bei Terminkontrakten für das Folgejahr sind die Durchschnittspreise ebenfalls gesunken. Mit 40,17 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future, gehandelt für das Jahr 2021, gegenüber dem Vorjahr, gehandelt für das Jahr 2020, mit 47,82 Euro/MWh um rund 16 Prozent gesunken. Bei dem Phelix-Peak-Year-Future belief sich der Preis 2020 im Jahresmittel auf 49,04 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (57,67 Euro/MWh) beträgt 8,63 Euro/MWh und damit rund 15 Prozent.

Allerdings sind die Preise der Futures im Verlauf des Jahres 2020 gestiegen. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Future am Anfang des Jahres 2020 bei 53,02 Euro/MWh und Ende Dezember 2020 bei 57,54 Euro/MWh und verzeichnete somit über das Jahr 2020 gesehen eine Steigerung von rund 9 Prozent, auch wenn in der Jahresmitte die Preise deutlich darunter lagen.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich auf das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sowie auf die Börsenplätze in Leipzig (European Energy Exchange AG – EEX), Paris (EPEX SPOT SE), Wien (EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG) und Berlin/Oslo (Nord Pool AS). Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT, die EXAA und die Nord Pool hingegen Handel im Spotmarktbereich. Die genannten Börsen haben sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt. Am 1. Oktober 2018 sind die Marktgebiete Deutschland/Luxemburg und das Marktgebiet Österreich getrennt worden. Das Hauptaugenmerk dieses Berichts liegt seitdem auf dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet.

Die Gesamtzahl der an den jeweiligen Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg zugelassenen Teilnehmer hat sich in den letzten Jahren unterschiedlich entwickelt. Im Terminhandel hat sich die Anzahl der Teilnehmer an der EEX in den letzten Jahren kontinuierlich gesteigert. So wurde zum Stichtag 31. Dezember 2020 an dem Börsenplatz der EEX ein neuer Höchstwert mit 336 Teilnehmern erreicht (2019: 261 Teilnehmer). Beim Handel auf dem Spotmarkt gab es hingegen kaum Veränderungen. So ist an der EPEX SPOT die Anzahl der Teilnehmer leicht auf 197 angestiegen (2019: 193 Teilnehmer), an der EXAA ist die Anzahl der zugelassenen Teilnehmer mit 71 im Vergleich zum Vorjahr gleichgeblieben, und an der Nord Pool liegt die Anzahl der Teilnehmer bei 50 (gegenüber 43 Teilnehmern im Vorjahr).

Elektrizität: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

Abbildung 94: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt.

Börslicher Terminhandel und Spothandel erfüllen unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen. Während am Spotmarkt – wie auch beim OTC-Handel – die physische Erfüllung des Stromliefervertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden Terminkontrakte

überwiegend finanziell erfüllt. Finanzielle Erfüllung bedeutet, dass zwischen den Vertragspartnern zum vereinbarten Erfüllungstermin letztlich keine Stromlieferung, sondern ein Barausgleich in Höhe der Differenz des vorab vereinbarten Terminpreises und des Spotmarktpreises erfolgt. Ein Bindeglied sind die an der EPEX SPOT möglichen Gebote, die aus Phelix-Futures-Positionen zur physischen Erfüllung aus dem Terminhandel an der EEX stammen. Im Folgenden werden die börslichen Spotmärkte und Terminmärkte getrennt dargestellt.

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (sogenannter Day-Ahead) verauktioniert und im Anschluss daran für den folgenden und den laufenden Tag (sogenannter Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten EPEX SPOT, EXAA und Nord Pool bieten alle Day-Ahead Handel an. Darüber hinaus bieten die EPEX SPOT und die Nord Pool auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel an (zu den unterschiedlichen Zeitpunkten siehe unten). Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist an diesen börslichen Spotmärkten nach Luxemburg (Creos) und in die vier deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Seit dem 2. Juli 2019 greift ein „Multiple NEMO Arrangement“ (MNA) auf der Grundlage der Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission vom 24. Juli 2015 für alle Gebotszonen für die Day-Ahead-Auktion der Region Zentralwesteuropa (und damit auch der deutschen Gebotszone). Dadurch hat jede zugelassene Börse (NEMO - Nominated Electricity Market Operator) die Möglichkeit, ihren Marktteilnehmern für die entsprechenden Gebotszonen Zugang zur 12-Uhr-Market-Coupling-Auktion zu geben. Die Auktionspreise errechnet ein zentraler Auktionsalgorithmus, wodurch jede Börse innerhalb einer Gebotszone im Rahmen des Europäischen Market Couplings die gleichen Auktionspreise erhält.

Die EXAA bietet aktuell zwei Day Ahead Auktionen, jeweils für die Marktgebiete Österreich und Deutschland/Luxemburg, an: eine Auktion um 10:15 Uhr und die gekoppelte Day-Ahead-Auktion um 12:00 Uhr. Durch den frühen Auktionszeitpunkt an der EXAA im Rahmen der eigenen 10:15 Uhr Auktion bekommen Händler ein wichtiges erstes Preissignal für den weiteren Handelstag.

In der gekoppelten Day-Ahead-Auktion können neben Einzelstunden und standardisierten Blöcken auch eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke) gehandelt werden. Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden.

Zudem bietet die EPEX SPOT die Intraday-Auktion (intraday auction) für Viertelstundengebote für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg bis 15:00 Uhr des Vortages an. Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels (Intraday continuous) an der EPEX SPOT und Nord Pool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Der kontinuierliche Intraday-Handel beginnt bei der EPEX SPOT jeweils ab 15:00 Uhr für Stunden-Lieferungen und Blöcke am Folgetag und um 16:00 Uhr für die 15-Minuten-Perioden bei der Nord Pool um 8:00 Uhr am Tag vor Lieferung.[104] Die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen können bis 30 Minuten vor Lieferbeginn bei der EPEX SPOT

[104] Siehe https://www.nordpoolgroup.com/49ba3b/globalassets/download-center/xbid/nord-pool-sidc-gate-opening-times-gate-closing-times.pdf (aufgerufen am 16.September 2021).

und bis 20 Minuten vor Lieferbeginn bei der Nord Pool gehandelt werden; innerhalb der Regelzonen bis zu 5 Minuten vor Lieferung bei der EPEX SPOT bzw. bis direkt zur Lieferung bei der Nord Pool.

Seit dem 13. Juni 2018 ist ein „Multiple NEMO Arrangement“ (MNA), ebenfalls auf der Grundlage der o.g. EU-Verordnung, für den kontinuierlichen Intraday Handel durch das XBID (Cross-Border Intraday Coupling) Projekt – jetzt in SIDC (Single Intraday Coupling) unbenannt – in vielen Europäischen Ländern (und damit auch der deutschen Gebotszone) aktiv. Damit bekommen Marktteilnehmer Zugang zur selben Liquidität, egal über welchen NEMO gehandelt wird. In der deutschen Gebotszone bieten dies die Nord Pool und die EPEX SPOT an.[105]

Essentiell für das SIDC sind die sogenannten Gemeinsamen Auftragsbücher (Shared Order Books – SOB). In der Kommissionsverordnung (EU) 2015/1222 werden alle im Rahmen der einheitlichen Intraday-Marktkopplung tätigen NEMOs verpflichtet, die Aufträge ihrer Marktteilnehmer unmittelbar nach ihrem Eingang an das SOB zu übermitteln. Sofern Übertragungskapazität vorhanden ist, werden Handelsaufträge automatisiert auch über Gebotszonen hinweg zusammengeführt, um so eine vollständige Nutzung der Übertragungskapazitäten zu erreichen. Diese Verpflichtung endet im Zeitpunkt der Schließung des gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes um exakt 60 Minuten vor Lieferbeginn.

Allerdings geht ungeachtet der Schließung des gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes der Intraday-Handel innerhalb der Gebotszone Deutschland/Luxemburg jedoch noch bis zum tatsächlichen Lieferbeginn weiter, so dass hier insoweit für alle NEMOs in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg der Zugang zu den Intraday-Aufträgen auch in den letzten 60 Minuten gleichermaßen notwendig ist. Vor diesem Hintergrund hat die EU-Kommission ein förmliches Prüfverfahren (KOM AT.40700) eingeleitet, da sie befürchtet, dass EPEX SPOT den Wettbewerb auf den Intraday-Märkten eingeschränkt haben könnte. So habe EPEX SPOT möglicherweise Maßnahmen ergriffen, um seine Wettbewerber durch Einschränkung des vollen Zugangs ihrer Kunden zur Liquidität des Intraday-Marktes vom Markt auszuschließen.[106]

1.1.1 Handelsvolumina

Das Handelsvolumen der gekoppelten Day-Ahead 12 Uhr Auktion im Jahr 2020 betrug insgesamt rund 231,2 TWh. Hiervon wurden 198 TWh über die EPEX Spot, 18,3 TWh über die Nord Pool und 15,37 TWh über die EXAA eingestellt.[107] Das Volumen der eigenständigen 10:15 Uhr Day-Ahead-Auktion an der EXAA für die

---

[105] Die Nord Pool war bereits seit 2006 – und damit vor dem XBID Projekt – in Deutschland mit Intraday-Handel von und nach Schweden bzw. Dänemark aktiv.

[106] Siehe Pressemitteilung der EU-Kommission vom 30. März 2021 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_1523.

[107] Um die Teilnahme mehrerer Strombörsen an der gekoppelten Day-Ahead Auktion im Rahmen des MNA abzubilden, wurde die Darstellung der Handelsvolumina für das Jahr 2020 hier angepasst. Die dargestellten Volumina für das Jahr 2020 stellen je Strombörse über das Jahr den Mittelwert aus ausgeführten Kauf– und Verkaufsordern dar. Für die Jahre vor 2020 werden hier und in den vergangenen Berichten die Handelsvolumina der EPEX Spot für die Day-Ahead Auktion als Summe des Maximums aus Kaufvolumen und Verkaufsvolumen je Lieferstunde dargestellt. Diese Methodik würde bei der Teilnahme mehrerer Strombörsen an einer Auktion, angewandt für alle Teilnehmer die insgesamt gehandelte Strommenge überzeichnen. Auf Grund der Anpassung der Methodik sind die 2020er Zahlen für die gekoppelte Day-Ahead Auktion nur bedingt mit den Zahlen des Vorjahres vergleichbar. Für die EPEX Spot beträgt nach der bisherigen Berechnungsmethode die Summe des Maximums aus ausgeführten Kaufs- und Verkaufsvolumina je Lieferstunde für das Jahr 2020 rund 216 TWh.
Für den kontinuierlichen Intradayhandel werden die Volumina sowohl für 2020 als auch für die Vorjahre ohnehin bereits durch den Mittelwert aus ausgeführten Kauf– und Verkaufsordern je Strombörse über das Jahr abgebildet.

deutsche Gebotszone im Jahr 2020 liegt bei rund 3,31 TWh (Vorjahr 3,73 TWh) und ist damit um rund 11 Prozent zurückgegangen.

Das Volumen des Intraday-Handels über die EPEX SPOT ist erneut angestiegen und zwar auf 63,63 TWh (hiervon rund 7,58 TWh im Rahmen der Intraday-Auktion und 56,05 TWh im kontinuierlicher Intradayhandel). Dies entspricht einem Zuwachs von rund 9,9 TWh bzw. rund 18,6 Prozent im Vergleich zum Jahr 2019. Das Handelsvolumen an der Nord Pool im kontinuierlichen Intraday-Handel in der Gebotszone DE – LU betrug im Jahr 2020 rund 4,89 TWh und ist im Vergleich zum Vorjahr (3,24 TWh) um rund 51 Prozent gestiegen.

Elektrizität: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der EXAA und der Nord Pool
in TWh

Abbildung 95: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der EXAA und der Nord Pool

1.1.2 Preisabhängigkeit der Gebote

Bei der gekoppelten Day-Ahead-Auktion können Gebote preisabhängig oder preisunabhängig abgegeben werden. Bei einem preisabhängigen Gebot – sogenannte Limit Order – wird die Order nicht zum nächstmöglichen Zeitpunkt ausgeführt, sondern nur zum festgelegten Preis oder besser realisiert. Beim preisunabhängigen Gebot –sogenannte Market Order – handelt es sich um Aufträge, die nicht an einen Preis geknüpft sind, sondern in jedem Fall und möglichst zeitnah ausgeführt werden.

Für die EPEX SPOT waren beispielsweise rund 167,8 TWh der ausgeführten Kaufgebote im Jahr 2020 preisunabhängig. Im Vorjahr waren es lediglich 149,3 TWh. Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten waren rund 126,5 TWh preisunabhängig. Das Volumen preisunabhängiger Verkaufsgebote blieb somit im Vergleich zum Vorjahr (125,3 TWh) nahezu unverändert.

Elektrizität: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2020

	Ausgeführte Verkaufsgebote		Ausgeführte Kaufgebote	
	Volumen in TWh	Anteil	Volumen in TWh	Anteil
Preisunabhängige Gebote	126,5	69,1%	167,8	79,2%
davon durch ÜNB	39,4		0,3	
davon physisch erfüllte Phelix Futures	17,4		56,3	
davon sonstige	69,7		111,2	
Preisabhängige Gebote i. w. S.	56,7	30,9%	44,1	20,8%
davon Blöcke	12,3		5,6	
davon preisabhängige Gebote i.e.S.	44,4		38,5	
Gesamt	183,2	100%	211,9	100%

Tabelle 87: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2020

Auf Verkäuferseite spielt die Vermarktung der EEG Mengen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine wichtige Rolle. Sie erfolgte entsprechend gesetzlicher Vorgaben fast vollständig, nämlich zu 99,2 Prozent, preisunabhängig.[108] Die nach Angaben der Strombörsen von den ÜNB vermarktete Menge ist mit rund 39,4 TWh nur geringfügig gesunken. Im Vorjahr lag diese noch bei 39,7 TWh, im Jahr 2018 bei 35,1 TWh.

1.1.3 Preisniveau

Der für das Marktgebiet gängigste Preisindex für den Spotmarkt ist der von der EPEX SPOT veröffentlichte Phelix („Physical Electricity Index“). Der Phelix-Day-Base ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise der gekoppelten Day-Ahead-Auktion eines Tages, während der Phelix-Day-Peak das arithmetische Mittel der Stunden 9 bis 20, d.h. von 8:00 bis 20:00 Uhr, bildet. Die EXAA veröffentlicht analog den bEXAbase und den bEXApeak für die separate Auktion um 10:15, die sich auf die entsprechenden Einzelstunden für das gleiche Marktgebiet beziehen. In der folgenden Abbildung wurde der Jahresdurchschnitt des Phelix-DE/AT für das Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg bis zum 30. September 2018 betrachtet. Seit der Gebotszonentrennung am 1. Oktober 2018 ist der Durchschnitt des Phelix-DE für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg dargestellt.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2020 gesunken. Der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base für 2020 beträgt rund 30,46 Euro/MWh, im Vorjahr betrug der Durchschnitt 37,67 Euro/MWh.

Der Phelix-Day-Peak-DE lag im Durchschnitt für das Jahr 2020 bei rund 32,74 Euro/MWh, für das Jahr 2019 lag der Preis bei 40,43 Euro/MWh.

[108] Die ÜNB sind nach § 1 Abs. 1 AusglMechV gehalten, die für den Folgetag prognostizierten stündlichen Einspeisungen solcher erneuerbaren Energien, für die ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG), an einem börslichen Spotmarkt zu vermarkten und dabei preisunabhängig einzustellen.

Abbildung 96: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion

Die unterschiedlichen Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2020 dicht beieinander. Betrachtet man die Produkte für die deutsche Gebotszone, so war zu beobachten, dass sich im Jahr 2020 bei den gekoppelten Day-Ahead-Auktionen höhere Strompreise als an der 10:15 Auktion an der EXAA ergeben haben – sowohl für den Base- als auch für den Peak-Preis. In Zahlen ausgedrückt beträgt die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und bEXAbase rund 0,10 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Peak und bEXApeak lag ebenfalls bei rund 0,10 Euro/MWh.

1.1.4 Preisstreuung

Die Preise beispielsweise der gekoppelten Day-Ahead-Auktion weisen wie in den Vorjahren eine erhebliche Streuung auf. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Spotmarktpreise im Jahresverlauf am Beispiel des Phelix-DE-Day-Base. Die tagesgemittelten Preise haben typischerweise einen Wochenverlauf mit niedrigeren Preisen am Wochenende.

Elektrizität: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2020
in Euro/MWh

Abbildung 97: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2020

Bei den Base- und Peak-Preisen der gekoppelten Auktion waren 2020 zahlreiche Extremwerte sowohl positiver als auch negativer Art festzustellen. Die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte für das Jahr 2020 hat sich auf 32,54 Euro/MWh erhöht. Im Jahr 2019 betrug die Differenz nur 23,08 Euro/MWh. Die entsprechende Peak-Spanne der mittleren 80 Prozent ist ebenfalls stark gestiegen – von 23,75 Euro/MWh im Jahr 2018 auf 25,69 Euro/MWh im Jahr 2019 bis auf 40,81 Euro/MWh im Jahr 2020.

Beim Phelix-Day-Base kam es im Jahr 2020 an acht Tagen zu negativen Preisen, beim Phelix-Day-Peak sogar an 16 Tagen.[109] Der niedrigste Preis beim Phelix-Day-Base im Wert von -26,13 Euro/MWh wurde am 24. Mai 2020 erzielt. Am gleichen Tag hatte auch der Phelix-Day-Peak mit -45,64 Euro/MWh seinen niedrigsten Wert. Im Vorjahr lag das Minimum des Day-Base bei -42,24 Euro/MWh beziehungsweise der Day-Peak bei -65,94 Euro/MWh. Trotz sinkender Nachfrage kam es also in der Spitze zu weniger ausgeprägt negativen Preisen.

Die Maxima der beiden Indizes haben sich im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls verringert. Im Jahr 2020 betrug der höchste Wert beim Phelix-Day-Base 75,03 Euro/MWh und war somit rund 13 Prozent unter dem Höchstwert des Vorjahres, der bei 85,80 Euro/MWh lag. Das Maximum beim Day-Base wurde am 9. Dezember 2020 erzielt. Der Höchstwert für 2020 beim Phelix-Day-Peak lag bei 103,79 Euro/MWh und ist im Vergleich zum Vorjahr, in dem dieser noch 102,74 Euro/MWh betrug, leicht angestiegen.

[109] Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn eine hohe z. B. unflexible Stromerzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden oder müssen wegen anderweitiger Lieferverpflichtungen durchlaufen (Wärme, Industrieprozesse, Regelleistungsvorhaltung). Einen wesentlichen Beitrag zu negativen Preisen können aber auch bei negativen Preisen fortlaufende Förderungen verursachen.

Elektrizität: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak
in Euro/MWh

	Mittlere 80 Prozent	Spanne der mittleren 80 Prozent	Extremwerte	Spanne der Extremwerte
	10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte		Min – Max	
Base 2018	33,55 – 56,12	22,57	-25,30 – 80,33	105,63
Base 2019	24,76 – 47,84	23,08	-42,24 – 85,80	128,04
Base 2020	13,72 – 46,26	32,54	-26,13 – 75,03	101,16
Peak 2018	37,16 – 60,91	23,75	-21,46 – 97,48	118,94
Peak 2019	27,79 – 53,47	25,69	-65,94 – 102,74	168,68
Peak 2020	11,58 – 52,39	40,81	-45,64 – 103,79	149,43

Tabelle 88: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2018 bis 2020

1.2 Terminmärkte

Nur an der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten handelbar. Sie haben den Phelix-DE zum Vertragsgegenstand (Basiswert). Für spezifische Phelix-Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren – nicht zu entsprechenden Transaktionen.

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt (vgl. Abschnitt 2.2 „OTC-Clearing“).

1.2.1 Handelsvolumen

Im Jahr 2020 lag die börsliche Handelsmenge für Phelix-DE-Futures bei 1.417 TWh, eine Steigerung von rund 5 Prozent zum Vorjahr. Seit 2018 erfolgt wegen der Gebotszonentrennung von Österreich zum 1. Oktober nur noch die Betrachtung der Handelsmengen für Phelix-DE. Diese lag für das Jahr 2019 bei 1.346 TWh.

Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX
in TWh

Abbildung 98: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT sowie Phelix-DE-Futures an der EEX

Für das Produkt Phelix-DE konzentrierte sich der Terminhandel im Jahr 2020 vorrangig auf Kontrakte für das Jahr 2022 als Erfüllungsjahr. Dies betraf rund 61 Prozent der gesamten Handelsmenge bzw. 858 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das Jahr 2021 mit rund 24 Prozent bzw. insgesamt 346 TWh dar. Der Handel für 2023 und die folgenden Jahre hat sich im Vergleich zum Vorjahr verringert. So ist der Handel für das 3. Folgejahr (also 2023 in 2020) nach einer Steigerung im Vorjahr wieder auf rund 161 TWh gesunken. Auch für das 4. Folgejahr haben sich die Mengen auf 45TWh, für das 5. Folgejahr ebenfalls reduziert und zwar auf rund 6 TWh.

Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr
in TWh

*ab 2018 nur noch Phelix-DE

Abbildung 99: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr

1.2.2 Preisniveau

Die Preise der Futures sind im Verlauf des Jahres 2020 gestiegen. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am Anfang des Jahres bei 53,02 Euro/MWh sowie Ende Dezember 2020 bei 57,54 Euro/MWh und verzeichnete somit im Jahresverlauf eine Steigerung von rund 9 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year-Future ist von 43,85 Euro/MWh im Jahresverlauf auf 48,15 Euro/MWh gestiegen. Das entspricht einem Anstieg von rund 10 Prozent seit Jahresbeginn, auch wenn im Jahresverlauf die Preise niedriger waren.

Abbildung 100: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2020

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Phelix-DE-Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis bzw. Stromveräußerungspreis eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom nicht kurzfristig, sondern im Vorjahr ratierlich beschafft bzw. veräußert hätte.

Wenn nur die Jahresdurchschnittswerte der Phelix-DE-Future-Preise betrachtet werden, sind diese gegenüber dem Vorjahr stark gesunken. Mit 40,17 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr mit 47,82 Euro/MWh um 7,64 Euro/MWh und damit um rund 16 Prozent gesunken. Bei dem Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 49,04 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (57,67 Euro/MWh) beträgt 8,63 Euro/MWh und damit rund 15 Prozent.

Abbildung 101: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug 8,87 Euro/MWh. Im Vorjahr 2019 betrug die Differenz noch 9,90 Euro/MWh. Der Peak-Preis liegt somit rund 22 Prozent über dem Base-Preis.

1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen

1.3.1 Anteil der Market-Maker

Als Market-Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market-Makers soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen. Die spezifischen Bedingungen werden zwischen Market-Maker und Börse in sogenannten Market-Maker-Agreements geregelt, die u. a. Regelungen zu Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl und Maximalspread enthalten. Die betroffenen Unternehmen sind nicht gehindert, darüber hinaus (d. h. nicht ihrer Funktion als Marke-Maker zuzurechnende) Geschäfte als Börsenteilnehmer zu tätigen.

Im Berichtszeitraum waren am Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures für das deutsche Marktgebiet fünf Unternehmen als Market Maker aktiv: Uniper Global Commodities SE, RWE Supply & Trading GmbH, EDF Trading Limited, Vattenfall Energy Trading GmbH und ENGIE Global Markets SAS. Der Anteil der Unternehmen, die als Market Maker tätig waren, beträgt am Kaufvolumen rund 18,9 Prozent – und bleibt im

Vergleich zum Anteil des Vorjahres von 18,2 Prozent nahezu unverändert. Auf der Verkaufsseite ist das Volumen auf 19,3 Prozent nach 21,9 Prozent im Vorjahr gesunken.[110]

Zusätzlich zu den Vereinbarungen mit Market-Makern unterhält die EEX Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang zur Liquiditätsstärkung verpflichten. Auf diese Unternehmen entfielen in Summe im Jahre 2020 beim Kauf bzw. beim Verkauf rund 3,2 bzw. 3 Prozent des Handelsvolumens. Im Vorjahr lag der Anteil beim Kauf bei rund 4,9 Prozent und beim Verkauf ebenfalls bei 4,5 Prozent.

1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt an einer Strombörse zu veräußern.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT lag im Jahr 2020 bei rund 19 Prozent, im Vorjahr lag der Anteil bei 18 Prozent. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 betrug der Anteil noch 28 Prozent. Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind über die Jahre absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag im Jahr 2020 bei rund 40,4 TWh; im Jahr 2019 lag es noch bei 41,3 TWh. In den Jahren zuvor war das Verkaufsvolumen der ÜNB höher, im Jahr 2012 noch bei rund 69,6 TWh und im Jahr 2014 bei rund 50,6 TWh. Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen in Höhe von etwa 1 Prozent auf die ÜNB.

1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer

Die Betrachtung des Handelsvolumens, das auf die fünf umsatzstärksten Teilnehmer entfällt, gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Börsenhandel konzentriert ist. Neben den großen Stromerzeugungsunternehmen zählen zu den umsatzstarken Teilnehmern Finanzinstitute und – am Spotmarkt – Übertragungsnetzbetreiber. Für den Vergleich der Werte im Zeitablauf ist darauf hinzuweisen, dass sich die Zusammensetzung der jeweiligen umsatzstärksten Teilnehmer über die Jahre verändern kann, so dass sich der kumulierte Umsatzanteil nicht notwendigerweise auf die gleichen Unternehmen bezieht. Ferner wird hier keine Konzernbetrachtung vorgenommen, d.h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt.[111]

Der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer an der gekoppelten Day-Ahead-Auktion ist von 37 Prozent im Jahr 2019 auf 39 Prozent im Jahr 2020 angestiegen. Auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr in etwa konstant gehalten. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2020 rund 30 Prozent. Im Vorjahr lag der Anteil am Verkauf bei 31 Prozent.

---

[110] Anzumerken ist, dass einige Market-Maker nicht im ganzen Berichtszeitraum aktiv waren, sondern nur in einigen Monaten. In den Handelsdaten der EEX gibt es keine Trennung zwischen dem Handel als Market-Maker und Nicht-Market-Maker, daher können die reinen Angaben zum Anteil der Market-Maker sowohl überzeichnet als auch unterzeichnet sein.

[111] In aller Regel verfügen Konzerne aber nur über eine Teilnehmerregistrierung.

Elektrizität: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT in Prozent

Abbildung 102: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EEX ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix-DE-Futures (ohne OTC-Clearing) von rund 31,3 Prozent im Vorjahr auf 28,3 Prozent im Jahr 2020 gesunken. Auf der anderen Seite ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer von rund 35,2 Prozent im Vorjahr auf 29,1 Prozent im Jahr 2020 gesunken.

2. Außerbörslicher Großhandel

Kennzeichnend für den außerbörslichen Großhandel, auch OTC-Handel genannt („over-the-counter“), ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden und zudem die Parteien grundsätzlich die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des (bilateralen) Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber eine lückenlose Abbildung des Großhandels nicht möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt. Zudem haben sich die Handelsplätze von der bilateralen Seite eher hin zu multilateralen Handelsplätzen entwickelt, wo nicht nur ein Käufer und ein Verkäufer agieren, sondern auch noch Zwischenhändler, Broker etc.

Im bilateralen Großhandel hin zum multilateralen Großhandel spielen Handelsvermittler, auch „Broker“ genannt, eine erhebliche Rolle. Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Angebot und Nachfrage von Strom-Handelsgeschäften. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

Eine spezielle Funktion hat das sogenannte OTC-Clearing an der Börse. OTC-Handelsgeschäfte, die börslichen Standardprodukten entsprechen, können an der Börse registriert werden, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird. Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“,

sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten. Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem außerbörslichen Stromgroßhandel dar.

In den nachfolgenden Unterkapiteln wurde für das Jahr 2020 für den Bereich des außerbörslichen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt. Auf Grundlage dieser Erhebungen kann für das Jahr 2020 im außerbörslichen Stromgroßhandel erneut ein Liquiditätszuwachs festgestellt werden.

2.1 Brokerplattformen

Im Monitoring werden Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich wie im Vorjahr elf Broker beteiligt, die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von diesen Brokern vermittelte Volumen betrug im Jahr 2020 insgesamt rund 5.702 TWh gegenüber 5.770 TWh im Jahr 2019. Bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Jahr 2021 (1. Folgejahr nach Erstellung des Berichts) mit 45 Prozent (im Vorjahr 48 Prozent) weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr 2020 mit 32 Prozent. Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina. Diese Verteilung der Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verschoben.

Eine weitere Betrachtung zum Handelsvolumen kann über die London Energy Brokers' Association (LEBA) erfolgen, an der nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind. Bei der LEBA ist das Volumen für Handelsgeschäfte gestiegen. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ ist von 4.757 TWh im Vorjahr auf 5.368 TWh im Jahr 2020, d.h. um rund 13 Prozent, angestiegen.[112]

[112] Siehe London Energy Brokers‘ Association, Monthly Volume Report: https://www.lebaltd.com/monthly-volume-reports/ (aufgerufen am 7. Juli 2021).

Elektrizität: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2020 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	0	-
Day-Ahead	85	1%
unter 1 Woche	54	1%
über 1 Woche	1.812	32%
1. Folgejahr	2.546	45%
2. Folgejahr	933	16%
3. Folgejahr	237	4%
4. Folgejahr	34	1%
Summe	**5.702**	**100%**

Tabelle 89: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2020 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen Handel spielt das OTC-Clearing an einer Börse eine spezielle Rolle für den außerbörslichen Großhandel. Beim OTC-Clearing wird einer Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, so dass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Ohne dieses Instrument kann das Ausfallrisiko im außerbörslichen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden. Hinzu kommt, dass in manchen Fällen durch Einbeziehung der OTC-Geschäfte die bei der Clearing-Bank zu hinterlegenden nötigen Sicherheiten für den Börsenhandel, etwa mit Futures, geringer ausfallen können.

Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d.h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar. Die EEX bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC) ermöglicht das OTC-Clearing (bzw. Trade Registration, s.o.) für alle Terminmarktprodukte, die auch an der EEX für den Börsenhandel zugelassen sind, sowie für die EPEX SPOT.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag im Jahr 2020 bei 1.668 TWh. Im Jahr 2019 lag das Volumen noch bei 1.302 TWh. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten. Ab dem Jahr 2013 ist ein leichter Anstieg der Menge insgesamt zu verzeichnen. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Menge gesteigert – sowohl im OTC-Handel als auch im Börsenhandel. Auffällig ist, dass die Menge von OTC-Clearing im Jahr 2020 stärker steigt als das Volumen über den normalen Börsenhandel. Das OTC-Clearing-Volumen ist um rund 28 Prozent gestiegen, während der Börsenhandel nur um rund 5 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen ist.

Abbildung 103: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten

Werden zusätzliche Angaben der LBEA herangezogen betrug das zum Clearing registrierte Volumen für „German Power" im Jahr 2020 rund 1.580 TWh, was einem Anteil von rund 29 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Auch hier ist ein Anstieg des zum Clearing registrierten Volumens festzustellen, das im Vorjahr 2019 rund 1.240 TWh bzw. 26 Prozent der gesamten Menge ausmachte.[113]

Phelix-Optionen spielen im Börsenhandel an der EEX bislang keine Rolle, d.h. es kam im Jahr 2020 – wie im Vorjahr – nicht zu solchen Transaktionen. Es gibt allerdings Phelix-Optionen, die außerbörslich vereinbart und an der EEX gecleart werden. Im Jahr 2020 wurden außerbörslich vereinbarte Phelix-Optionen am OTC-Clearing in Höhe von 79 TWh an der EEX gecleart. Das entspricht einem Anteil von 5 Prozent. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um rund 60 Prozent deutlich erhöht.

Die Verteilung der im Jahr 2020 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur marginal verändert. Entfielen in 2019 rund 55 Prozent auf Kontrakte für das 1. Folgejahr (also 2021), so sind es im Jahr 2020 noch 54 Prozent (719 TWh). Weitere rund 35 Prozent (586 TWh) betrafen das Jahr 2020 selbst. Im Jahr 2019 waren es noch rund 35 Prozent

[113] Vgl. https://www.lebaltd.com/monthly-volume-reports/ (abgerufen am 31. Juli 2020). Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power" betrug 4.757 TWh für das Jahr 2019.

bzw. 428 TWh. Auf das übernächste Jahr (Handel für 2022) entfielen rund 8 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil aus.

Abbildung 104: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

G Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Insgesamt waren im Jahr 2020 mindestens 1.440 Unternehmen als Elektrizitätslieferanten in Deutschland tätig. Die Lieferanten werden als einzelne juristische Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet.

Im Monitoring wurden rund 51,4 Mio. Marktlokationen von Letztverbrauchern erfasst. Wie Abbildung 105 zeigt, beliefern von 1.364 Lieferanten rund 84 Prozent weniger als 30.000 Marktlokationen. Insgesamt finden sich in dieser Kategorie knapp 8,1 Mio. Marktlokationen (ca. 16 Prozent aller Marktlokationen). Von allen Lieferanten beliefern rund sechs Prozent jeweils über 100.000 Marktlokationen. Diese sechs Prozent belieferten absolut betrachtet rund 36,5 Mio. Marktlokationen und somit wie im Vorjahr rund 71 Prozent aller Kunden. Die 86 großen Lieferanten beliefern also die meisten Marktlokationen in Deutschland. Demnach sind auf Lieferantenseite weiterhin mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Marktlokationen zusammensetzt. Eine große Anzahl von Lieferanten ist deshalb nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen.

Elektrizität: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2020 beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 105: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktlokationen

Ein umfassenderes Bild bzgl. der Lieferantenstruktur ergibt sich durch die Betrachtung der regionalen Tätigkeit der Lieferanten. Hier zeigt sich anhand der Daten von 1.227 Lieferanten, dass knapp die Hälfte der Lieferanten nur regional tätig ist. 103 Lieferanten, d.h. rund acht Prozent, beliefern Kunden in mehr als 500 Netzgebieten (vgl. Abbildung 106). Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Eine weitere Kennzahl, die die bundesweite Tätigkeit von Lieferanten beschreibt, ist die Anzahl der belieferten Bundesländer: 212 Lieferanten haben Verträge in allen 16 Bundesländern abgeschlossen. Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in 99 Netzgebieten (2019: 97 Netzgebiete).

Elektrizität: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2020 belieferten
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 106: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete

Obwohl eine Mehrzahl der Lieferanten weiterhin regional tätig ist, hat sich die Möglichkeit für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten wählen zu können, über die vergangenen acht Jahre vergrößert. Dies zeigt die Auswertung der Angaben von 823 Verteilernetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossene Verbraucher beliefern (vgl. Abbildung 107): In 89 Prozent aller Netzgebiete (734 Netzgebiete) waren 2020 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2008 lag dieser Wert noch bei 50 Prozent (362 Netzgebiete). Inzwischen sind in rund 74 Prozent der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert fünf Jahre zuvor noch bei 55 Prozent (439 Netzgebiete) lag. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2020 in seinem Netzgebiet zwischen 162 Anbietern wählen (2019: 156), für Haushaltskunden lag der Wert bei 142 Anbietern (2019: 138).

Elektrizität: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 107: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

37 Prozent der Haushaltskunden werden über einen Vertrag mit dem örtlichen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert. Rund 25 Prozent der Haushaltskunden befinden sich in der klassischen Grundversorgung. 38 Prozent der Haushaltskunden haben einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Insgesamt werden 62 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte nach wie vor über den Grundversorger bezogen. Die Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten bleibt damit stark.

Rund 5,4 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2020 ihren Stromlieferanten gewechselt. Haushaltskunden entscheiden sich immer häufiger direkt für einen Lieferanten der nicht der örtliche Grundversorger ist, und damit für einen preisgünstigeren Stromliefervertrag.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung, etc.) und die aktuellen Preise des derzeitigen Stromlieferanten zu informieren und diese mit denen anderer Stromlieferanten zu vergleichen. Eine Umstellung des Vertrages beim bestehenden Lieferanten oder der Wechsel des Lieferanten sind in den meisten Fällen mit einer Ersparnis verbunden.

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. Die Erhebung der Kennzahlen für den Lieferantenwechsel erfolgt über entsprechende Indikatoren, die das tatsächliche Wechselverhalten möglichst gut abbilden. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktlokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Nach dieser Definition kann daher eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ebenso zu einem „Lieferantenwechsel“ führen wie die Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder eine Kündigung durch den Lieferanten. Daher kann das tatsächliche Ausmaß der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten abweichen. Neben den Lieferantenwechseln wird auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden im Falle von Einzügen betrachtet, wenn diese einen anderen Lieferanten als den Grundversorger wählen. Als Vertragswechsel werden diejenigen Wechsel bezeichnet, die innerhalb desselben Unternehmens stattfinden.

Für die Berechnung der Indikatoren werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel von den Netzbetreibern (Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber) und Lieferanten differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben. Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei Letzteren wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach

qualitativen Merkmalen definiert[114]. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoringbericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden[115] einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Auch für die Zwecke des Monitorings wird auf eine trennscharfe Abgrenzung dieser beiden Kundengruppen verzichtet.

Die von den Lieferanten erhobenen Stromabgabemengen an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2020 rund 347,3 TWh – im Vorjahr waren es 414,1 TWh. Im Jahr 2020 entfielen rund 213,3 TWh auf RLM-Kunden und 133,8 TWh auf SLP-Kunden – einschließlich 11,2 TWh Heizstrom für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden.

Im Monitoring werden die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilt. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein[116]. Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“). Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag mit einem anderen Lieferanten“ zählt. Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt. In diesen Fällen findet kein automatischer Vertragswechsel statt (§ 36 Abs. 3 EnWG).

---

[114] Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[115] In die Kategorie „Gewerbekunden“ werden i. d. R. auch Kunden aus den Bereichen freie Berufe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung einbezogen, wenn deren Jahresverbrauch mehr als 10.000 kWh beträgt.

[116] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d. h. die Stromentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang"). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Stromverbrauch[117] aus, d. h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

Im Jahr 2020 haben rund 1.413 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 1.318). Unter den 1.413 Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2020 RLM-Kunden an rund 368.586 Marktlokationen mit knapp 213,3 TWh Strom (im Vorjahr rund 260,6 TWh bei 368.377 Marktlokationen). Die Belieferung erfolgte zu 99,9 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung[118]. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist zwar atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund- bzw. Ersatzversorgung wurden 0,21 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,1 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 24,4 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung – verteilt auf rund 36,1 Prozent aller RLM-Marktlokationen. Rund 75,5 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger – das entspricht in etwa 62,9 Prozent aller Marktlokationen. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 27,1 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 72,7 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, bezogen auf die Abgabemenge, dass die Grundversorgerstellung sowie die Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich weiterhin an Bedeutung verlieren.

---

[117] Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

[118] Die Grundversorgung bezieht sich laut § 36 EnWG nur auf Haushaltskunden. Sofern im Folgenden von Grundversorgung von Nicht-Haushaltskunden die Rede ist, handelt es sich um die Ersatzversorgung.

Elektrizität: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2020
Menge und Verteilung

Abbildung 108: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2020

2.1.2 Lieferantenwechsel

Über die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Jahr 2020 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nachfolgende Verbrauchskategorien unterschieden: In der Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr befinden sich typischerweise große Industriekunden und in der Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden, wie beispielsweise Restaurants, Bürogebäude oder Krankenhäuser. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

Elektrizität: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2020

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Marktlokationen mit Lieferanten-wechseln	Anteil an allen Marktlokationen der Verbrauchs-kategorie	Entnahmemenge an Marktlokationen mit Lieferanten-wechseln in TWh	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchs-kategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	293.119	14,8%	16,2	14,1%
> 2 GWh/Jahr	2.461	15,6%	22,4	10,3%
Gesamt Nicht-Haushaltskunden	**295.580**	**14,8%**	**38,6**	**11,6%**

Tabelle 90: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2020

Über die Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2020 bei 11,6 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 11,7 Prozent. Überhaupt sind seit 2009 im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Nicht-Haushaltskunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Abbildung 109: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring ergeben, dass im Jahr 2020 rund 37 Prozent der Entnahmemenge der Haushaltskunden über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung entnommen wurde (2019: 40 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 25 Prozent der Entnahmemenge (2019: 26 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge, die über einen Vertrag mit einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger bezogen wurde, lag bei 38 Prozent (2019: 34 Prozent). Insgesamt wurden damit weiterhin 62 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte über den Grundversorger bezogen (2019: 66 Prozent). Trotz einer über die vergangenen Jahre kontinuierlich sinkenden Menge bleibt die Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten damit stark.

Elektrizität: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2020
Menge in TWh und Verteilung

Abbildung 110: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2020

2.2.2 Vertragswechsel

Tabelle 91 stellt Vertragswechsel innerhalb eines Unternehmens dar, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind. Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 1,83 Mio. und liegt damit auf Vorjahresniveau (2019: 1,83 Mio. Vertragswechsel). Die entsprechende Wechselmenge belief sich auf ca. 5,3 TWh (2019: 5,6 TWh). Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 3,8 bzw. 4,5 Prozent. Die Anzahl der Wechsel innerhalb eines Unternehmens sind damit auf Vorjahresniveau, wohingegen die Vertragswechselmenge im Vergleich zum Vorjahr um ca. 0,3 TWh gesunken ist.

Elektrizität: Vertragswechsel von Haushaltskunden im Jahr 2020

Kategorie	Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-entnahmemenge in Prozent	Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	5,3 TWh	4,5%	1,83 Mio.	3,8%

Tabelle 91: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität)

2.2.3 Lieferantenwechsel

Der Lieferantenwechselwert von Haushaltskunden setzt sich zusammen aus der Anzahl der Wechsel zu einem anderen Lieferanten und der Anzahl von Wechseln im Rahmen von Umzügen, bei denen nicht der Grundversorger als Lieferant gewählt wurde. Heizstromkunden werden an dieser Stelle nicht mit betrachtet.

Im Vergleich zu 2019 liegt die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden mit rund 896.000 Vertragswechseln mehr im Jahr 2020 deutlich über dem Vorjahresniveau von 4,5 Millionen. Hierbei ist zu beachten, dass im Jahr 2019 für die Auswertung des Monitorings der Sondereffekt von Insolvenzen von der Gesamtanzahl der aktiven (freiwilligen) Lieferantenwechsel abgezogen wurde. Dies birgt eine gewisse Unschärfe in den Vorjahreswerten, weshalb sie nicht unmittelbar vergleichbar sind.

Die gesamte Lieferantenwechselquote betrug im Jahr 2020 ca. 10,9 Prozent der Haushaltskunden und ist damit um einen Prozentpunkt gestiegen (2019: 9,9 Prozent; 2018: 10,2 Prozent). Die auf diese Wechsel bezogene Strommenge liegt bei ca. 16,2 TWh, was etwa 1,6 TWh über dem im Vorjahr ermittelten Wert (2019: 14,6 TWh) liegt. Die entsprechende mengenbezogene Quote liegt bei 12,9 Prozent und damit höher als die anzahlbezogene Quote, was gegebenenfalls auf ein stärkeres Wechselverhalten von Kunden mit höheren Verbrauchsmengen zurückzuführen ist. In Abbildung 111 ist der tendenziell steigende Verlauf der Lieferantenwechselquote seit 2009 zu betrachten.

Abbildung 111: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität[119]

[119] Aufgrund von Insolvenzen wurden in den Jahren 2011 und 2013 die Wechselzahlen je um geschätzte 500.000 insolvenzbedingte Wechsel bereinigt.

Abbildung 112: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden Elektrizität

Über eine gemeinsame Betrachtung der in 2020 vollzogenen Vertrags- und Lieferantenwechsel lässt sich ermitteln, wie viele Haushaltskunden eine Änderung ihres Energieliefervertrages veranlasst haben. Insgesamt wurden so rund 7,2 Mio. Wechselvorgänge vollzogen.

3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen

Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine sogenannte Sperrandrohung erfolgen.

Eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung durchgeführt. Das konkrete Datum der Sperrung muss dem Kunden drei Werktage im Voraus angekündigt werden.

In der Grundversorgung darf eine Stromsperrung erst bei einem Zahlungsverzug von mindestens 100 Euro durchgeführt werden. Ebenso ist der Grundversorger verpflichtet, eine Prüfung der Verhältnismäßigkeit vorzunehmen.

Dem Kunden können sowohl für die Mahnungen, die Sperrung und auch die Wiederherstellung der Versorgung die Kosten vom Lieferanten in Rechnung gestellt werden. Die Höhe der Kosten ist je nach Lieferant und Netzbetreiber sehr unterschiedlich. In der Grundversorgung haben Kunden einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Bei absehbaren Änderungen des Verbrauchs können Verbraucher ihre Abschlagszahlung anpassen und so hohen einmaligen Nachzahlungen vorbeugen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel besteht zudem die Möglichkeit, Energiekosten zu senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen angeboten.

Im Jahr 2020 wurde – bedingt durch die COVID-19-Pandemie – zwischen dem 1. April und 30. Juni ein Leistungsverweigerungsrecht (Art. 240 § 1 EGBGB) eingeführt, das sich auch auf Energielieferverträge bezog. Einige Lieferanten haben zudem freiwillig auf Sperrungen verzichtet. Die Zahl der Sperrungen ist im Jahr 2020 daher deutlich niedriger ausgefallen, was aber aufgrund des Ausnahmecharakters nicht auf zukünftige Entwicklungen schließen lässt.

3.1 Stromsperrungen

Für das Jahr 2020 hat die Bundesnetzagentur Netzbetreiber und Stromlieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag bei 230.015 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 20 Prozent gesunken (2019: 289.012). In Bezug auf alle Marktlokationen von Letztverbrauchern wurden demnach 0,4 Prozent der Anschlüsse gesperrt. Es ist davon auszugehen, dass das aufgrund der Corona-Pandemie vom 1. April bis 30. Juni 2020 geltende Leistungsverweigerungsrecht nach Art. 240 § 1 EGBGB, welches die Verbraucher temporär entlasten sollte, einen Anteil an diesem Rückgang hatte. Ebenso haben rund 72 Prozent der befragten Stromlieferanten angegeben – zumindest zeitweise – freiwillig in 2020 auf Sperrungen ihrer Kunden verzichtet zu haben. Zudem haben Stromlieferanten gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Darüber hinaus haben einige Stromlieferanten ihre individuellen Kriterien für eine Sperrung im Sinne der Kunden geändert.

Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Anschlussnutzer vertraglich hierzu berechtigt sein und gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Versorgung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und Pflichten zwischen Netzbetreiber und Netznutzer sind in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Strom) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Nach der StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro und nach einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sowie nach entsprechender Androhung und Ankündigung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben.

Abbildung 113 zeigt, wie häufig Lieferanten in 2020 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt oder durchgesetzt haben.

Abbildung 113: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Aus den Lieferantendaten geht hervor, dass durchschnittlich eine Sperrung bei einem Rückstand von rund 121 Euro angedroht wurde. Nach den Angaben der Lieferanten sind rund fünf Prozent der Sperrungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen.

Während einige Lieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben, hat ein Teil der Stromlieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche eigene Kosten in Rechnung gestellt. Die Lieferanten wurden gefragt, ob sie dabei die pauschale Berechnung nach § 19 Abs. 4 StromGVV anwenden. Unter Anwendung dieser pauschalen Berechnung, haben die Lieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 43 Euro (inkl. USt.)[120] zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 1 Euro und 199 Euro lag. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt 47 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen 4 und 140 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Stromlieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt ca. 49 Euro (inkl. USt.), wobei die Spanne von 2 Euro bis 145 Euro reichte und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt 51 Euro (inkl. USt.) mit einer Spanne von ca. 5 bis 135 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Lieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 2,90 Euro.

[120] Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

Abbildung 114: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber[121]

Insgesamt wurden 230.015 Sperrungen durchgeführt und 212.707 Anschlüsse im Jahr 2020 wiederhergestellt. Aufgeschlüsselt auf Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der Sperrungen:

Elektrizität: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2020 (VNB Angaben)

	Anzahl Sperrungen (inner- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Sachsen-Anhalt	10.688	0,70
Nordrhein-Westfalen	75.200	0,67
Hamburg	7.389	0,63
Berlin	12.548	0,52
Sachsen	14.598	0,51
Mecklenburg-Vorpommern	5.570	0,49
Schleswig-Holstein	8.822	0,48
Saarland	2.917	0,44
Hessen	16.241	0,42
Thüringen	5.767	0,41
Niedersachsen	17.004	0,36
Rheinland-Pfalz	8.948	0,36
Bremen	1.558	0,35
Brandenburg	5.590	0,33
Bayern	21.828	0,28
Baden-Württemberg	15.347	0,23

Tabelle 92: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2020

[121] Die Werte von 2011 bis 2014 umfassen die Sperrungen, die durch den örtlichen Grundversorger beauftragt wurden. Die Werte ab 2015 beinhalten die Sperrungen aller Lieferanten.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Stromlieferanten durchschnittlich 55 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen ca. 12 und 350 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Haushaltskunden wurden zwischen 15 und 350 Euro und durchschnittlich 58 Euro (exkl. USt.) in Rechnung gestellt.

Durchschnittlich lag die Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 14 Tagen (zur besseren Abgrenzung berücksichtigt dies nur Werte, bei denen Sperrung und Entsperrung in 2020 durchgeführt wurden). 13.404 Sperrungen haben länger als 90 Tage angedauert. Worauf diese längeren Sperrungen beruhen, wurde nicht erhoben. Es kann sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit gehandelt haben, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden konnten.

3.2 Kündigungen

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Dafür darf keine Grundversorgungspflicht bestehen. Die weitere Versorgung muss also aus wirtschaftlichen Gründen für den Grundversorger nicht zumutbar sein. Im Jahr 2020 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 173.627 Kündigungen ausgesprochen (2019: ca. 221.209). Bei einem durchschnittlichen Zahlungsrückstand von 168 Euro haben diese Lieferanten ihren Kunden den Energieliefervertrag gekündigt.

3.3 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoring wurden erneut Informationen bei Messstellenbetreibern und Lieferanten zu Vorkassensystemen nach § 14 StromGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzählern erhoben. Im Verlauf des Jahres 2020 waren an rund 18.850 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassensysteme im Auftrag des Grundversorgers installiert worden. Dies entspricht 0,04 Prozent aller Marktlokationen von Haushaltskunden in Deutschland. In knapp 3.100 Fällen wurde im Kalenderjahr 2020 ein Bargeld- oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 2.700 Fällen wurde ein solcher Zähler wieder ausgebaut.

3.4 Tarife

Lieferanten müssen für Letztverbraucher von Elektrizität, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (§ 41a Abs. 1 EnWG). 2020 boten rund zehn Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Der Anteil an Lieferanten, von denen in 2020 tageszeitabhängige Tarife angeboten wurden, betrug etwa 62 Prozent.

Insgesamt bieten 30 Prozent aller Lieferanten einen reinen Online-Tarif an, der online abgeschlossen werden kann (z. B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportal) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind. Beschränkt man sich bei der Betrachtung allerdings auf die größten Lieferanten, also diejenigen die mengenmäßig 80 Prozent der Haushaltskunden beliefern, so zeigt sich, dass 70 Prozent einen Online-Tarif anbieten.

Gesonderte Tarife mit Anreiz zur Energieeinsparung werden derzeit von rund sieben Prozent der Unternehmen angeboten.

Tarife mit dynamischen Preisen, die den Preis auf dem Day-Ahead-Markt in Intervallen widerspiegeln, sind an die Installation entsprechender Zähler gebunden und bislang bei zwei Prozent der Anbieter verfügbar.

Sowohl der Rollout von intelligenten Messsystemen als auch die weitere Förderung dynamischer Verträge u.a. durch die Umsetzung Europäischer Vorgaben (vgl. § 41a Absatz 2 EnWG); kann künftig das Interesse weiterer Verbraucher wecken und zu einem Zuwachs der Vertragsabschlüsse führen. Dies kann jedoch erst mit voranschreitendem Rollout von intelligenten Messsystemen qualitativ bewertet werden. Da im Berichtsjahr 2020 im Bereich der SLP-Kunden lediglich 27.599 Messlokationen (<0,1 Prozent) mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen ausgestattet sind, lässt sich zur Entwicklung von dynamischen Tarifen noch keine Entwicklung ableiten.

Sogenannte gebündelte Tarife, bei denen Lieferanten den Stromvertrag mit weiteren Produkten und Dienstleistungen verknüpfen, wurden in 2020 von 142 Unternehmen (14 Prozent aller Unternehmen) angeboten. Bei großen Unternehmen mit mehr als 500.000 Marktlokationen lag der Anteil bei rund 40 Prozent. Im Bereich der Unternehmen mit 10.000 bis 200.000 Marktlokationen verkauften vor allem Stadtwerke gebündelte Tarife.

Häufig waren Stromtarife mit anderen Leistungen aus dem Energiebereich wie Erdgas- oder PV-Anlagen verbunden, sie wurden aber auch mit Hardware, Telekommunikationsdienstleistungen oder der Wasserversorgung verknüpft. Unter Sonstigem werden Koppelprodukte mit Heizöl, Pellets, Fernwärme, Wärmepumpen, Dienstleistungen im Bereich der E-Mobilität, Versicherungen, Gutscheinen und Eintrittskarten zusammengefasst.

Elektrizität: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2019

Produktkategorie	Häufigkeit
Erdgas	74
Hardware	19
Telekommunikation, Internet	24
Wasser	9
PV-Anlage/ Mieterstrom	37
Sonstige	32
Gesamt	**195**

Elektrizität: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2019

Anzahl der Zählpunkte	Anteil
< 1.000	1%
≥ 1000 & < 10.000	7%
≥ 10.000 & < 30.000	15%
≥ 30.000 & < 100.000	20%
≥ 100.000 & < 500.000	31%
≥ 500.000	40%
Gesamt	**10%**

Tabelle 93: Produkte in gebündelten Tarifen und Größe der Unternehmen, die diese anbieten

3.5 Unterjährige Abrechnungen

Nach § 40 Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der Fassung, die 2020 galt, waren Lieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Für das Jahr 2020 haben 170 Lieferanten angegeben, dass sie bei Haushaltskunden in insgesamt etwa 59.000 Fällen eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung durchführen (2019: 33.500). Das durchschnittliche Entgelt (inkl. USt.) je zusätzlicher Abrechnung betrug bei Selbstablesung ca. 8 Euro und ca. 10 Euro ohne Selbstablesung.

4. Preisniveau

Der Strompreis, den Kunden bei ihrem Lieferanten bezahlen, setzt sich aus mehreren Preisbestandteilen zusammen: Neben der Strombeschaffung, dem Vertrieb und Gewinn, sind es vor allem das Netzentgelt, die Konzessionsabgabe, diverse Umlagen und Steuern. In der Regel gibt es einen monatlichen, verbrauchsunabhängigen Grundpreis und einen Arbeitspreis pro genutzter Kilowattstunde. Verbraucher mit einem niedrigeren Verbrauch profitieren eher von einem Vertrag mit einem geringen Grundpreis, Verbraucher mit einem erhöhten Verbrauch eher von einem geringen Arbeitspreis.

In Deutschland gibt es keine Strompreisregulierung.

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, geben im Monitoring die Einzelhandelspreise ihres Unternehmens zum 1. April 2021 für verschiedene Abnahmefälle an. Der Abnahmefall der Haushaltskunden wird in sechs Abnahmebänder unterteilt, über die für unterschiedliche Kategorien Preise abgefragt werden. Die niedrigste Kategorie umfasst einen jährlichen Stromverbrauch unterhalb von 1.000 kWh, die höchste Kategorie einen jährlichen Stromverbrauch oberhalb von 15.000 kWh. Der Standardfall für Haushaltskunden liegt bei einem Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh.

Darüber hinaus wurden wie in den Vorjahren zwei Abnahmefälle von Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh bzw. 24 GWh betrachtet.

Den Gesamtpreis geben die Unternehmen in ct/kWh an, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o.ä.) in den Gesamtpreis einberechnet werden. Der Endpreis wird in einzelne Preisbestandteile aufgeschlüsselt: Dazu zählen Bestandteile, die zwar vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, sich aber zwischen den Netzgebieten unterscheiden können, wie Netzentgelte, Konzessionsabgabe und das Entgelt für den Messstellenbetrieb. Schließlich werden für den Gesamtpreis die bundeseinheitlichen Umlagen und Steuern berücksichtigt, d.h. Umsatzsteuer, Stromsteuer und die Umlagen nach dem EEG, KWKG und § 19 Abs. 2 StromNEV sowie die Offshore-Netzumlage nach § 17f EnWG und Abschaltbare-Lasten-Umlage. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst.

Da es sich bei der Analyse des Preisniveaus um eine Stichtagsbetrachtung zum 1. April 2021 handelt, wurde die befristete Mehrwertsteuersenkung von 19 Prozent auf 16 Prozent, die vom 1. Juli 2020 bis zum 31. Dezember 2020 galt, nicht berücksichtigt.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen geben die Lieferanten für die sechs Abnahmefälle der Haushaltskunden ihren „durchschnittlichen“ Preis für drei Vertragstypen (s. u.) an.[122]

Für die Haushaltskunden wurden für die sechs Verbrauchsbänder die einzelnen Preisbestandteile für die folgenden drei Vertragstypen abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel).

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Vertragstypen je Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um Entwicklungstendenzen aufzeigen zu können, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten – soweit sie dem Abnahmefall entsprechen – verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2021 bzw. 1. April 2020 ist zu beachten, dass geringfügige Veränderungen der berechneten Mittelwerte nicht notwendigerweise auf einen Trend hinweisen, sondern auch der Teilnahme unterschiedlicher Lieferanten an der Abfrage geschuldet sein können.

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde“)

Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 24 GWh handelt es sich ausschließlich um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. In manchen Fällen erfolgt die Netzentgeltabrechnung des Netzbetreibers direkt mit dem Kunden. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreismanagements anbietet. Im Falle der größten Stromverbraucher sind somit die Übergänge vom Einzelhandel zum Großhandel fließend.

Eine große Bedeutung für den individuellen Preis eines Industriekunden haben spezielle gesetzliche Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr maximal möglich sind, ergeben sich stark unterschiedliche Belastungen durch nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile und entsprechende Auswirkungen auf den individuellen Preis. Bei der Preisabfrage wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass für den betreffenden Kunden keine dieser Vergünstigungsmöglichkeiten einschlägig ist (§§

[122] Ist es einem Unternehmen beispielsweise aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Tarife nicht möglich einen Durchschnitt zu bilden, wird ein repräsentativer Tarif ausgewählt.

63 ff. EEG, § 19 Abs. 2 StromNEV, § 36 KWKG, § 19 Abs. 2 AbLaV, § 17f EnWG). Bei dem folgenden Abnahmefall wird die Umsatzsteuer wegen des Vorsteuerabzuges nicht ausgewiesen.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Angesprochen waren nur solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich um einen begrenzten Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 197 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 191 Lieferanten).

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sogenannte 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb dieser Spanne liegen. Die Auswertung lieferte folgende Ergebnisse:

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile		
Nettonetzentgelt	1,67 - 4,12	2,66
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,01	0,01
Konzessionsabgabe	0,03 - 0,11	0,11
EEG-Umlage		6,5
weitere Umlagen[1]		0,72
Stromsteuer		2,05
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,38 - 6,19	4,88
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	**14,81 - 18,65**	**16,94**

[1] Umlage nach KWKG (0,254 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,066 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,009 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,395 ct/kWh)

Tabelle 94: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil ist im arithmetischen Mittel von 4,20 ct/kWh im Vorjahr auf 4,88 ct/kWh in 2021 gestiegen – das entspricht einem Anstieg von rund 16 Prozent. Die Umlagen belaufen sich auf insgesamt 7,22 ct/kWh – davon beträgt die EEG-Umlage 6,50 ct/kWh und die sonstigen Umlagen in diesem Abnahmefall betragen 0,72 ct/kWh. Das Nettonetzentgelt ist im arithmetischen Mittel im Vergleich zum Vorjahr auf 2,66 ct/kWh gleichgeblieben (im Vorjahr 2,66 ct/kWh). Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.[123] Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 16,94 ct/kWh übersteigt den Mittelwert aus dem Vorjahr von 16,54 ct/kWh um 0,40 ct/kWh, das entspricht rund 2,4 Prozent.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh pro Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 12,05 ct/kWh, d.h. rund 71 Prozent, auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV, § 18 AbLaV und § 17f EnWG. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen des Monitorings wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können). Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionsmöglichkeiten könnte der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 12 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken.

Die wichtigste Reduktionsmöglichkeit betrifft die EEG-Umlage. Sie kann bei einem Jahresverbrauch von 24 GWh – je nach Einzelfall – um bis zu 95 Prozent reduziert werden; die mögliche Reduktionshöhe hängt nach § 64 EEG von mehreren Faktoren ab. Das Nettonetzentgelt kann gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ebenfalls reduziert werden.[124] Die Stromsteuer kann nach § 9a StromStG vollständig erlassen, erstattet oder vergütet werden. In Bezug auf den Gesamtpreis quantitativ weniger bedeutsame Vergünstigungsmöglichkeiten betreffen die Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 4 Satz 1 KAV sowie die Umlagen nach § 27 KWKG, § 19 Abs. 2 AbLaV und § 17f EnWG. Im Rahmen des Energie-Monitorings wird nicht erhoben, in welchem Umfang die einzelnen Reduktionsmöglichkeiten in der Praxis bei Industriekunden tatsächlich Anwendung finden. Auch vor diesem Hintergrund sind Aussagen über den tatsächlichen durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

---

[123] Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

[124] Die noch höheren Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sind für den Abnahmefall von 24 GWh pro Jahr nicht einschlägig, da dieser mit 6.000 Benutzungsstunden definiert wurde.

Elektrizität: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Preisabfrage zum 1. April 2021	Angenommener Wert	Mögliche Reduktion	verbleibender Betrag
EEG-Umlage	6,5	-6,181	0,319
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	2,66	-2,13	0,53
weitere Umlagen	0,72	-0,59	0,13
Konzessionsabgabe	0,12	-0,12	0,00
Summe	**12,05**	**-11,07**	**0,98**

Tabelle 95: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2021

Abnahmefall 50 MWh pro Jahr („Gewerbekunde“)

Der im Folgenden betrachtete Abnahmefall eines Jahresverbrauchs von 50 MWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert, was z. B. dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden entsprechen kann. Der Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt etwa das 14-fache des Abnahmefalls 3.500 kWh pro Jahr („Haushaltskunde“) und rund zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh pro Jahr (Industriekunde). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2021 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 MWh und 100 MWh haben. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 940 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 938). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 % der größensortierten Angaben in ct/kWh	Mittelwert (arithemetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	4,32 - 8,61	6,35	27%
Messstellenbetrieb	0,02 - 0,94	0,29	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,79	3%
EEG-Umlage		6,5	28%
weitere Umlagen[1]		1,09	5%
Stromsteuer		2,05	9%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	4,32 - 8,29	6,16	27%
Netto-Gesamtpreis	**20,58 - 25,90**	**23,23**	**100%**

[1] Umlage nach KWKG (0,254 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,066 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,009 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,395 ct/kWh)

Tabelle 96: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich zum Stichtag 2021 erneut erhöht. Betrug dieser Wert zum Stichtag 1. April 2020 noch 5,96 ct/kWh, so ist dieser Wert zum Stichtag 1. April 2021 auf 6,16 ct/kWh angestiegen – dies entspricht einer Erhöhung von 0,20 ct/kWh bzw. drei Prozent.

Die EEG-Umlage hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 6,76 ct/kWh auf 6,50 ct/kWh reduziert. Die sonstigen Umlagen liegen im April 2021 bei 1,09 ct/kWh, eine Erhöhung zum Vorjahr, wo die Umlagen noch 1,01 ct/kWh betragen haben. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt ist ebenfalls von 6,17 ct/kWh im Vorjahr auf 6,34 ct/kWh angestiegen. Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.[125]

[125] Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer liegt zum Stichtag 1. April 2021 bei 23,23 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr mit 23,03 ct/kWh um 0,20 ct/kWh gestiegen, das entspricht rund 0,9 Prozent. Zu dieser Steigerung trägt maßgeblich der Anstieg der vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils bei. Insgesamt macht dieser Preisbestandteil rund 26,5 Prozent des Gesamtpreises aus, wohingegen durchschnittlich rund 73,5 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen entfallen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind, wobei insbesondere die EEG-Umlage und das Netzentgelt ins Gewicht fallen.

4.2 Haushaltskunden

Im Folgenden werden die Endkundenpreise und Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden als mengengewichtete Mittelwerte in sechs Abnahmebänder für jeweils drei Vertragsverhältnisse betrachtet und in tabellarischer Form dargestellt. Die Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, machten zu folgenden Abnahmebändern in Niederspannung (0,4 kV) Angaben:

- Band I (DA[126, 127]): Jährlicher Stromverbrauch bis 1.000 kWh
- Band II (DB): Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 1.000 bis 2.500 kWh
- Band III (DC): Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh
- Band IV: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 5.000 bis 10.000 kWh
- Band V: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 10.000 bis 15.000 kWh
- Band VI (DE): jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 15.000 kWh

Zunächst wird ein über alle Vertragskategorien mengengewichteter Durchschnittspreis für Haushaltskunden im repräsentativen Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III) dargestellt. In Abschnitt 4.2.2 werden anschließend einzelne Abnahmebänder betrachtet, wobei der Fokus auf das Abnahmeband eines typischen Haushaltskunden im Abnahmeband III gerichtet ist. Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden

In den folgenden Tabellen und Abbildungen wird der über alle Vertragskategorien mengengewichtete Gesamtpreis in der mittleren Verbrauchskategorie[128] dargestellt. Hierzu wird ein einzelner mengengewichteter Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden in der mittleren Verbrauchskategorie als Kennzahl dargestellt. Dieser wird berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien

---

[126] Die Bezeichnungen „DA“, „DB“, „DC“, „DE“ beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach Eurostat

[127] Das Entgelt für Abrechnung ist nunmehr Bestandteil der Nettonetzentgelte laut § 7 Abs. 2 MsbG sowie § 17 Abs. 7 S. 3 StromNEV. Zu den anderen Komponenten steht in § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, dass ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein Entgelt für Messstellenbetrieb ausgewiesen werden darf, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.

[128] Kundenkategorie nach Eurostat: Band III (DC): Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh

(Grundversorgung; Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung; Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist) mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den Stichtag 1. April 2021 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 32,63 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Preis leicht gestiegen (2020: 32,05 ct/kWh). Der Anstieg des Einzelhandelspreises zum 1. April 2021 ist hauptsächlich auf die Erhöhung der Komponente „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ zurückzuführen. Die Energiebeschaffungskosten werden dabei maßgeblich von dem Großhandelsstrompreis beeinflusst. Dabei hatten für die kurzfristig beschafften Strommengen im betrachteten Monat April 2021 eine trotz Corona gestiegene Stromnachfrage bei zugleich höherer konventioneller und geringerer erneuerbare Erzeugung Einfluss auf den Anstieg der Großhandelsstrompreise. Daneben hatten auch die gestiegenen Preise für CO_2-Zertifikate, die zu den nicht durch den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteilen des Strompreises gehören, Auswirkungen auf den Großhandelsstrompreis.[129]

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC); Preisstand: 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	8,59	26,3
Nettonetzentgelt	7,17	22,0
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,34	1,1
Konzessionsabgabe	1,67	5,1
Umlage nach EEG	6,50	19,9
Umlage nach KWKG	0,25	0,8
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	1,3
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,03
Umlage Offshore-Netz	0,40	1,2
Stromsteuer	2,05	6,3
Umsatzsteuer	5,21	16,0
Gesamt	**32,63**	**100,0**

Tabelle 97: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2021

[129] CO_2-Preis: 2020 – 24,8 Euro/t; 2021 – 46 Euro/t: Quelle: Spectron
Netzlast: April 2020 – 36,4 TWh; April 2021 – 41,4 TWh: Quelle: SMARD.de

Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Durchschnittspreises ist in Tabelle 97 dargestellt. Deren Veränderung zum Vorjahr kann in Tabelle 98 nachvollzogen werden.

Elektrizität: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2020 zum 1. April 2021 für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	8,59	0,62	7,2
Nettonetzentgelt	7,17	0,04	0,5
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,34	-0,02	-5,3
Konzessionsabgabe	1,67	0,03	1,6
Umlage nach EEG	6,50	-0,26	-3,9
Umlage nach KWKG	0,25	0,03	11,0
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,07	17,1
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,00	22,2
Umlage Offshore-Netz	0,40	-0,02	-5,3
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	5,21	0,09	1,8
Gesamt	**32,63**	0,58	1,8

Tabelle 98: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2020 zum 1. April 2021 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

Die Entwicklung des durchschnittlichen Preises für Haushaltskunden kann in Abbildung 115 nachvollzogen werden. Im Folgenden werden die Preisbestandteile näher betrachtet.

Abbildung 116 zeigt die Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.

Abbildung 115: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden

Abbildung 116: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2021 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)[130]

[130] Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

Zunächst erfolgt eine Betrachtung des Preisbestandteils Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte[131] bis zum Jahr 2017 relativ stark gestiegen. Im Jahr 2021 ist für das durchschnittliche Netzentgelt eine Stabilisierung zu beobachten. Das Netzentgelt liegt damit weiterhin auf hohem Niveau.

Elektrizität: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April (über alle Vertragskategorien mengengewichtet) in ct/kWh

* Die Preise beruhen auf dem Abnahmefall von 3.500 kWh pro Jahr.

Abbildung 117: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb

Bei den weiteren Abgaben und Steuern sind im Jahr 2021 Steigerungen zu beobachten. Darunter fallen insbesondere die EEG-Umlage und die § 19 StromNEV-Umlage ins Gewicht (vgl. auch Kapitel 4.3 „Umlagen"). Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich der bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) anfallenden EEG-Kosten (insbesondere den Zahlungen für Anlagenbetreiber) und den Erlösen der EEG-Vermarktung am Spotmarkt. Die Höhe der Umlage wird jährlich von den ÜNB zum 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr bekannt gegeben. Die Bundesnetzagentur kontrolliert deren ordnungsgemäße Ermittlung. Für das Jahr 2021 liegt die EEG-Umlage bei 6,5 ct/kWh und ist somit unter dem Vorjahresniveau. Grund dafür ist das Corona-Konjunkturpaket vom Juni 2020, in dem die Umlage für das Jahr 2021 festgelegt wurde. Auch für das Jahr 2022 steht die Umlage bereits fest und wird voraussichtlich auf 6,0 ct/kWh absinken. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung der EEG-Umlage wird in Abbildung 118 dargestellt.

Der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung, Vertrieb- und Marge" (vgl. Abbildung 119) ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben. Seit dem Jahr 2014 war dieser vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil kontinuierlich gesunken. Für das Jahr 2021 ist ein Anstieg um fast acht Prozent (+0,62 ct/kWh) auf 8,59 ct/kWh zu verzeichnen (2020: 7,97 ct/kWh).

[131] Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Messstellenbetrieb.

Abbildung 118: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis

Abbildung 119: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Verbrauchskategorien

Aus den Angaben der Lieferanten ergeben sich Durchschnittspreise in der Grundversorgung, für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und für einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger. Im Folgenden werden die Preisauswertungen für die sechs Abnahmebänder von Haushaltskunden dargestellt.

Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert der Netzentgelte innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf den Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten. Sowohl die Anbieterstruktur als auch die Vertragsstruktur der versorgten Kunden ist in den vielen Netzgebieten sehr heterogen. Lieferanten können z. B. überwiegend Kunden in Netzgebieten mit besonders hohen oder besonders niedrigen Netzentgelten beliefern, unabhängig davon, ob es sich dabei um Kunden mit Grundversorgungsverträgen handelt. Auch der entgegengesetzte Fall kann eintreten. Aufgrund dieser Verteilung der Kunden in den unterschiedlichen Netzgebieten auf die jeweilige Vertragsart ist hier zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches mengengewichtetes Durchschnittsnetzentgelt abgebildet. In einem einzelnen Netzgebiet ist die Höhe des Netzentgeltes unabhängig von der Vertragsart. Die nachfolgenden Tabellen sind deshalb nicht so zu verstehen, als wäre bspw. die Grundversorgung die Vertragsart mit dem höchsten Netzentgelt.

In die Herleitung der mengengewichteten Preise gehen die Preisstände mit Stichtag 1. April 2021 und die Abgabemengen des Jahres 2020 ein. Die Umstellung der Abfrage auf die Bänder seit dem Jahr 2016 geht auf eine Änderung der Preisabfragen durch die Europäische Statistikbehörde Eurostat zurück. Im hier vorliegenden Bericht werden sechs Abnahmebänder dargestellt.

Band I: Jährlicher Stromverbrauch bis 1.000 kWh

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband bis 1.000 kWh im Jahr (Band I; Eurostat:DA); Preisstand: 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	15,36	12,82	11,80
Nettonetzentgelt	14,07	14,63	13,29
Entgelt für Messstellenbetrieb	2,33	2,07	1,49
Konzessionsabgabe	1,76	1,68	1,77
Umlage nach EEG	6,50	6,50	6,50
Umlage nach KWKG	0,25	0,25	0,25
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,43	0,43
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,40	0,40	0,40
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	8,20	7,76	7,22
Gesamt	**51,36**	**48,61**	**45,20**

Tabelle 99: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2021

Bei den Bändern mit einer relativ geringen Abnahmemenge ist zu beachten, dass die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis o.ä.) in die Angaben mit einberechnet werden. Durch geringere Abnahmemengen und gleichbleibende, fixe Preisbestandteile, wie etwa dem Grundpreis, erhöht sich daher in dieser Darstellung der Preis pro Kilowattstunde entsprechend.

Band II: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 1.000 bis 2.500 kWh:

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 1.000 kWh bis 2.500 kWh im Jahr (Band II; Eurostat:DB); Preisstand: 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	10,76	8,84	9,07
Nettonetzentgelt	8,42	8,31	8,58
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,65	0,62	0,54
Konzessionsabgabe	1,67	1,63	1,67
Umlage nach EEG	6,50	6,50	6,50
Umlage nach KWKG	0,25	0,25	0,25
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,43	0,43
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,40	0,40	0,40
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,92	5,52	5,61
Gesamt	**37,05**	**34,55**	**35,11**

Tabelle 100: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2021

Band III: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh

In das Abnahmeband III fällt der Großteil der typischen Haushaltskunden in Deutschland und ist mit dem bis zum Jahr 2015 abgebildeten Abnahmefall von 3.500 kWh/Jahr vergleichbar. In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Abfrage für das Band III dargestellt, wobei auch einzelne Preiskomponenten genauer beleuchtet und in Zeitreihen dargestellt werden.

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC); Preisstand: 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	9,81	8,12	8,40
Nettonetzentgelt	6,83	6,99	7,51
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,36	0,35	0,33
Konzessionsabgabe	1,77	1,69	1,60
Umlage nach EEG	6,50	6,50	6,50
Umlage nach KWKG	0,25	0,25	0,25
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,43	0,43
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,40	0,40	0,40
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,40	5,09	5,22
Gesamt	**33,80**	**31,89**	**32,70**

Tabelle 101: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2021

In den Vorjahren war ein Angleichen der Preise von Sonderverträgen beim Grundversorger und den Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, zu beobachten. Erstmals seit zehn Jahren ist bei den verschiedenen Vertragsverhältnissen ein Preis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung zu beobachten, der unterhalb des Preises von einem Lieferanten liegt, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Ein Vergleich der drei Vertragskategorien, Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i. d. R. nach einem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (i. d. R. nach einem Lieferantenwechsel), verdeutlicht, dass die Grundversorgung bei einem Jahresverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh nach wie vor die teuerste Versorgungsart darstellt. Gleichwohl ist ein direkter Vergleich nur eingeschränkt möglich. Während Haushaltskunden in der Grundversorgung im Jahr 2020 im Mittel rund 1.984 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Vertragskunden beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und denen, die den Lieferanten gewechselt haben, mit rund 2.692 kWh um ca. 36 Prozent darüber.

Abbildung 120: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)

Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien seit 2008 zeigt, dass die Grundversorgung durchgehend die teuerste Kategorie des Strombezugs für Haushaltskunden ist. Die Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung ist über die betrachtete Zeit in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Preise der Vertragsverhältnisse Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, gleichen sich seit dem Jahr 2013 immer mehr an. Erstmals sind die durchschnittlichen Preise der Vertragsverhältnisse Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung im Jahr 2020 am günstigsten. Es ist zu vermuten, dass die Grundversorger ihre regionalen Kunden halten wollen und so auch attraktive Preise anbieten.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung beim Grundversorger (-1,89 ct/kWh) oder durch einen Lieferantenwechsel (-1,10 ct/kWh)[132] erzielen. Somit ergibt sich bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 66 Euro pro Jahr.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Strompreises vor dem Hintergrund der Entwicklung der Anteile der drei Belieferungsarten Grundversorgungsvertrag, Vertrag mit Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sowie Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

[132] Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

Elektrizität: Haushaltskundenpreise (Band III, Eurostat DC, Stichtag 1. April) in ct/kWh sowie Anteile der Haushaltskunden (in Prozent) je Vertragsart

Die Anteile der Vertragsarten liegen für das Jahr 2021 noch nicht vor und wurden zur Darstellung auf dem Trend der Vorjahre fortgeführt.

Abbildung 121: Haushaltskundenpreise Strom sowie Anteile der jeweiligen Vertragsarten

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, zum 1. April 2021 mit 9,81 ct/kWh um fast 17 Prozent über dem Durchschnittswert der Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“, der bei durchschnittlich 8,40 ct/kWh liegt. Bei einem „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ werden durchschnittlich 8,12 ct/kWh (2020: 7,83 ct/kWh) als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie ca. 17 Prozent unter dem der Grundversorgung. Bei einem direkten Vergleich dieser Werte sind – über die unterschiedlichen Verbrauchswerte hinaus – weitere Unterschiede zwischen den drei Kundengruppen zu beachten. So weisen Grundversorgungsverträge kürzere Kündigungsfristen und ein im Durchschnitt höheres Zahlungsausfallrisiko auf. Auch solche Risikokosten sind in dem vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil enthalten. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 122: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden.

Der erhöhte Preis der Grundversorgung ergibt sich daraus, dass die Kundenstruktur in der Grundversorgung sich von der in den anderen Segmenten des Haushaltskundenmarktes unterscheidet und sich hier zum einen zusätzliche Prozesskosten für den Lieferanten sowie höhere Ausfallrisiken ergeben.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Verträge außerhalb der Grundversorgung können neben dem Gesamtpreis eine Reihe weiterer Merkmale aufweisen, mit deren Hilfe Lieferanten in den Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale handeln, die entweder dem Kunden Sicherheit bieten (z. B. Preisstabilitätsgarantie) oder aber dem Lieferanten (z. B. Vorauskasse, Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Erstmalig wurde für das Jahr 2020 auch eine Differenzierung der Sonderbonifikationen und Sonderregelungen bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, in unterschiedliche Vertragslaufzeiten vorgenommen. Hierbei lässt sich erkennen, dass mit einer längeren Vertragslaufzeit und damit einer Bindung der Kunden an das Unternehmen höhere Bonuszahlungen sowie eine längere Preisstabilität zu erzielen sind.

Elektrizität: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist					
			Vertragslaufzeit 1 Monat		Vertragslaufzeit 12 Monate		Vertragslaufzeit 24 Monate	
	Anzahl Tarife	Durch-schnittl. Umfang	Anzahl Tarife	Durch-schnittl. Umfang	Anzahl Tarife	Durch-schnittl. Umfang	Anzahl Tarife	Durch-schnittl. Umfang
Mindestvertrags-laufzeit	298	11 Monate	208	8 Monate	360	11 Monate	238	17 Monate
Preisstabilität	293	14 Monate	113	12 Monate	353	13 Monate	247	19 Monate
Vorauskasse	67	10 Monate	25	11 Monate	42	10 Monate	26	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	115	56 Euro	56	63 Euro	157	69 Euro	99	77 Euro
Frei-kWh	6	192 kWh	2	300 kWh	6	217 kWh	3	100 kWh
Kaution	4	-	0	-	2	-	2	-
andere Boni und Sonderregelungen	97	-	76	-	101	-	70	-

Tabelle 102: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Band IV: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 5.000 bis 10.000 kWh

Das Band IV der Monitoringabfrage stellt einen Haushaltskunden mit einer überdurchschnittlichen jährlichen Entnahmemenge ab einschließlich 5.000 bis 10.000 kWh dar. Die Ergebnisse der Abfrage sind in der folgenden Tabelle zu finden.

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 5.000 kWh bis 10.000 kWh im Jahr (Band IV); Preisstand: 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	9,28	7,77	7,75
Nettonetzentgelt	6,26	6,40	6,63
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,21	0,20	0,17
Konzessionsabgabe	1,67	1,57	1,60
Umlage nach EEG	6,50	6,50	6,50
Umlage nach KWKG	0,25	0,25	0,25
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,43	0,43
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,40	0,40	0,40
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,14	4,86	4,90
Gesamt	**32,20**	**30,44**	**30,68**

Tabelle 103: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2021

Band V und Band VI: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 10.000 bis 15.000 kWh bzw. jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 15.000 kWh

Die Bänder V und VI wurden erstmalig im Jahr 2018 im Zuge des Monitorings abgefragt. Es handelt sich bei den Bändern V und VI um Haushaltskunden mit einer sehr hohen jährlichen Abnahmemenge ab einschließlich 10.000 bis 15.000 kWh bzw. ab einschließlich 15.000 kWh.

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 10.000 kWh bis 15.000 kWh im Jahr (Band V); Preisstand: 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	9,02	7,25	7,32
Nettonetzentgelt	5,70	5,92	6,18
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,16	0,11	0,11
Konzessionsabgabe	1,70	1,56	1,56
Umlage nach EEG	6,50	6,50	6,50
Umlage nach KWKG	0,25	0,25	0,25
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,43	0,43
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,40	0,40	0,40
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,98	4,65	4,71
Gesamt	**31,20**	**29,14**	**29,52**

Tabelle 104: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2021

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 15.000 kWh im Jahr (Band VI) Preisstand: 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	9,05	6,97	7,03
Nettonetzentgelt	5,58	5,76	5,93
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,09	0,08	0,11
Konzessionsabgabe	1,71	1,56	1,55
Umlage nach EEG	6,50	6,50	6,50
Umlage nach KWKG	0,25	0,25	0,25
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,43	0,43
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,40	0,40	0,40
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,95	4,56	4,61
Gesamt	**31,03**	**28,56**	**28,87**

Tabelle 105: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2021

4.3 Umlagen

Die Umlagen in der Elektrizitätswirtschaft haben weiter einen erheblichen Anteil an den Strompreisen.

Abbildung 123: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage

EEG-Umlage

Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 60 Abs. 1 EEG berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, entsprechend der gelieferten Strommenge die Kosten für die hierfür erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung zu verlangen (EEG-Umlage).

Mit den Zahlungen der EEG-Umlage wird die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) sowie § 6 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) abgedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichten bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Höhe der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Zur Deckelung der EEG-Umlage soll im Jahr 2021 ein Bundeszuschuss in Höhe von insgesamt knapp 10,8 Mrd. Euro eingebracht werden.

KWKG-Umlage

Gemäß der §§ 26a und 26b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die KWKG-Umlage für das folgende Kalenderjahr transparent zu ermitteln. Die Jahresabrechnungen der vorangegangenen Kalenderjahre dienen bei der Ermittlung der KWKG-Umlage als Grundlage.

Mit den Einnahmen aus der KWKG-Umlage werden die entsprechenden Kosten aus der Förderung von Kraft-Wärme-gekoppelten Kraftwerken sowie von Wärme- und Kältenetzen bzw. Wärme- und Kältespeichern gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichten bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die KWKG-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Offshore-Netzumlage

Die Netzbetreiber sind nach § 17f Abs. 5 EnWG berechtigt die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen an Offshore-Windparkbetreiber als Aufschlag auf die Netzentgelte gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Darüber hinaus enthält die Offshore-Netzumlage ab dem Jahr 2019 auch die Kosten für Errichtung und Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichten bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Offshore-Netzumlage für das folgende Kalenderjahr. Dem liegt eine Prognose der für dieses Folgejahr erwarteten wälzbaren Kosten unter Anrechnung eventueller tatsächlicher Abweichungen von den Prognosen für die Vorjahre zu Grunde.

§-19-StromNEV-Umlage

Nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) können Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV beantragen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, entgangene Erlöse, die aus individuellen Netzentgelten resultieren, nachgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Zahlungen sowie eigene entgangene Erlöse untereinander auszugleichen.

Mit den Einnahmen aus der so zu bezeichnenden §19 StromNEV-Umlage werden die entsprechenden Kosten aus den aufgrund der Netzentgeltverringerungen entstandenen entgangenen Netzentgelterlösen gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichten bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die §-19-StromNEV-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Abschaltbare-Lasten-Umlage

Gemäß § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), berechnen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber jährlich die Abschaltbare-Lasten-Umlagen. Für das Jahr 2016 wurde aufgrund des zum Zeitpunkt der Berechnung der Umlage nicht abgeschlossenen Novellierungsprozesses der AbLaV keine Umlage von den Letztverbrauchern erhoben.

Die Kosten für die Bereitstellung und die Abschaltung der Last für Zwecke der Veränderung der Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber werden über die Abschaltbare-Lasten-Umlage gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichten bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die Abschaltbare-Lasten-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

5. Heizstrom

Im diesjährigen Monitoring wurden erneut Daten zur Vertragsstruktur, zum Lieferantenwechsel und zum Preisniveau im Bereich des Heizstroms – hier gibt es die Unterteilung in Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen – sowohl bei Lieferanten als auch bei Verteilernetzbetreibern (VNB) erhoben.

Im Jahr 2020 ist es zu einer erheblichen Marktstrukturänderung gekommen. So sind alle Heizstromkunden der ehemaligen E.ON Heizstrom Nord und Süd GmbH aufgrund von Auflagen der EU-Kommission im Fusionskontrollverfahren M.8870 E.ON/innogy an die Lichtblick GmbH veräußert worden. Diese Transaktion erfolgte zum 1. August 2020, daher ist dieser Vorgang bei den diesjährigen Zahlen zu berücksichtigen.

Der Heizstromverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr insgesamt gesunken. Nach den Mengenangaben von rund 1.000 Heizstromlieferanten wurden diese Kunden an knapp 1,79 Mio. Marktlokationen mit etwa 11,2 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 6.256 kWh je Marktlokation. Im Vorjahr waren es knapp 6.336 kWh pro Marktlokation bei einer Gesamtmenge von 13,47 TWh an 2,12 Mio. Marktlokationen.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 8,0 TWh an 1,23 Mio. Nachtspeicher-Marktlokationen. Das ergibt einen Durchschnitt von rund 6.500 kWh pro Marktlokation im Jahr 2020. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 3,19 TWh an rund 559.486 Marktlokationen gegenüber. Daraus ergibt sich ein Mittel von etwa 5.518 kWh pro Jahr. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen mit rund 71,5 Prozent der Abgabemenge und 68,8 Prozent der Marktlokationen. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt gegenüber dem Anteil der Nachtspeicherheizungen konstant über die Jahre zu. Im Jahr 2020 macht der Anteil von Wärmepumpen schon 31,2 Prozent der Marktlokationen und 28,5 Prozent der Abgabemenge aus, im Vorjahr waren es noch 24,1 Prozent der Marktlokationen bzw. 22,6 Prozent der Abgabemenge. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicher- als auch Wärmepumpenkunden. Einige Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Marktlokationen auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können und haben

dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilernetzbetreiber erhobenen Verbrauchsmengen und Marktlokationssummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung. Nach den Angaben von 839 Verteilernetzbetreibern wurde im Jahr 2020 an knapp 2,09 Mio. Marktlokationen (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 12,53 TWh Heizstrom abgegeben. Dabei wird bei den Verteilernetzbetreibern nicht nach Nachtspeicherstrom und Wärmepumpenstrom differenziert.

5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wie in den Vorjahren wurden die Lieferanten gefragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf die Netzgebiete verteilt, in denen sie Grundversorger sind bzw. nicht Grundversorger sind. Die Abfrage bezieht sich auf den Grundversorgerstatus der beliefernden juristischen Person, so dass Konzernverbindungen nicht berücksichtigt werden. Anders als im Strom-Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“ wird bei der Auswertung für Heizstrom im Falle der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger keine Unterscheidung nach den Kategorien „Grundversorgungsvertrag“ gegenüber „Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ vorgenommen, da es sich bei Heizstromlieferungen nach Auffassung des Bundeskartellamtes stets um Sonderverträge sui generis handelt.[133]

Abbildung 124: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2020 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr von 2,15 TWh auf 4,29 TWh gestiegen. Hierbei entfielen im Jahr 2020 rund 37,3 Prozent (2019: 16 Prozent) der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Auch die Anzahl der Heizstrom-Marktlokationen, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, hat sich von 14,7 Prozent auf 39,4 Prozent erhöht. Dieser Anstieg der

[133] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9 – 10.

Lieferantenwechselquote ist vor dem Hintergrund der Übertragung der Marktlokationen und der Heizstrommenge von E.ON Heizstrom auf die Lichtblick GmbH zu bewerten, da dadurch automatisch ein Lieferantenwechsel zustande kam und hier E.ON Heizstrom ein großer Marktakteur war.

Maßgeblich für den Anstieg ist, dass die Anzahl der Wärmepumpen, die nicht vom örtlichen Grundversorger beliefert worden sind, von rund 98.567 Marktlokationen in 2019 auf 193.594 im Jahr 2020 angestiegen ist. Insgesamt werden 34,6 Prozent aller Wärmepumpen-Marktlokationen (2019: 19,2 Prozent) von einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger beliefert sowie 33,7 Prozent der gesamten Wärmepumpen-Menge (2019: 20,9 Prozent).

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 310.526 Heizstrom-Marktlokationen Lieferantenwechsel statt. Auf diese Marktlokationen entfiel im Jahr 2020 eine Heizstrommenge von rund 1.502 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 12 Prozent nach Menge bzw. 14,8 Prozent nach Marktlokationen.

Im Vorjahr waren es noch knapp 142.064 Marktlokationen mit einer Menge von rund 967 GWh, an denen ein Lieferantenwechsel stattgefunden hatte. Dies entsprach einer Wechselquote von 7,2 Prozent nach Entnahmemenge bzw. 6,9 Prozent nach Marktlokationen. Die Tendenz über mehrere Jahre zeigt, dass im Bereich des Heizstroms die Wechselquoten kontinuierlich angestiegen sind.

Abbildung 125: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden

Von den 798 Verteilernetzbetreibern, die Heizstrommengen angegeben haben, haben 570 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet. Diese 570 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 98 Prozent der Heizstrommengen und Marktlokationen aller 798 Verteilernetzbetreiber, die Angaben zum Heizstrom gemacht haben. Das bedeutet, dass bei der Abfrage eine sehr hohe Marktabdeckung realisiert wurde und nur wenige – vor allem kleine – Verteilernetzbetreiber keine Angaben zu der Anzahl der Lieferantenwechsel

melden konnten.[134] Die Wechselquoten differieren je nach Netzgebiet. Bei der mengenbezogenen Wechselquote pro Verteilernetzbetreiber, der Lieferantenwechselzahlen gemeldet hat, liegen die mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte zwischen 1,2 Prozent und 17,7 Prozent.

Der Anteil der Heizstrommenge und Heizstrom-Marktlokationen, die von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, steigt hingegen an. Dieser Anstieg dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und sich das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert. Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von den Verbraucherzentralen.

5.2 Preisniveau

Die Preisabfrage bezieht sich auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife und wurde zum Stichtag 1. April 2021 erhoben. Die Lieferanten sollten dabei jeweils auf einen Verbrauch von 7.500 kWh pro Jahr abstellen. Die folgende Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 866 Lieferanten (2019: 883 Lieferanten) und im Bereich Wärmepumpen auf die Angaben von 901 Lieferanten (2019: 846 Lieferanten).

Nach den Angaben der Lieferanten liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2021 im arithmetischen Mittel bei 23,39 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 23,14 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 23,80 ct/kWh, und ist im Vergleich zum Vorjahr von 23,58 ct/kWh ebenfalls angestiegen.

[134] Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern wies darauf hin, dass für sie im Heizstrombereich keine oder nur Einzeldaten auswertbar seien. Die Gründe, dass rund 242 Lieferanten keine Angaben gemacht haben, liegen vor allem an fehlenden Auswertungsmöglichkeiten oder den begrenzten Ressourcen für eine Abfrage.

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2021 Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,52 - 4,43	2,95	13%
Messstellenbetrieb	0,12 - 0,47	0,32	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 0,97	0,40	2%
EEG-Umlage		6,50	28%
weitere Umlagen[1]		1,09	5%
Stromsteuer		2,05	9%
Umsatzsteuer	3,31 - 4,27	3,74	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	4,36 - 8,61	6,35	27%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	**20,71 - 26,76**	**23,39**	**100%**

[1] KWKG (0,254 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,432 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,009 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,395 ct/kWh)

Tabelle 106: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist bei Nachtspeicherheizungen mit 6,35 ct/kWh im Vergleich zu 2020 mit 6,04 ct/kWh erneut angestiegen, um rund 5 Prozent. Die Tendenz der letzten zwei Jahre zeigt, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Heizstrom kontinuierlich gestiegen ist.

Der zum 1. April 2021 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist für Wärmepumpen mit 6,58 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 6,28 ct/kWh ebenfalls angestiegen, nämlich um rund 5 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt beim Abnahmefall Nachtspeicherheizung rund 27 Prozent des Gesamtpreises und bei Wärmepumpen rund 28 Prozent des Gesamtpreises. Rund 73 Prozent des Preises für Nachtspeicherheizungen und 72 Prozent des Preises bei Wärmepumpen entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Summe der fixen Umlagen von 1,01ct/kWh auf 1,09 ct/kWh leicht gestiegen. Bei der Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes

grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.[135] Dennoch gaben auch in der diesjährigen Erhebung einige Lieferanten Werte von über 0,11 ct/kWh an. Ursache hierfür können Mischabrechnungen sein, wenn Heizstrom und Haushaltsstrom nicht über zwei getrennte Zähler erfasst werden, aber auch Fehleintragungen oder Fehlfestsetzungen.

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2021 Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,51 - 4,80	3,04	13%
Messstellenbetrieb	0,12 - 0,48	0,32	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,41	2%
EEG-Umlage		6,50	27%
weitere Umlagen[1]		1,09	5%
Stromsteuer		2,05	9%
Umsatzsteuer	3,36 - 4,27	3,79	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	4,58 - 8,77	6,58	28%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	**21,10 - 26,77**	**23,80**	**100%**

[1] KWKG (0,254 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,432 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,009 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,395 ct/kWh)

Tabelle 107: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

6. Ökostromsegment

Die im Monitoring 2020 befragten Lieferanten haben ebenfalls über ihre Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Ein Ökostromtarif ist im Sinne dieses Monitorings ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des

[135] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9 – 10.

Anteils/ der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/ gehandelt wird. Im Folgenden werden die Angaben der Lieferanten über die Abgabemenge von Ökostrom an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher für das Jahr 2020 sowie den Anteil der Ökostromabgabe an der gesamten Stromabgabemenge an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher dargestellt.

Elektrizität: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2020

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	118,8	37,2	31,3%
	Marktlokationen (Tsd.)	48.012	14.252	29,7%
Weitere Letztverbraucher	TWh	262,2	36,3	13,8%
	Marktlokationen (Tsd.)	3.614	861	23,8%
Gesamt	TWh	380,9	73,4	19,3%
	Marktlokationen (Tsd.)	51.626	15.112	29,3%

Tabelle 108: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2020

Abbildung 126: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Der Anteil der an Haushaltskunden abgegebenen Ökostrommenge ist 2020 weiter gewachsen. Die Anzahl an Haushaltskunden, die Ökostrom beziehen, ist insgesamt um über 1,6 Mio. Marktlokationen angestiegen. Der Anteil der Abgabemenge erhöhte sich um 3,4 Prozent. Die Anzahl der Ökostrom beziehenden Haushaltskunden liegt nunmehr bei rund 14,3 Mio. Marktlokationen.

In folgender Tabelle sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Preise sowie die Einzelpreisbestandteile für den Bezug von Ökostrom und deren Veränderung in Bezug auf den 1. April 2020 bei Haushaltskunden aufgeführt. Der Preis für den Bezug von Ökostrom liegt zum 1. April 2021 bei 32,54 ct/kWh (2020: 31,66 ct/kWh) und ist somit um fast drei Prozent gestiegen.

Elektrizität: Veränderung mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2020 zum 1. April 2021 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	8,31	0,72	8,7
Nettonetzentgelt	7,28	0,10	1,4
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,49	0,07	13,9
Konzessionsabgabe	1,64	0,03	1,7
Umlage nach EEG	6,50	-0,26	-3,9
Umlage nach KWKG	0,25	0,03	11,0
Umlage nach § 19 StromNEV	0,43	0,07	17,1
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,00	22,2
Umlage Offshore-Netz	0,40	-0,02	-5,3
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	5,20	0,14	2,7
Gesamt	**32,54**	**0,89**	**2,7**

Tabelle 109: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden und deren Veränderung in Bezug auf den 1. April 2020 für das Abnahmeband III zum 1. April 2021 für Ökostrom

Bei der Betrachtung der Prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für Ökostrom ergibt sich die nachstehende Darstellung:

Elektrizität: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom, Preisstand 1. April 2021 in Prozent

Abbildung 127: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2021 für Ökostrom[136]

Wie auch beim Bezug von konventionellem Strom bieten viele Lieferanten ihren Kunden eine Reihe von Sonderbonifikationen an, die den Preis der unterschiedlichen Tarife weiter beeinflussen können. Die Anzahl preisbildender Elemente (unterschiedlich kombinierbar) erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten bei Ökostromtarifen angeboten werden.

[136] Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

Elektrizität: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

1. April 2021	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	381	11 Monate
Preisstabilität	374	14 Monate
Vorauskasse	53	10 Monate
einmalige Bonuszahlungen	173	63 Euro
Frei-kWh	7	143 kWh
Kaution	6	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	139	-

Tabelle 110: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

Wie auch beim Bezug von konventionellen Stromprodukten sind die Sonderregelungen für die Mindestvertragslaufzeit, Preisstabilität sowie einmalige Bonuszahlungen am häufigsten vertreten.

7. Europäischer Strompreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Strompreise für Letztverbraucher, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden durchschnittlich entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern, Abgaben und Umlagen, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen („Netto-Preis“), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern, Abgaben und Umlagen („abgabenbereinigter Preis“). Darüber hinaus veröffentlicht Eurostat jeweils für das zweite Halbjahr eine Aufteilung des abgabenbereinigten Preises in einerseits Netzentgelte und andererseits den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung“), der die Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen bzw. auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt zurück.[137] Die aus dem Monitoring ermittelten Preise sind allerdings mit den Daten von Eurostat aufgrund einer abweichenden Methodik des Statistischen Bundesamtes nicht direkt vergleichbar. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, Europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.[138] Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr. 2016/1952, Artikel 3, den einzelnen Mitgliedsstaaten bei der Wahl der Erhebungsmethodik einen gewissen Freiraum, so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen können.

[137] Für das 2. Halbjahr 2019 wurden die Durchschnittspreise für Strom und Erdgas für Deutschland erstmals durch das Statistische Bundesamt ermittelt. Zuvor wurden die Preisdaten durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erhoben. Dieser Wechsel bedingt natürlich auch Änderungen der Erhebungsmethodik, z. B. Größe und Zusammensetzung der Stichprobe, oder dass jetzt Verwaltungs- und Steuerdaten genutzt werden können, um die Höhe der effektiv gezahlten Steuern, Abgaben und Umlagen zu ermitteln.

[138] Siehe hierzu im Einzelnen: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:298:0009:0019:DE:PDF (abgerufen am 19. Juni 2020).

7.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder"). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie Jahresverbrauch „zwischen 20 GWh und 70 GWh" dargestellt. Der Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde"), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei Kunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh pro Jahr handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den EU-weiten Vergleich der Gesamtpreis um die Umsatzsteuer bereinigt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern, Abgaben und Umlagen, die für diese Kundengruppe erstattungsfähig sind, und die daher ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden. Gerade für deutsche Industriekunden sind solche Reduktionsmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung für den individuell anfallenden Netto-Strompreis (vgl. Abschnitt 4.1 in „Preisniveau").

Nach den Eurostat-Daten bestanden EU-weit erhebliche Strompreisunterschiede für Industriekunden. Zypern wies mit 12,81 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Luxemburg mit 4,83 ct/kWh die niedrigsten. Der EU-Durchschnitt betrug 8,89 ct/kWh. Hiervon entfielen 2,52 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, und 6,25 ct/kWh auf Netzentgelte und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung"). Der abgabenbereinigte Netto-Preis lag für Deutschland mit 5,66 ct/kWh unter dem EU-Mittelwert von 6,25 ct/kWh. Der deutsche Netto-Preis setzte sich zusammen aus 2,44 ct/kWh an Netzentgelten und 3,22 ct/kWh „Energie und Versorgung". Ob Industriekunden in Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr im EU-Vergleich überdurchschnittliche oder unterdurchschnittliche Nettopreise entrichten, hängt entscheidend von der individuellen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben ab.

Um anhand einer Stichprobenerhebung einen Durchschnitt der im betreffenden Verbrauchsband tatsächlich bezahlten Nettopreise anzugeben, müssen zahlreiche Annahmen über die im Durchschnitt in Anspruch genommenen Reduktionsmöglichkeiten getroffen werden. In der von Eurostat veröffentlichten Dokumentation werden die entsprechenden Annahmen für die deutschen Industriekundenpreise jedoch nicht aufgeführt.[139] Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben betrug 6,69 ct/kWh und war damit mehr als doppelt so hoch wie der EU-Durchschnitt von 2,52 ct/kWh.). Dadurch ergab sich für Deutschland ein Nettopreis von 12,71 ct/kWh, der über dem EU-Durchschnittswert von 8,89 ct/kWh lag.

[139] Vgl. Eurostat, Electricity Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Electricity-prices-Price-systems-2014.pdf/7291df5a-dff1-40fb-bd49-544117dd1c10 (abgerufen am 19. Juni 2020).

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2020 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh
in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen

Quelle: Eurostat
Anmerkung: einige Länder sind mit einer schraffierten Differenz gekennzeichnet. Diese Differenz ergibt sich daraus, dass die Strompreise halbjährig von Eurostats erhoben werden, jedoch die unterschiedlichen Preiskomponenten nur ganzjährig abgefragt werden

Abbildung 128: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2020 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

7.2 Haushaltskunden

Im Bereich der Haushaltskunden werden fünf verschiedene Verbrauchsbänder von Eurostat betrachtet. Die Verbrauchsmengen deutscher Haushaltskunden entfallen überwiegend auf die mittlere Kategorie mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Dementsprechend wird im Folgenden der EU-weite Vergleich für das mittlere Verbrauchsband dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Umlagen, Steuern und Abgaben erstatten lassen, so dass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

EU-weit bestanden große Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland wies nach der eingangs beschriebenen Berechnungsmethode des Statistischen Bundesamtes mit 30,06 ct/kWh den

höchsten Preis der jetzt 27 EU-Mitgliedstaaten auf. Im Vergleich zum EU-Durchschnitt (21,34 ct/kWh) lagen die deutschen Preise rund 41 Prozent höher.

Der im Vergleich zu anderen Mitgliedsstaaten hohe Strompreis in Deutschland geht auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück. Im EU-Durchschnitt entfielen 8,52 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 15,55 ct/kWh mehr als 80 Prozent höher ausfiel. Dagegen lag der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte Netto-Preis mit 14,51 ct/kWh auf Augenhöhe mit dem EU-Durchschnitt von 12,82 ct/kWh.

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2020 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer

Quelle: Eurostat

Abbildung 129: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2020 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh.

H Mess- und Zählwesen

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen MsbG wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben. Die Umsetzung des Rollouts und die damit einhergehenden gesetzlichen Fristen hängen von vielen verschiedenen Faktoren ab. Ein wichtiger Faktor ist dabei die technische Verfügbarkeit von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen.

Seit Anfang 2017 sind die ersten modernen Messeinrichtungen am Markt erhältlich und wurden seitdem von den grundzuständigen Messstellenbetreibern bereits eingebaut.

Zum 30. Juni 2017 mussten die grundzuständigen Messstellenbetreiber der Bundesnetzagentur die Wahrnehmung der Grundzuständigkeit anzeigen. Diese Anzeige löste zudem eine gesetzliche Frist des MsbG aus: Drei Jahre nach Anzeige der Grundzuständigkeit, also zum 30. Juni 2020, muss der grundzuständige Messstellenbetreiber an mindestens 10 Prozent seiner dem Gesetz nach auszustattenden Messstellen moderne Messeinrichtungen installiert haben. Ist dies nicht der Fall, besteht seitens des Messstellenbetreibers grundsätzlich die Pflicht, ein Verfahren zur Übertragung der Grundzuständigkeit einzuleiten.

Der Einbau von intelligenten Messsystemen konnte grundsätzlich mit der Zertifizierung des ersten Smart Meter Gateway durch das BSI am 12. Dezember 2018 starten. Ende Oktober und im Dezember 2019 erfolgten die Zertifizierungen des zweiten und dritten Gateways. Am 31. Januar 2020 folgte die Veröffentlichung der formalen Markterklärung durch das BSI, mit der festgestellt wurde, dass die „Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme“ besteht. Am 24. Februar 2020 wurde eine entsprechende Allgemeinverfügung bekanntgegeben und deren sofortige Vollziehung angeordnet. Für die grundzuständigen Messstellenbetreiber begann damit die Pflicht zum Rollout intelligenter Messsysteme.

Zum Februar 2020 haben ein Unternehmen aus Aachen sowie einige grundzuständige Messstellenbetreiber, überwiegend Stadtwerke, Klage gegen die vom BSI erlassene Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit über den Einbau intelligenter Messsysteme erhoben. Die Rechtsstreitigkeiten sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht entschieden. Im Rahmen eines Verfahrens im einstweiligen Rechtsschutz hat das Oberverwaltungsgericht Münster jedoch zugunsten des Beschwerdeführers entschieden. Um den sich hieraus ergebenden Rechtsunsicherheiten zu begegnen hat der Gesetzgeber Anpassungen des MsbG vorgenommen. Das Trägergesetz der Gesetzanpassungen (Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht) wurde am 26. Juli 2021 im Bundesgesetzblatt I Nr. 47 verkündet und ist seit dem 27. Juli 2021 in Kraft. Eine zentrale Anpassung des MsbG ist in § 19 Abs. 6 MsbG erfolgt. Hiermit wurde eine Bestandsschutzregelung für die bereits eingebauten und noch einzubauenden intelligenten Messsysteme geschaffen, mit dem Ziel Rechtssicherheit für die Branche und den Smart-Meter-Rollout wiederherzustellen. Damit ist die Rechtsgrundlage dafür geschaffen, dass der Einbau der intelligenten Messsysteme weiter fortgeführt werden kann.

Ein weiterer wichtiger Schritt zu mehr Rechtssicherheit des Smart-Meter-Rollouts war die Einrichtung und Anhörung des Ausschusses Gateway-Standardisierung mit anschließender Zustimmung des BMWi zur

erweiterten Technischen Richtlinie TR-03109-1 v1.1 vom 23. September 2021. Die TR legt den Fokus auf die Interoperabilitäts-Zertifizierung von Smart-Meter-Gateways.

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2020 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität 868 Unternehmen beteiligt, die insgesamt 52.815.528 Messlokationen[140] meldeten.

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen im Rahmen eines Übertragungsverfahrens oder einer Inhouse-Vergabe übertragen. Unternehmen, die den grundzuständigen Messstellenbetrieb übernehmen möchten und vorher über keine Genehmigung nach § 4 EnWG als Netzbetreiber verfügten, sind verpflichtet, bei der Bundesnetzagentur eine Genehmigung nach § 4 MsbG einzuholen.

Die 812 Messstellenbetreiber für den konventionellen Messstellenbetrieb und 788 Messstellenbetreiber für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen traten im Jahr 2020 dabei in folgenden Rollen auf (manche Unternehmen sind in mehr als einer Marktrolle aktiv):

Elektrizität: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2020

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
Netzbetreiber als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG	812	788
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-)Leistung am Markt anbietet	26	26
Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber	56	53
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	50	29

Tabelle 111: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom

[140] Die Messlokation entspricht der Messstelle i. S. d. § 2 Nr. 11 MsbG. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.

Diese Übersicht zeigt, dass die Rolle des Messstellenbetreibers i. d. R. vom Netzbetreiber und nur in wenigen Fällen vom Lieferanten oder unabhängigen Messstellenbetreibern ausgeübt wird. Besonders der Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen ist mit nur 26 Unternehmen (das entspricht rund 3 Prozent aller Messstellenbetreiber), die als dritter unabhängiger Messstellenbetreiber auftreten, klar vom Zusammentreffen der Rollen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber dominiert.

Ein Anschlussnutzer kann das für Einbau, Betrieb, Wartung von Messgeräten und -systemen sowie Messung zuständige Unternehmen selbst wählen (§ 5 MsbG). Statt des grundzuständigen Messstellenbetreibers kann dies auch ein wettbewerblicher Dritter sein. Nach den im Monitoring gemeldeten Daten übernehmen in den jeweiligen Netzgebieten der VNB auch Dritte die Tätigkeit des Messstellenbetriebes. Diese Dritten können sowohl Netzbetreiber sein, die den Messstellenbetrieb außerhalb ihres eigenen Netzes anbieten, es können Lieferanten sein, aber auch unabhängige Messstellenbetreiber, die in keiner anderen Marktrolle tätig sind. Die Anzahl dritter Messstellenbetreiber variiert dabei zwischen den verschiedenen Netzen stark. Während beispielsweise in 48 Netzen zwischen 31 und 50 dritte Messstellenbetreiber aktiv sind, kann hingegen in 86 Netzen lediglich zwischen dem grundzuständigen Messstellenbetreiber und zwei bis vier Dritten gewählt werden. Das Maximum liegt bei 154 dritten Messstellenbetreibern in einem Netzgebiet.

Im Detail ergibt sich, unabhängig von der Netzgröße, folgende Verteilung nach Anzahl dieser dritten Messstellenbetreiber:

Abbildung 130: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen

In den Verteilernetzen werden an etwa 515.745 Messlokationen dritte Messstellenbetreiber tätig, was einem Anteil von etwa einem Prozent an der Gesamtzahl der Messlokationen in diesen Netzen entspricht. Dieser geringe Anteil wird in Abbildung 131 veranschaulicht. Die Messlokationen, bei denen dritte Messstellenbetreiber tätig werden, werden ins Verhältnis zu den gesamten Messlokationen eines Netzgebietes gesetzt. Es gibt also nur sehr wenige Netze (rund 10 Prozent aller Netze), in denen überhaupt mehr als ein Prozent der Messlokationen durch dritte Messstellenbetreiber versorgt werden.

Abbildung 131: Anteil der Messlokationen je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden

Elektrizität: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2020

	Messlokationen - Verbrauch	Messlokationen - Einspeisung
Baden-Württemberg	6.540.408	300.510
Bayern	7.758.283	689.472
Berlin	2.410.488	11.862
Brandenburg	1.699.488	63.209
Bremen	448.115	3.860
Hamburg	1.173.056	5.907
Hessen	3.818.241	140.549
Mecklenburg-Vorpommern	1.129.663	30.270
Niedersachsen	4.555.922	199.907
Nordrhein-Westfalen	11.121.373	247.420
Rheinland-Pfalz	2.522.747	85.483
Saarland	593.363	29.083
Sachsen	2.837.918	61.568
Sachsen-Anhalt	1.560.836	39.859
Schleswig-Holstein	1.547.145	60.308
Thüringen	1.362.032	38.134

Tabelle 112: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

Die Gesamtzahl der Messlokationen teilt sich, wie in Tabelle 112 dargestellt, auf die Bundesländer auf. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass in Nordrhein-Westfalen mit über 11 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut sind.

3. Anforderungen i. S. d. § 29 ff. Messstellenbetriebsgesetz

Für Messstellen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh schreibt das MsbG den verpflichtenden Rollout von intelligenten Messsystemen vor. Vom verpflichtenden Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG sind insgesamt ca. 5 Mio. Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Die größte Anzahl mit fast 2,1 Mio. Messlokationen entfällt dabei auf Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 10.000 kWh. In den folgenden Tabellen ist die Anzahl der Messlokationen der verpflichtenden Einbaufälle nach den Verbrauchsgruppen des MsbG dargestellt. Die für die Vorjahre grau hinterlegten Spalten beziehen sich auf den zukünftigen Rollout von intelligenten Messsystemen i. S. d. § 29 MsbG.

Mit rund 25.500 Stück ist die Anzahl der verpflichtend zu verbauenden iMSys ab 6.000 kWh bzw. 7 kW im Vergleich zum Vorjahr mit etwa 1.000 Stück stark gestiegen.

Auch bei der Verpflichtung zur Ausstattung von modernen Messeinrichtungen kann, wie in den Jahren zuvor, ein starker Anstieg beim Einbau verzeichnet werden. Waren im Berichtsjahr 2019 5,8 Mio. Messlokationen über alle Verbrauchs- und Erzeugerklassen mit einer modernen Messeinrichtung ausgestattet, so waren es im Berichtsjahr 2020 bereits 9,5 Mio. Messlokationen. Als Folge daraus sinkt die Anzahl der eingebauten Ferraris-Zähler, weil diese durch moderne Messeinrichtungen ersetzt wurden.

Elektrizität: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG im Jahr 2020

Stichtag 31.12.2020	Anzahl der Messlokationen			
	Gesamt	davon mit Mess-systemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet	davon mit modernen Messeinrich-tungen i.S.d. MsbG aus-gestattet	davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch				
> 6.000 kWh & ≤ 10.000 kWh	2.013.259	153.032	336.215	3.897
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	1.036.329	82.251	174.085	9.582
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	560.993	60.156	82.503	9.728
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	166.605	37.739	17.713	2.058
> 100.000 kWh	256.614	116.685	6.824	9
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.181.093	99.501	169.490	86
davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile	9.021	984	3.510	0
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	745.262	78.979	169.565	116
> 15 kW & ≤ 30 kW	360.571	39.108	61.930	25
> 30 kW & ≤ 100 kW	192.450	33.515	22.585	8
> 100 kW	496.915	81.848	1.659	0

Tabelle 113: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG

Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 kWh und weniger hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG die Möglichkeit selbst zu entscheiden, ob er „freiwillig“ intelligente Messsysteme installiert (sog. optionale Einbaufälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für einen möglichen optionalen Einbau wurden durch die Messstellenbetreiber etwa 43,0 Mio. Letztverbraucher gemeldet. Dabei bilden Letztverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch unter 2.000 kWh die größte Gruppe.

Elektrizität: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG im Jahr 2020

	Anzahl der Messlokationen			
Stichtag 31.12.2020	**Gesamt**	**davon mit Messsystemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet**	**davon mit modernen Messeinrichtungen i.S.d. MsbG ausgestattet**	**davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet**
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch:				
≤ 2.000 kWh	23.145.099	1.573.112	4.649.033	1.169
> 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh	9.330.094	629.214	1.714.465	217
> 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh	5.853.103	376.703	1.095.861	168
> 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	4.713.266	329.203	854.562	646
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	656.094	63.773	143.913	65

Tabelle 114: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG

Auf die Frage, ob der grundzuständige Messstellenbetreiber die Messlokationen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh und weniger mit einem intelligenten Messsystem auszustatten plant, antworteten im Monitoring 76 Unternehmen mit „Ja“ und 371 mit „Nein“. 349 Unternehmen sind noch unentschlossen.

4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs

Zum Messstellenbetrieb gehören neben dem Einbau der Messeinrichtungen auch der Betrieb, die Wartung und die Abrechnung des Messstellenbetriebs sowie die Gateway-Administration. Die Unternehmen können dabei frei entscheiden, ob sie diese Aufgaben selbst durchführen oder Teile davon an einen Dienstleister übertragen wollen. Der Großteil der Aufgaben wird – so die im Monitoring gegebenen Antworten – überwiegend von den Messstellenbetreibern selbst durchgeführt. Eine Ausnahme stellt die Smart-Meter-Gateway-Administration dar, für die verstärkt auf Dienstleister außerhalb des Konzernverbundes zurückgegriffen wird. Die Durchführung der Gateway-Administration setzt eine Zertifizierung durch das BSI voraus. Bis zum 5. August 2021 hat das BSI 42 Unternehmen als Gateway-Administratoren zertifiziert. Die Gateway-Administration wird auch in Zukunft aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen eher ein Geschäftsfeld für Dienstleister sein und nicht durch die Unternehmen selbst durchgeführt werden. Erst ab einer bestimmten Menge betreuter Messlokationen kann man davon ausgehen, dass sich die eigenständige Durchführung der Gateway-Administration lohnt.

Abbildung 132: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs

Abbildung 133: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt ausschließlich den flächendeckenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Strombereich. Neue Messeinrichtungen für Gas

dürfen nach dem Gesetz nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können. Werden Messstellen mit einem Smart-Meter-Gateway ausgestattet, haben grundzuständige Messstellenbetreiber eine Anbindungspflicht, wenn dies technisch möglich ist.

Die meisten Unternehmen bieten daher neben dem Messstellenbetrieb für die Sparte Strom keinen Messstellenbetrieb für weitere Sparten wie Gas, Fern- und Heizwärme oder Wasser über das Smart-Meter-Gateway an. Der Anteil der Unternehmen, die einen weiteren Messstellenbetrieb anbieten, liegt für die anderen Sparten zwischen vier und sieben Prozent der Gesamtanzahl der Unternehmen. Lediglich für die Sparte Gas ist die Zahl mit 110 Anbietern etwas höher (siehe Abbildung 133).

Sowohl grundzuständige Messstellenbetreiber als auch wettbewerbliche Messstellenbetreiber haben die Möglichkeit, Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs für intelligente Messsysteme i. S. d. § 35 Abs. 2 MsbG anzubieten. Während eine Mehrheit von Unternehmen zusätzlich Strom- und Spannungswandler bereitstellt, bieten bislang nur sehr wenige Unternehmen sonstige Leistungen an, wie zum Beispiel die Nutzung des intelligenten Messsystems als Vorkassesystem (vgl. Kapitel I.G.3.3), die Herstellung oder Durchführung der Steuerbarkeit über das intelligente Messsystem oder die Bereitstellung und den technischen Betrieb des Smart-Meter-Gateways für Mehrwertdienste. Zugleich ist die Zahl der Messstellenbetreiber, die dazu noch keine Entscheidung getroffen haben, in allen Kategorien hoch. Dies könnte mit den noch fehlenden Erfahrungen beim Einsatz intelligenter Messsysteme aber auch mit noch fehlenden Funktionalitäten der Geräte im Zusammenhang stehen. Ohne die entsprechende Gerätetechnik können viele Leistungen noch nicht angeboten werden. Die entsprechende Auswertung kann Abbildung 134 entnommen werden.

Elektrizität: Zusatzleistungen für intelligente Messysteme i.S.d. § 35 Abs. 2 MsbG im Jahr 2020

Abbildung 134: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme

Eine deutliche Mehrzahl von 81 Prozent der Messstellenbetreiber vertreibt keine Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb (siehe Abbildung 135).

Abbildung 135: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb

Auch wenn die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer nunmehr nicht mehr verpflichtend durch den Lieferanten durchgeführt werden muss, erfolgt sie weiterhin oftmals durch die Lieferanten. Es ist davon auszugehen, dass es Vereinbarungen zwischen den Messstellenbetreibern und den Lieferanten gibt, den Messstellenbetrieb weiterhin in der Stromrechnung gemeinsam abzurechnen. Allerdings nehmen gemischte Abrechnungsmodelle, also Abrechnungen teils durch separate Rechnung oder teils durch den Lieferanten, deutlich zu. Die Anzahl der Unternehmen, die eine separate Abrechnung des Messstellenbetriebs vornehmen sinkt leicht von 70 in 2019 auf 68 MSB in 2020 (siehe folgende Abbildung).

Abbildung 136: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer

5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Die Angaben der Messstellenbetreiber zur eingesetzten Technik bei Zählern und Messeinrichtungen sowie den Messsystemen im SLP-Kundenbereich ergeben folgendes Bild:

Elektrizität: Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2019	Messlokationen 2020
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	36.696.299	33.709.940
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	2.219.431	2.045.361
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	7.536.340	7.097.436
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	6.115.873	9.637.122
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	377.536	401.896
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG	968	27.599

Tabelle 115: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es auch im Jahr 2020 erneut eine deutliche Entwicklung weg von den elektromechanischen Zählern gegeben. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messeinrichtungen um etwa 3,0 Mio. Messlokationen zurückgegangen. Die Anzahl der Verwendung von elektromechanischen Zwei- und Mehrtarifzählern ist erneut leicht gesunken und beträgt mittlerweile nur noch ca. 2,0 Mio. Zudem hat sich die Anzahl der elektronischen Zähler gegenüber dem Vorjahr verringert, sodass zurzeit an rund 7,1 Mio. Messlokationen diese Zählertypen eingesetzt werden. Diese Rückgänge ist auf die Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen seit Anfang 2017 und die Pflicht zur Ausstattung von 10 Prozent der Messstellen nach § 29 Abs. 3 MsbG bis zum 30. Juni 2020 zurückzuführen. Dementsprechend hat sich die Zahl der modernen Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, im Jahr 2020 erneut stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden dabei insgesamt mittlerweile an ca. 9,5 Mio. Messlokationen eingesetzt. Damit sind zum genannten Stichtag insgesamt ca. 18 Prozent der Messlokationen, die nach MsbG mit einer modernen Messeinrichtung auszustatten sind, bereits entsprechend ausgestattet. Dies lässt allerdings nicht den Schluss zu, dass jeder einzelne, grundzuständige Messstellenbetreiber die 10-Prozent-Quote auch erfüllt hat. Im Rahmen des Monitorings haben 102 Unternehmen gemeldet, die Quote zum 30. Juni 2020 noch nicht erreicht zu haben. Abgefragt wurden auch die Daten zum 30. September 2020, hier meldeten 64 Unternehmen, die Quote zu diesem Zeitpunkt noch nicht erreicht zu haben. Von 47 Unternehmen lag zudem zu dieser Frage noch keine Meldung vor. Die Bundesnetzagentur ist auf die betreffenden Unternehmen zugegangen. Teilweise haben sich diese Unternehmen auf die Corona-Situation als Hinderungsgrund für die Erreichung des 10 Prozentziels berufen. In fast allen Fällen wurde die Quote inzwischen erfüllt und somit das

Umsetzungsziel erreicht. Lediglich bei 10 betroffenen Unternehmen ist die Klärung zum Redaktionsschluss noch nicht abgeschlossen. Zugenommen haben ebenfalls die Zahl der Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme sind, welche jetzt an rund 400.000 Messlokationen von SLP-Kunden verbaut sind, sowie die knapp 27.600 Messlokationen, die mit intelligenten Messsystemen bestehend aus moderner Messeinrichtung und Smart-Meter-Gateway ausgestattet sind.

Abbildung 137: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Lediglich ca. 400.000 der insgesamt knapp 53 Mio. Messlokationen im Haushaltskundenbereich werden fernausgelesen. Der Regelfall ist nach wie vor die einmalige jährliche manuelle Ablesung der Zählerstände. Der Anteil der Übertragung von Daten über das Stromnetz (PLC) ist im Vergleich zum Vorjahr um fast 32.000 Messlokationen gesunken. Die PLC-Übertragungstechnologie wird somit nur noch in 31 Prozent der Fälle genutzt, während der Mobilfunk zu 41 Prozent genutzt wird. Die Anbindungen über Breitband (DSL) haben sich um drei Prozentpunkte und somit auf einen Gesamtanteil von 15 Prozent reduziert.

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Nach Angaben der Messstellenbetreiber beläuft sich die Zahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher auf etwa 400.000 Messlokationen. In den Bereich der RLM-Kunden fallen ausschließlich Nicht-Haushaltskunden aus dem Industrie- und Gewerbekundensektor.

Elektrizität: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2020
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (> 100.000 kWh/Jahr)	391.776
Messsysteme gemäß $ 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z.B. EDL 40) (≤ 100.000 kWh/Jahr)	220.761
freiwilliger Einbau mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen	585
Sonstige	5.362

Tabelle 116: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

In der folgenden Abbildung ist die Nutzung der einzelnen Übertragungstechnologien sowie deren Anzahl und Verteilung ersichtlich.

Elektrizität: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2020
Anzahl und Verteilung

*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

Abbildung 138: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Im RLM-Bereich gibt es moderate Änderungen bei der Übertragungstechnologie von Zählern zum Vorjahr 2019: Leicht angestiegen sind Fernauslesungen via Mobilfunk von 85 Prozent auf 86 Prozent. Ähnlich wie im Vorjahr 2019 verdeutlicht die obige Grafik, dass im RLM-Bereich neben der Übertragung via Funk (GSM, GPRS, UMTS, LTE) und Telefonleitung (PSTN) die anderen Übertragungstechnologien nur wenig Verbreitung finden. Der bisherige Trend, dass der Anteil der Telefonleitungsübertragung sinkt und in ähnlichem Verhältnis die Übertragung der Zählerdaten über das Funknetz steigt, kann auch bei RLM-Kunden festgestellt werden.

7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen sind im Jahr 2020 um insgesamt etwa 6 Mio. Euro auf ca. 675 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 109,1 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die im Jahr 2020 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 22 Prozent unter den für 2020 prognostizierten Werten. Bei den Investitionen in Erhalt und Erneuerung liegen die in 2020 getätigten Werte rund 19 Prozent unter den Planwerten des letzten Jahres. Die realisierten Beträge für Aufwendungen liegen mit etwa 7 Prozent ebenfalls unter den Prognosewerten. Die diesjährigen Prognosewerte liegen mit insgesamt 768 Mio. Euro unterhalb des Niveaus der Vorjahresprognosen, würden bei einer vollständigen Realisierung aber zu einem Anstieg im Bereich Investitionen führen. Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 675 Mio. Euro im Jahr 2020 entfielen etwa 297 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was einer Zunahme von etwa 50 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2021 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Anteils auf etwa 406 Mio. Euro vor.

Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen
in Mio. Euro

* Mit der Umstellung des Meldeverfahrens werden die Ist-Werte ab 2019 und die Planwerte ab 2020 für Investionen und Aufwendung anteilig für intelligente Messsysteme abgefragt. Der Anteil ist in hellerer Schattierung in der Grafik dargestellt. Der Wert, der dabei auf intelligente Messsysteme entfällt und den hellen Bereich einnimmt, steht in Klammern.

Abbildung 139: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen

Zum fünften Mal wurden die Messstellenbetreiber im Monitoring auch zur Höhe der Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen befragt. In Tabelle 117 sind die arithmetischen Mittelwerte der gemeldeten Preise pro Verbrauchsgruppe dargestellt. Die Preise für die Standardleistungen nach § 35 Abs. 1 MsbG liegen im Durchschnitt je nach Letztverbrauchergruppe bzw. installierter Leistung bei Anlagenbetreibern zwischen 95,73 Euro und 413,72 Euro pro Jahr. Bezogen auf das Vorjahr sind die Änderungen der Preise damit gering. Die Preise für den optionalen Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. 31 MsbG sind ebenfalls in Tabelle 117 dargestellt. Diese liegen im Durchschnitt – je nach Letztverbrauchergruppe – zwischen 22,40 und 55,77 Euro pro Jahr.

Tabelle 119 zeigt, dass für moderne Messeinrichtungen i. S. d. §§ 29 i. V. m. § 32 MsbG den Endverbrauchern im Durchschnitt 19,82 Euro pro Jahr berechnet werden. In beiden Tabellen wird deutlich, dass die durchschnittlich verlangten Preise für den Messstellenbetrieb sehr nah an den gesetzlich festgelegten Preisobergrenzen liegen.

Elektrizität: Durchschnittliche Preise für die Standardleistungen* zur Durchführung des Messstellenbetriebs im Jahr 2020 in Euro/Jahr

Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
≤ 2.000 kWh**	22,40	23,00
> 2.000 kWh & ≤ 3.000**	28,62	30,00
> 3.000 kWh & ≤ 4.000**	37,76	40,00
> 4.000 kWh & ≤ 6.000**	55,77	60,00
> 6.000 kWh & ≤ 10.000	95,73	100,00
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	125,64	130,00
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	164,12	170,00
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	193,92	200,00
> 100.000 kWh	413,72	
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	95,18	100,00

* nach § 35 Abs. 1 MsbG

** optionaler Einbau nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG

Tabelle 117: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs. 1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs bei Letztverbrauchern

Elektrizität: Durchschnittliche Preise für die Standardleistungen* zur Durchführung des Messstellenbetriebs im Jahr 2020 in Euro/Jahr

Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
> 1 kW & ≤ 7 kW**	54,54	60,00
> 7 kW & ≤ 15 kW	96,02	100,00
> 15 kW & ≤ 30 kW	125,39	130,00
> 30 kW & ≤ 100 kW	192,11	200,00
> 100 kW	399,58	

* nach § 35 Abs. 1 MsbG

** optionaler Einbau nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG

Tabelle 118: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs. 1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs bei Anlagenbetreibern

Elektrizität: Preise für optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. § 32 MsbG im Jahr 2020 in Euro/Jahr

	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
Moderne Messeinrichtung im Sinne des MsbG	19,82	20,00

Tabelle 119: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG

9. Regulatorische Kosten im Bereich Messwesen

Nach § 7 Abs. 2 MsbG sind die Kosten des Messstellenbetriebs von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen nicht in der Erlösobergrenze und den Netzentgelten des Netzbetreibers zu berücksichtigen, sondern dem grundzuständigen Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme zuzuordnen. Dieser unterhält mit den Anschlussnehmern ein eigenes Vertragsverhältnis und erhebt eigene, nicht regulierte Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung. Der flächendeckende Rollout von modernen Messeinrichtungen begann im Jahr 2018.

In das Regulierungskonto wird die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen einbezogen. Die Einbeziehung erfolgt soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer verursacht wird und soweit es sich nicht um Kosten für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) handelt.

In den Regulierungskonten der Jahre 2018 und 2019 sind die Kosten der modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsysteme bestimmt worden, welche gegen konventionelle Messeinrichtungen getauscht wurden. Diese Kosten fallen aus der Erlösobergrenze des Netzbetreibers heraus und sind dem grundzuständigen Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme zuzuordnen. Durch diese neue Rollentrennung gibt es aber auch Kosten, die zumindest kurzfristig beim Netzbetreiber verbleiben. Abbildung 140 zeigt die Höhe der aus den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber entfallenen Kosten. Zusätzlich werden remanente Kosten, welche bei den Netzbetreibern nach Austausch der Zähler verbleiben, dargestellt. Abschließende Zahlen zum Regulierungskonto 2020 (Antrag zum 30. Juni 2021) liegen erst im Jahr 2022 vor.

Abbildung 140: Regulatorische Kosten für modernen Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme

II Gasmarkt

A Entwicklung auf den Gasmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Förderung, Im- und Export sowie Speicher

Im Jahr 2020 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,9 Mrd. m³ auf nunmehr 5,1 Mrd. m³ produzierten Reingases[141] zurück. Das entspricht einem Rückgang von 15 Prozent gegenüber dem Jahr 2019. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.[142] Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 7,7 Jahre mit Stand 1. Januar 2021.

Im Jahr 2020 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.674 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.703 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 28 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande sind eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Zum einen als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und zum anderen als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich.

Die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland betrug im Jahr 2020 etwa 814 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 701 TWh stiegen die Exporte aus Deutschland um 113 TWh.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2020 insgesamt 274,72 TWh (2019: 275,27 TWh)[143]. Davon entfielen 136,01 TWh (2019: 135,63 TWh) auf Kavernenspeicher-, 117,01 TWh (2019: 117,54 TWh) auf Porenspeicheranlagen und 21,71 TWh (2019: 22,01 TWh) auf sonstige Speicheranlagen.

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2020) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder angestiegen, auch die buchbaren Kapazitäten in den längerfristigen Bereichen sind leicht gestiegen.

Seit Beginn der Einspeicherphase Ende März 2021 sind rund 106 TWh in die deutschen Erdgasspeicher eingespeichert worden, der Gesamtspeicherfüllstand in Deutschland beträgt damit zum Stichtag 31. Oktober 2021 rund 164,2 TWh. Der Füllstand stieg damit von knapp über 25 Prozent Ende März auf aktuell

---

[141] Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

[142] Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2021"; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

[143] In diesem Wert sind die in Österreich gelegenen Speicher 7 Fields und Haidach (letzterer nur anteilig) enthalten, da sie direkt an das deutsche Gasnetz angeschlossen sind und somit Auswirkungen auf das deutsche Netz haben. Entsprechend werden in Deutschland gelegene, aber nur an das niederländische Netz angeschlossene Speicher nicht berücksichtigt, da sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz haben.

71,3 Prozent. Er lag damit deutlich unter den durchschnittlichen Füllständen der vergangenen Jahre zu diesem Zeitpunkt.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist nach wie vor stark konzentriert. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2020 rund 67,2 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (66,6 Prozent) nur leicht erhöht.

1.2 Netze

1.2.1 Netzausbau

Der Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 (NEP Gas) umfasst insgesamt 215 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 8,5 Mrd. Euro. Dabei sind gegenüber dem NEP Gas 2018 – 2028 insgesamt 60 neue Maßnahmen hinzugekommen. Die zusätzlichen vorgeschlagenen Maßnahmen stehen größtenteils im Zusammenhang mit den geplanten Flüssigerdgas-Anlagen, den erforderlichen Ausbaumaßnahmen für grüne Gase, der Versorgung in Baden-Württemberg und der Versorgungssicherheit in den Niederlanden, der Schweiz und Italien.

Die Bundesnetzagentur ermöglicht außerdem den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Insgesamt wurden 24 Leitungen bzw. Gasdruckregel- und Messanlagen im Erdgasnetz ermittelt, die für den Gastransport entbehrlich werden und auf Wasserstoff umgestellt werden können.

1.2.2 Investitionen

Im Jahr 2020 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 995 Mio. Euro (2019: 1,33 Mrd. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 638 Mio. Euro (2019: 1,08 Mrd. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 357 Mio. Euro (2019: 249 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur.

Die Aufwendungen in Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2020 über alle FNB 402 Mio. Euro (2019: 622 Mio. Euro), wobei die Höhe der Aufwendungen für die beiden Marktgebiete in 2020 und planerisch für 2021 nahezu gleich ausfällt.

Die 600 VNB Gas melden für das Jahr 2020 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.674 Mio. Euro (2019: 1.488 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (1.044 Mio. Euro (2019: 940 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (631 Mio. Euro (2019: 549 Mio. Euro)) der Netzinfrastruktur. Für das Jahr 2021 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.689 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2020 1.365 Mio. Euro (2019: 1.152 Mio. Euro). Für das Jahr 2021 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.183 Mio. Euro gerechnet.

1.2.3 Versorgungsstörungen

Im Jahr 2020 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 1,09 Minuten pro Jahr (2019: 0,98 Minuten pro Jahr). Dieser Wert zeugt von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes.

1.2.4 Netzentgelte

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden[144] (mengengewichtet über alle Vertragskategorien) betrug 1,59 ct/kWh (2020: 1,56 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2021 und ist im Vergleich zum Vorjahr leicht um rund zwei Prozent gestiegen.

Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2021 bei 1,28 ct/kWh (2020: 1,27 ct/kWh). Bei den Industriekunden sank das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2021 auf 0,32 ct/kWh (2020: 0,37 ct/kWh), was einem Rückgang um gut 13,5 Prozent entspricht.

1.2.5 Transportbilanz

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um rund 6,9 TWh auf 941,1 TWh. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge auf rund 245 TWh (2019: 282,5 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW stieg um rund 10 Prozent auf 108 TWh (2019: 98,5 TWh).

Die Gasmenge, die große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschaffen, also den klassischen Weg über einen Lieferanten verlassen und dem Netzbetreiber gegenüber selbst als Transportkunde (Selbstzahler der Transportentgelte) auftreten, liegt im Bereich der Fernleitungsnetze bei 73,7 TWh (2019: 78,9 TWh), dies entspricht einem Anteil von rund 37 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB an Letztverbraucher. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 41,1 TWh (2019: 42,4 TWh), was einem Anteil von gut sechs Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

1.2.6 Marktraumumstellung

Die Marktraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) verläuft nach Plan. Insgesamt müssen knapp 5 Millionen bisher mit L-Gas betriebene Geräte wie Gasherde, Gasthermen und Heizungen umgerüstet werden.

Bei den in 2020 von insgesamt 35 Netzbetreibern erhobenen 593.827 Geräten handelte es sich um 256.396 Brennwertgeräte (43,2 Prozent) und 63.605 adaptierende Geräte (10,7 Prozent). In 2019 lag die Quote der Brennwertgeräte bei 46,6 Prozent und die der selbstadaptierenden Geräte noch bei 11,7 Prozent. Angepasst wurden im Berichtszeitraum von den teilnehmenden Netzbetreibern 347.599 Geräte von SLP-Kunden und 723 Geräte von RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 9.066 Geräte. Das entspricht einer Quote von 2,6 Prozent, nachdem 2,2 Prozent der Geräte in 2019 nicht anpassbar waren.

---

[144] Kundenkategorie nach Eurostat: Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh).

1.3 Großhandel

Im Jahr 2020 hat die Liquidität im Erdgasgroßhandel – bedingt durch den niedrigen Energiebedarf während der Corona-Pandemie – insgesamt wieder abgenommen. Das börsliche Handelsvolumen hat sich insgesamt um rund 11 Prozent im Vergleich zum Jahr 2019 verringert. Für den weitaus größeren Anteil des brokervermittelten, außerbörslichen Großhandels ist für 2020 eine nur minimale Volumenzunahme um 2 Prozent zu verzeichnen, was aber wohl durch die Abfrage eines weiteren Brokers in der Auswertung für das Jahr 2020 bedingt ist.

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt betrug im Jahr 2020 rund 429 TWh (2019: rund 472 TWh), was einem Rückgang von 9 Prozent entspricht. Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2020 für beide Marktgebiete – wie in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 148,7 TWh, Vorjahr: 179,5 TWh; GASPOOL: 117,6 TWh, Vorjahr: 121,5 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 75 TWh im Jahr 2019 auf rund 58 TWh im Jahr 2020 gesunken, was einer Abnahme von 23 Prozent entspricht.

Die von den befragten Brokerplattformen im Jahr 2020 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.898 TWh (2018 2.844 TWh), was einer Steigerung um rund 2 Prozent entspricht. Davon entfielen 1.114 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2020 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche.

Im Jahr 2020 konnten erneut niedrigere Gasgroßhandelspreise als in den Jahren zuvor beobachtet werden. Die jeweiligen Preisindizes EGIX und der BAFA-Grenzübergangspreise zeigen eine Abnahme von rund 24,5 Prozent (EGIX) und 39 Prozent (BAFA-Übergangspreis) im Vergleich zum arithmetischen Mittelwert des Vorjahres. Der European Gas Spot Index (EGSI) ist im Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2020 erneut um rund 32 Prozent im Marktgebiet von NCG und um rund 29 Prozent im Marktgebiet von GASPOOL gesunken.

1.4 Einzelhandel

1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2020 zeigt sich, dass knapp die Hälfte der Haushaltskunden (48 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 117,4 TWh beliefert wurde.

Nur 17 Prozent der Haushaltskunden wurden 2020 noch in der Grundversorgung mit einer Gasmenge von 41,2 TWh beliefert. Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 35 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 85,8 TWh. Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM). Von der Gesamtabgabemenge bei diesen Kunden entfielen ca. 22,8 Prozent (24,1 Prozent in 2019) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 77,2 Prozent (75,9 Prozent in 2019) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Insgesamt betrug in 2020 die Anzahl der Vertragswechsel 0,6 Mio., die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 11,9 TWh. Daraus ergibt sich eine mengenbezogene Vertragswechselquote von 4,9 Prozent. Die gesamte Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden stieg in 2020 auf einen neuen Höchststand und übertraf die Marke von 1,6 Mio. Dabei wechselten rund 1,3 Mio. Haushaltskunden direkt durch eine Kündigung des bisherigen Vertrages. Rund 0,3 Mio. Haushaltskunden haben sich direkt bei Einzug für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden.

Im Jahr 2020 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge der Nicht-Haushaltskunden 80,6 TWh und hat sich um 8,3 TWh im Vergleich zum Jahr 2019 verringert. Die Lieferantenwechselquote für Nicht-Haushaltskunden sank auf 7,3 Prozent (Vorjahr: 9 Prozent).

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten für SLP- und RLM-Kunden lag auch im Jahr 2020 weit unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2020 ca. 92,9 TWh, im Bereich der RLM-Kunden rund 139,2 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2020 somit 26 Prozent (Vorjahr: 24 Prozent) bei SLP-Vertragskunden und 28 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr: 29 Prozent).

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel stieg die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stets an. Dieser positive Trend setzte sich auch 2020 unverändert fort.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 133 Gaslieferanten (2019: 129 Gaslieferanten) wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 113 Gaslieferanten (2019: 109 Gaslieferanten) (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

1.4.2 Gassperrungen

Die Zahl der Gassperrungen war in 2020 stark rückläufig. Im Jahr 2020 wurden insgesamt rund 24.000 Sperrungen (2019: 31.000 Sperrungen) gemeldet, was einem Rückgang um gut 22 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Es ist davon auszugehen, dass das aufgrund der Corona-Pandemie im ersten Halbjahr 2020 geltende Leistungsverweigerungsrecht nach Art. 240 § 1 EGBGB, welches die Verbraucher temporär entlasten sollte, einen Anteil an diesem Rückgang hatte. Ebenso haben rund 75 Prozent der befragten Gaslieferanten angegeben, freiwillig in 2020 auf Sperrungen ihrer Kunden verzichtet zu haben. Zudem haben Gaslieferanten gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Darüber hinaus haben einige Gaslieferanten ihre individuellen Kriterien für eine Sperrung im Sinne der Kunden erweitert.

Aus den Angaben der Gaslieferanten geht hervor, dass eine Sperrung bei einem Rückstand von durchschnittlich rund 120 Euro angedroht wurde. Insgesamt wurden rund 980.000 Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten rund 162.000 in eine Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber, was einer Quote von 16,5 Prozent entspricht. Tatsächlich gesperrt wurden nach Angaben der Lieferanten insgesamt rund drei Prozent der betroffenen Anschlüsse.

Zudem gaben die Gaslieferanten an, dass in 2020 in rund 18.000 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der

Grundversorgung wurde gemäß den Lieferanten in rund 7.600 Fällen vollzogen. Nach den Angaben der Gaslieferanten sind rund zehn Prozent der Sperrungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen.

1.4.3 Preisniveau

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien ist im Vergleich zum Vorjahr um rund sechs Prozent von 6,31 ct/kWh auf 6,68 ct/kWh gestiegen. Mitverantwortlich für den Anstieg war die zum 1. Januar 2021 neu eingeführte CO_2-Abgabe in Höhe von 0,4551 ct/kWh, die nahezu vollständig an die Letztverbraucher weitergereicht und von ihnen mit dem Gaspreis bezahlt wird. Durch die CO_2-Abgabe wurde das bisher bestehende Emissionshandelssystem auf die Bereiche Verkehr und Wärme ausgeweitet. Da die gesetzliche Regelung eine stufenweise jährliche Erhöhung der CO_2-Bepreisung bis 2026 vorsieht, ist in den Folgejahren mit einem Anstieg des Gaspreises zu rechnen. Beim gemittelten Preis über alle Vertragskategorien ist der mit einem Anteil von rund 45 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ von 3,12 ct/kWh auf 2,95 ct/kWh um über fünf Prozent gesunken.

Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung[145] bei 7,45 ct/kWh (2020: 6,99 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 6,5 Prozent entspricht.

Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 6,58 ct/kWh (2020: 6,29 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 4,6 Prozent entspricht.

Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bei 6,41 ct/kWh (2020: 5,96 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um gut 7,6 Prozent entspricht.

Bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh ergab sich zum Stichtag 1. April 2021 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche, jährliche Ersparnis in Höhe von rund 200 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche, durchschnittliche Einsparpotenzial 240 Euro.

Die sinkenden Großhandelspreise auf der Beschaffungsebene werden in unterschiedlicher Weise an die Haushaltskunden weitergegeben. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“[146] beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung betrug 3,41 ct/kW (2020: 3,51 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2021. Dies entspricht einem Rückgang der Gasbeschaffungskosten um gut drei Prozent. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut 8,5 Prozent von 3,18 ct/kWh auf 2,91 ct/kWh. Für Gaskunden, die über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beliefert wurden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut drei Prozent auf 2,72 ct/kWh (2020: 2,80 ct/kWh).

---

[145] Kundenkategorie nach Eurostat: Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh).

[146] Eine Differenzierung zwischen den einzelnen Komponenten innerhalb dieses Preisbestandteils ist aufgrund der Abfragesystematik nicht möglich.

Auch durch von Gaslieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u. a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich auf durchschnittlich 70 bis 80 Euro.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2021 gegenüber dem Vorjahresstichtag 1. April 2020 infolge der Einführung der CO_2-Abgabe erhöht. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde") in Höhe von 2,95 ct/kWh ist um 0,42 ct/kWh gestiegen und liegt damit rund 16,6 Prozent über dem Vorjahreswert. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Gesamtpreises ist mit 1,54 ct/kWh (rund 52 Prozent des Gesamtpreises) um 0,08 ct/KWh gesunken. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde") betrug zum selben Stichtag 4,74 ct/kWh, hat sich damit um 0,22 ct/kWh erhöht und liegt rund 4,8 Prozent über dem Vorjahreswert. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Gesamtpreises ist mit 2,41 ct/kWh (rund 51 Prozent des Gesamtpreises) um 0,25 ct/KWh gesunken.

Im EU-Vergleich zahlten Nicht-Haushaltskunden im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr in Deutschland im 2. Halbjahr 2020 2,34 ct/kWh, was rund 0,20 Cent über dem EU-Durchschnitt mit 2,14 ct/kWh lag. Im EU-Durchschnitt wird der Nettopreis mit rund 11 Prozent (0,24 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 17,5 Prozent (0,41 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf. Im Vergleich zu den Gaspreisen für Industriekunden bestehen EU-weit relativ große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland lag mit 6,20 ct/kWh rund 12,5 Prozent unter dem EU-Durchschnitt (6,98 ct/kWh). Für Deutschland betrug der Anteil von Steuern und Abgaben durchschnittlich 1,49 ct/kWh. Im EU-Durchschnitt waren es 1,64 ct/kWh.

2. Netzübersicht

An der Datenerhebung zum Monitoring 2021 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug rund 41.600 Kilometer[147] und wies rund 3.800 Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum Stichtag 31. Dezember 2020 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug rund 530. Dabei wurden rund 199,5 TWh (2019: 186,9 TWh) Gas aus dem Netz der FNB an Letztverbraucher ausgespeist. Damit lag die ausgespeiste Gasmenge aus dem Netz der FNB um rund sieben Prozent über dem Niveau des Vorjahres.

Mit Stichtag 2. November 2021 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 703 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 679, also gut 97 Prozent an der Datenerhebung zum Monitoring 2021 teilgenommen haben. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz incl. Hausanschlussleitungen betrug gut 554.400 Kilometer und wies rund 11 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum 31. Dezember 2020 auf. Die Anzahl der gemeldeten

[147] Für das Jahr 2020 wurde die Gesamtlänge des Netzes in km inklusive fremdgenutzter Leitungslängen abgefragt. Daher sind die Ergebnisse nicht mit den Daten der früheren Monitoringberichte unmittelbar vergleichbar.

Marktlokationen von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der VNB Gas betrug 14,6 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2020. Davon können 12,8 Mio. Marktlokationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug 741,6 TWh im Jahr 2020 (2019: 761,1 TWh) und lag damit 20 TWh unter der Menge des Vorjahres. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen rund 270,3 TWh (2019: 275 TWh), was einem Rückgang um knapp zwei Prozent entspricht.

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2021 ergibt sich das folgende Bild:

Abbildung 141: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2020[148]

[148] Die erfasste Importmenge kann infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z. B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen). Diese Ringflüsse sind in dieser Darstellung nicht abgebildet.

Zu beachten ist dabei, dass hier Gasflüsse betrachtet und dementsprechend der Eigenverbrauch sowie statistische Differenzen nicht berücksichtigt wurden. Die in Deutschland eingespeiste gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2020 in der Summe rund 1.790 TWh. Dabei stammen 50,3 TWh aus der inländischen Förderung), 1.674 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der Speichersaldo in 2020 betrug +56 TWh, es wurde also mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeichert, als eingespeichert. Zudem wurden 10,1 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in 2020 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Rund 45 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden in 2020 durch Deutschland durchgeleitet und an die Europäischen Nachbarländer übergeben (814,2 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 941,1 TWh (2019: 948 TWh) Gas verbraucht.

Gas: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Fernleitungs-netzbetreiber	16	16	16	16	16	16
Verteiler-netzbetreiber	715	717	718	708	703	703
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	690	692	693	683	682	676
davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden*	545	548	547	536	534	499

*Angaben basierend auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber Gas.

Tabelle 120: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 2. November 2021

Die Mehrzahl der VNB Gas (574 Unternehmen) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 91 VNB weisen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern aus. Die Prozentuale Verteilung der VNB nach unterschiedlichen Gasnetzlängen kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2020
Anzahl und Verteilung

Abbildung 142: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2020

Die Gasnetzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Nenndruck in bar) inklusive Hausanschlussleitungen befragt. Hierbei ergab sich das in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Bild der antwortenden Unternehmen.

Die Marktlokation ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit 2018 die Anschlüsse für die Belieferung und Bilanzierung gezählt werden. Sie wird also immer dann verwendet, wenn es sich nicht um den technischen Anschluss handelt, sondern um die hinter dem technischen Anschluss stehenden vertraglichen Beziehungen. Die Anzahl der Kunden wird bspw. über die Marktlokationen gezählt, die Anzahl der installierten Zähler hingegen über die Messlokation. Die Messlokation bildet also das technische Pendant zur Marktlokation, allerdings existiert hier keine Eins zu Eins Beziehung. Einer Marktlokation können mehrere Messlokationen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktlokationen zugeordnet.

Gas: Netzstrukturdaten 2020

	FNB	VNB	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	**16**	**665**	**681**
Netzlänge (in Tsd. km)	**41,6**	**554,5**	**596,2**
davon ≤ 0,1 bar	0	204,3	204,3
davon > 0,1 – 1 bar	0	269,6	269,6
davon > 1 – 5 bar	0,1	29,2	29,3
davon > 5 – 16 bar	2,9	28,4	31,3
davon > 16 bar	38,6	23,1	61,7
Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)	**3,6**	**11.039,9**	**11.043,6**
davon ≤ 0,1 bar	0,002	6.085,5	6.085,5
davon > 0,1 – 1 bar	0,017	4.715,2	4.715,2
davon > 1 – 5 bar	0,066	226,2	226,3
davon > 5 – 16 bar	1,2	10,6	11,8
davon > 16 bar	2,3	2,5	4,8
Marktloaktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	14.609,6	14.610,1
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	1.809,9	1.810,4
davon Haushaltskunden	0,0	12.799,7	12.799,7

Tabelle 121: Netzstrukturdaten 2020 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas (Angaben von 665 der insgesamt 703 Verteilernetzbetreiber) – Stand 31. Dezember 2020

Gas: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2020
Anzahl in Mio.

Hamburg	1,18
Niedersachsen	4,74
Bremen	0,45
Nordrhein-Westfalen	11,25
Saarland	0,66
Rheinland-Pfalz	2,51
Hessen	3,83
Baden-Württemberg	6,62
Schleswig-Holstein	1,85
Mecklenburg-Vorpommern	1,13
Brandenburg	1,70
Berlin	2,40
Sachsen-Anhalt	1,53
Sachsen	2,85
Thüringen	1,42
Bayern	7,89

Abbildung 143: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2020

Gas: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene in 2020
Anzahl

Hamburg	0
Niedersachsen	68
Bremen	3
Nordrhein-Westfalen	322
Saarland	0
Rheinland-Pfalz	9
Hessen	29
Baden-Württemberg	26
Schleswig-Holstein	1
Mecklenburg-Vorpommern	3
Brandenburg	10
Berlin	0
Sachsen-Anhalt	13
Sachsen	8
Thüringen	4
Bayern	33

Abbildung 144: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand 31. Dezember 2020

Für die Gasausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB und VNB Gas haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Übersicht aufgeführten Werte für das Jahr 2020 ergeben.

Gas: Ausspeisemengen in 2020 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

	Ausspeisemengen FNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Ausspeisemengen VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	<0,1	<0,1%	325,5	43,9%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	0,3%	121,0	16,3%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,5	2,8%	100,3	13,5%
> 100.000 MWh/Jahr	146,0	73,2%	134,2	18,1%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	47,5	23,8%	60,6	8,2%
Gesamtsumme	199,5	100%	741,6	100%

Tabelle 122: Ausspeisemengen Gas in 2020 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Die nachfolgende konsolidierte Übersicht beinhaltet die gesamte Gasausspeisemenge der FNB und VNB Gas und die Gasabgabemenge der Lieferanten an Letztverbraucher für das Jahr 2020. Wiederholt wurden bei der Datenerhebung 2021 die FNB und VNB Gas aufgefordert, die Mengen anzugeben, die meist große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschaffen, also den klassischen Weg über einen Lieferanten verlassen und dem Netzbetreiber gegenüber selbst als Transportkunde (Selbstzahler der Transportentgelte) auftreten. Im Bereich der Fernleitungsnetze liegt diese Menge bei 73,7 TWh (2019: 78,9 TWh), dies entspricht einem Anteil von rund 37 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB an Letztverbraucher. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 41,1 TWh (2019: 42,4 TWh), was einem Anteil von gut sechs Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Differenz zwischen der Ausspeisemenge der Netzbetreiber in 2020 in Höhe von 941,1 TWh (2019: 948 TWh) und der Abgabemenge der Gaslieferanten 853 TWh (2019: 857,7 TWh) beinhaltet die Gasmenge die am Markt selbst beschafft wird, ohne einen Lieferanten damit zu beauftragen (121,3 TWh).[149]

[149] Aufgrund der Unterschiede in der Datenqualität und Antworthäufigkeit, liegt die auftretende Differenz oberhalb des ermittelten Wertes für die am Markt selbst beschaffte Gasmenge.

Gas: Gesamte Ausspeisemenge in 2020 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge gemäß Abfrage Lieferanten jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher

	Ausspeise-mengen FNB und VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	325,6	34,6%	311,7	36,5%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	121,5	12,9%	109,7	12,9%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	105,8	11,2%	92,4	10,8%
> 100.000 MWh/Jahr	280,2	29,8%	253,6	29,7%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	108,1	11,5%	85,6	10,0%
Gesamtsumme	941,1	100,0%	853,0	100,0%

Tabelle 123: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2020 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um 10 TWh auf 941,1 TWh, was einem Rückgang um gut ein Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge um rund 4,3 Prozent auf 270,3 TWh (2019: 282,5 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW stieg um rund 10 Prozent auf 108 TWh (2019: 98,5 TWh).

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt rund 6.800. Hiervon dienen 228 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Marktlokationen wird deutlich, dass nur 28 VNB Gas (2019: 26) die Grenze von 100.000 Marktlokationen überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,6 Mio. Marktlokationen in Deutschland, werden rund 47 Prozent der Marklokationen (entspricht 6,8 Mio. Marktlokationen) mit gut 48 Prozent (353,6 TWh) der gesamten Gasausspeisemenge von den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (rund 62 Prozent) der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen
Anzahl und Verteilung

Abbildung 145: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2020

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde. Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d.h. der Marktkonzentration – werden hier CR3-Werte bzw. CR4-Werte sogenannte „concentration ratio", d.h., die Anteilssumme der drei bzw. vier anteilsstärksten Anbieter verwendet: Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Ein wesentlicher Indikator für den Grad der Marktkonzentration auf den Gasmärkten ist das Arbeitsgasvolumen an Untertageerdgasspeichern, welches die oberste Marktstufe abbildet.

3.1 Erdgasspeicher

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt diesen Markt zuletzt bundesweit abgegrenzt und hierbei erwogen, ggf. die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach" und „7Fields" in den Markt einzubeziehen.[150] Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.[151] Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung im Energie-Monitoring auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern werden im Folgenden auch die in

[150] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 215 ff.; Bundeskartellamt, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 208 ff.

[151] Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in vollem Umfang in die Betrachtung einbezogen, so dass Angaben von 23 juristischen Personen[152] erhoben wurden. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).[153] Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt I.A.3 „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite 44).

Auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern lässt sich eine starke Konzentration feststellen, welche sich im Vergleich zu den Vorjahren nur geringfügig verändert hat. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2020 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 290,2 TWh (im Vorjahr: 291,6TWh). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2020 rund 195,2 TWh (im Vorjahr: 194,2 TWh). Der CR3-Wert betrug rund 67,2 Prozent und hat sich im Vergleich zum Vorjahr (CR3-Wert: 66,6 Prozent) geringfügig erhöht.

Gas: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Anteils der drei größten Anbieter

Abbildung 146: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

3.2 Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermärkten sachlich zwischen sogenannten RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i. d. R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher sowie um Gaskraftwerke. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Gasabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i. d. R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird

[152] Im Vorjahr 25 Speicherbetreiber. Zwei Speicherbetreiber haben die Vermarktung ihrer Gasspeicher im Berichtsjahr beendet.

[153] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Gasverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen. Das Bundeskartellamt grenzt den Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie den Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen bundesweit ab (siehe hierzu die Ausführungen im Kapitel „Marktkonzentration" für Stromendkundenmärkte ab Seite 45). Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der weiterhin nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wird.[154]

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf der Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben[155]. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen die Angaben von 952 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 970). Im Berichtsjahr 2020 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt 356 TWh Gas an SLP-Kunden (2019: 361 TWh[156]) und 493,5 TWh an RLM-Kunden ab (2019: 500,5 TWh[156]). Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2020 rund 307,5 TWh auf Sonderverträge (2019: 308,8 TWh) und 48,5 TWh auf Grundversorgungsverträge (2019: 51,3 TWh).

Die Zuteilung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, welche für die Zwecke des Energie-Monitorings hinreichend genaue Ergebnisse liefert und insbesondere Vorjahresvergleiche auf homogener und fortlaufender Berechnungsbasis zulässt (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt I.A.3 „Marktkonzentration" des Teils Elektrizität auf Seite 44).

Auf dem Gasendkundenmarkt wird die Marktkonzentration der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) betrachtet. Im Bereich der SLP-Kunden betrug deren kumulierter Absatz im Jahr 2020 ca. 92,9 TWh, wovon rund 81,5 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 139,2 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2020 26 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR4: 24 Prozent) und 28 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr CR4: 29 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB). Die Marktkonzentration in Bezug auf die jeweils vier absatzstärksten Unternehmen bei der Belieferung von SLP-Kunden und RLM-Kunden hat sich gegenüber dem Vorjahr erneut nur geringfügig verändert.[157]

---

[154] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

[155] Als Absatz wird hier, wie im gesamten Unterpunkt „Gasendkundenmärkte", die Abgabemenge der Lieferanten an ihre Kunden in Energie-/ Arbeitseinheit bezeichnet.

[156] Vorjahreswert aufgrund geänderter Angaben der Lieferanten korrigiert.

[157] Bei den Angaben der Prozentualen Anteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten zwar eine hohe, aber keine gänzlich vollständige Marktabdeckung erreicht. Diese Angaben entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

Abbildung 147: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2020

B Aufkommen von Gas[158]

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2020 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,9 Mrd. m³ auf nunmehr 5,1 Mrd. m³ produzierten Reingases[159] zurück. Das entspricht einem Rückgang von 15 Prozent gegenüber dem Jahr 2019. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.[160] Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde.

Das Verhältnis zwischen Reserve und Produktion (ehem. statische Reichweite) der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug 7,7 Jahre mit Stand 1. Januar 2021. Errechnet wird dieser Wert aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.[161]

Gas: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven
in Jahren

Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 148: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2001

[158] Dieses Kapitel stammt aus dem Bericht der Bundesnetzagentur zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit mit Erdgas, der im Dezember 2021 veröffentlicht worden ist.

[159] Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

[160] Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2021"; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

[161] Ebenso.

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Gut 67 Prozent des nach Deutschland importierten Gases stammen aus Russland (inkl. GUS).

Deutschland nimmt durch die geographische Lage die Funktion einer Gasdrehscheibe ein. Die in Deutschland ankommenden Gasimporte werden zu großen Teilen durchgeleitet, häufig nach Österreich und in die Niederlande.

Die Bedeutung der inländischen Gasförderung sinkt aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten von Jahr zu Jahr

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Die erfassten Import- und Exportmengen können infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z. B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen).

Im Jahr 2020 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.674 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.703 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 28 TWh. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande, die als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure sind. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen.

Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2020 - Aufteilung nach Übergabeländern
in Prozent

* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Österreich

Abbildung 149: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 – Aufteilung nach Übergabeländern

Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2020 - Aufteilung nach Quellenländern
in Prozent

* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Österreich
** enthält Gas aus GB

Abbildung 150: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 – Aufteilung nach Quellenländern

Im Jahr 2020 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 814 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 701 TWh stiegen die Exporte aus Deutschland um 113 TWh. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen.

Gas: Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2020 - Aufteilung nach Übernahmeländern
in Prozent

* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Luxemburg, Polen

Abbildung 151: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2020 – Aufteilung nach Übernahmeländern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten eine konsolidierte Betrachtung der Import- und Exportmengen unterteilt nach den Übernahme- bzw. Übergabeländern, um die Veränderungen zwischen den Kalenderjahren 2020 und 2019 darzustellen.

Gas: Veränderungen der Importe (physikalische Lastflüsse)

	Importe 2020 in TWh	Importe 2019 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Russland (Nord Stream)	621,4	613,9	7,5	1,2
Polen	263,4	287,5	-24,1	-8,4
Norwegen	349,1	300,2	48,9	16,3
Niederlande	194,3	241,7	-47,4	-19,6
Tschechien	228,6	230,1	-1,5	-0,7
Österreich	7,8	17,4	-9,6	-55,2
Belgien	9,6	9,3	0,3	3,2
Dänemark	0,0	2,5	-2,5	-100,0
Summe	1.674,2	1.702,6	-28,4	-1,7

Tabelle 124: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2020 und 2019

Gas: Veränderungen der Exporte (physikalische Lastflüsse)

Übernahmeland	Exporte 2020 in TWh	Exporte 2019 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Tschechien	464,0	362,9	101,1	27,9
Niederlande	131,3	140,9	-9,6	-6,8
Schweiz	61,4	79,4	-18,1	-22,7
Österreich	68,4	48,2	20,2	41,9
Frankreich	44,3	46,7	-2,4	-5,1
Belgien	7,1	17,6	-10,5	-59,4
Polen	8,2	4,1	4,1	100,5
Luxemburg	1,8	1,2	0,6	47,5
Dänemark	27,6	0,1	27,5	27.540,0
Summe	814,2	701,1	113,1	16,1

Tabelle 125: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2020 und 2019

3. Marktraumumstellung

Die Gasversorgung wird auch weiterhin in den kommenden Jahren im Nordwesten von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Insgesamt müssen knapp 5 Millionen bisher mit L-Gas betriebene Geräte wie Gasherde, Gasthermen und Heizungen umgerüstet werden.

Die Umstellungskosten werden als Umlage auf alle Gaskunden verteilt. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug im Jahr 2020: 0,5790 Euro/kWh/h/a. Aufgrund der wachsenden Anzahl an Umstellungsbereichen stieg die Umlage für das Jahr 2021 auf 0,7291 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2022 steigt die Umlage aufgrund der unverändert hohen Anzahl der umzustellenden Geräte nur leicht auf 0,7335 Euro/kWh/h/a an. Im Übrigen wirken sie sich nicht auf die individuellen Gasabrechnungen der Verbraucher aus. Wichtig ist, dass Arbeitsstunden oder Material für die technische Anpassung der Geräte nicht den Verbrauchern in Rechnung gestellt werden dürfen, sondern von den Netzbetreibern zu tragen sind und dann über die Umlage rückerstattet werden.

Die Umstellung läuft wie folgt ab: Vor der eigentlichen Umstellung kommen die Mitarbeiter des Netzbetreibers zum Kunden und führen eine Bestandsaufnahme aller Gasgeräte durch. Zum Umstellungstermin (etwa ein Jahr nach der Geräteerfassung) werden die Geräte durch fachkundige Monteure umgerüstet. Beispielsweise werden Brennerdüsen ausgetauscht oder neue Einstellungen vorgenommen. Eine geringe Zahl von Geräten kann technisch nicht angepasst werden, zum Beispiel, weil der Hersteller nicht mehr existiert. In diesen Fällen muss der Verbraucher das Gerät auf eigene Kosten austauschen. Informationen über Fördermöglichkeiten gibt es auf der Homepage der Bundesnetzagentur

oder beim Netzbetreiber. Zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt eine stichprobenartige Überprüfung der Umstellungen.

Die Mitarbeiter des Netzbetreibers melden sich immer mit einem Terminvorschlag an. Sie kommen niemals unangekündigt und können sich entsprechend ausweisen.

Die Marktraumumstellung, d.h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) ist ein zentrales Thema der Gasversorgung. Das H-Gas wird überwiegend in Russland sowie Norwegen gewonnen und hat im Vergleich zu L-Gas einen höheren Brennwert. Da die Brennwerte stark variieren, müssen die Gase in separaten Leitungssystemen transportiert werden, damit jedes Heizgerät mit dem dazu passenden Erdgas versorgt werden kann. Auf Grund dessen ist eine Anpassung der Heizgeräte im Zuge der Marktraumumstellung für einen zukünftig sicheren Betrieb unabdingbar. Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion und die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden. Nach aktuellem Stand sollen ab dem 1. Oktober 2029 keine signifikanten Mengen niederländischen L-Gases mehr nach Deutschland exportiert werden. Die daraus resultierende Knappheit der L-Gas-Ressourcen bedeutet, dass L-Gas bis 2030 weitgehend aus dem deutschen Gasmarkt verschwunden sein wird. Aus diesem Grund treffen die verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilernetzbetreiber Maßnahmen, die verhindern sollen, dass die rückläufige L-Gas-Verfügbarkeit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt. Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millionen Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen. Sie müssen schrittweise von L-Gas auf H-Gas angepasst werden. Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Mittlerweile sind auch alle großen Netzbetreiber mitten im Umstellungsprozess. Die Fernleitungsnetzbetreiber Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden von 2021 bis 2025 im Bereich der RLM-Kunden etwa 4.700 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden rund 2,1 Mio. Umstellungen.

Abbildung 152: Umzustellende RLM Kunden

Gas: Umzustellende SLP-Kunden
Anzahl

Abbildung 153: Umzustellende SLP Kunden

Wegen der großen Zahl an Geräteanpassungen nutzen die Netzbetreiber die Expertise von Fachunternehmen, die über eine Zertifizierung nach DVGW G676-B1 verfügen. Die Anpassung erfolgt in drei Schritten: Zunächst erfolgt eine Geräteerhebung, bei der alle ans Netz angeschlossenen Gasverbrauchsgeräte erfasst werden. Auf Basis dieser Erhebung wird vom Projektmanagement die Anpassung der Geräte geplant. Im nächsten Schritt werden alle Geräte an die geänderte Gasqualität angepasst. Das geschieht in den meisten Fällen durch einen Austausch der Düsen in den Geräten. Im letzten Schritt werden zehn Prozent der Geräte im Rahmen einer Qualitätskontrolle nochmals überprüft. Noch vor wenigen Jahren gab es lediglich ein bis zwei Unternehmen, die derartige Dienstleistungen erbracht haben. Seit der Ankündigung der Marktraumumstellung entwickelt sich allerdings ein Markt mit zunehmendem Wettbewerb, an dem sich derzeit 40 Unternehmen beteiligen. Vor einem Jahr waren es noch 41 Unternehmen. Die Resonanz auf die diesbezüglich durchgeführten Ausschreibungen der Netzbetreiber war auch 2020 hoch.

Gas: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen				Zuschläge			
	2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020
Erhebungsarbeiten	7,1	7,3	7,3	9,4	3,8	2,6	3,3	3,6
Kontrolle Erhebungsarbeiten	5,2	4,5	4,0	5,3	1,2	1,0	1,0	1,1
Umstellung und Anpassung	7,0	7,4	7,3	9,2	3,7	2,6	3,3	3,5
Kontrolle Umstellung und Anpassung	5,2	4,6	4,5	5,6	1,5	1,0	1,0	1,1
Projektmanagement	4,2	4,4	3,8	4,3	1,1	1,0	1,0	1,0

Tabelle 126: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU

Bei den in 2020 von insgesamt 35 Netzbetreibern erhobenen 593.827 Geräten handelte es sich um 256.396 Brennwertgeräte (43,2 Prozent) und 63.605 adaptierende Geräte (10,7 Prozent). In 2019 lag die Quote der Brennwertgeräte bei 46,6 Prozent und die der selbstadaptierenden Geräte noch bei 11,7 Prozent. Angepasst wurden im Berichtszeitraum von den teilnehmenden Netzbetreibern 347.599 Geräte von SLP-Kunden und 723 Geräte von RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 9.066

Geräte. Das entspricht einer Quote von 2,6 Prozent, nachdem 2,2 Prozent der Geräte in 2019 nicht anpassbar waren.

Der in § 19a Abs. 3 EnWG etablierte Erstattungsanspruch von 100 Euro bei der Neuanschaffung eines Gerätes, das im Rahmen der Marktraumumstellung dann nicht mehr angepasst werden muss, wurde 1.866-mal in Anspruch genommen (2019: 1.523). Den Kostenerstattungsanspruch der GasGKErstV nahmen 287 Kunden in Anspruch, eine deutliche Steigerung im Vorjahresvergleich (2019: 193 Inanspruchnahmen).

Der Beginn des Jahres 2021 stand auch für die Marktraumumstellung weiter im Zeichen der Corona-Pandemie. Allerdings überwogen dieses Mal die Vorteile von Home-Office und weniger Reisen. Fast alle Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen berichteten von ausgesprochen guten Erreichbarkeiten für die Umstellmaßnahmen. Auch wenn einzelne Schritte durch die etablierten Hygiene- und Schutzmaßnahmen länger dauern, überwiegen bei vielen die Vorteile der guten Erreichbarkeit.

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Per 31. Dezember 2020 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG folgende Kennzahlen:

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2020

	Vertraglich vereinbarte Einspeise-leistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagen-anzahl
Biomethan	2,463	9.591,0	208
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt.[1]	0,003	2,8	7
Synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt.[1]	0,041	0,3	2
Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	0,026	474,0	16
Gesamt	2,533	10.068,1	233

[1] im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16)

Tabelle 127: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2020

Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betrugen im Jahr 2020 ca. 197 Millionen Euro. Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich damit Wälzungskosten in Höhe von ca.

0,0195 Euro. Dieser Wert entspricht ungefähr dem mehrjährigen Mittel, die Kosten der Netzbetreiber korrelieren eng mit der eingespeisten Menge.

5. Gasspeicher

5.1 Zugang zu Untertagespeicheranlagen

Am Monitoring 2021 nahmen 23 Betreiber von Untergrundspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 31 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Zwei UGS werden aktuell nicht mehr vermarktet. Zum Stichtag 31. Dezember 2020 beträgt das in den UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 274,72 TWh[162]. Davon entfallen 136,01 TWh auf Kavernenspeicher-, 117,01 TWh auf Porenspeicheranlagen und 21,71 TWh auf sonstige Speicheranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (251,86 TWh; 22,87 TWh für L-Gas).

Gas: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der Untertagegasspeicher zum 31. Dezember 2020
in TWh

Abbildung 154: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2020

[162] In diesem Wert sind die in Österreich gelegenen Speicher 7 Fields und Haidach (letzterer nur anteilig) enthalten, da sie direkt an das deutsche Gasnetz angeschlossen sind und somit Auswirkungen auf das deutsche Netz haben. Entsprechend werden in Deutschland gelegene, aber nur an das niederländische Netz angeschlossene Speicher nicht berücksichtigt, da sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz haben.

Seit Beginn der Einspeicherphase Ende März 2021 sind rund 106 TWh in die deutschen Erdgasspeicher eingespeichert worden, der Gesamtspeicherfüllstand in Deutschland beträgt damit aktuell rund 164,2 TWh. Der Füllstand stieg damit von knapp über 25 Prozent Ende März auf aktuell 71,3 Prozent (Datenstand 31. Oktober 2021).

Damit liegt der Gesamtfüllstand unter der Kurve der vergangenen Jahre:

Abbildung 155: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 31. Oktober 2021 (Quelle: AGSI+)

Ein Blick in die Mengenbetrachtung zeigt, dass die aktuell eingespeicherten Mengen dem Verlauf des Speicherjahres 2015/16 entsprechen:

Abbildung 156: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland in den einzelnen Jahren seit April 2014 – Stand: 31. Oktober 2021 (Quelle: AGSI+)

Es gibt in diesem Jahr allerdings einen entscheidenden Unterschied:

Während zu Beginn des Winters 2015/16 die deutschen Speicher durchgängig niedrigere Füllstände aufwiesen, zeigt sich in diesem Jahr, dass der niedrige Gesamtfüllstand vor allem auf den niedrigen Füllstand des Speichers Rehden (Betreiber des Speichers: astora GmbH) zurückgeht. Dieser weist mittlerweile einen Füllstand von knapp 9,5 Prozent auf (zeitweise war der Speicher bis auf 4,5 Prozent seines Arbeitsgasvolumens entleert). Da Rehden der größte deutsche Erdgasspeicher ist und sein Arbeitsgasvolumen knapp 20 Prozent des gesamten deutschen Arbeitsgasvolumens entspricht (AGV Rehden: 43,68 TWh; GesamtAGV Deutschland: 230,35 TWh), hat dieser Speicher entsprechende Auswirkungen auf den Gesamtfüllstand. Außerdem ist der auf österreichischem Staatsgebiet gelegene und auch an das deutsche Netz angeschlossene Speicher Haidach (astora-Anteil aktuell zu rund 56,2 Prozent, Gazprom-Anteil zu 2,0 Prozent gefüllt) sehr leer.

Alle anderen Speicher sind, bezogen auf den Zeitpunkt und unter Berücksichtigung der aktuellen Gaspreise gut gefüllt. Das bedeutet auch, dass es regionale Alternativen für die angesprochenen Speicher gibt, die gut befüllt sind. So stehen für Rehden unter anderem die Kavernenfelder in Jemgum, Etzel und Epe zur Verfügung und für den Speicher Haidach die Speicher 7Fields, Bierwang und Breitbrunn.

Gas: Übersicht über die fünf größten deutschen Speicherbetreiber

Speicherbetreiber	Gesamt-Arbeitsgas-volumen in TWh	Füllstand zum 31. Oktober 2021	
		in TWh	in Prozent
Uniper Energy Storage	62,00	54,20	87,4
Astora*	51,89	11,25	21,7
VNG Gasspeicher	24,80	21,00	84,8
EWE Gasspeicher	21,70	17,93	82,6
Storengy Deutschland	18,29	15,09	82,5
RWE Gas Storage West	17,72	16,22	91,5

Quelle: AGSI+

*seit dem Asset-Tausch zwischen Gazprom und Wintershall ist astora eine 100%ige Tochter von Gazprom Germania; Speicher: Rehden, Jemgum und Haidach

Tabelle 128: Übersicht über die fünf größten deutschen Speicherbetreiber (Quelle: AGSI+, Stand: 31. Oktober 2021)

Die möglichen Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit werden im aktuellen Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit Erdgas dargestellt.

Die niedrigen Speicherfüllstände hängen auch mit der Entwicklung des Gaspreises in diesem Jahr zusammen. Nicht nur in Europa, sondern weltweit sind die Gaspreise stark gestiegen. Die Ursachen dafür sind vielschichtig.

Zum einen zieht nach den Einschränkungen der Corona-Pandemie weltweit die Konjunktur wieder an. Damit ist auch die Nachfrage nach Energierohstoffen stark gestiegen. Besonders im Bereich der LNG-Anlagen gab es einige technische Probleme die dazu geführt haben, dass in Australien, Südamerika und Afrika nicht im normalen Umfang LNG-Schiffe beladen werden konnten. In Europa war insbesondere das Frühjahr 2021 noch sehr lange eher kalt und sorgte für eine deutliche Verlängerung der Heizphase, in der insbesondere die Speicher stark entleert wurden. Der russische Lieferant Gazprom hat in diesem Jahr neben den vertraglich vereinbarten Mengen kaum zusätzliche Mengen auf den Europäischen Markt gebracht. Hier kamen ebenfalls mehrere Gründe zusammen. So wurden auch in Russland die inländischen Speicher durch den langen Winter stark entleert und mussten ebenfalls wieder befüllt werden. Zusätzlich brannte es im August in einer Aufbereitungsanlage im Bereich der Gasförderung auf der Jamal-Halbinsel, so dass die Mengenverfügbarkeit auf der Jamal-Route eingeschränkt war. Dies alles erzeugte in jedem Fall Knappheitssignale auf den Europäischen Gasmärkten. Diese Knappheitssignale sorgen dafür, dass der Gaspreis auf den Europäischen Märkten steigt und sich damit den Preisen für LNG, das weltweit gehandelt wird, annähert. Dies hat wiederum zur Folge, dass LNG-Lieferungen Europa erreichen und mit ihren Mengen preissetzende Wirkung entfalten. Da LNG aufgrund der oben genannten Gründe aktuell sehr teuer ist, treiben die hohen LNG-Preise die Erdgaspreise auf den Europäischen Gasmärkten insgesamt weiter nach oben. Speziell in Deutschland hat sich die Gasnachfrage auch dadurch erhöht, dass ein windarmes und sonnenarmes Jahr zu einem erhöhten Einsatz der Gaskraftwerke geführt hat.

Europa hat in den letzten Jahren davon profitiert, dass das per Pipeline importierte Gas deutlich günstiger war, als der Weltmarktpreis für (LNG-)Gas. Aus unserer Sicht sind die aktuellen Preise kein Zeichen für eine mangelnde Versorgungssicherheit, sondern vor allem ein Zeichen für den etablierten und funktionierenden Europäischen Gasmarkt. Ein Eingreifen in diesen Markt sollte deshalb aus Sicht der BNetzA vermieden werden. Ob und in welchem Umfang Maßnahmen ergriffen werden, um für Verbraucher und Wirtschaft einen Ausgleich für das hohe Preisniveau zu bieten, ist nicht Gegenstand dieses Berichts.

Im Jahr 2020 wurde kein vermarkteter Speicher in Deutschland für Gewinnungstätigkeiten genutzt.

5.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung

21 der 23 Speicherbetreiber beantworteten die Frage nach der Nutzung ihrer Speicher durch integrierte Unternehmen nach § 3 Nr. 38 EnWG. Die Spannweite der Angaben reicht von keiner Nutzung durch integrierte Unternehmen bis 100 Prozent Nutzung durch integrierte Unternehmen. Insgesamt sind rund 61 Prozent des Speichervolumens (rund 167,9 TWh) der 21 antwortenden Speicherbetreiber durch integrierte Unternehmen gebucht, bei mehr als der Hälfte der antwortenden Speicherbetreiber (12) liegt der Buchungsgrad durch integrierte Unternehmen bei über 75 Prozent (das entspricht einer Summe von 136,0 TWh). Entsprechend den erfassten Daten von 23 Unternehmen hatten diese in 2020 im Mittel 6,5 Speicherkunden (2019: 5,3). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber lässt sich in der folgenden Tabelle ablesen.

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber
Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	8	7	9	8	10	11	9	10	11	9
2	2	3	3	4	2	2	2	4	2	3
3 - 9	6	7	7	5	4	6	6	4	6	4
10 - 15	1	2	2	3	3	1	3	4	3	3
16 - 20	1	1	2	1	1	2	3	2	1	2
> 20	1	1	1	2	2	2	0	0	1	2

Tabelle 129: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

5.3 Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2019 noch buchbaren freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahresstichtagen dargestellt.

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2016 bis 2020
in TWh

Abbildung 157: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2021) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder angestiegen, auch die buchbaren Kapazitäten in den längerfristigen Bereichen sind leicht gestiegen.

C Netze

1. Netzausbau

1.1 Netzentwicklungsplan Gas

Im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas werden Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermittelt, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Der NEP Gas wird alle zwei Jahre in jedem geraden Kalenderjahr erstellt. Inhaltlich liegt der Fokus des NEP Gas auf Ausbaufragen, die sich durch den Anschluss von Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt –, Gasspeichern und Industriekunden stellen. Des Weiteren betrachtet er Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit denen der Europäischen Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen

Im Rahmen des NEP Gas 2020 – 2030 wurden erstmals Wasserstoffprojekte betrachtet und ermittelt.

Zu den bestätigten Maßnahmen gehören daher auch Projekte, die die Herausnahme von Leitungen bzw. Gasdruckregel- und Messanlagen aus dem Erdgasnetz zur Umstellung auf Wasserstoff betreffen. Dadurch wird der zügige Aufbau eines Wasserstoffnetzes ermöglicht., sofern Leitungen nicht mehr für den Transport von Erdgas benötigt werden.

Dieses Vorgehen ist auch im Einklang mit am 26. Juli 2021 in Kraft getretenen Regelungen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen. Nach § 113b EnWG kann der NEP Gas Leitungen ausweisen, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen und auch (in geringfügigem Umfang) Ausbaumaßnahmen im Erdgasnetz enthalten, die diese Umstellung auf Wasserstoff ermöglichen. Am 1. Juli 2020 haben die FNB der Bundesnetzagentur den Entwurf des NEP Gas 2020 – 2030 vorgelegt. Nach Prüfung des Plans hat die Bundesnetzagentur am 19. März 2021 mit einem Änderungsverlangen über den NEP Gas 2020 – 2030 entschieden.

Gas: Ausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020 bis 2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 158: Ausbaumaßnahmen für das Erdgasnetz gemäß Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030

Der Netzentwicklungsplans Gas 2020 – 2030 (NEP Gas) umfasst insgesamt 215 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 8,5 Mrd. Euro. Dabei sind gegenüber dem NEP Gas 2018 – 2028 insgesamt 60 neue Maßnahmen hinzugekommen. Die zusätzlichen vorgeschlagenen Maßnahmen stehen größtenteils in Zusammenhang mit den geplanten Flüssigerdgas-Anlagen, den erforderlichen Ausbaumaßnahmen für grüne

Gase, der Versorgung in Baden-Württemberg und der Versorgungssicherheit in den Niederlanden, der Schweiz und Italien.

Für die laufende Marktgebietszusammenlegung ist kein Netzausbau notwendig, da die Transportkapazitäten mittels marktbasierter Instrumente im künftigen einheitlichen Marktgebiet sichergestellt werden können. Je nach Annahmen prognostizieren die Fernleitungsnetzbetreiber Kosten in Höhe von 1,1 bis 27,6 Mio. Euro für das Gaswirtschaftsjahr 2025/26 bzw. 7,6 bis 68,3 Mio. Euro für das Gaswirtschaftsjahr 2030/31 durch den Einsatz der marktbasierten Instrumente. Die große Spanne der Kosten ergibt sich aus der Betrachtung unterschiedlicher Szenarien. Für den alternativen Netzausbau gehen die Fernleitungsnetzbetreiber hingegen von vergleichsweise höheren Kosten aus. Deshalb schlagen sie keine Ausbaumaßnahmen vor, die den Bedarf an marktbasierten Instrumenten verringern könnten.

Mit dem Änderungsverlangen bestätigt die Bundesnetzagentur 175 der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 7,83 Mrd. Euro. Die bestätigten Maßnahmen umfassen insgesamt einen Leitungsausbau von 1.620 km und einen Verdichterausbau in Summe von 405 MW.

Die Bundesnetzagentur ermöglicht außerdem den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Insgesamt wurden 24 Leitungen bzw. Gasdruckregel- und Messanlagen im Erdgasnetz ermittelt, die für den Erdgastransport nicht mehr benötigt werden, und auf Wasserstoff umgestellt werden können. Dies ermöglicht den Gasfernleitungsnetzbetreibern, unverzüglich ein Wasserstoffnetz aufzubauen, ohne ihre Transportaufgaben im Erdgasnetz zu vernachlässigen. Nach den im Rahmen der EnWG-Novelle vom Juli 2021 in Kraft getretenen Regelungen können die Fernleitungsnetzbetreiber im NEP Gas auch die Leitungen kenntlich machen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können. Zudem kann – in geringfügigem Umfang – für diese Umstellungen sogar Ausbau im Erdgasnetz bestätigt werden.

Des Weiteren enthalten die neuen Regelungen die Möglichkeit für Wasserstoffnetzbetreiber, sich der Regulierung zu unterwerfen. Dazu müssen die Wasserstoffnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur wirksam erklären, dass ihre Wasserstoffnetze der Regulierung unterfallen sollen. Die Bundesnetzagentur führt dann eine ad-hoc-Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit aller Wasserstoffleitungen des jeweiligen Netzbetreibers durch. Grundlage der Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit der Wasserstoffnetzinfrastrukturen durch die Bundesnetzagentur ist insbesondere ein zwischen Netznutzer und Netzbetreiber abgestimmter Realisierungsfahrplan bezüglich der Wasserstoffinfrastruktur im Rahmen eines verhandelten Netzzugangs.

Im Juni 2021 startete der Prozess des Netzentwicklungsplans Gas 2022 – 2032 mit der Veröffentlichung des Konsultationsdokuments zum Szenariorahmen durch die FNB. Der Szenariorahmen enthält die Eingangsgrößen für die Erstellung des NEP Gas. Dies sind bislang hauptsächlich planungskapazitive Annahmen bezogen auf einen Zeithorizont von zehn Jahren zum zukünftigen Kapazitätsbedarf in nachgelagerten Verteilnetzen und dem geplanten Anschluss neuer Gaskraftwerke, Gasspeicher oder LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz. Klima- und umweltpolitische Ziele waren bislang noch nicht Gegenstand der Gasnetzplanung.

Für den Szenariorahmen zum NEP 2022 – 2032 haben die FNB eine weitere Marktabfrage über den Bedarf und das Angebot von Wasserstoff zur Planung des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur durchgeführt. Bei dieser Abfrage sind 500 Projektmeldungen eingegangen. Die FNB beabsichtigen der hohen Bedeutung von

Wasserstoff und Grünen Gasen neben der bedarfsgerechten Planung für das Erdgasnetz mit einer eigenen Modellierungsvariante Rechnung zu tragen.

1.2 Incremental Capacities – Marktbasiertes Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten

Am 16. März 2017 ist die Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Gasfernleitungsnetzen (NC CAM) in Kraft getreten. Die Verordnung beinhaltet Regelungen für ein Verfahren zur marktbasierten Ermittlung des Bedarfs und zur Schaffung von neuen Gaskapazitäten an Grenzübergangspunkten (sog. Incremental-Capacity-Verfahren). Die Ergebnisse des Verfahrens dienen den Fernleitungsnetzbetreibern als gesicherte Grundlage für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Das Incremental-Verfahren, das von allen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb der EU alle zwei Jahre, beginnend ab April 2017, durchzuführen ist, lässt sich in drei Prozessphasen aufgliedern: eine sogenannte Nachfrageanalyse und – wenn eine unverbindliche Nachfrage nach neu zu schaffenden Kapazitäten an Grenzübergangspunkten festgestellt wird – eine strukturierte Planungs- und schließlich eine Buchungs- und Realisierungsphase.

Incremental Verfahren 2019 bis 2021

1) Nachfrageanalyse

Das Verfahren zur Analyse der Marktnachfrage durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurde im Oktober 2019 beendet. Hierzu wurden alle eingegangenen unverbindlichen Nachfragen nach zusätzlicher Gastransportkapazität an den Marktgebietsgrenzen zu Deutschland (Trading Hub Europe – THE) von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewertet. Im Ergebnis wurden Bedarfe an neu zu schaffender und/oder aufzuwertender Gaskapazität an sechs Marktraumgrenzen nach/von Deutschland (Dänemark – THE, Markgebietsgrenze Russische Föderation – THE, Polen – THE (Mallnow), Polen – THE (GCP), THE – Österreich (Tirol), THE – Schweiz und THE – Niederlande) angemeldet.

2) Planungsphase

Für diese festgestellten unverbindlichen Nachfragen sind die Fernleitungsnetzbetreiber nach Veröffentlichung der Berichte zu den Marktnachfrageanalysen in die Planungsphase der Projekte eingetreten. In dieser führten sie bis August 2020 technische Studien zu Projekten für neu zu schaffende Kapazitäten an Grenzübergangspunkten durch, d.h. sie ermittelten, welcher Ausbau an Leitungen und Verdichtern notwendig ist, um die angemeldeten sieben Bedarfe nach neu zu schaffender Kapazität decken zu können. Innerhalb der Planungsphase stellte sich heraus, dass die angefragten Kapazitäten THE – Österreich (Tirol) durch die bereits bestehende Netzinfrastruktur dargestellt werden kann (Kapazitätsangebot in der Jahresauktion 2020) und somit kein Projekt eingeleitet werden musste. In Vorbereitung der konkreten Projektvorschläge führten die betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber im August und September 2020 zudem eine Konsultation ihrer Ergebnisse durch. Den Abschluss dieser zweiten Phase bildet die Erstellung der Projektvorschläge und die Festlegung der Parameter für den Wirtschaftlichkeitstest für die erwähnten Projekte für neu zu schaffende Kapazitäten.

Diese wurden von den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden im Zeitraum von Oktober bis Dezember 2020 zur abgestimmten Genehmigung vorgelegt. Insbesondere vor dem Hintergrund der sogenannten Marktgebietszusammenlegung und

veränderter Rahmenbedingungen sowie auch aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit der einzelnen Projekte im Falle ihrer Realisierung, war die Ausgestaltung und Prüfung der Projekte im Incremental Capacity-Zyklus 2019 – 2021 besonders anspruchsvoll. Die anschließende und zwischen den angrenzenden Regulierungsbehörden abgestimmte Genehmigung der einzelnen Projekte erfolgte im April 2021.

3) Buchungsphase und Markttest

Nach der erfolgten Genehmigung durch die Regulierungsbehörden wurden die neuen Gastransportkapazitäten den Marktteilnehmern zur verbindlichen Buchung zusammen mit gegebenenfalls vorhandenen Bestandskapazitäten angeboten. Die Kapazitätszuweisung für zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten erfolgt in der Regel im Wege von Auktionsverfahren. Wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung bestanden wird – also ausreichend verbindliche Kapazitäten gebucht werden, um den vorgegebenen Anteil an Investitionskosten abzudecken –, sind die Gastransportkapazitäten von den betroffenen FNB zu schaffen. Das Projekt würde dann im vom Markt bestätigten Umfang in den Netzentwicklungsplan aufgenommen. Die Bundesnetzagentur begleitet diese Verfahren seit Anfang des Jahres 2017 aktiv. Die Bundesnetzagentur hat zur Erhöhung der Transparenz ein Kalkulationstool zur Wirtschaftlichkeitsprüfung nach Art. 22 NC CAM entwickelt, welches Netznutzern und Fernleitungsnetzbetreibern auf der Internetseite der Bundesnetzagentur auf Deutsch und Englisch zum Download zur Verfügung steht. Diese und weitere Unterlagen und Links zu den laufenden und abgeschlossenen Verfahren nach Incremental Capacity sind auf der Seite der Bundesnetzagentur zu finden.[163]

Im Zyklus 2019 – 2021 wurden bei keinem Projekt, in dem neu zu schaffende Kapazitäten angeboten wurden (Incremental Capacity), Buchungen getätigt. Folglich fielen sämtliche Wirtschaftlichkeitstests negativ aus. Die zu Beginn des Prozesses unverbindlich angefragten Transportkapazitäten werden daher nicht geschaffen und die Fernleitungsnetzbetreiber sind nicht verpflichtet, die dafür ermittelten Netzausbaumaßnahmen umzusetzen.

Im Anschluss an die Jahresauktion am 5. Juli 2021 startete unmittelbar der Zyklus 2021 – 2023 mit der Nachfrageanalyse der FNB.

2. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2020 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der in 2020 neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann. Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um die handelsrechtlichen Werte der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

---

[163] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK09/BK9_21_AV/08_Incr_Cap_abg/BK9_Incr_Cap_abg_.html

2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2020 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 995 Mio. Euro (2019: 1,33 Mrd. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 638 Mio. Euro (2019: 1,08 Mrd. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 357 Mio. Euro (2019: 249 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur.

Bei der Verteilung der Investitionsausgaben auf die beiden deutschen Marktgebiete setzt sich der Überhang im Marktgebiet GASPOOL fort, wenngleich der Unterschied rückläufig gegenüber dem Vorjahr ist. Von den gesamten Investitionen im Jahr 2020 entfiel mit 58 Prozent der deutlich größere Anteil auf die Fernleitungsnetze des Marktgebiets GASPOOL, 42 Prozent waren denen des Marktgebiets NCG zuzurechnen (2019: 66 Prozent GASPOOL, 34 Prozent NCG). Für das Jahr 2021 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 761 Mio. Euro geplant, dies entspräche einem Rückgang von 24 Prozent gegenüber 2020. Die vergleichsweisen hohen Schwankungen der Investitionsausgaben in die Netzinfrastruktur und ihre Aufteilung auf die beiden Marktgebiete sind bedingt durch kapitalintensive Investitionen in einzelne Großprojekte.

Die Aufwendungen in Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2020 über alle FNB 402 Mio. Euro (2019: 622 Mio. Euro), wobei die Höhe der Aufwendungen für die beiden Marktgebiete in 2020 und planerisch für 2021 nahezu gleich ausfällt.

Insgesamt ergab sich 2020 über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen in Höhe von ca. 1,40 Mrd. Euro (2019: 1,65 Mrd. Euro). In der folgenden Grafik werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2013 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2021 abgebildet.

Abbildung 159: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2021 haben über 600 der befragten VNB Gas für das Jahr 2020 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.674 Mio. Euro (2019: 1.488 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (1.044 Mio. Euro (2019: 940 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (631 Mio. Euro (2019: 549 Mio. Euro)) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2021 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.689 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2020 1.365 Mio. Euro (2019: 1.152 Mio. Euro). Für das Jahr 2021 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.183 Mio. Euro gerechnet.

Abbildung 160: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas im Zeitverlauf

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten abhängig. 176 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. 62 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als fünf Millionen Euro.[164]

Für 236 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 500.000 Euro. 55 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als fünf Millionen Euro auf.[165]

---

[164] Dieser Auswertung liegen Angaben von 617 VNB Gas zu Grunde.

[165] Dieser Auswertung liegen Angaben von 599 VNB Gas zu Grunde.

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in 2020

Anzahl und Verteilung

Abbildung 161: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2020

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2020

Anzahl und Verteilung

Abbildung 162: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2020

2.3 Investitionen und Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Fernleitungsnetzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte, wenn die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind. Nach erteilter Genehmigung kann der FNB seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und

Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

2.3.1 Erweiterungsinvestitionen der FNB

Zum 31. März 2021 sind 18 Neuanträge von FNB für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von rund 770 Mio. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2020 hat sich die Anzahl der von den FNB gestellten Anträge über die Hälfte reduziert. Das beantragte Volumen hat sich analog zur verringerten Antragsanzahl mehr als halbiert.

2.3.2 Kapitalkostenaufschlag

Mit Beginn der dritten Regulierungsperiode (zum 1. Januar 2018) wurde für die Gasverteilernetze das neu eingeführte Instrument des Kapitalkostenaufschlags (§ 10a ARegV) von der Bundesnetzagentur umgesetzt. Hierbei können die Verteilnetzbetreiber für neue Investitionen jährlich einen Aufschlag auf die von der Bundesnetzagentur genehmigte Erlösobergrenze beantragen. Der Antrag kann auf Plankostenbasis gestellt werden. Das heißt, die Netzbetreiber starten die Refinanzierung schon, bevor die Investition tatsächlich getätigt wurde.

Der Kapitalkostenaufschlag beinhaltet die jährlichen kalkulatorischen Kapitalkosten in Form von Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer und fließt in die Erlösobergrenze des Netzbetreibers ein.

Bei der Beschlusskammer 9 sind im Juni 2021 für die in ihre Zuständigkeit fallenden Gasnetzbetreiber 128 Anträge auf Kapitalkostenaufschlag eingegangen. Es wurden insgesamt 506 Mio. Euro als Kapitalkostenaufschlag beantragt. Die Genehmigung der einzelnen Anträge erfolgt zeitnah und damit entsprechend der Zielsetzung des ARegV-Instruments, die Erlösobergrenze an aktuelle Änderungen anzupassen.

2.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks

Investitionen in Strom- und Gasnetze sind äußerst kapitalintensiv. Der gebildete Kapitalstock bildet die entscheidende Bemessungsgrundlage, auf dem der unternehmerische Gewinn, die Eigenkapitalverzinsung und die eventuell durch Eigenkapitalsubstitution notwendige Fremdkapitalverzinsung sowie die sogenannte kalkulatorische Gewerbesteuer berechnet werden. Zusammen mit den kalkulatorischen Abschreibungen bilden diese Größen die sogenannten regulatorisch gewährten Kapitalkosten.

2.4.1 Eigenkapitalzinssatz

Die Bemessungsgrundlage der Kapitalkosten ist im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens (auf Englisch: regulatory asset base oder RAB) bzw. ihre noch abschreibbaren Restwerte geprägt. Zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten ist zu den Restwerten des Sachanlagevermögens das betriebsnotwendige Umlaufvermögen hinzuzurechnen und das Fremdkapital abzuziehen. Die Eigenkapitalverzinsungshöhe wird auf Grundlage eines risikolosen Basiszinssatzes, ergänzt um einen Risikozuschlag, bestimmt. Danach ist die risikobehaftete Wertpapierrendite im Marktgleichgewicht erwartbar aus der Summe von risikolosem Zinssatz und Risikoprämie (Capital asset pricing model [kurz CAPM]). Der Risikozuschlag ist dabei das Produkt aus dem Marktpreis für das Risiko (Marktrisikoprämie) und

dem nicht durch Diversifizierung zu beseitigenden Risikoverhältnis gegenüber dem Gesamtmarkt (Betafaktor).

Die Eigenkapitalverzinsungshöhe ist eine entscheidende Kennzahl in regulierten Märkten. Die aufgeführte Abbildung (Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen) zeigt die verordnungsseitig oder durch tatsächliche Festlegungen zugestandenen regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen. Gegen das durchgeführte Festlegungsverfahren zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatz für die 3. Regulierungsperiode (RP), jeweils für Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetze, wurden zunächst erfolgreiche Rechtsbeschwerden beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt. Abschließend hat der Bundesgerichtshof jedoch in seiner am 9. Juli 2019 verkündeten Entscheidung die Rechtmäßigkeit der Festlegung der Bundesnetzagentur vollumfänglich bestätigt.

Abbildung 163: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

2.4.2 Eigenkapitalzinssatz II

Eigenkapital kann durch Einsatz von Fremdkapital substituiert werden. Eine vollständige Substitution durch Fremdkapitalaufnahme ist praktisch nicht möglich, da kein Fremdkapitalgeber bereit ist ohne jegliche Haftungsmasse Fremdkapital bereitzustellen. Je höher der Eigenkapitaleinsatz ist, desto niedriger dürfte tendenziell die Fremdkapitalzinssatzforderung ausfallen. Ab einem Eigenkapitaleinsatz von mehr als 40 Prozent bestätigte die GasNEV den Erfahrungswert, dass sich ein Eigenkapitaleinsatz mangels fehlender senkender Fremdkapitalzinssatzwirkung nicht mehr lohnt. Wenn die Eigenkapitalquote mehr als 40 Prozent

beträgt, wird der 40 Prozent übersteigende Anteil deswegen genauso wie Fremdkapital behandelt; das heißt, das darüberhinausgehende, in der Kapitalstruktur vorhandene Eigenkapital, wird mit dem nach § 7 Abs. 7 Strom- bzw. GasNEV bestimmten Zinssatz (Mittelwertbildung über 10 Jahre) verzinst (EK-II-Zinssatz). gezeigt.

2.4.3 Fremdkapitalzinssatz

Fremdkapitalaufnahmen werden in den unterschiedlichen Regulierungsbereichen grundsätzlich in Höhe der tatsächlichen Finanzierungskondition anerkannt, es sei denn marktübliche Zinshöhen werden überschritten. Die Einzelfallprüfung wird jedoch, je nach Regulierungsform, durch eine andere Aufgriffgrenze definiert. Ab der 3. Regulierungsperiode (RP) findet zudem der Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern (VNB) Anwendung. Der Fremdkapitalzins berechnet sich hier analog zur Fremdkapitalaufnahme über das normale Anreizregulierungsregime. Im Gasbereich wurden demnach 3,03 Prozent und im Strombereich 2,72 Prozent für die 3. Regulierungsperiode festgelegt.

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung

3.1 Angebot und Buchung von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Wie in den Vorjahren wurden auch für das Gaswirtschaftsjahr 2019/20 Fragen zur Vermarktung von Transportkapazitäten gestellt und von den Fernleitungsnetzbetreibern beantwortet. Bei den angebotenen Transportkapazitäten handelt es sich um das Recht, in das Fernleitungsnetz ein- und ausspeisen zu dürfen. Die unter Nutzung dieses Rechts zu transportierende Gasmenge wird durch den Transportkunden durch die sogenannte Nominierung angemeldet. In diesem Kapitel wird nach den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Das darauffolgende Kapitel differenziert nach der Laufzeit der entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitätsprodukte. Die Fragen richteten sich insbesondere nach dem mittleren Angebot von bzw. der Nachfrage nach festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an buchbaren Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern. Das Entgeltmodell für die Gasfernleitungsnetze unterscheidet sich insofern fundamental vom Entgeltmodell in den Stromnetzen und in den Gasverteilernetzen. Dort sind Einspeiseentgelte unbekannt. Das Stromentgeltmodell kommt darüber hinaus völlig ohne Kapazitätsbuchungen aus.

Die im Rahmen der internen Bestellung mit nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarten Vorhalteleistungen sind in dieser Abfrage nicht inkludiert, da die Netzkopplungspunkte zu Verteilernetzen nicht direkt an Transportkunden vermarktet werden (Näheres zur internen Bestellung siehe Kapitel 3.5).

Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden in der Festlegung in Sachen Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (Kapazitätsproduktestandardisierung, „KASPAR“) definiert.

Feste, frei zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „FZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unbeschränkt fester Basis zu nutzen.

Bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „bFZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und

Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf fester Basis zu nutzen, soweit eine vorab definierte, externe Bedingung erfüllt ist.

Feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „DZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten auf fester Basis zu nutzen, soweit im Falle der Einspeisekapazität am gebuchten Einspeisepunkt Gas für die Ausspeisung an einem vorab bestimmten Ausspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellt wird bzw. im Falle der Ausspeisekapazität am gebuchten Ausspeisepunkt das an einem vorab bestimmten Einspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellte Gas entnommen wird. Im Übrigen ermöglichen sie es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Unterbrechbare Kapazitätsprodukte: Unterbrechbare, frei zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „uFZK“) ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Nicht definiert in der Festlegung KASPAR werden beschränkt zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „BZK“). Das Angebot dieser Kapazitäten ist somit ab dem 1. Oktober 2021 nicht mehr erlaubt. Im vorliegenden Betrachtungszeitraum und somit in den folgenden Auswertungen wurde es dagegen noch angeboten. Die Definition des Produktes entspricht grundsätzlich der des DZK-Produktes, jedoch mit dem Unterschied, dass die Nutzung ohne Festlegung eines Transportpfads (Zugang zum VHP) ausgeschlossen ist.

Im Betrachtungszeitraum wurden an verschiedenen Grenzen zu benachbarten Marktgebieten weitere virtuelle Kopplungspunkte eingerichtet. Die rechtliche Grundlage hierzu findet sich in Art. 19 Nr. 9 der Europäischen Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Hiernach waren ab dem 1. Januar 2018 in dem Fall, dass zwei oder mehr Kopplungspunkte dieselben zwei benachbarten Marktgebiete verbinden, die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die an diesen Kopplungspunkten verfügbaren Kapazitäten an einem virtuellen Kopplungspunkt („Virtual Interconnection Point“, nachfolgend: „VIP“) anzubieten. Ziel dieser VIPs ist die Erleichterung der wirtschaftlichen und effizienten Netznutzung. Die Vermarktung von Kapazitäten an diesen Punkten ändert sich dahingehend, dass die Kapazitäten an einem VIP durch den so genannten VIP-Fernleitungsnetzbetreiber angeboten werden. Zum Zeitpunkt der VIP-Implementierung nicht kontrahierte Kapazitäten gingen also von den vormals einzeln buchbaren physischen Kopplungspunkten verschiedener Fernleitungsnetzbetreiber auf den VIP über. Hierdurch ergeben sich gegenüber den vorherigen Betrachtungszeiträumen zwar Verschiebungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern hinsichtlich ihres Kapazitätsangebots, auf die hier auf Marktgebietsebene aggregierten Zahlen sollte die VIP-Implementierung jedoch keinen nennenswerten Einfluss haben. Lediglich in dem Fall, in dem die VIP-Bildung selbst zu einer Erhöhung des Kapazitätsangebotes führt, würde sich aus diesem Umstand eine Veränderung zum Vorjahreszeitraum ergeben. Eine Verringerung der Kapazitäten, die aus einer VIP-Bildung resultiert, ist durch den Netzkodex ausgeschlossen. In diesem Fall wäre eine der Bedingungen für die VIP-Bildung nicht erfüllt.

Die in Summe angebotene feste Einspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 541,4 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2019/20. Gegenüber dem Vorjahreswert bedeutet dies einen Anstieg von 24,4 GWh/h. Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) macht mit einem Wert von 137,6 GWh/h rund 46,5 Prozent der gesamten im Marktgebiet GASPOOL angebotenen Einspeisekapazität aus und sank um 7,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Im Marktgebiet NCG liegt der FZK-Anteil am Gesamtangebot mit

102,3 GWh/h bei 41,7 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr stieg das Angebot dieses Produktes, das dem Transportkunden die uneingeschränkte Zuordenbarkeit seiner Einspeisekapazität sichert, im Marktgebiet NCG somit um 5,4 Prozent. Insgesamt macht die im Marktgebiet NCG angebotene Einspeisekapazität rund 45,7 Prozent der Summe über beide Marktgebiete aus. Der restliche und damit mehrheitliche Anteil in Höhe von 54,3 Prozent entfällt auf das Marktgebiet GASPOOL.

Abbildung 164: Angebot von Einspeisekapazitäten

Abbildung 165: Angebot von Ausspeisekapazitäten

Die in Summe angebotene feste Ausspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 381,7 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2019/20. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem leichten Anstieg von 0,5 Prozent. Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder Fernleitungsnetzbetreiber alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten Darstellungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber projizieren.

In den Betrachtungszeitraum fällt die Inbetriebnahme des ersten Strangs der Europäischen Gas-Anbindungsleitung EUGAL am 1. Januar 2020. Die Leitung verbindet die Erdgasempfangsstation Lubmin II bei Greifswald mit dem tschechischen Netzgebiet. Lubmin II soll der Aufnahme von aus der Nord-Stream-Erweiterung kommenden, zusätzlichen Gasmengen dienen. Die Einspeisekapazität in das Marktgebiet GASPOOL beträgt zur Inbetriebnahme 40,1 GWh/h und erhöht sich nach FNB-Angaben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 in mehreren Stufen auf 78,6 GWh/h im Jahr 2026. Ab der für den 1. Oktober 2021 geplanten Marktgebietszusammenlegung ermöglichen diese Einspeisekapazitäten den Zugang zum deutschlandweiten Marktgebiet.

Entgegengesetzt wirkt sich eine andere Entwicklung auf das Angebot an Kapazitäten im Marktgebiet GASPOOL aus. Kurz vor dem Beginn des Betrachtungszeitraums hat die OPAL Gastransport GmbH & Co. KG einen Beschluss der Bundesnetzagentur umgesetzt und die Kapazitäten der Erdgaspipeline Opal reduziert. Der Beschluss hatte dem Netzbetreiber untersagt, die teilregulierten entkoppelten Ein- und Ausspeise-Verbindungskapazitäten in Höhe von 15,9 GWh/h zu vermarkten. Dies schlägt sich im Angebot an Ein- und Ausspeisekapazitäten im Marktgebiet GASPOOL in der Qualität DZK nieder.

Wie oben beschrieben, werden die Kapazitäten zu Verteilernetzen und somit zum überwiegenden Anteil der Letztverbraucher im Rahmen der internen Bestellung vergeben und sind daher nicht in dieser Aufstellung enthalten. Der Grund hierfür ist, dass auch die Verteilnetze Teil des Marktgebietes sind und daher die Verbindungskapazitäten zwischen Fern- und Verteilernetzebene nicht kommerziell vermarktet werden. Aus der Betrachtung der obigen Vermarktungshöhen soll daher kein falscher Schluss gezogen werden. Die deutschen Gasnetze verfügen über alle Netzebenen gesehen insgesamt über mehr Aus- als Einspeisekapazitäten. Dies wird deutlich, wenn man die Größenordnungen der durch Verteilernetzbetreiber abgegebenen internen Bestellungen (siehe Kapitel 3.5) betrachtet. Die bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchten Kapazitäten durch nachgelagerte Verteilernetzbetreiber liegen mit insgesamt 271 GWh/h im Kalenderjahr 2020 bei einer Größenordnung von ca. 71 Prozent der hier betrachteten angebotenen buchbaren Ausspeisekapazitäten für das Gaswirtschaftsjahr 2019/20. Aufgrund der unterschiedlichen Vergabezeiträume (Vermarktung von Kapazitätsprodukten erfolgt auf der Basis von Gaswirtschaftsjahren, die Bestellung durch Verteilernetzbetreibern in Kalenderjahren) ist eine Addition dieser beiden Zahlen jedoch nicht sachgerecht.

Neben dem durchschnittlichen Kapazitätsangebot wurden auch die durchschnittlichen Buchungsstände an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern von den Fernleitungsnetzbetreibern abgefragt. Aus diesen beiden Größen lässt sich die durchschnittliche Buchungsquote an den buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten berechnen. Im Berichtsjahr 2020 ergibt sich für die festen Kapazitätsprodukte (FZK, bFZK, DZK, BZK) eine Buchungsquote von 49,9 Prozent (2019: 48,1 Prozent) auf der Einspeise- und 50,2 Prozent (2019: 55,4 Prozent[166]) auf der Ausspeiseseite, bezogen auf das Angebot entsprechender Kapazitäten. Die Buchungsquoten unterliegen im

[166] Wert wurde gegenüber dem Bericht des Vorjahres korrigiert.

Jahresvergleich natürlichen Schwankungen. Diese hängen mit temperaturbedingten, aber auch marktlichen Entwicklungen zusammen.

Das Verhältnis zwischen durchschnittlicher Angebots- und Buchungshöhe je Kapazitätsprodukt wird in den beiden folgenden Grafiken dargestellt.

Gas: Angebot und Buchung je Einspeisekapazitätsprodukt im GWJ 2019/2020 in GWh/h

Abbildung 166: Buchung je Kapazitätsprodukt (Einspeisung)

Gas: Angebot und Buchung je Ausspeisekapazitätsprodukt im GWJ 2019/2020 in GWh/h

Abbildung 167: Buchung je Kapazitätsprodukt (Ausspeisung)

3.2 Produktlaufzeiten

Über welchen Zeitraum eine Kapazität zugesichert wird, richtet sich nach der Vermarktung des entsprechenden Kapazitätsprodukts. Grundsätzlich wird das gesamte Kapazitätsangebot zuerst für ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr angeboten. Sofern die Nachfrage nach diesen Kapazitäten geringer als das Angebot ist, vermarkten die Fernleitungsnetzbetreiber die verbliebende Kapazität auf Quartalsbasis eines Gaswirtschaftsjahres. Können die Kapazitäten aufgrund zu geringer Nachfrage auch für diesen Zeithorizont nicht oder nur unvollständig vermarktet werden, versteigern die FNB die restliche Kapazität auf Monats-, dann auf Tages- und zuletzt auf untertägiger Basis.

Abbildung 168: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

Abbildung 169: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

Die grafisch dargestellten Werte beziehen sich auf den Buchungsstand im betrachteten Zeitraum, unabhängig davon, wann die entsprechenden Kapazitäten gebucht wurden. Bei einem Vergleich der beiden Grafiken zur Ein- und Ausspeisekapazität lassen sich einige Unterschiede herausarbeiten. So wird durch einen direkten

Vergleich deutlich, dass für das Gaswirtschaftsjahr 2019/20 insgesamt wesentlich mehr Einspeise- als Ausspeisekapazität gebucht wurde. Dies ist unter anderem damit zu erklären, dass ein großer Teil der Buchung von Einspeisekapazitäten der Belieferung von an nachgelagerte Verteilernetze angeschlossenen Endkunden dient. Für diese Belieferung ist jedoch im deutschen Gasnetzzugangsmodell keine kongruierende Ausspeisebuchung durch den Lieferanten zu tätigen.[167] Dieser Zusammenhang zeigte sich auch schon in den Darstellungen der entsprechenden Kapazitätsangebote. Folglich überwiegt mit einem gesamten Volumen von 269,9 GWh/h die Buchung von Einspeisekapazität die Buchung der Ausspeisekapazität, welche sich auf einen Wert von insgesamt 191,6 GWh/h beläuft.

Die Visualisierung der Ein- und Ausspeisebuchungen verdeutlicht zudem, dass für den Betrachtungszeitraum vornehmlich Kapazitätsprodukte mit längerfristigen Laufzeiten gebucht wurden. Mit insgesamt vermarkteten 211,1 GWh/h (Vorjahr: 220,1 GWh/h) Jahres- und 51,7 GWh/h (Vorjahr: 28,2 GWh/h) Quartalskapazität liegt das im Marktgebiet GASPOOL gebuchte Kapazitätsvolumen auf langfristiger Basis deutlich über den gebuchten langfristigen Kapazitäten im Marktgebiet NCG. In diesem Marktgebiet wurden 121,8 GWh/h (Vorjahr: 110,2 GWh/h) an Jahres- und 22 GWh/h (Vorjahr: 26,1 GWh/h) an Quartalskapazitäten vermarktet. Im Vergleich zum Vorjahr ist eine geringere Buchung von Jahreskapazitäten zu beobachten, wohingegen die Buchung kurzfristigerer Kapazitätsprodukte, vor allem Monats-, Tages- und untertägige Produkte, in beiden Marktgebieten gestiegen ist. Der insgesamt noch immer dominierende Anteil der gebuchten Jahreskapazitäten lässt sich insbesondere historisch begründen, da hierin auch die langfristigen, mehrjährigen Kapazitätsverträge enthalten sind, die vor dem Inkrafttreten des Europäischen Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (NC CAM) abgeschlossen wurden. Schon der Vergleich mit dem Vorjahr zeigt jedoch schon die Tendenz, dass mit dem sukzessiven Auslaufen dieser Verträge eine Verschiebung hin zu mehr unterjährigen Kapazitätslaufzeiten auftritt.

Zudem wurde für den Berichtszeitraum von den Fernleitungsnetzbetreibern auch die Höhe der tatsächlichen Netznutzung in Form von Nominierungen durch die Transportkunden erhoben. Deutschlandweit wurde über alle nominierungspflichtigen Einspeisepunkte eine nominierte Menge von 1.882 TWh gemeldet. Dies bedeutet einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 5,1 Prozent. Demgegenüber stehen deutlich geringere Ausspeisenominierungen von 1.000 TWh (Anstieg um 0,3 Prozent). Der deutlich geringere Wert auf der Ausspeiseseite liegt darin begründet, dass insbesondere der inländische Verbrauch an nicht nominierungspflichtigen Punkten aus dem Fernleitungsnetz ausgespeist wird. Bei den nominierungspflichtigen Punkten handelt es sich um Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, sowie Anschlusspunkten zu Speichern und inländischer Produktion. Nicht nominierungspflichtig sind dagegen grundsätzlich Netzanschlusspunkte zu Letztverbrauchern.

---

[167] Die Bestellung der maximal vorzuhaltenden feste Ausspeisekapazität an Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen des vorgelagerten Netzes erfolgt durch die nachgelagerten Verteilernetzbetreiber.

3.3 Kapazitätskündigungen

Die Kündigung von Kapazitätsverträgen ist in den Geschäftsbedingungen für Ein- und Ausspeiseverträge der Fernleitungsnetzbetreiber geregelt. Von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber kann ein Vertrag fristlos aus wichtigem Grund gekündigt werden, zum Beispiel bei wiederholtem schwerwiegendem Verstoß des Transportkunden gegen wesentliche vertragliche Bestimmungen trotz Abmahnung. Auch der Transportkunde ist unter verschiedenen Voraussetzungen dazu berechtigt, den Vertrag zu kündigen. Beispielhaft kann hier die Erhöhung der Kapazitätsentgelte über die Steigerung des vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex hinaus genannt werden. Hierbei sind die nach Kündigungsgründen unterschiedlich im Vertrag festgelegten Fristen und Kündigungsbedingungen von dem Transportkunden zu beachten.

Insgesamt wurden 39 Kapazitätsverträge mit einer Laufzeit von mindestens einem Monat in 2020 gekündigt. Im Vergleich zum Vorjahr, in dem 67 Kündigungen gemeldet wurden, ist die Zahl somit stark gesunken. Grundsätzlich lässt sich bei der vorliegenden Thematik zwischen Kapazitätskündigungen nach Produktarten und nach Netzkopplungspunkt-Kategorie differenzieren.

Gas: Kapazitätskündigungen je Netzkopplungspunkt im Kalenderjahr 2020
Anzahl

Abbildung 170: Kapazitätskündigungen nach Netzkoppelpunkt-Kategorie im Kalenderjahr 2020

Von den insgesamt 39 gekündigten Kapazitätsverträgen entfallen 22 Kündigungen auf Grenzübergangspunkte. Weitere 16 Kapazitätsverträge wurden an Netzanschlusspunkten zu Speichern gekündigt, einer an einem Netzanschlusspunkt zu Gasproduktion. Keine Kapazitätskündigungen gab es an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern, im Vorjahr waren hier noch 10 gekündigte Verträge gemeldet worden.

Gas: Kapazitätskündigungen je Produktart im Kalenderjahr 2020
Anzahl

Abbildung 171: Kapazitätskündigungen nach Produktart

Wird nach Produktarten differenziert, entfallen mit 20 die meisten Kapazitätskündigungen auf Verträge über eine FZK-Kapazität. Im Gegensatz zum Vorjahr, gab es keine Kündigungen unterbrechbarer Kapazitätsverträge.

3.4 Unterbrechbare Kapazitäten

Unterbrechbare Kapazitäten ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden zu allen im Kalenderjahr 2020 ausgesprochenen Unterbrechungen sowohl von unterbrechbaren, als auch von festen Kapazitätsprodukten befragt.

Im Kalenderjahr 2020 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte in das oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich (re-)nominierte Gasmenge von 726 GWh (2019: 2,4 TWh) nicht transportiert. Zwar handelt es sich um Unterbrechungen von Kapazitätsrechten, jedoch kann durch die für den zu unterbrechenden Zeitraum bereits getätigten, letztgültigen (Re-)Nominierungen die Höhe der hiervon betroffenen Gasmenge berechnet werden. Hier wird diejenige Menge betrachtet, die der gültigen Nominierung zum Zeitpunkt der Aussprache der Unterbrechung entspricht. Setzt man die nominierten Mengen, für die eine Unterbrechung ausgesprochen wurde, ins Verhältnis zur insgesamt nominierten Menge, zeigt sich mit ca. 0,02 Prozent die geringe Größenordnung der Unterbrechungen.

Die nachfolgende Grafik zeigt die geografische Verteilung der Unterbrechungsmengen an nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkten. So wurde zum Beispiel im Kalenderjahr 2020 eine aus dem deutschen NCG-Marktgebiet in die Schweiz auszuspeisende Menge von 34,3 GWh unterbrochen. Den größten Anteil an der gesamten Unterbrechungsmenge hatten die an den Ausspeisepunkten zum österreichischen Marktgebiet Ost initial (re-)nominierten Mengen in Höhe von 556,3 GWh.

Gas: Unterbrechungen im Kalenderjahr 2020

Unterbrechungsmenge in GWh

Abbildung 172: Unterbrechungsmengen nach Regionen

3.5 Interne Bestellung

Ein grundlegendes Element des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber ist die mit den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarte feste Ausspeisekapazität (interne Bestellung).

Durch diese Kapazität wird die Belieferung von Kunden in Verteilernetzen gewährleistet, ohne dass ein Transportkunde hier Kapazitäten buchen muss. Vielmehr wird dem Transportkunden mit Abschluss des Lieferantenrahmenvertrages mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber die Durchleitung von Gas zu Ausspeisepunkten ermöglicht. Die Kapazitätsbereitstellung und somit der Zugang zu den Verteilernetzen erfolgt durch die Zusammenarbeit der Fern- und Verteilernetzbetreiber eines Marktgebietes.

Der Ablauf: Verteilernetzbetreiber, die einem oder mehreren Netzbetreiber(n) mit entry-exit-System direkt nachgelagert sind, bestellen zur Abwicklung von Transporten einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr beim vorgelagerten Netzbetreiber die maximal vorzuhaltende feste Ausspeisekapazität. Mit der Annahmeerklärung der Bestellung wird der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, die vertraglich vereinbarte Kapazität an Netzkopplungspunkten zu diesem nachgelagerten Netz vorzuhalten. Die Berechnung der maximal vorzuhaltenden Kapazität erfolgt nach einer festgelegten Berechnungslogik mit verschiedenen Inputparametern. Der dem Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber hat seine interne Bestellung spätestens bis zum 15. Juli eines Jahres abzugeben. Der vorgelagerte Netzbetreiber stellt dem nachgelagerten Netzbetreiber monatlich ein Netzentgelt bezogen auf die jeweils aktuelle interne Bestellung bzw. der Inanspruchnahme der Vorhalteleistung zuzüglich anfallender sonstiger Abgaben und Steuern in Rechnung. Bei Überschreitung der internen Bestellung erfolgt eine Abrechnung der Überschreitung für den jeweiligen Monat der Überschreitung mit dem für diesen Monat veröffentlichten Entgelt.

Im Folgenden wird bei der Darstellung der internen Bestellungen für das Jahr 2020 nach den zwei Marktgebieten NCG und GASPOOL differenziert.

Abbildung 173: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten

Im Kalenderjahr 2020 sank der Wert der abgegebenen internen Bestellungen in beiden Marktgebieten leicht von insgesamt 271,4 GWh/h auf 271,2 GWh/h im Vergleich zum Vorjahr. Die in den letzten Jahren konstanten Werte zeigen, dass es derzeit noch zu keiner Reduktion des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber, etwa durch eine fortschreitende Dekarbonisierung auf Seiten der Endkunden, kommt. Dies ist jedoch eine rein kapazitative Betrachtung und lässt keine direkte Aussage zur Entwicklung der Ausspeisemengen zu Verteilernetzen zu.

Fernleitungsnetzbetreiber und nachgelagerte Netzbetreiber haben einen Gesamtwert von gerundet 271 GWh/h vorzuhaltende Kapazität vereinbart. Der Großteil hiervon entfällt mit einem Wert von 158 GWh/h auf das Marktgebiet NCG. Die restliche Kapazität wurde mit einem Volumen von 113,1 GWh/h im Marktgebiet GASPOOL vereinbart. Deutschlandweit hat sich der Anteil der unbefristet fest vereinbarten Kapazitäten an den insgesamt vereinbarten Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung von 95,1 Prozent im Vorjahr auf 96,9 Prozent im Kalenderjahr 2020 leicht erhöht. Eine höhere feste, vorzuhaltende Kapazität kann durch einen Ausbau der Netzinfrastruktur oder durch andere Maßnahmen, wie z. B. die Verlagerung von Kapazitäten erzielt werden. Es zeigt sich somit, dass es u. a. durch entsprechende, in den Netzentwicklungsplänen der letzten Jahre enthaltene Ausbaumaßnahmen, zu einer weiteren unbefristeten Verfestigung der Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung gekommen ist.

Im Rahmen der internen Bestellung geben die Verteilernetzbetreiber zudem unverbindlich ihren Bedarf an Kapazität für die auf das Bestell- bzw. Anmeldejahr folgenden zehn Jahre im Voraus an. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung stellt diese (plausibilisierte) Langfristprognose einen Eingangsparameter für den Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber dar. Die folgende Grafik zeigt die für das

vorliegende Berichtsjahr prognostizierte Kapazität und setzt diese zum tatsächlich vereinbarten Ist-Wert ins Verhältnis.[168] Es zeigt sich, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf der Gasverteilernetze aufgrund von weiteren Neuanschlüssen in der Vergangenheit tendenziell unterschätzt wurde.

Abbildung 174: Prognostizierter und tatsächlicher Kapazitätsbedarf der Verteilernetze im Jahr 2020

4. Versorgungsstörungen Gas

Die Bundesnetzagentur ermittelt jährlich den Durchschnittswert der Gas-Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher in Deutschland (SAIDI: System Average Interruption Duration Index). Der SAIDI Wert für die durchschnittliche Unterbrechung von Letztverbrauchern mit Gas betrug im Jahr 2020 1,09 Minuten und lag damit erneut unter dem langjährigen Mittelwert von 1,22 Minuten. Damit ist die Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland sehr hoch.

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in Deutschland durchgeführt. Die deutschen Gasnetzbetreiber sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines Jahres alle Versorgungsunterbrechungen in ihren Netzen zu melden.

Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen den Durchschnittswert der Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index).

[168] Sofern im jeweiligen NEP Gas verschiedene Szenarien für den Bedarf nachgelagerter Netzbetreiber berechnet wurden, wurde in dieser Darstellung der jeweils höchste Wert herangezogen.

In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die zurückzuführen sind auf Einwirkungen durch Dritte, Störungen im Bereich des Netzbetreibers, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder sonstige Störungen.

Gas: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2020

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	1,01 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,08 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,01 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI)
druckstufenunabhängig	1,09 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 130: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2020

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Der Zeitablauf ergibt sich aus nachfolgender Abbildung.

Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes
in Minuten

Abbildung 175: Zeitablauf des SAIDI-Werts Entwicklung des SAIDI Gas von 2006 bis 2020

5. Netzentgelte

Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer, also auch Verbraucher umgelegt.

Die Netzentgelte stellen mit rund 25 Prozent einen wesentlichen Teil des gesamten Gaspreises dar.

Das durchschnittliche, von der Belieferungsart unabhängige Netzentgelt für einen durchschnittlichen Haushaltskunden inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb liegt derzeit bei rund 1,59 ct/kWh und hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig verändert.

5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas

Netzentgelte werden von den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und stellen einen Bestandteil des Endkundenpreises dar (vgl. hierzu auch den Abschnitt „Preisniveau“ im Kapitel II.F „Einzelhandel“ Gas). Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer umgelegt. Die Entgelte des Netzbetreibers sind diskriminierungsfrei und möglichst verursachungsgerecht unter Beachtung einer Erlösobergrenze insgesamt vom Netzbetreiber festzulegen. Die Erlösobergrenze wird, unter Anwendung der in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegten Vorschriften, je Netzbetreiber für jedes Jahr einer Regulierungsperiode ermittelt. Die Netzentgelte gehören somit zu den regulierten Endpreisbestandteilen.

Die Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt unter Anwendung der Instrumente der Anreizregulierung auf Basis einer zuvor durchgeführten Kostenprüfung. Hierbei werden die Kosten des Netzbetriebs durch die zuständige Regulierungsbehörde erhoben und geprüft. Die Kostenprüfung erfolgt vor Beginn einer Regulierungsperiode, das heißt alle fünf Jahre, auf Basis des testierten Jahresabschlusses des vorvorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Davon ausgehend ergeben sich die Netzkosten als Summe der aufwandsgleichen Kosten, der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie den kalkulatorischen Steuern abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge.

Ausgehend von den ermittelten Werten für das Basisjahr erfolgt die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter Anwendung verschiedener Regulierungsfaktoren (z. B. sektorale Produktivitätsentwicklung, Effizienzvorgaben, Kapitalkostenabzug wegen zwischenzeitlich abgeschriebener Anlagen sowie Kapitalkostenaufschlag für neu getätigte Investitionen, etc.).

Die Netzkosten werden hierfür in unterschiedliche Kostenanteile aufgeteilt. Hervorzuheben sind dabei die sogenannten „dauerhaft nicht beeinflussbaren“ Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Als solche gelten auf Fernleitungsnetzebene u. a. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV. Für die Verteilernetzbetreiber gelten u. a. vorgelagerte Netzkosten als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“. Die Erlösobergrenze wird für bestimmte Kostenbestandteile jährlich angepasst. Ein Abgleich von Plan- und Ist-Werten erfolgt über das Regulierungskonto des Netzbetreibers. Mittels der

Netzentgeltsystematik werden die für den jeweiligen Netzbetreiber zugelassenen Erlöse auf die Netznutzer umgelegt.

Ausgehend von den bestimmten Erlösobergrenzen werden die von den Netznutzern erhobenen Netzentgelte bestimmt. Hierfür sieht der Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung grundsätzlich zwei unterschiedliche Entgeltsysteme vor. Als Regelfall sind in § 13 GasNEV Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte vorgesehen. Diese kommen bei den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreiber, die Kapazitätsentgelte ausweisen zur Anwendung. Seit dem 1. Januar 2020 gelten für die Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR), darin werden Europaweit harmonisierte Vorgaben für die Entgeltstruktur vorgegeben.). Das Netzentgeltsystem für die Gasnetze auf der Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber, die Kapazitätsentgelte ausweisen, unterscheidet sich deutlich von dem für die Stromnetze, das derzeit weder Einspeiseentgelte noch Kapazitätsentgelte kennt. In Abweichung dazu sieht § 18 GasNEV für örtliche Verteilnetze ausspeiseseitig die Bildung von Arbeits- und Leistungspreisen bzw. Arbeits- und Grundpreisen vor. Einspeiseentgelte werden in örtlichen Verteilernetzen nicht erhoben.

Die Ausspeiseentgelte von örtlichen Verteilernetzbetreibern bestehen aus zwei Komponenten, einem Leistungs- bzw. Grund- und einem Arbeitspreis. Um diese zu bilden, wird oft das sogenannte Netzpartizipationsmodell verwendet. Dabei wird das Verteilernetz mit seinen zugehörigen Kosten in einen Ortstransportnetzanteil und einen Ortsverteilernetzanteil aufgeteilt. Über eine mathematische Funktion wird der Anteil, den ein Kunde mit gegebenem Verbrauch an den Kosten des Ortsverteilernetzes hat, bestimmt. Kunden mit geringerem Verbrauch benötigen einen größeren Anteil des Ortsverteilernetzes, Kunden mit größerem Verbrauch dagegen benötigen einen geringeren Anteil des Ortsverteilernetzes oder sind direkt an einer Ortstransportleitung angeschlossen. Das Entgeltsystem basiert nicht auf der tatsächlichen Anschlusssituation des Kunden. Es wird vielmehr angenommen: Je höher die Inanspruchnahme von Arbeit und Leistung durch den Kunden, desto geringer ist die Nutzung des Ortsverteilernetzes. Dies entspricht im Allgemeinen auch den tatsächlichen Verhältnissen, da tendenziell größere Kunden in wachsendem Maße am Ortstransportnetz angeschlossen sind. Zwei Kunden mit gleicher Abnahmemenge und gleicher Leistung leisten dadurch unabhängig von ihrer tatsächlichen Anschlusssituation denselben Beitrag zur Deckung der Netzkosten. Sie werden unabhängig von ihrer konkreten Anschlusssituation gleichbehandelt. Daraus ergibt sich eine Degression des spezifischen Netzentgelts bei größerem Verbrauch. Das Verfahren wird für Leistungs- und Arbeitspreis separat durchgeführt. Bei nicht-leistungsgemessenen Kunden (alle Haushalts- und viele Kleingewerbekunden) wird eine im Verhältnis zur entnommenen Arbeitsmenge typische Vorhalteleistung angesetzt. Nicht-leistungsgemessenen Kunden wird ein Grundpreis und ein Arbeitspreis in Rechnung gestellt.

Neben dem Netzpartizipationsmodell werden noch weitere Systeme zur Entgeltbildung verwendet. Diese führen im Wesentlichen zu vergleichbaren Ergebnissen hinsichtlich der Entgeltdegression und sind ebenfalls unabhängig von der konkreten Anschlusssituation eines einzelnen Kunden.

Jährlich zum 1. Januar müssen die Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde darlegen, dass das so ermittelte Entgeltsystem nicht die Erlösobergrenze überschreitet. Bei einer Anpassung der Erlösobergrenze gemäß den Regelungen der Anreizregulierungsverordnung nach unten sind die Netzbetreiber zur Anpassung ihrer Entgelte verpflichtet; im umgekehrten Fall sind sie hierzu berechtigt, jedoch nicht verpflichtet.

5.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2007 bis zum 1. April 2021. Die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb wurden zu den in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Netzentgelten hinzuaddiert. Das Entgelt für Abrechnung ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Gaslieferanten zugrunde, die eine breite Streuung aufweisen. Darüber hinaus wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach angepasst. Die Darstellung der Netzentgelte basiert auf den folgenden drei Abnahmefällen:

- Haushaltskunde (mengengewichtet über alle Vertragskategorien): Dabei handelt es sich um Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh). Die Netzentgelte vor 2016 wurden – für den durchschnittlichen Abnahmefall 23.269 kWh ausgewiesen.

- „Gewerbekunde“: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne eine vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer.

- „Industriekunde“: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden).

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien) im Abnahmefall Band II betrug 1,59 ct/kWh (2020: 1,56 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2021 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozent nur leicht gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2021 bei 1,28 ct/kWh (2020: 1,27 ct/kWh). Bei den Industriekunden sank das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2021 auf 0,32 ct/kWh (2020: 0,37 ct/kWh), was einem Rückgang um gut 13,5 Prozent entspricht.

Abbildung 176: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

Für das deutschlandweite Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) belaufen sich die verbindlichen Ein- und Ausspeiseentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber für eine feste frei zuordenbare Jahreskapazität für das Jahr 2022 auf jeweils 3,51 Euro/kWh/h/a. Dies entspricht einem Rückgang um 7,6 Prozent im Vergleich zum Q4 2021. Das deutschlandweite Marktgebiet THE ist aus dem Zusammenschluss der beiden bisherigen Marktgebiete Netconnect Germany (NCG) und Gaspool (GP) zum 1. Oktober 2021 entstanden. Das Entgelt auf Jahresbasis für das Q4 2021 beläuft sich auf 3,80 Euro/kWh/h/a.

Die zum 15. Oktober vorläufig gemeldeten Verteilernetzentgelte für das Jahr 2022 steigen bei den Haushalts- und Gewerbekund im Mittel um 1,8 Prozent leicht an. Bei den Industriekunden bleiben die Entgelte nahezu konstant. Grundlage ist eine Stichprobe von Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

5.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional unterschiedlich. Im Bereich der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden liegen die Netzentgelte in Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und im Saarland am oberen Rand des bundesweiten Niveaus.

Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2021
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	1,73	0,94	2,54	29
Mecklenburg-Vorpommern	1,66	1,00	2,35	22
Saarland	1,66	1,03	2,35	16
Brandenburg	1,60	0,75	4,05	26
Baden-Württemberg	1,59	0,99	3,16	96
Sachsen	1,57	1,09	2,21	36
Bremen	1,55	1,50	1,60	2
Rheinland-Pfalz	1,54	0,91	2,35	32
Thüringen	1,53	1,05	2,19	26
Bayern	1,50	0,78	2,78	93
Nordrhein-Westfalen	1,45	0,86	2,26	115
Schleswig-Holstein	1,45	0,98	3,77	35
Hessen	1,43	1,09	1,76	40
Hamburg	1,34	1,34	1,34	1
Niedersachsen	1,26	0,67	1,90	60
Berlin	1,16	1,16	1,16	1

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Gasausspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet

Tabelle 131: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2021

Abbildung 177: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2021 (Karte)

Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2021
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	1,50	0,83	2,03	30
Mecklenburg-Vorpommern	1,40	0,88	2,19	22
Saarland	1,40	0,72	2,07	16
Brandenburg	1,36	0,64	3,91	25
Baden-Württemberg	1,34	0,81	2,49	94
Rheinland-Pfalz	1,33	0,82	2,04	32
Sachsen	1,32	0,93	1,82	36
Thüringen	1,31	0,87	1,86	28
Bayern	1,28	0,70	2,46	94
Hessen	1,20	0,94	1,61	40
Nordrhein-Westfalen	1,18	0,47	1,96	115
Schleswig-Holstein	1,17	0,81	2,08	36
Hamburg	1,13	1,13	1,13	1
Bremen	1,12	1,11	1,13	2
Niedersachsen	1,09	0,55	1,76	61
Berlin	1,08	1,08	1,08	1

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Anzahl der Zählpunkte der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 132: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 116 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2021

Abbildung 178: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021 (Karte)

Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2021
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	0,45	0,27	0,88	8
Saarland	0,44	0,35	0,64	8
Sachsen-Anhalt	0,39	0,15	0,97	14
Rheinland-Pfalz	0,35	0,27	0,45	13
Baden-Württemberg	0,35	0,13	0,96	43
Bayern	0,35	0,16	0,56	28
Brandenburg	0,34	0,21	0,68	16
Thüringen	0,34	0,20	0,55	12
Niedersachsen	0,33	0,18	0,71	25
Sachsen	0,33	0,18	0,64	11
Nordrhein-Westfalen	0,32	0,16	0,90	55
Berlin	0,32	0,32	0,32	1
Hessen	0,31	0,16	0,48	16
Schleswig-Holstein	0,29	0,22	0,33	9
Hamburg	0,24	0,24	0,24	1
Bremen	0,22	0,23	0,20	2

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Gasausspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 133: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 116 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2021

Abbildung 179: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021 (Karte)

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind vielschichtig. Hauptfaktoren sind die unterschiedliche Auslastung und das jeweilige durchschnittliche Alter der Netze. Während der Modernisierung nach der Wiedervereinigung wurden die Netze in den neuen Bundesländern aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht genügend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Kostentreiber ist die Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden. In dicht besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf viele Netznutzer verteilt. Des Weiteren wirkt sich auch die jeweilige Altersstruktur der Netze auf die Entgelte aus. Jüngere Netze führen aufgrund der höheren Restwerte zu spezifisch höheren Kapitalkosten und damit zu höheren Entgelten. Bei älteren Netzen fallen aufgrund der schon fortgeschrittenen Abschreibung niedrigere Restwerte und damit niedrigere Kapitalkosten an. In der Folge ergeben sich dann auch niedrigere Entgelte. Allerdings ergibt sich aus dem Umstand, dass mit fortschreitendem Alter der Netze höhere Wartungs- und Instandsetzungskosten anfallen, ein korrigierender Ausgleichseffekt auf die Entgelte.

5.4 Sondernetzentgelte nach § 20 Abs. 2 GasNEV

Nach § 20 Abs. 2 S. 1 GasNEV können Betreiber von Verteilernetzen abweichend von den Vorgaben des § 18 GasNEV in Einzelfällen zur Vermeidung eines Direktleitungsbaus ein gesondertes Netzentgelt auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung berechnen (Sondernetzentgelt).

Bei einem Direktleitungsbau errichtet ein Netznutzer eine eigene Anbindungsleitung – im Regelfall – an die vorgelagerte Netzebene, zusätzlich zur ggf. bereits bestehenden Anbindungsleitung des Verteilernetzbetreibers. Die Motivation des einen Direktleitungsbau bestrebenden Netznutzers besteht darin, durch seine Investition die Netzentgelte des Verteilernetzbetreibers einzusparen. Da der den potentiellen Ausbau betreibende Netznutzer indes bereits ohne eigene Anbindungsleitung über den Verteilernetzbetreiber an das Gasnetz angeschlossen ist und er entsprechend mit Erdgas versorgt werden kann, entstünde durch die Direktleitung eine doppelte Leitungsinfrastruktur.

Mit der durch § 20 Abs. 2 GasNEV eingeräumten Möglichkeit für Verteilernetzbetreiber, in Einzelfällen ein Sondernetzentgelt zu berechnen, soll zunächst die Errichtung der volkswirtschaftlich ineffizienten, doppelten Leitungsinfrastrukturen in Form von Direktleitungen, die keinen Zuwachs von Kapazitäten bewirken, vermieden werden. Gleichzeitig wird ein Ausgleich der widerstreitenden Interessen von Netzbetreibern und den zum Bau der Direktleitung entschlossenen Netznutzer bezweckt. Indem der mögliche finanzielle Vorteil aus dem Direktleitungsbau, durch die Einräumung eines gegenüber dem Entgelt nach § 18 GasNEV niedrigeren Sondernetzentgelts ausgeglichen oder verringert wird, stellt das Sondernetzentgelt für Netznutzer eine Alternative zum Direktleitungsbau dar.

Die Regulierungsbehörden der Länder und die Bundesnetzagentur haben einen gemeinsamen Leitfaden zur Ermittlung von Sondernetzentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV erstellt.

Ziel des Leitfadens ist die Schaffung einer verlässlichen und bundesweit einheitlichen Vorgehensweise in Zusammenhang mit der Berechnung von Sondernetzentgelten. Die Anwendung eines einheitlichen, in diesem Leitfaden für sämtliche Netzbetreiber und Netznutzer verfügbaren Regelwerks soll dabei nicht nur Transparenz schaffen und Diskriminierungsfreiheit gewährleisten, sondern auch dazu beitragen, dass die Ziele des § 20 Abs. 2 GasNEV bestmöglich verwirklicht werden können.

5.5 Kostenprüfung nach § 6 ARegV und Effizienzvergleiche nach §§ 12 ff. ARegV und § 22 ARegV für Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreiber

Die Bundesnetzagentur hat mit der Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode begonnen[169].

Hierfür wurden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß der Festlegung BK9-20/605 zum 1. Juni 2021, die Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren zum 1. Juli 2021 und die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren zum 30. September 2021 verpflichtet, die Daten für die Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus zur Bestimmung der Erlösobergrenzen bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Die Festlegung macht Vorgaben zum Umfang, Form und Inhalt der von den Netzbetreibern einzureichenden Unterlagen, die als Grundlage für die Kostenprüfung dienen sollen.

Die Beschlusskammer 9 hat ferner zwei Beschlüsse bezüglich der Datenerhebung zur Durchführung des Effizienzvergleichs bei allen Fernleitungsnetzbetreibern (BK9-20/604) und Gasverteilernetzbetreibern (BK9-20/603) erlassen. Die Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren hatten dementsprechend die Strukturdaten zur Durchführung des jeweiligen Effizienzbenchmarks bis zum 30. April 2021 bei der Bundesnetzagentur vorzulegen.[170]

Aufbauend auf diesen Daten hat die Bundesnetzagentur in 2020 begonnen, das Ausgangsniveau der Gasversorgungsnetzbetreiber zu bestimmen und die Effizienzvergleiche durchzuführen.

Eine endgültige Bescheidung der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode soll bis zum Ende 2022 erfolgen.

6. Monitoring der Versorgungssicherheit

Gemäß § 63 Abs. 1 EnWG erstellte die BNetzA erstmalig zum 31. Oktober 2021 und anschließend mindestens alle zwei Jahre einen Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit mit Erdgas. Die Jahre zuvor wurde dieser Bericht vom BMWi erstellt und veröffentlicht.

Der Bericht beleuchtet insbesondere die weltweite Ressourcensituation, die Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa sowie die konkrete Erdgasversorgung in Deutschland der letzten Jahre. Auch die Technische Sicherheit wird anhand einer Analyse von Netzstörungen und Versorgungsunterbrechungen erörtert. In einem separaten Kapitel wird auf die besondere Situation zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres am 1. Oktober 2021 eingegangen, die durch niedrige Speicherfüllstände und außergewöhnlich hohe Gaspreise geprägt war.

Zusammenfassend stellt der Bericht fest, dass die Gasversorgungssicherheit angesichts sich wandelnder Marktbedingungen und zunehmender weltweiter Konkurrenz auf den Gasbeschaffungsmärkten weiterhin

---

[169] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2020/2020_bis0999/BK9-20-0605/BK9-20-605_Festlegung_Beschluss_Internet.html?nn=524392

[170] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2020/2020_bis0999/BK9-20-0603/BK9-20-0603_Festlegung_Beschluss.html?nn=364474, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2020/2020_bis0999/BK9-20-0604/BK9-20-604_Festlegung_Beschluss.html?nn=364474

eines der zentralen Themen in Deutschland und Europa ist. Bei einem Anteil am Primärenergieverbrauch von derzeit gut 25 Prozent mit voraussichtlich mittelfristig noch steigender Tendenz kommt der Sicherung der Gasversorgung weiterhin ein hoher Stellenwert zu.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung insgesamt sowie Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sind primär Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. Wie sie diese Aufgaben erfüllen, unterliegt im Grundsatz der Entscheidung der Unternehmen. Der primär auf die Verpflichtung der Unternehmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzende deutsche Ansatz war bisher erfolgreich und kosteneffizient. Die Maßnahmen, die auf Grund des Gutachtens zur Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Speicher eingeführt wurden, haben sich bewährt. Auch für die nähere und mittlere Zukunft ist aktuell kein Grund absehbar, von diesem Ansatz abzuweichen.

Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind die Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, zurzeit noch die Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge, sowie eine bisher immer hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive der Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen sind darüber hinaus im regelmäßigen Dialog mit dem BMWi und der Bundesnetzagentur über weitere infrastrukturelle (hier ist insbesondere die Netzentwicklungsplanung und die Maßnahmen zur Marktraumumstellung zu nennen) und beschaffungsseitige Maßnahmen, die die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter verbessern sollen.

Allerdings werden die Dekarbonisierung und der Ausstieg aus fossilen Energieträgern auch das Erdgasnetz vor große Herausforderungen stellen. Der Ausstieg ist für das Jahr 2045 beschlossen, der Pfad dorthin politisch allerdings noch nicht entschieden. Von diesem Transformationspfad hängt in der Erdgasversorgung viel ab. Die FNB gehen in Ihren Planungen bereits davon aus, langfristig einen Großteil der vorhandenen Fernleitungsinfrastruktur für den Transport von reinem Wasserstoff zu nutzen, um so den Einsatz dekarbonisierter Gase zu ermöglichen. Dafür werden durch die FNB im Rahmen des Netzentwicklungsplan Gas Prozesses Leitungen ermittelt, welche ohne Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit/ Erdgastransportaufgabe für den möglichen Transport von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz herausgenommen und umgewidmet werden können. Kurz- und mittelfristig soll Erdgas als Brückentechnologie die Transformation begleiten. Dieser Übergangsprozess ist für die Versorgungssicherheit eine Herausforderung. Zum einen ist das Leitungssystems auf den Transport von reinem Wasserstoff bei gleichzeitiger Versorgung der (verbleibenden) Erdgaskunden mit möglichst geringem Netzausbau umzustellen. Das heißt, perspektivisch werden zwei Netze parallel betrieben, wofür Ausbau in möglichst geringen Maßen notwendig sein wird. Noch nicht absehbar ist dabei auch der künftige Einsatz von Wasserstoff im Verteilnetzbereich. Des Weiteren könnte übergangsweise mehr Gas als Brennstoff für zusätzliche Spitzenlastkraftwerke in der Stromerzeugung eingesetzt werden. Diese Kraftwerke sollen selten zum Einsatz kommen, müssen aber, wenn sie benötigt werden, einsatzbereit sein. Das bedeutet, das Gasnetz muss die Gasversorgung dieser Kraftwerke jederzeit sicherstellen können, unabhängig davon welche Transportaufgabe es ansonsten gerade erfüllen muss. Je nach Standort des Kraftwerkes könnte dies zu möglichem Netzausbau führen, der vielleicht nur für ein paar Jahre benötigt wird.

Weitergehende Analysen zur deutschen Gasversorgung werden gemäß der EU Gas-SoS Verordnung in der alle 4 Jahre stattfindenden umfangreichen Bewertung der Risiken der nationalen und Europaweiten Erdgasversorgung durchgeführt. Diese Risikobewertungen sind das nächste Mal zum 1. Oktober 2022 an die

Kommission zu notifizieren. Die umfangreichen Arbeiten zur Erstellung der Risikobewertung und zur Modellierung der notwendigen Risikoszenarien sind bei der Bundesnetzagentur aktuell bereits wieder gestartet.

Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, sodass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war. Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Marktrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten bis zur Projektfertigstellung und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung, vor allem im Hinblick auf die Dekarbonisierung und die damit einhergehende Transformation des Energiesystems sorgfältig beobachtet und analysiert werden.

7. Zusammenlegung von Marktgebieten

Ein weiterer wichtiger Schritt bei der Entwicklung des deutschen Gasmarkts ist die Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete zum 1. Oktober 2021.

Die Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) im Jahr 2017 hatte die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, spätestens zum 1. April 2022 aus den beiden heutigen Marktgebieten „Gaspool“ und „NetConnect Germany“ ein einheitliches deutschlandweites Marktgebiet zu bilden. Dieser Verpflichtung werden die Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen bereits ein halbes Jahr früher mit dem Start des gemeinsamen Markgebietes „Trading Hub Europe“ (THE) nachkommen. Der Prozess der Marktgebietszusammenlegung erfolgt in eigener Verantwortung der Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen. Die Bundesnetzagentur begleitet den Prozess regulatorisch unterstützend. Durch die im Frühjahr 2020 abgeschlossenen Verfahren „KAP+“ der Beschlusskammer 7 sowie „KOMBI“ der Beschlusskammer 9 hat sie die Voraussetzungen geschaffen, damit die Marktbeteiligten insbesondere den netztechnischen Herausforderungen adäquat begegnen können.

Aufgrund der sich aus der Zusammenlegung ergebenden geographischen Vergrößerung des Marktgebietes und der damit anwachsenden Transportmöglichkeiten ergibt sich aus physikalischen Gründen, dass nur noch in begrenztem Umfang feste frei zuordenbare Einspeisekapazität über die gesamte Netzinfrastruktur abgebildet werden können. Mit dem Verfahren „KAP+“ (BK7-19-037)[171] der Beschlusskammer 7 wurde für eine Übergangsphase bis zum 1. Oktober 2024 die Einführung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems genehmigt, um zusätzliche feste frei zuordenbare Kapazität für Zeiträume ab der Marktgebietszusammenlegung anbieten zu können. Zur Absicherung dieser zusätzlichen festen frei zuordenbaren Kapazität ist der Einsatz sogenannter marktbasierter Instrumente wie beispielsweise das börsenbasierte Spread-Produkt vorgesehen. Bezüglich der Kosten für marktbasierte Instrumente sowie für Kapazitätsrückkäufe im Rahmen des Überbuchungs- und Rückkaufsystems hat die Beschlusskammer 9 mit der Festlegung KOMBI die Anerkennung dieser Kosten als volatile Kostenanteile vorgenommen. Durch die Schaffung der erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen konnten die Fernleitungsnetzbetreiber bereits in der Jahresauktion 2020 zusätzliche feste Kapazitäten für die Zeiträume ab der

[171] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2019/BK7-19-0037/BK7-19-0037_Beschluss.html?nn=360898

Marktgebietszusammenlegung anbieten, so dass das Kapazitätsangebot in etwa der Höhe des Angebotes vor der Zusammenlegung entspricht.

Die Marktgebietsverantwortlichen sowie die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Ausgestaltung der marktbasierten Instrumente sowie die Vereinheitlichung der zukünftigen operativen Prozesse auch im Hinblick auf weitere Erfordernisse, wie z. B. die Beschaffung von Regelenergie oder Bilanzierung und Abrechnung von Gasmengen vorgenommen und mit den relevanten Marktakteuren abgestimmt. Die Ergebnisse wurden im Rahmen von Dialogveranstaltungen dem Markt präsentiert und trafen dort auf eine breite Zustimmung.

Zur weiteren marktweiten Verankerung der Instrumente und Maßnahmen für die Zusammenlegung der Marktgebiete wurden ferner unter Mitwirkung der Verbände Anpassungen in der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) vorgenommen. Die Bundesnetzagentur hat zudem Ende März 2021 zu Bilanzierungs- und Konvertierungsthemen zwei Mitteilungen[172] veröffentlicht und damit einen zusätzlichen Beitrag im Hinblick auf Transparenz und Rechtssicherheit für den Markt geleistet.

Um insbesondere einen reibungslosen operativen Ablauf der Umstellungsprozesse zu gewährleisten, haben die beiden bisherigen Marktgebietsverantwortlichen die gesellschaftsrechtliche Verschmelzung zur neuen THE GmbH bereits zum 1. Juni 2021 vorgenommen.

Die Marktgebietszusammenlegung wirkt sich wie oben beschrieben u. a. auf die Bereiche Kapazitätsangebot und -buchung, den Regelenergiehandel, aber auch die Netzentwicklungsplanung aus. In einer Übergangszeit bis 2024 werden die marktbasierten Instrumente ihre Funktionsfähigkeit sowie ihre absichernde Wirkung unter Beweis zu stellen haben. Der erstmals zum 1. Dezember 2022 von den Fernleitungsnetzbetreibern zu erstellende Bericht über den bis dahin getätigten Einsatz der Instrumente stellt für die Einschätzung den ersten Meilenstein dar. Darüber hinaus wird die Bundesnetzagentur diese Testphase insbesondere auch mit Blick auf die Auswirkungen auf den Regelenergieeinsatz begleiten.

---

[172] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/BK7-14-0020/Mitteilungen/BK7-14-0020_MitteilungNr7.html; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK07/BK7_74_Konvert/BK7_Konvert.html

D Regelenergie und Bilanzierung

1. Regel- und Ausgleichsenergie

1.1 Regelenergie

Regelenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb der Marktgebiete und wird durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beschafft. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenergie (Beschaffung über Börsen und / oder über Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Externe Regelenergie wird von den Marktgebietsverantwortlichen gemäß einer Merit-Order-Liste in den Rängen 1-4 (MOL)[173] beschafft (MOL 1 börslich, MOL2 ebenfalls börslich jedoch unter Berücksichtigung von Netzaspekten – Geografische Lage und Gasqualität, MOL4 Ausschreibung)[174].

Da in den Wintermonaten die Schwankungen hinsichtlich Über- und Unterspeisung stärker ausgeprägt sind, steigt in diesem Zeitraum der Anteil externer Regelenergie (eRE).

Abbildung 180: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2020 bei NetConnect Germany, Stand Juli 2021

[173] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/BK7-14-0020/BK7-14-0020_Beschluss_download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[174] Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelenergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 sowohl bei Gaspool als auch bei NetConnect Germany keine Produkte mehr.

Abbildung 181: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2020 bei GASPOOL, Stand Juli 2021

Die nachfolgend dargestellten Regelenergieeinkaufspreise werden als Mittelwerte der täglichen Regelenergieeinkaufspreise gebildet. Die Grafiken zeigen, dass der externe Regelenergiebedarf in beiden Marktgebieten insbesondere durch Produkte der MOL-Ränge 1 und 2 gedeckt wird. Der Großteil der beschafften Menge wird durch gasqualitätsspezifische Produkte in MOL-Rang 2 gedeckt.[175]

Die Beschaffungspreise für externe Regelenergie sind durch die überwiegende börsliche Beschaffung im Niveau der allgemeinen Marktpreise einzuordnen.

Abbildung 182: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2021

[175] Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelenergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 sowohl bei Gaspool als auch bei NetConnect Germany keine Produkte mehr.

Abbildung 183: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2021

Abbildung 184: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2021

Abbildung 185: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 1 in GASPOOL, Stand Juli 2021

Abbildung 186: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 2 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juli 2021

Abbildung 187: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 4 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juli 2021

1.2 Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode. Sie entsteht insbesondere durch Abweichungen der tatsächlich verbrauchten Gasmenge von der prognostizierten Verbrauchsmenge. Auf diese Menge wird für Unterdeckungen ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis (pAE und nAE) berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird.

Der positive Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt, als der höchste an dem betreffenden Gastag durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) bezahlte Regelenergiepreis (MOL 1 und MOL 2 exklusive lokale und Stundenprodukte) oder, sofern höher, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Zuschlags von zwei Prozent. Der negative Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt, als niedrigster an diesem Gastag durch den Marktgebietsverantwortlichen erzielte Preis für den Regelenergieverkauf oder, sofern niedriger, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Abschlags von zwei Prozent. Die Ermittlung der jeweiligen Ausgleichsenergiepreise erfolgt in den beiden deutschen Marktgebieten jeweils separat durch die entsprechenden MGVs. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise nach der neuen Berechnungsmethode dargestellt.

Abbildung 188: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab 1. Oktober 2020, Stand Juli 2021

Abbildung 189: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise GASPOOL ab 1. Oktober 2020, Stand August Juli 2021

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen

Die beim Marktgebietsverantwortlichen anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der Marktgebietsverantwortliche (MGV) die zukünftigen Kosten und Erlöse für sein Umlagekonto. Sofern die

Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage.

Unter anderem die zunehmende Beschaffung von Regelenergie über die Börse sowie ein gut funktionierendes Bilanzierungssystem haben dazu beigetragen, dass beide MGV die RE- und AE-Umlage zwischenzeitlich für mehrere Perioden auf 0 Euro/MWh absenken konnten.

Für Standardlastprofil (SLP)-Entnahmestellen und Registrierende Leistungsmessung (RLM)-Entnahmestellen werden getrennte Bilanzierungsumlagekonten geführt. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage. Seit dem 1. Oktober 2016 gelten die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) jeweils für ein Jahr.

Mit dem Start des einheitlichen deutschen Marktgebietes TradingHubEurope (THE) wird es nur noch eine RLM-Bilanzierungsumlage und eine SLP-Bilanzierungsumlage geben[176].

Für den Geltungszeitraum ab dem 1. Oktober 2020 wird im Markgebiet NCG eine Bilanzierungsumlage von 0 Euro/MWh für SLP und von 0,1 Euro/MWh für RLM erhoben. Für den gleichen Geltungszeitraum wird im Marktgebiet GASPOOL eine Bilanzierungsumlage von 0 Euro/MWh für SLP und von 0 Euro/MWh für RLM erhoben.

Abbildung 190: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juli 2021

[176] Die ab dem 1. Oktober 2021 gültige RLM- und SLP-Bilanzierungsumlage wird sechs Wochen vor dem Start der Umlageperiode vom MGV unter https://www.tradinghub.eu/de veröffentlicht.

Abbildung 191: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand Juli 2021

3. Standardlastprofile

Netzbetreiber verwenden für die Prognose der Allokation von Ausspeisemengen von Letztverbrauchern, insbesondere Haushalts- und Kleingewerbekunden, Standardlastprofile. Angewendet wurden diese Profile von 97,3 Prozent der Netzbetreiber. Der Grenzwert, ab dem eine registrierte Lastgangmessung bei dem Kunden im Regelfall einzusetzen ist, liegt bei einer Anschlussleistung von 500 kW oder einem Jahresverbrauch von 1,5 Mio. kWh. Von der Möglichkeit, von diesem Grenzwert abzuweichen, haben 3,4 Prozent (2019: 4,2 Prozent) der Netzbetreiber Gebrauch gemacht. Von diesen Netzbetreibern gaben 26,1 Prozent an, die Grenzwerte aus netztechnischen Gründen reduziert zu haben. In 56,5 Prozent der Fälle wurden die Grenzwerte mit den Transportkunden individuell vereinbart. Die abweichenden Grenzwerte galten den Angaben zufolge dann zu 53,9 Prozent lediglich für einzelne Kundengruppen.

Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen (SLP) nutzen; analytische, die allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags basieren, und synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen. Die synthetischen SLP wurden 2020 von 85,8 Prozent (2019: 80,8 Prozent) der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,2 Prozent. Im Jahr 2019 waren es 14,1 Prozent.

Mit einer Marktabdeckung von 96,2 Prozent sind die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt werden, klar dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Vorjahr (94,3 Prozent) nahezu unverändert hoch.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 48,5 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2019 waren es 46,1 Prozent. Wie bereits in den letzten Jahren wurden im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei bis drei Profile genutzt, während im Gewerbekundenbereich durchschnittlich acht Profile Anwendung fanden (2019: neun).

Die Netzbetreiber, die das analytische Verfahren gewählt haben, nutzten zu 71,4 Prozent das 2-Tagesversatzverfahren 24,1 Prozent der Netzbetreiber gab an, ein Optimierungsverfahren zur Minimierung des 2-Tagesversatzes zu verwenden.

Konkrete Anpassungen der Lastprofile (verfahrensunabhängig) aufgrund von hohen Prognoseabweichungen wurden von nur noch 2,3 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2019: 5,3 Prozent). Diese Anpassungen bestanden in der Anwendung von Korrekturfaktoren, der Anpassung der Koeffizienten oder in sonstigen Maßnahmen.

Im Netzkonto des Netzbetreibers werden auf Tagesbasis alle Einspeisungen in ein Netz den allokierten Ausspeisemengen zu Letztverbrauchern und den Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, angrenzende Marktgebiete und ausländische Netze aus diesem Netz gegenübergestellt. Die Marktgebietsverantwortlichen rechnen diese Netzkonten bei zu starken Unter- oder Überspeisungen ab.

Wegen Unterspeisungen wurden die Netzkonten von 48,7 Prozent der Netzbetreiber in mindestens einem Monat abgerechnet (keine Angaben: 14,3 Prozent). Im Vorjahr lag der Wert bei 48,2 Prozent. Durchschnittlich war das bei diesen Netzbetreibern in 3 Monaten der Fall. Über alle Netzbetreiber gesehen lag der Schnitt bei 1,7 Monaten.

Aufgrund von Überspeisungen fand diese Abrechnung bei 54,9 Prozent (2019: 57 Prozent) aller Netzbetreiber in mindestens einem Monat statt (keine Angaben: 15,8 Prozent). Bei den betroffenen Netzbetreibern geschah dies im Schnitt in 9,1 Monaten. Inklusive der nicht abgerechneten Netzbetreiber lag der Schnitt noch bei 6,4.

64 Prozent der Netzbetreiber gab an, dass auf die aus der Abrechnung von Überspeisungen folgende Gutschrift verzichtet wurde.

Abbildung 192: Wahl der Wetterprognose

Infolge der starken Temperaturabhängigkeit der Standardlastprofile ist eine weiterhin eine hohe Präferenz bei der Verwendung einer differenzierten Prognosetemperatur („geometrische Reihe“) zu erkennen. Bei diesem Verfahren werden zur Senkung des Abweichungsrisikos der Prognose auch die Ist-Temperaturen der Tage mit

einbezogen, die vor dem Liefertag liegen. Zum dritten Mal wurde im Berichtsjahr auch die Verwendung der Gasprognosetemperatur abgefragt, die bei 7,9 Prozent der Netzbetreiber zur Anwendung kam. Dies zeigt einer weiteren Erhöhung des Vorjahreswertes von 5,1 Prozent.

E Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Dabei sind umso weniger Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen oder mehrere Lieferanten zu binden, je zahlreicher die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind. So können Marktteilnehmer aus einer Vielzahl konkurrierender Handelspartner wählen und ein diversifiziertes Portfolio aus kurz- und langfristigen Kontrakten halten. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern somit Markteintritte neuer Anbieter und fördern letztendlich auch den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Das Bundeskartellamt geht von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt diesen nicht mehr netz- oder marktgebietsbezogen ab. Dabei findet der wesentliche Teil des Erdgasgroßhandels über außerbörsliche Brokerplattformen statt. Das Handelsvolumen im brokervermittelten Großhandel sowie im börslichen Gasgroßhandel, hier beispielsweise das Handelsvolumen der EEX Group, hat sich im Jahr 2020 – wohl infolge der Covid-19-Pandemie – wieder verringert[177]. Neben der EEX existieren noch weitere Gasbörsen wie die CME Group, ICE und Nasdaq, die perspektivisch in den nächsten Jahren in das Energiemonitoring einbezogen werden sollen.

Zudem war erneut eine deutliche Abnahme der Gasgroßhandelspreise zu verzeichnen. So nahm beispielsweise der als Referenzpreis für den mittelfristigen Beschaffungsmarkt betrachtete Index EGIX im ungewichteten Jahresmittel um rund 29 Prozent gegenüber dem Jahr 2019 ab.

1. Börslicher Großhandel

Ein für den deutschen Erdgashandel relevanter Börsenhandelsplatz wird von der schon erwähnten European Energy Exchange AG bzw. deren Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen: EEX) betrieben. Die EEX hat sich wie in den Vorjahren an der diesjährigen Datenerhebung im Rahmen des Monitorings beteiligt. Ihr Handelsplatz umfasst kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt) sowie Spreadprodukte. Alle Kontraktarten sind gleichermaßen für beide deutschen Marktgebiete NetConnect Germany („NCG“) und GASPOOL handelbar.[178]

Am Spotmarkt ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt/ Intraday-Produkt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Ahead-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) kontinuierlich möglich (sog. 24/7-Handel). Die Mindestkontraktgröße liegt bei einem MW, so dass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden können. Auch qualitätsspezifische Kontrakte (H-Gas bzw. L-Gas) sind handelbar. Marktteilnehmer nutzen den Terminmarkt in erster Linie zur Absicherung gegen Preisrisiken bzw. Portfoliooptimierung und nur nachrangig für die langfristige Gasbeschaffung.

---

[177] EEX Group Geschäftsbericht 2020, S. 22

[178] Ab dem 1. Oktober 2021 sind diese beiden Marktgebiete unter der Bezeichnung Trading Hub Europe (THE) zu einem gemeinsamen deutschlandweiten Marktgebiet zusammengefasst worden.

Alle Gas-Handelsaktivitäten am Europäischen Gasmarkt wurden bis zum 31. Dezember 2019 von EEX und Powernext auf der gemeinsamen Plattform „PEGAS“ betrieben. Über PEGAS konnten Spot- und Terminmarktprodukte für die Gasmarktgebiete in Deutschland, Österreich, Belgien, Tschechien, Dänemark, Niederlande, Frankreich, Italien, Spanien und dem Vereinigten Königreich gehandelt werden. Zum 1. Januar 2020 erfolgte eine Integration der Geschäfte der Powernext unter einer Börsenlizenz in die EEX AG. Die EEX übernahm damit ab diesem Zeitpunkt den Betrieb der Spot- und Terminmärkte für Erdgas der ehemaligen Powernext.

Die Terminkontrakte sind für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sogenannte seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar. Der von der EEX in der zweiten Jahreshälfte 2017 eingeführte Europäische Spotmarktindex „European Gas Spot Index“ (EGSI) ermöglicht es den Marktteilnehmern, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Der Preisindex umfasst die Gasmärkte Deutschland (GASPOOL und NCG), Niederlande (TTF), Frankreich (TRF, bis Oktober 2018: PEG Nord und TRS), Österreich (CEGH VTP), Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP). An den Europäischen Gasmärkten der EEX-Gruppe wurden im Jahr 2020 insgesamt 2.379 TWh gehandelt (2019: 2.542 TWh). Auf den Spotmarkt entfielen dabei 1.411 TWh (2019: 1.454 TWh); am Terminmarkt wurde insgesamt ein Volumen von 968 TWh umgesetzt (2019: 1.088 TWh).[179] Aufgrund der geringeren Nachfrage nach Erdgas – vermutlich infolge der Covid-19-Pandemie – verringerte sich das Gesamtvolumen auf beiden Teilmärkten im Vergleich zum Vorjahr und führte daher zu einem rückläufigen Handelsvolumen bei der EEX (rund 6 Prozent).[180] Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen belief sich im Jahr 2020 auf rund 486 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 548 TWh einem Rückgang von rund 11,3 Prozent entspricht. Der Rückgang der gehandelten Mengen gegenüber 2019 ist für beide Marktgebiete festzustellen. Das Handelsvolumen für das Marktgebiet GASPOOL nahm um 5,5 TWh bzw. rund 3 Prozent und das Volumen für das Marktgebiet NCG um 56 TWh bzw. rund 16 Prozent ab. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2020 ebenfalls gesunken und betrug rund 429 TWh (2019: rund 472 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2020 für beide Marktgebiete – wie in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 148,7 TWh, Vorjahr: 179,5 TWh; GASPOOL: 117,6 TWh, Vorjahr: 121,5 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 75 TWh im Jahr 2019 auf rund 58 TWh gesunken, was einer Abnahme von 22,7 Prozent entspricht.

---

[179] EEX Group Geschäftsbericht 2020, S. 6

[180] EEX Group Geschäftsbericht 2020, S. 26

Abbildung 193: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven[181] Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel durchschnittlich 86 Teilnehmer (2019: 89 Teilnehmer) und für GASPOOL-Kontrakte 77,5 (2019: 77). Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Anzahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag für das Markgebiet NCG rund 8,1 Teilnehmer (2019: 7,5 Teilnehmer) bzw. für das Marktgebiet GASPOOL rund 3,5 Teilnehmer (2019: 3,9 Teilnehmer). Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Abnahmemenge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich.

2. Außerbörslicher Großhandel

Der weitaus überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird außerbörslich („over-the-counter“ – OTC) abgewickelt. Der außerbörsliche Handel bietet den Vorteil, dass er – bilateral oder multilateral – flexibel durchgeführt werden kann, insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf am börslichen Markt übliche Standardisierungen in der Ausgestaltung der Kontrakte. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

2.1 Brokerplattformen

Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Angebot und Nachfrage von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Suchkosten reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig wird eine breitere Risikostreuung ermöglicht, da Broker als Dienstleister anbieten, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen. Hiermit wird das Kontrahentenausfallrisiko (Counterpart-Risiko) der Parteien abgesichert. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die

[181] Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens der Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt zehn (im Vorjahr neun) Brokerplattformen beteiligt. Die von diesen Brokerplattformen im Jahr 2020 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.898 TWh (im Vorjahr 2.8 TWh)[182]. Davon entfielen 1.114 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2020 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche.

Abbildung 194: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete

Im Vergleich zum Vorjahr ist beim Gesamtvolumen der Broker zwar ein leichter Zuwachs festzustellen, dieser ist jedoch bedingt durch die Abfrage eines weiteren Brokers in der diesjährigen Auswertung. Bei den bereits im Jahr 2019 befragten Brokern sind überwiegend Volumen-Abnahmen zu verzeichnen. Die von der London Energy Brokers‘ Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel bestätigen für das Marktgebiet GASPOOL und NCG ebenfalls die Abnahme des Gas-Handelsvolumens im Jahr 2020. In der LEBA sind unter anderem sieben der zehn Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auf alle in der LEBA organisierten Brokerplattformen entfielen im Jahr 2020 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.841 TWh (Vorjahr 3.045 TWh), was einem Rückgang von rund 7 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.[183]

---

[182] Wert aufgrund geänderter Daten in 2019 korrigiert.

[183] Siehe London Energy Brokers` Association, Monthly Volume Report, https://www.lebaltd.com/monthly-volume-reports/ (abgerufen am 7. Juli 2021).

Auf dem Spotmarkt machen kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche nur noch rund 7 Prozent (Vorjahr: 13 Prozent) des von den zehn Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 93 Prozent den Terminmarkt betreffen. Dabei stellen die Geschäfte für das laufende Jahr den klaren Schwerpunkt der Broker für den Erdgashandel dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in und für 2020 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 47 Prozent (Vorjahr: 56 Prozent) des Gesamtvolumens darstellt und für das Folgejahr 2021 immer noch rund 29 Prozent (Vorjahr: 32 Prozent) gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2022 und später ein Anteil von 24 Prozent (Vorjahr: 12 Prozent).

Gas: Erdgashandel über elf Brokerplattformen in 2020 nach Erfüllungszeitraum
in TWh

Abbildung 195: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2019 nach Erfüllungszeitraum

2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Ebenfalls wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten (VHP) von NCG und GASPOOL. Über die VHP können Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen mittels Nominierungen übertragen.

Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich regelmäßig auch in steigenden Nominierungsmengen nieder. Da aber nur der Handelssaldo zwischen Parteien – bei Börsengeschäften also Marktteilnehmer auf der einen und Börse auf der anderen Seite – nominiert wird, bewegt sich das Nominierungsvolumen langsamer als das Handelsvolumen. Außerdem sind nicht alle Nominierungsmengen mit Transaktionen auf den Großhandelsmärkten verbunden, etwa bei Übertragungen zwischen Bilanzkreisen des gleichen Unternehmens.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Gasgroßhandel haben sich wie im Vorjahr die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und GASPOOL beteiligt. Die an den beiden VHP nominierten Gasmengen

sind von insgesamt 4.033 TWh im Vorjahr auf 3.806 TWh im Jahr 2020 um 5,6 Prozent gesunken. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 46 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 54 Prozent. Fast 91 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen neun Prozent auf L-Gas.[184]

Bei H-Gas ist im Vergleich zu 2019 eine Abnahme der Normierungsmenge um 59 TWh am VHP der GASPOOL zu verzeichnen (3,5 Prozent). Am VHP der NCG sank die Nominierungsmenge um 131 TWh auf 1.839 TWh (6,7 Prozent). Bei L-Gas wurden am VHP der GASPOOL 20 TWh weniger gehandelt, was einer Abnahme von rund 13 Prozent, allerdings auf Basis deutlich niedrigerer Handelsvolumina, entspricht. Für den VHP der NCG war im Jahr 2020 ebenfalls eine Abnahme um 17 TWh (7,6 Prozent) zu verzeichnen.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten
in TWh

Abbildung 196: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Juli bis September 2020 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 272 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit rund 255 TWh im Juni 2020, der Jahreshöchststand wurde im Dezember 2020 mit 404,2 TWh erreicht.

[184] Im Zuge der o.g. Marktgebietszusammenlegung von NCG und GASPOOL im Jahre 2021 wird es mit dem „Trading Hub Europe“ dann nur noch einen virtuellen Handelspunkt geben; vgl. https://www.energate-messenger.de/news/195040/deutsches-marktgebiet-wird-trading-hub-europe-heissen, https://www.tradinghub.eu/de-de/

Gas: Jahresverlauf der Nominierungsmengen
in TWh

Abbildung 197: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2019 und 2020

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d.h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2020 nur geringfügig verändert. Im Marktgebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 340 auf 341. Für L-Gas blieb die Anzahl bei 179. Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 289 auf 279 verringert. Bei dem Bezug von L-Gas im Marktgebiet von GASPOOL hat sich die Handelsteilnehmerzahl ebenfalls von 142 auf 139 reduziert.

3. Großhandelspreise

Als für den deutschen Erdgashandel bedeutsamer Börsenplatz veröffentlicht die EEX mehrere Preisindizes zur Bereitstellung von Referenzpreisen für Gaskontrakte unterschiedlicher Beschaffungszeiträume. Der von der EEX veröffentlichte EGSI bildet das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt und somit die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Darüber hinaus steht mit dem European Gas Index Deutschland (EGIX) ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich hingegen näherungsweise am BAFA-Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen, der auf Seite XX dieses Abschnitts näher erläutert wird.

Im September 2017 führte die EEX den European Gas Spot Index (EGSI) ein, der seitdem den Tagesreferenzpreis als kurzfristigen Preisindex ersetzt. Ermittelt wird der EGSI nach dem Prinzip des volumengewichteten Mittelwerts. Anders als der Tagesreferenzpreis wird der EGSI bereits mindestens einen Tag vor dem Erfüllungsdatum berechnet. Liegen einem Handelstag Wochenendtage oder „Banking Holiday“-Tage voraus, so weicht die Berechnung ab. Zur besseren Vergleichbarkeit beruht die Analyse des EGSI in diesem Bericht daher ausschließlich auf den Handelspreisen und Volumina der sogenannten „Day-Ahead“-Produkte.

Der EGSI betrug 2020 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 9,58 Euro/MWh und für GASPOOL 9,71 Euro/MWh. Im Vorjahr betrugen die Vergleichswerte für den Tagesreferenzpreis für NCG 14,18 Euro/MWh und 13,75 Euro/MWh für GASPOOL. Über das Jahr 2020 schwankte der EGSI bezogen auf beide Marktgebiete zwischen 3,34 Euro/MWh (im Mai 2020) und 19,05 Euro/MWh (im Dezember 2020).

Abbildung 198: EEX-EGSI im Jahr 2020

Die Abweichungen zwischen dem EGSI für NCG und GASPOOL waren im Jahr 2020 wieder deutlich geringer ausgeprägt als im Vorjahr. So ergaben sich an nur 15 Handelstagen Preisunterschiede von drei Prozent (2019: 42 Handelstage) und an nur 2 Handelstagen Preisunterschiede von vier Prozent (2019: 25). An 171 von 249 Börsenhandelstagen (2019: 162 von 251 Börsenhandelstagen) betrug die Differenz maximal zwei Prozent.

Gas: Verteilung der Differenzen zwischen EGSI für die Gasgebiete von NetConnect Germany und GASPOOL im Jahr 2020
Anzahl der Tage mit einer prozentualen Abweichung von

Abbildung 199: Verteilung der Differenzen zwischen dem EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2020

Für mittelfristige Handelskontrakte bildet der EGIX Deutschland einen Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG und GASPOOL abgeschlossen werden[185].

Der EGIX Deutschland betrug 2020 zwischen 5,20 Euro/MWh (Juli) und 14,85 Euro/MWh (Januar). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 9,59 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (15,75 Euro/MWh) einer Senkung um rund 39 Prozent entspricht.

Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu werden dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Abgebildet werden dabei hauptsächlich die in Importverträgen vereinbarten Importmengen und -preise[186], dagegen fließen Spotmengen und -preise hier kaum ein.

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich im Zeitraum 2016 bis 2020 zwischen 8,65 Euro/MWh und 21,68 Euro/MWh. Für 2020 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 12,07 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2019 noch bei 15,99 Euro/MWh lag (minus 24,5 Prozent).

---

[185] Zur Ermittlung der Werte im Detail https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Specifications/Indeces/2014-02-06--beschreibung-egix-pdf-data.pdf (abgerufen am 30. August 2021).

[186] Siehe https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html (abgerufen am 30. August 2021).

Gas: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland
in Euro/MWh

Abbildung 200: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2018 bis 2020

Älteren Gasimportverträgen lag in der Regel eine an den Ölpreis gebundene Preisvereinbarung zu Grunde. Hiervon wurde in den letzten Jahren bei Neuverträgen bzw. im Rahmen von Vertragsanpassungen zunehmend abgesehen. Die Preisindizes – wie z. B. der EEX-EGSI bzw. der EGIX – ermöglichen eine Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen.

F Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung im Monitoring 2021 haben insgesamt 1.020 Gaslieferanten teilgenommen. Die Auswertung der Angaben der Gaslieferanten als jeweils einzelne juristische Person ohne Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen kommt zu dem Ergebnis, dass der Gasmarkt in Bezug auf die belieferten Marktlokationen sehr heterogen ist.

Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 201: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2020

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2020 wurden die Gasnetzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzen mindestens einen Letztverbraucher beliefern. Hierbei wird auf die Anzahl der beliefernden juristischen Personen abgestellt, d. h. etwaige Konzernverbindungen unter den Lieferanten werden nicht berücksichtigt. Da viele Gaslieferanten ihre Gastarife in vielen Netzen anbieten, ohne einen nennenswerten Kundenstamm zu besitzen, kann die gemeldete hohe Anbieterzahl nicht automatisch mit einem hohen Maß an Wettbewerbsintensität gleichgesetzt werden, liefert aber einen Hinweis auf potenziellen Wettbewerb.

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel stieg die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stets an. Dieser positive Trend setzte sich auch 2020 unverändert fort.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 133 Gaslieferanten (2019: 129 Gaslieferanten) wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 113 Gaslieferanten (2019: 109 Gaslieferanten) (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Gas: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
(alle Letztverbraucher (links) und Haushaltskunden (rechts))
in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 202: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage Verteilernetzbetreiber (VNB) Gas – Stand 31. Dezember 2020

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Um die Zahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten zu ermitteln wird unterstellt, dass eine Belieferung in über 500 Netzgebieten in Deutschland einer bundesweiten Belieferung gleichkommt. Insgesamt 57 Gaslieferanten (sechs Prozent) erfüllen dieses Kriterium und gelten als bundesweit tätig.

Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 203: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2020

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Rund die Hälfte der 12,8 Mio. Haushaltskunden in Deutschland hat einen Vertrag mit dem örtlichen Grundversorger abgeschlossen und wird dabei über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert. Gut 17 Prozent der Haushaltskunden befinden sich in der Grundversorgung. Rund ein Drittel der Haushaltskunden hat einen Gasliefervertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Der Anteil der teuren Grundversorgungsverträge, der seit Jahren rückgängig war, stagnierte erstmals in 2020. Der Anteil der Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, steigt stetig.

Über 1,65 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2020 ihren Gaslieferanten gewechselt. Insbesondere Haushaltskunden, die von einem Umzug oder Neueinzug betroffen sind, entscheiden sich immer häufiger direkt für einen Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, und damit für einen preisgünstigeren Gasliefervertrag.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung etc.) und die aktuellen Preise des derzeitigen Gaslieferanten zu informieren und diese mit denen anderer Gaslieferanten zu vergleichen.

Eine Umstellung des Vertrages beim bestehenden Lieferanten oder der Wechsel des Lieferanten sind in den meisten Fällen mit einer Ersparnis verbunden.

Die Veränderungen bei Wechselquoten und Wechselprozessen sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit Erfassungs- und Abgrenzungsschwierigkeiten verbunden, so dass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahekommen.

Die Gasletztverbraucher werden nach der Art ihrer Verbrauchserfassung entsprechend in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) nach qualitativen Merkmalen definiert.[187] Bei allen übrigen Kunden handelt es sich somit um Nicht-Haushaltskunden. Zu diesen zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die bei den Händlern und Lieferanten erhobene Gasabgabemenge an alle Letztverbraucher betrug 853 TWh im Jahr 2020 (2019: 857,7 TWh). Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 493,5 TWh (2019: 500,5 TWh) auf RLM-Kunden und rund 356 TWh (2019: 361 TWh) auf SLP-Kunden[188]. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG wurden im Jahr 2020 rund 245 TWh (2019: 262 TWh) abgegeben.

Bei der Datenerhebung zum Monitoring wurden die Gaslieferanten befragt, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei folgenden Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle

[187] Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[188] Die Differenz zwischen der Mengenangabe von 849,5 TWh (Summe aus RLM- und SLP-Mengen) und der Gesamtabgabemenge von 853 TWh resultiert aus abweichenden Angaben der befragten Lieferanten.

ein.[189] Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“). Man spricht hier auch von sogenannten „Sonderverträgen sui generis“ zwischen dem Lieferanten und dem Kunden (vgl. § 1 Abs. 4 KAV). Die Auswertung nach diesen drei Kategorien lässt Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat.

Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Insbesondere ist zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ zählt.[190] Zudem wurden die Gaslieferanten befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2020 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Jahr 2020 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel im Sinne des Monitorings wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, der die Messlokation eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zuordnet. Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ist für den Netzbetreiber nicht oder nur mit erheblichem Aufwand von einem kundenseitig initiierten Lieferantenwechsel zu trennen und wird daher ebenfalls als Lieferantenwechsel gezählt. Das Gleiche gilt bei Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder bei einer Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwilliger Lieferantenwechsel“). Daher kann die tatsächliche Anzahl der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten geringfügig abweichen. Neben Lieferantenwechseln wurde auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden bei Einzug betrachtet.

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d. h. die Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung, beispielsweise im Viertelstundentakt, erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/oder einen hohen Leistungsbedarf aus.[191] Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

---

[189] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

[190] Weitere Unschärfe kann z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

[191] Nach § 24 GasNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer stündlichen Ausspeiseleistung von 500 KW bzw. ab einer jährlichen Entnahme von 1,5 GWh.

Zum Berichtsjahr 2020 haben 922 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (2019: 907). Unter diesen Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl voneinander unabhängiger Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2020 RLM-Kunden an 42.384 Marktlokationen mit gut 493,5 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung[192] (112,5 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (380,8 TWh) sind. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/ Ersatzversorgung wurden etwa 0,2 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,04 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen in 2020 ca. 22,8 Prozent (24,1 Prozent in 2019) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 77,2 Prozent (75,9 Prozent in 2019) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Gas: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2020
Menge und Verteilung

Abbildung 204: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2020

2.1.2 Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Befragung der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s. o.) im Jahr 2020 stattgefunden haben. Nicht berücksichtigt wird, welcher Anteil der Industrie- und

[192] Die Grundversorgung bezieht sich laut § 36 EnWG nur auf Haushaltskunden. Sofern im Folgenden von einer „Grundversorgung“ von Nicht-Haushaltskunden die Rede ist, handelt es sich um die „Ersatzversorgung“.

Gewerbekunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt. Die Zahlen zum Lieferantenwechsel wurden nach fünf verschiedenen Verbrauchskategorien differenziert eingeholt. In die Berechnung der Wechselquote bei Nicht-Haushaltskunden fließen nur die vier höchsten Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken ein. Die Erhebung erbrachte die folgenden Ergebnisse:

Gas: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2020

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Zählpunkte, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs-kategorie	Entnahmemenge an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamt-entnahmemenge der Verbrauchs-kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.531.205	10,9%	37,1 TWh	11,7%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	15.020	11,9%	14,9 TWh	12,6%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	723	18,0%	13,8 TWh	13,6%
≥ 100 GWh/Jahr	64	11,4%	13,3 TWh	4,9%
Gaskraftwerke	4	1,0%	1,5 TWh	1,4%
Gesamt	**1.547.014**		**80,6 TWh**	

Tabelle 134: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2020

Die Gesamtzahl der Marktlokationen mit Lieferantenwechsel ist in 2020 zwar im Vergleich zum Jahr 2019 von 1.488.442 auf 1.547.014 gestiegen (+3,8 Prozent); die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge sank jedoch um 8,3 TWh auf rund 80,6 TWh (-9,3 Prozent). Diese Veränderung deutet darauf hin, dass vor allem Haushaltskunden und kleinere Gewerbebetriebe im Jahr 2020 den Lieferanten gewechselt haben.

Abbildung 205: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

In den vier Abnahmekategorien von über 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Über diese vier Abnahmekategorien hinweg betrachtet sank die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2020 erstmals seit drei Jahren wieder auf 7,3 Prozent.

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2021 wurde die Abfrage der Gasabgabemengen der Gaslieferanten an die Haushaltskunden in drei unterschiedliche Verbrauchsbänder unterteilt:

- Band I (D1): jährlicher Gasverbrauch bis 20 GJ (5.556 kWh)
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh)
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 200 GJ (55.556 kWh).

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden ist eine Stagnation zu beobachten. Insbesondere der bisher stetig sinkende Anteil der Grundversorgung hat sich dieses Jahr leicht erhöht.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2020
Menge und Verteilung

Abbildung 206: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2020

Gas: Anteile der Abgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart
in Prozent

Abbildung 207: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2020

Zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden wurden die Abgabemengen an die Haushaltskunden in drei Abnahmebänder D1, D2 und D3 unterteilt.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge und Verteilung) differenziert nach Verbrauchsband I, II und III in 2020

Vertragsart	Band I mit einem Verbrauch von < 5.556 kWh (20 GJ)		Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)		Band III mit einem Verbrauch von ≥ 55.556 kWh (200 GJ)	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	2,3	38	31,2	18	5,8	11
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	2,0	33	85,8	49	26,1	49
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	1,7	23	57,9	33	21,4	40
Gesamtsumme	6,0	100	174,9	100	53,3	100

Tabelle 135: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2020

Bei der Betrachtung der Anzahl der belieferten Haushaltskunden im Jahr 2020 wird deutlich, dass die relative Mehrheit von 42 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2020
Anzahl in Mio. und Verteilung

Abbildung 208: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2020

Zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden wurde auch die Anzahl der belieferten Haushaltskunden in drei Abnahmebänder (D1, D2 und D3) unterteilt.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl und Verteilung) differenziert nach Verbrauchsband I, II und III in 2020

Vertragsart	Band I mit einem Verbrauch von < 5.556 kWh (20 GJ)		Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)		Band III mit einem Verbrauch von ≥ 55.556 kWh (200 GJ)	
	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	1,1	50	1,8	22	0,1	17
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	0,6	27	4,3	47	0,2	50
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	0,5	23	3,1	30	0,2	33
Gesamtsumme	2,2	100	9,2	99	0,6	100

Tabelle 136: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2020

2.2.2 Vertragswechsel

Die Gaslieferanten wurden nach den im Jahr 2020 durchgeführten Vertragswechseln von Haushaltskunden befragt. Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.[193] Erstmalig sind die Anzahl und die Menge der Vertragswechsel gesunken. In diesem Zusammenhang verringerte sich die mengenbezogene Vertragswechselquote in 2020 von 5,4 auf 4,8 Prozent.

[193] Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2020 Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge (245 TWh) in Prozent	2020 Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (12,5 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	11,9	4,9	0,6 Mio.	4,8

Tabelle 137: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2020 gemäß Abfrage Gaslieferanten

2.2.3 Lieferantenwechsel

Die gesamte Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden stieg in 2020 auf einen neuen Höchststand und übertraf die Marke von 1,6 Mio. Dabei wechselten rund 1,3 Mio. Haushaltskunden durch eine Kündigung des bisherigen Lieferanten. Rund 0,3 Mio. Haushaltskunden haben sich direkt bei Einzug für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden.

Abbildung 209: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Unter Beachtung der von den Verteilernetzbetreiber (VNB) Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,8 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 12,9 Prozent (2019: 11,3 Prozent). Die auf diese Wechsel bezogene Gasmenge liegt bei 36,4 TWh (2019: 35,1 TWh), was einem Anstieg um rund 3,6 Prozent entspricht. Die entsprechende mengenbezogene Quote liegt bei 13,5 Prozent und damit höher als die anzahlbezogene Quote, was gegebenenfalls auf ein stärkeres

Wechselverhalten von Kunden mit höheren Verbrauchsmengen zurückzuführen ist. In der folgenden Abbildung ist der Verlauf der anzahlbezogenen Lieferantenwechselquote seit 2009 dargestellt.

Abbildung 210: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden inklusive der Lieferantenwahl bei Einzug

Kategorie	2020: Lieferanten-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-ausspeisemenge (270,3 TWh) in Prozent	2020: Lieferanten-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden (12,8 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	30,3	11,2	1,3 Mio.	10,2
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	6,1	2,3	0,3 Mio	2,3
Gesamt	36,4	13,5	1,6 Mio	12,5

Tabelle 138: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Gas in 2020 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas

Die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen Wechselkunden liegt bei etwa 24.000 kWh und damit über dem bundesweiten Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung

Von Gassperrungen waren im Jahr 2020 rund 24.000 Gaskunden betroffen.

Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine so genannte Sperrandrohung erfolgen.

Eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung durchgeführt. Das konkrete Datum der Sperrung muss dem Kunden drei Werktage im Voraus angekündigt werden.

Im Gasbereich existiert anders als im Strombereich keine Untergrenze der ausstehenden Forderung, ab der eine Sperrung ausgesprochen werden darf. Unabhängig davon ist der Grundversoger verpflichtet eine Prüfung der Verhältnismäßigkeit vorzunehmen. Dem Kunden können sowohl für die Mahnungen, die Sperrung und auch die Wiederherstellung der Versorgung die Kosten vom Lieferanten in Rechnung gestellt werden. Die Höhe der Kosten sind je nach Lieferant und Netzbetreiber sehr unterschiedlich. In der Grundversorgung haben Kunden einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Bei absehbaren Änderungen des Verbrauchs können Verbraucher ihre Abschlagszahlung anpassen und so hohen einmaligen Nachzahlungen vorbeugen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel besteht zudem die Möglichkeit Energiekosten zu senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen angeboten.

3.1 Gassperrungen und Kündigungen

Für das Jahr 2020 hat die Bundesnetzagentur Netzbetreiber und Gaslieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2020 bei 23.991 und ist im Vergleich zum Vorjahr stark um rund 22,6 Prozent gesunken (2019: 30.997). In Bezug auf alle Marktlokationen von Letztverbrauchern wurden demnach 0,2 Prozent der Anschlüsse gesperrt. Es ist davon auszugehen, dass das aufgrund der Corona-Pandemie vom 1. April bis 30. Juni 2020 geltende Leistungsverweigerungsrecht nach Art. 240 § 1 EGBGB, welches die Verbraucher temporär entlasten sollte, einen Anteil an diesem Rückgang hatte. Ebenso haben rund 75 Prozent der befragten Gaslieferanten angegeben – zumindest zeitweise – freiwillig in 2020 auf Sperrungen ihrer Kunden verzichtet zu haben. Zudem haben Gaslieferanten gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Darüber hinaus haben einige Gaslieferanten ihre individuellen Kriterien für eine Sperrung im Sinne der Kunden erweitert.

Abbildung 211: Gassperrungen nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2011 bis 2020

Die nachfolgende Darstellung zeigt, wie häufig Gaslieferanten in 2020 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt oder durchgesetzt haben. Bei den Sperrbeauftragungen durch Gaslieferanten ist ein deutlicher Rückgang um rund 22 Prozent zu beobachten. Dies korreliert mit dem errechneten Rückgang der tatsächlich durchgeführten Sperrungen durch die Netzbetreiber.

Abbildung 212: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Aus den Angaben der Gaslieferanten geht hervor, dass eine Sperrung bei einem Rückstand von durchschnittlich rund 120 Euro angedroht wurde. Während einige Gaslieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben, hat ein Teil der Gaslieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche, eigene Kosten in Rechnung gestellt. Die Lieferanten wurden gefragt, ob sie dabei die pauschale Berechnung nach § 19 Abs. 4 GasGVV anwenden. Unter Anwendung dieser pauschalen Berechnung haben die Gaslieferanten ihren Kunden im Durchschnitt rund 47 Euro (inkl. USt.) zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 1,40 Euro und 210 Euro lag. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt rund 50 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen 3,50 Euro und 210 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 56 Euro (inkl. USt.), wobei die Spanne von 1,40 Euro bis 222 Euro reichte, und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 60 Euro (inkl. USt.) betrug mit einer Spanne von ca. 4 bis 210 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Gaslieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 3,50 Euro.

Aufgeschlüsselt auf Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der durch die Verteilernetzbetreiber durchgeführten Sperrungen:

Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2020 - nach Angaben der VNB

	Anzahl Sperrungen (inner- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	10.184	0,27%
Berlin	1.266	0,21%
Hessen	1.973	0,20%
Rheinland-Pfalz	1.629	0,19%
Saarland	317	0,16%
Sachsen-Anhalt	659	0,15%
Schleswig-Holstein	825	0,14%
Niedersachsen	2.943	0,13%
Sachsen	707	0,12%
Brandenburg	610	0,11%
Baden-Württemberg	1.521	0,11%
Thüringen	393	0,11%
Bayern	1.507	0,11%
Mecklenburg-Vorpommern	177	0,06%
Hamburg	86	0,04%
Bremen	10	0,006%
Gesamt Deutschland	**24.807**	0,17%

Tabelle 139: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2020 gemäß Angaben der VNB Gas[194]

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten durchschnittlich rund 58 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12,50 Euro und 216 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Anschlusses berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten zwischen 15 und 260 Euro, durchschnittlich also rund 68 Euro (exkl. USt.).

Durchschnittlich lag die Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 33 Tagen (zur besseren Abgrenzung berücksichtigt dies nur Werte, bei denen Sperrung und Entsperrung in 2020 durchgeführt wurden). Rund 2.500 Sperrungen haben länger als 90 Tage angedauert. Worauf diese längeren Sperrungen beruhen, wird nicht erhoben. Es kann sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit handeln, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden können.

[194] Die Summe der Sperrungen aus der Abfrage nach Bundesländern (24.807 Sperrungen) weicht aufgrund statistischer Differenzen geringfügig von der durch die VNB gemeldeten Gesamtzahl der Sperrungen in Höhe von 23.991 ab.

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Gaslieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist zudem nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Sperrung müssen wiederholt vorgelegen haben und die Kündigung aufgrund eines Zahlungsverzugs angedroht worden sein. Im Jahr 2020 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt 45.462 Gaskunden (2019: 54.463) eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung ausgesprochen. Häufige Gründe für eine Kündigung waren das Erreichen der letzten Mahnstufe und das Ausbleiben von zwei oder drei Abschlägen ohne die Aussicht auf Erfüllung der Forderung. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand, mit dem ein Haushaltskunde im Regelfall mit seiner Zahlungsverpflichtung in Verzug und der Auslöser für eine Kündigung war, lag in 2020 bei rund 175 Euro, wobei die Spanne zwischen fünf und 5.000 Euro lag.

3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Die Messstellenbetreiber Gas und Gaslieferanten beantworteten Fragen zu Vorkassensystemen nach § 14 GasGVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler. Nach Angaben von 41 Gaslieferanten wurden im Jahr 2020 in der Grundversorgung insgesamt 1.008 Haushaltskunden (2019: 1.093) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt. Es wurden 141 Vorkassensysteme in 2020 neu eingebaut und 2002 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die ermittelten Zahlen bewegen sich also weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 28 Euro bzw. 6 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 149 Euro, wobei die Spanne zwischen 18 Euro und 250 Euro lag. Der durchschnittliche Arbeitspreis für das über einen Vorkassenzähler abgerechnete Gas lag bei 6,70 ct/kWh und bewegte sich in einer Spanne von 4,88 ct/kWh bis 9,4 ct/kWh.

3.3 Abweichende Abrechnung

Nach § 40 Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der Fassung, die 2020 galt, mussten Gaslieferanten Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anbieten. Die Abfrage ergab, dass die Nachfrage nach diesen – von der üblichen jährlichen Abrechnung abweichenden – Abrechnungszyklen weiterhin gering ist.

Gas: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2020

	Anzahl Anfragen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	19.086	15,00 Euro (1,85 Euro - 163 Euro)	19,50 Euro (1,28 Euro - 187 Euro)
davon monatlich	330		
davon vierteljährlich	161		
davon halbjährlich	1.173		
Rest (ohne genaue Angaben)	17.422		

Tabelle 140: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2020 gemäß Abfrage Gaslieferanten

4. Preisniveau

Die Gaspreise für Haushaltskunden sind zum 1. April 2021, unabhängig von der jeweiligen Belieferungsart, im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Im Durchschnitt liegen sie bei 6,68 ct/kWh. Mitverantwortlich für den Anstieg war die zum 1. Januar 2021 neu eingeführte CO_2-Abgabe in Höhe von 0,4551 ct/kWh. Diese wird nahezu vollständig an die Letztverbraucher weitergereicht und von ihnen mit dem Gaspreis bezahlt.

Bereits ein Vertragswechsel beim örtlichen Grundversorger kann eine durchschnittliche Ersparnis von rund 12 Prozent bedeuten. Bezogen auf alle Versorger ist beim Wechsel eine durchschnittliche Ersparnis von rund 15 Prozent möglich. Ein durchschnittlicher Haushaltskunde kann bei einer Vertragsumstellung bei seinem örtlichen Gaslieferanten eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von bis zu 200 Euro erreichen. **Durch einen Wechsel des Gaslieferanten allgemein beträgt das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial bis zu 240 Euro.**

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, wurden zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2021 für verschiedene Abnahmefälle befragt. Der Abnahmefall der Haushaltskunden wird in drei Abnahmebänder[195] unterteilt, über die für unterschiedliche Kategorien Preise abgefragt werden. Darüber hinaus wurden – ebenso wie in den Vorjahren – die Abnahmefälle 116 MWh (= 417,6 GJ „Gewerbekunde“) und 116 GWh (= 417.600 GJ „Industriekunde“) betrachtet.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis o.ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile, die vom Lieferanten nicht beeinflusst werden können – wie insbesondere Netzentgelte[196], Konzessionsabgabe und Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb – aufgeschlüsselt werden. Nach Abzug dieser Bestandteile vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst. Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für die Abnahmefälle angeben.

Für den Abnahmefall der Haushaltskunden (Band I, II und III) wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung sind im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzuzeigen, wurden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2021 bzw. 1. April 2020 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise unterhalb der mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlertoleranz liegen.

Für die Erhebung wurden alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt, allerdings mussten die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr nur diejenigen Lieferanten beantworten, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls haben (dies traf auf 94 bzw. 777 Lieferanten zu).

---

[195] Kundenkategorie nach Eurostat: Die niedrigste Kategorie umfasst einen jährlichen Gasverbrauch bis 20 GJ (5.556 kWh), die höchste Kategorie einen jährlichen Gasverbrauch ab einschließlich 200 GJ (55.556 kWh). Der Standardfall für Haushaltskunden liegt in dem Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh).

[196] Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung“ ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von rund 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zugrunde, sondern unterbreiten ihren Kunden individuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Für die größten Verbraucher sind die Übergänge zwischen Gaseinzelhandel und Gasgroßhandel naturgemäß fließend, da die Lieferpreise oftmals mit den Großhandelspreisen indiziert werden. Daneben existieren Vertragsmodelle, bei denen die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber vom Kunden selbst erbracht wird. Solche Vertragsmodelle können so weit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreis- bzw. Nominierungsmanagements anbietet.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh wurde mit einer Jahresnutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert. Die Abfrage richtete sich nur an solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 50 GWh und 200 GWh bedienen. Aufgrund dieser Kundenmerkmale handelt es sich grundsätzlich um eine kleine Untergruppe von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 94 Lieferanten herangezogen (im Vorjahr: 98 Lieferanten).

Gas: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,15 - 0,47	0,32	10,9%
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,004	0,002	0,1%
Konzessionsabgabe[1]	0,00	0,00	0,0%
CO_2-Abgabe	0,46	0,46	15,4%
Gassteuer	0,55	0,55	18,7%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	0,91 - 2,03	1,54	52,1%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	2,31 - 3,45	2,95	

[1] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bei Umlage dieses Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemenge ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, d.h. beim Abnahmefall von 116 GWh ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 141: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Preisbestandteile sowie des Gesamtpreises berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Spannen ermittelt. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sogenannte 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte in die genannte Spanne fallen. Die Auswertung ist in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zu finden.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) beläuft sich für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) auf 2,95 ct/kWh (2020: 2,53 ct/kWh). Er besteht im Mittel zu 11 Prozent aus den von den Lieferanten nicht beeinflussbaren Komponenten Netzentgelt, Messung, Messstellenbetrieb und Konzessionsabgabe. Eine weitere von den Lieferanten nicht beeinflussbare Komponente stellt die Gassteuer

und im Jahr 2021 erstmals die CO_2-Abgabe[197] dar. Am durchschnittlichen Gesamtpreis (ohne USt.) hat sie gemeinsam mit der Gassteuer einen Anteil von 34,1 Prozent. Nur noch 52,1 Prozent (2020: 63,9 Prozent) entfallen auf vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge). Der Anteil der nicht von den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist wesentlich höher als im Bereich der Haushaltskunden bzw. verbrauchsschwächeren Nicht-Haushaltskunden (s. u.).

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr jeweils zum 1. April
in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

Abbildung 213: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall eines Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh entspricht z. B. einem Gewerbekunden im niedrigeren Verbrauchsspektrum. Der Abnahmefall wurde ohne vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer definiert. Er beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls eines Industriekunden (rund 116 GWh) und entspricht dem Fünffachen des durchschnittlichen Jahresverbrauches eines Haushaltskunden (rund 23 MWh). Da es sich hierbei um einen moderaten Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich geringere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall in aller Regel eine Verbrauchsprognose über ein Standardlastprofil erfolgt. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2021 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die bereits Kunden mit einem

[197] Die Bundesregierung hat ab dem 1. Januar 2021 eine CO_2-Bepreisung für die Bereiche Wärme und Verkehr eingeführt. Unternehmen, die Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel in den Markt bringen, bezahlen ab 2021 hierfür einen CO_2-Preis. Dieser liegt im Jahr 2021 bei 25 Euro pro Tonne und wird bis zum Jahr 2025 schrittweise auf bis zu 55 Euro ansteigen.

Abnahmeprofil annähernd vergleichbarer Größenordnung betreuen, d.h. mit einem Jahresbedarf zwischen 50 MWh und 200 MWh.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 777 Lieferanten, was exakt dem Vorjahreswert entspricht, herangezogen.

Gas: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,90 - 1,59	1,24	26,2%
Messung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,07	0,04	0,9%
Konzessionsabgabe[1]	0,03 - 0,03	0,04	0,9%
CO_2-Abgabe	0,4551	0,4551	9,4%
Gassteuer	0,55	0,55	11,6%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,80 - 3,12	2,41	51,0%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	4,03 - 5,50	4,74	

[1] 64 der 777 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabenwert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Nicht-Haushaltskunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 142: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Anhand dieser Angaben wurden, analog zu den „Industriekunden“, jeweils die arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Preisbestandteile sowie des Gesamtpreises berechnet sowie die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Spannen ermittelt. Wie beim Abnahmefall „Industriekunde“ bezieht sich die Untergrenze der Spannenangabe auf das sogenannte 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil, so dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte in die genannte Spanne fallen. Die Auswertung ist in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zu finden.

Beim Abnahmefall „Gewerbekunde“ (116 MWh) entfallen im Durchschnitt rund 49 Prozent (2020: 41 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte,

Gassteuer, Konzessionsabgabe und erstmals die CO_2-Abgabe[198]). Rund 51 Prozent (2020: 59 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 4,74 ct/kWh liegt um 0,22 ct/kWh über dem Vorjahreswert. Der durchschnittliche Nettobetrag der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,47 ct/kWh auf 2,33 ct/kWh, bedingt durch die Einführung der CO_2-Abgabe, gestiegen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist um 0,25 ct/kWh (von 2,66 ct/kWh zum 1. April 2020 auf 2,41 ct/kWh zum 1. April 2021), also um rund 9,6 Prozent, gesunken.

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr jeweils zum 1. April
in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

Abbildung 214: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

4.2 Haushaltskunden

Für die Abfrage der Haushaltskundenpreise wurden diese in drei unterschiedliche Bänder unterteilt:

- Band I (D1)[199]: jährlicher Gasverbrauch bis 20 GJ (5.556 kWh),
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) und
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 200 GJ (55.556 kWh).

[198] Die Bundesregierung hat ab dem 1. Januar 2021 eine CO_2-Bepreisung für die Bereiche Wärme und Verkehr eingeführt. Unternehmen, die Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel in den Markt bringen, bezahlen ab 2021 hierfür einen CO_2-Preis. Dieser liegt im Jahr 2021 bei 25 Euro pro Tonne und wird bis zum Jahr 2025 schrittweise auf bis zu 55 Euro ansteigen.

[199] Die Bezeichnungen „D1“, „D2“, „D3“ entsprechen den identischen Verbrauchsgruppen nach Eurostat.

Die Abfrage der Gaspreise in Bändern erfolgt unter Berücksichtigung der Europäischen Abfrage von Preisen durch Eurostat. Zur Gewichtung des Gaspreises wurden die Gasabgabemengen des jeweiligen Gaslieferanten zum Stichtag 31. Dezember 2020 verwendet. Dabei wurden die Preise des jeweiligen Verbrauchsbandes mit der jeweils für dieses Band gültigen Gasabgabemenge des antwortenden Gaslieferanten gewichtet. Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten. Erstmalig seit dem 1. Januar 2021 ist die CO_2-Abgabe Bestandteil des Gaspreises, die nahezu vollständig an die Letztverbraucher weitergereicht und von ihnen bezahlt wird.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden

Die große Vielfalt der preisbildenden Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife. Daher wird auf Basis der vorliegenden Daten für die drei Belieferungsarten Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i. d. R. nach dem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (i. d. R. nach dem Lieferantenwechsel), ein gesonderter synthetischer Durchschnittspreis als Kennzahl errechnet, der alle Belieferungsarten mit den richtigen Verhältnissen berücksichtigt. Dazu werden die Einzelpreise der drei Belieferungsarten mit der jeweiligen Gasabgabemenge gewichtet. Für die Darstellung des synthetischen Gesamtpreises über alle Vertragskategorien zum Stichtag 1. April 2021 wurde die mittlere Verbrauchskategorie[200] gewählt, da es den typischen deutschen Durchschnittsverbrauch der Haushaltskunden von 20.000 kWh am besten abbildet.

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Band II
Preisstand 1. April 2021, in Prozent

Abbildung 215: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

[200] Kundenkategorie nach Eurostat: Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh).

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	2,95	44,1%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,49	22,3%
Entgelt für Messung	0,03	0,4%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	1,0%
Konzessionsabgabe	0,08	1,2%
CO_2-Abgabe	0,4551	6,8%
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,2%
Umsatzsteuer	1,06	15,9%
Gesamt	6,68	100,0%

Tabelle 143: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.

Gas: Veränderungen des über alle Vetragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden. Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh), (Band II; Eurostat: D2)

Preisbestandteil	1. April 2020 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	1. April 2021 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
			in ct/kWh	in Prozent
Preisbestandteil für Energie-beschaffung, Vertrieb und Marge	3,12	2,95	-0,17	-5,4%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,47	1,49	0,02	1,4%
Entgelt für Messung	0,02	0,03	0,01	50,0%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,07	0,00	0,0%
Konzessionsabgabe	0,08	0,08	0,00	0,0%
CO_2-Abgabe	-	0,4551	-	-
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,00	0,0%
Umsatzsteuer	1,01	1,06	0,05	5,0%
Gesamt	6,31	6,68	0,37	5,9%

Tabelle 144: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh)) zwischen den Stichtagen 1. April 2020 und 1. April 2021 gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises jeweils zum 1. April für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Band II in ct/kWh

Abbildung 216: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien ist im Vergleich zum Vorjahr um rund sechs Prozent von 6,31 ct/kWh auf 6,68 ct/kWh gestiegen. Mitverantwortlich für den Anstieg war die zum 1. Januar 2021 neu eingeführte CO_2-Abgabe in Höhe von 0,4551 ct/kWh, die nahezu vollständig an die Letztverbraucher weitergereicht und mit dem Gaspreis von ihnen bezahlt wird.

4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten detaillierte Angaben über die Zusammensetzung des Gaspreises für Haushaltskunden, unterteilt nach den Bändern I bis III und den Belieferungsarten.

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband bis 20 GJ (5.556 kWh) im Jahr (Band I; Eurostat: D1)
Preisstand 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energie-beschaffung, Vertrieb und Marge	4,88	4,24	4,31
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,57	2,24	2,21
Entgelt für Messung	0,20	0,13	0,15
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,63	0,44	0,35
Konzessionsabgabe	0,53	0,04	0,03
CO_2-Abgabe	0,4551	0,4551	0,4551
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,86	1,51	1,53
Gesamt	11,68	9,61	9,59

Tabelle 145: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energie-beschaffung, Vertrieb und Marge	3,41	2,91	2,72
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,48	1,49	1,50
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,04
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,06	0,09
Konzessionsabgabe	0,27	0,04	0,03
CO_2-Abgabe	0,4551	0,4551	0,4551
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,19	1,05	1,02
Gesamt	7,45	6,58	6,41

Tabelle 146: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich von 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band III; Eurostat: D3) Preisstand 1. April 2021 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energie-beschaffung, Vertrieb und Marge	3,05	2,60	2,32
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,25	1,29	1,28
Entgelt für Messung	0,01	0,01	0,02
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,03	0,02	0,03
Konzessionsabgabe	0,28	0,04	0,03
CO_2-Abgabe	0,4551	0,4551	0,4551
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,07	0,94	0,89
Gesamt	6,69	5,90	5,58

Tabelle 147: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung über einen Grundversorgungsvertrag

Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 7,45 ct/kWh (2020: 6,99 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 6,5 Prozent entspricht.

Abbildung 217: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung durch den Grundversorger über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung

Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung im Band II bei 6,58 ct/kWh (2020: 6,29 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 4,6 Prozent entspricht.

Abbildung 218: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist

Zum Stichtag 1. April 2021 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, im Band II bei 6,41 ct/kWh (2020: 5,96 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um gut 7,6 Prozent entspricht.

Abbildung 219: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag können Gaskunden durch eine Vertragsumstellung oder einen Lieferantenwechsel realisieren. Bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh ergab sich zum Stichtag 1. April 2021 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von rund 200 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel allgemein betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial rund 240 Euro.

Abbildung 220: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Gaspreises vor dem Hintergrund der Entwicklung der Anteile der drei Belieferungsarten Grundversorgungsvertrag, Vertrag mit Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sowie Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Gas: Haushaltskundenpreise (Band II, Eurostat: D2, Stichtag 1. April) in ct/kWh sowie Anteile der Haushaltskunden (in Prozent) je Vertragsart

Die Anteile der Vertragsarten liegen für das Jahr 2021 noch nicht vor und wurden zur Darstellung auf dem Trend der Vorjahre fortgeführt.

Abbildung 221: Haushaltskundenpreise Gas sowie Anteile an den jeweiligen Vertragsarten

Die sinkenden Großhandelspreise auf der Beschaffungsebene werden in unterschiedlicher Weise an die Haushaltskunden weitergegeben. Der mit einem Anteil von rund 45 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung betrug 3,41 ct/kW (2020: 3,51 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2021. Dies entspricht einem Rückgang der Gasbeschaffungskosten um gut drei Prozent. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut 8,5 Prozent von 3,18 ct/kWh auf 2,91 ct/kWh. Für Gaskunden die über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beliefert wurden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut drei Prozent auf 2,72 ct/kWh (2020: 2,80 ct/kWh).

Abbildung 222: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, können neben dem Gesamtpreis weitere Unterschiede aufweisen, mithilfe derer Gaslieferanten in Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Vertragsinhalte handeln, die dem Gaskunden (z. B. Preisstabilitätsgarantien) oder aber dem Gaslieferanten (z. B. Vorauskasse, Mindestvertragslaufzeit) eine gewisse Sicherheit bieten. Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung hinsichtlich ihrer Vertrags- und Angebotsgestaltung befragt.

Die nachfolgende Übersicht beinhaltet unterschiedliche Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden, die von den Gaslieferanten angeboten werden. Zu den am häufigsten eingesetzten Elementen gehören die Mindestvertragslaufzeit (12 Monate im Durchschnitt) sowie eine Preisgarantie (16 Monate im Durchschnitt). Bei den Bonuszahlungen gibt es naturgemäß eine sehr große Spreizung der Werte. So liegen die gewährten Boni zwischen fünf und 330 Euro. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich auf durchschnittlich 70 bis 80 Euro.

Gas: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnitt-licher Umfang/Höhe	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnitt-licher Umfang/Höhe
Mindestvertragslaufzeit	344	12 Monate	388	12 Monate
Preisstabilität	320	16 Monate	380	16 Monate
Vorauskasse	55	10 Monate	40	9 Monate
einmalige Bonuszahlung	130	70 Euro	200	80 Euro
Freikontingent an kWh	10	1.300 kWh	10	510 kWh
Kaution	6	-	8	-
andere Sonderbonifikationen	90	-	95	-
andere Sonderregelungen	33	-	30	-

Tabelle 148: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

5. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr die durchschnittlichen Gasletztverbraucherpreise, die in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern und Abgaben, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben (insbesondere ohne Umsatzsteuer), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern und Abgaben. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Daten von nationalen Stellen, für Deutschland auf die des Statistischen Bundesamtes, zurück.[201] Diese sind aufgrund einer abweichenden Methodik nicht mit den Daten des Monitorings vergleichbar. Die Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, eine Europaweite Vergleichbarkeit herzustellen. Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr. 2016/1952, Artikel 3, den einzelnen Mitgliedsstaaten bei der Wahl der Erhebungsmethodik einen gewissen Freiraum, so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen können.

5.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sechs verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie mit einem Jahresverbrauch „zwischen 27,8 GWh und 278 GWh“ (entspricht 100.000 GJ bis 1.000.000 GJ) dargestellt. Der Abnahmefall

[201] Seit dem 2. Halbjahr 2019 werden die Durchschnittspreise für Strom und Erdgas für Deutschland durch das Statistische Bundesamt ermittelt. Zuvor wurden die Preisdaten durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erhoben. Dieser Wechsel bedingt natürlich auch Änderungen der Erhebungsmethodik, z. B. Größe und Zusammensetzung der Stichprobe, oder dass jetzt Verwaltungs- und Steuerdaten genutzt werden können, um die Höhe der effektiv gezahlten Steuern, Abgaben und Umlagen zu ermitteln.

116 GWh/Jahr („Industriekunde“), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Gas: EU-Vergleich Gaspreise im 2. Halbjahr 2020 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh
in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben

Quelle: Eurostat

Abbildung 223: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2020 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh[202]

Bei den Kunden in diesem Verbrauchsbereich handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den Europäischen Vergleich auf den Preis ohne Umsatzsteuer abgestellt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern und Abgaben, die für diese Kundengruppe typischerweise

[202] Die Werte für Finnland, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

erstattungsfähig sind. Diese werden daher nach der Eurostat-Systematik ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen.[203] Daneben fallen in den meisten Mitgliedstaaten weitere, nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben an (in Deutschland 2020: Gassteuer und Konzessionsabgabe).

Die Europaweiten Preisunterschiede fielen für Nicht-Haushaltskunden wesentlich geringer aus als für Haushaltskunden. Den mengengewichteten[204] EU-Durchschnitt[205] im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2020 gibt Eurostat mit 2,14 ct/kWh an. In Deutschland betrug der Netto-Gaspreis in diesem Verbrauchsbereich für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2020 2,34 ct/kWh, was einem Rückgang von sechs Prozent im Vergleich zum 2. Halbjahr 2019 (2,50 ct/kWh) entspricht. Trotz dieser Senkung lag der deutsche Netto-Gaspreis im 2. Halbjahr 2020 für Nicht-Haushaltskunden nicht mehr wie im Vorjahr im Mittelfeld, sondern war der Fünftteuerste in Europa. Steuern und Abgaben, welche die Mitgliedsstaaten für den Verbrauch von Erdgas erheben, fallen im Europäischen Vergleich zum Teil sehr unterschiedlich aus. Im Schnitt wurde der Nettopreis mit rund 11 Prozent (0,24 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland wies in dieser Hinsicht im Jahre 2020 mit ca. 17,5 Prozent (0,41 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf.

5.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden drei verschiedene Verbrauchsbänder. Im Detail handelt es sich um Jahresverbräuche von (i) unter 5.555 kWh, (ii) zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh, sowie (iii) über 55.555 kWh. Der Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt im mittleren Eurostat-Verbrauchsband. Dementsprechend wird im Folgenden der EU-weite Vergleich für das mittlere Band dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Steuern und Abgaben erstatten lassen, sodass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

Im Vergleich zu den Gaspreisen für Industriekunden bestehen EU-weit relativ große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. So zahlten beispielsweise die Haushalte in Schweden für Erdgas rund 58 Prozent mehr als Haushalte in Deutschland, im Vergleich zu Litauen, Rumänien und Ungarn zahlten sie sogar mehr als das Dreifache. Den mengengewichteten EU-Durchschnitt[206] für Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2020 gibt Eurostat mit 6,98 ct/kWh an. Für Deutschland belief sich das Gaspreisniveau für Haushaltskunden auf 6,20 ct/kWh. Somit lag der Wert für deutsche Erdgas-Konsumenten pro Kilowattstunde rund 12,5 Prozent unter dem EU-Durchschnitt.

Im Bereich Haushaltskunden fiel auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis EU-weit stark unterschiedlich aus. Während ihr Anteil in Griechenland lediglich rund acht Prozent betrug, waren es in Dänemark etwa 62 Prozent. Deutschland lag mit einem Anteil von rund 24 Prozent auch in dieser Hinsicht im

---

[203] Zu den einzelnen länderspezifischen Abzügen vgl. Eurostat, Gas Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Gas-prices-Price-systems-2014.pdf/30ac83ad-8daa-438c-b5cf-b52273794f78 (abgerufen am 2. September 2021).

[204] Details zur Berechnungsmethodik der EU-Aggregate in Absatz 18.1: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_pc_202_esms.htm#stat_process1554804191624 (abgerufen am 2. September 2021)

[205] Ohne das Vereinigte Königreich

[206] s. o.

EU-Mittelfeld. Vom deutschen Gesamtpreis entfielen ca. 1,49 ct/kWh auf Steuern und Abgaben; der mengengewichtete EU-Durchschnitt betrug 1,64 ct/kWh (rund 28,5 Prozent).

Gas: EU-Vergleich Gaspreise im 2. Halbjahr 2020 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer

Quelle: Eurostat

Abbildung 224: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2020 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh[207]

[207] Die Werte für Finnland, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

G Mess- und Zählwesen

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Antworten von 660 Unternehmen. Für die Marktrollenverteilung ergibt sich für das Jahr 2020 das folgende Bild.

Gas: Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	2020
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	645
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet	7
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	12
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	8

Tabelle 149: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2020

Die Gesamtzahl der gemeldeten Messlokationen aufgeteilt nach Bundesländern ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

Gas: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2020

Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1.311.221
Bayern	1.430.466
Berlin	593.011
Brandenburg	546.182
Bremen	155.831
Hamburg	230.210
Hessen	996.567
Mecklenburg-Vorpommern	282.803
Niedersachsen	1.885.894
Nordrhein-Westfalen	3.581.019
Rheinland-Pfalz	821.929
Saarland	202.613
Sachsen	593.461
Sachsen-Anhalt	335.705
Schleswig-Holstein	524.238
Thüringen	369.809

Tabelle 150: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2020

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Im Bereich der SLP-Kunden können mit Stichtag 31. Dezember 2020 rund 6,9 Mio. Zähler so umgerüstet werden, dass sie mit einem Smart-Meter-Gateway i. S. d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können.

Gas: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2020

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Messlokationen nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	4.848.104	165.249	19.742
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	7.501.786	252.710	25.006
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut-ENCODER)	795.520	23.637	4.598
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	2.720	8	180
Ultraschall Gaszähler	4.391	-	182
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	44	158	2.918
andere mechanische Gaszähler	8.425	2.683	26.121
andere elektronische Gaszähler	2.192	-	361
Summe der Zähler, die so umgerüstet werden können, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	6.628.029	220.455	30.623
Summe der Zähler, die tatsächlich so umgerüstet sind, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	222.902	6.210	2.650

Tabelle 151: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2020

Bei der verwendeten Technologie am Zählwerk kommt nur in Ausnahmefällen nicht der Impulsgeber zum Einsatz.

Abbildung 225: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2020

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Im Bereich der RLM-Kunden stellt sich die verwendete Zähl- und Messeinrichtungstechnik im Jahr 2020 wie folgt dar.

Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2020

Funktion	Anzahl Messlokationen
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	15.283
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	9.211
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengenumwerter	380
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	15.645
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	762
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	-
Sonstige	148

Tabelle 152: Anzahl Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2020

Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2020
Anzahl und Verteilung

Abbildung 226: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2020

Die Messtechnik der RLM-Kunden überträgt die Daten dabei fast ausschließlich über Telekommunikationssysteme (90,7 Prozent). In den Bereich Telekommunikation fallen Mobilfunk bis 2,5 G (GSM, GPRS, EDGE), Mobilfunk ab 3 G (UMTS, HSDPA, LTE), Telefonleitungen, DSL bzw. Breitband sowie Stromleitungen. Alternativ ist die digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG) zu nennen. Diese wird ebenfalls zur Übertragung der Messdaten genutzt und kommt auf einen Anteil von 5,5 Prozent.

4. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Für das Monitoring wurden die Messstellenbetreiber im Bereich Gas nach ihrem Investitionsverhalten befragt. Die Auswertung basiert auf Angaben von rund 660 Messstellenbetreibern Gas.

Gas: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen
in Mio. Euro

Abbildung 227: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III Übergreifende Themen

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas

Zur Sicherstellung einer wettbewerbskonformen Bildung der Großhandelspreise überwachen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt gemeinsam in der Markttransparenzstelle den Großhandel mit Strom und Gas. Grundlage der gemeinsamen Marktüberwachung sind die Handels- und Fundamentaldaten, die von den Marktteilnehmern gemeldet werden.

Registrierte Marktteilnehmer

Wer meldepflichtige Strom- oder Gasgroßhandelsverträge abschließt, muss sich nach der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) bei der zuständigen Energieregulierungsbehörde registrieren. Seit März 2015 registriert die Bundesnetzagentur für Deutschland Marktteilnehmer. Derzeit sind 4.910 Marktteilnehmer in Deutschland registriert. Europaweit sind es 15.028 Marktteilnehmer.[208] Zu Beginn der Meldepflichten in den Jahren 2015 und 2016 registrierten sich die meisten Marktteilnehmer. Seit dem Jahr 2017 gibt es deutlich weniger Neuregistrierungen pro Jahr.[209]

Neuregistrierungen nach REMIT

Abbildung 228: Jährliche Neuregistrierungen nach REMIT in Deutschland[208]

Datenmeldungen

ACER[210] erhält von allen registrierten Marktteilnehmern Daten über ihre Handelsaktivitäten am Strom- und Gasgroßhandelsmarkt. Diese betreffen sowohl Geschäfte mit den Energieträgern Strom und Gas als auch Geschäfte zu Einspeise-, Ausspeise- und Übertragungskapazitäten. Darüber hinaus erhebt ACER Fundamentaldaten von den Übertragungsnetzbetreibern, die Informationen zu den Bereichen Netz und Erzeugung beinhalten.

---

[208] Stand: 11. November 2021.

[209] Teilweise wurden registrierte Marktteilnehmer im Zeitverlauf wieder gelöscht, da bspw. Umwandlungen stattgefunden haben.

[210] Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Die Markttransparenzstelle erhält von ACER die für die Überwachung des deutschen Markts relevanten Handelsdaten. Weiterhin erhält sie die Fundamentaldaten aller Europäischen Länder.

Der Hauptanteil der an die Markttransparenzstelle übermittelten Daten bezieht sich auf den Handel von Strom und Gas. Die Handelsdaten teilen sich in Handelsaufträge (sog. „Orders“), also Kauf- und Verkaufsaufträge, sowie abgeschlossene Handelsgeschäfte (sog. „Trades“). Eine Order ist ein Angebot eines Marktteilnehmers zum Kauf oder Verkauf von Strom oder Gas. Sofern eine Order durch einen anderen Marktteilnehmer angenommen wird, kommt ein Handelsgeschäft zwischen diesen beiden Marktteilnehmern zustande. In dem genannten Zeitraum wurde folgender Datenumfang übermittelt:

Abbildung 229: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat[211]

Bezüglich der Anzahl der Meldungen ist zu beachten, dass sie keinen direkten Rückschluss auf die Anzahl der erteilten Orders oder abgeschlossenen Geschäfte zulassen. Dies liegt daran, dass die hier aufgeführten Meldungen auch Korrekturen und Löschungen enthalten, so dass hinter einer Order oder einem abgeschlossenen Geschäft mehrere technische Meldungen stehen können. Ebenso ist zu beachten, dass sich die Zahlen durch Nachmeldungen erhöhen können. Dies betrifft insbesondere die Monate, die zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht sehr weit in der Vergangenheit liegen.

Es zeigt sich, dass seit Beginn der Datensammlung der Markttransparenzstelle sowohl die Anzahl der Meldungen als auch die Anzahl der dahinterliegenden Orders und Trades deutlich zugenommen hat. Gründe

[211] Durch technische Verzögerungen bei der Datenübermittlung können fortlaufend Meldungen zu vergangenen Berichtszeiträumen empfangen werden. Daher können die angegebenen Werte zu einem späteren Zeitpunkt auch gegenüber den Angaben in vorherigen Monitoringberichten abweichen.

dafür sind eine gestiegene Handelsaktivität, die Zunahme des automatisierten Handelns (sog. „Algo-Trading“) und auch die verbesserten Möglichkeiten zum grenzüberschreitenden Handeln.

Die Anzahl der Meldungen zu Orders übersteigt die Anzahl der Meldungen zu abgeschlossenen Geschäften deutlich. Grund hierfür ist vor allem, dass jeder Marktteilnehmer bestrebt ist, ein Geschäft zu für ihn möglichst vorteilhaften Bedingungen abzuschließen. Dazu passt er seine Order möglichweise mehrfach an oder storniert diese, z. B. als Reaktion auf die Orders anderer Marktteilnehmer oder sich ändernde Marktbedingungen.

Aus der Abbildung geht ebenfalls hervor, dass die Anzahl der Meldungen zu Orders seit 2018 weiter ansteigt (2018: 45 Mio., 2019: 66 Mio., 2020: 130 Mio. und Q1 2021: 140 Mio. Meldungen durchschnittlich pro Monat). Die Zahl der Meldungen zu abgeschlossenen Handelsgeschäften steigt ebenfalls kontinuierlich (2018: 5 Mio.; 2019: 7 Mio.; 2020: 10 Mio.; Q1 2021: 12 Mio. Meldungen durchschnittlich pro Monat).

Die tatsächliche Anzahl der Orders und Trades, die hinter den technischen Meldungen stehen, lässt sich nur näherungsweise abschätzen. Dazu wird nachfolgend eine Methodik angewandt, die auf die von den Marktteilnehmern gemeldeten eindeutigen Identifikationsnummern (IDs) referenziert. Hierzu wird jede ID nur einmal gezählt, unabhängig davon wie viele Meldungen zu dieser eingegangen sind. Ebenso werden fehlerhafte Meldungen nicht betrachtet. Die IDs werden von den Markplätzen und Marktteilnehmern vergeben. Es kann daher vorkommen, dass sich IDs doppeln oder ein Trade oder eine Order unter verschiedenen IDs geführt werden.

Anzahl der gemeldeten eindeutigen Trade- und Order-Identifikatoren (IDs) pro Monat
in Mio.

Abbildung 230: Anzahl der von den Marktteilnehmern gemeldeten eindeutigen Trade- und Order-Identifikationsnummern (IDs) pro Monat

Die folgende Grafik zeigt die Aufteilung der Datenmeldungen im Zeitraum Januar 2018 bis März 2021 kategorisiert nach Börsen, Brokerplattformen und bilateralen Geschäften.

Verteilung der Transaktionsmeldungen nach Orders und Trades im Zeitraum Dezember 2018 bis Quartal 1 2021 in Prozent

Abbildung 231: Meldungen zu Trades („Handelsgeschäfte“) und Orders („Handelsaufträge“) nach Art des Marktplatzes in Prozent

Es fällt auf, dass von Energiebörsen sowohl bei den abgeschlossenen Geschäften als auch bei den Orders mit Abstand die meisten Datenmeldungen übermittelt werden. Dies liegt daran, dass an den Strom- und Gasbörsen eine hohe Zahl von Geschäften mit geringen Volumina und kurzer Laufzeit abgeschlossen werden. Genau gegensätzlich verhält es sich an Brokerplattformen und bei bilateralen Geschäften, bei denen eine geringere Anzahl an Geschäften abgeschlossen wird, jedoch mit hohen Volumina und einer meist längeren Laufzeit. Eine Auswertung der an den einzelnen Energiebörsen und Brokern gehandelten Volumina findet sich in den Kapiteln zum Strom- und Gasgroßhandel.

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

1. Aufgaben nach REMIT

Die Bundesnetzagentur überwacht den Energiegroßhandelsmarkt nach den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT). Kernstück der REMIT sind die Verbote von Insiderhandel (Artikel 3) und Marktmanipulation (Artikel 5). Verdächtiges Handelsverhalten eines oder mehrerer Marktteilnehmer wird von Energiebörsen, Brokerplattformen, Marktteilnehmern, ACER[212] oder auch anonym angezeigt. Verdachtsanzeigen, die die Bundesnetzagentur erhält, werden nachfolgend als Verdachtsfälle bezeichnet. Es sind damit Fälle, bei denen Anhaltspunkte für den Verdacht eines REMIT-Verstoßes vorliegen.

Bei den Insiderhandelsfällen geht es zum Beispiel um Handelsgeschäfte, die vor der Veröffentlichung von Kraftwerksausfällen getätigt wurden. Unter Marktmanipulation können beispielsweise Handelsgebote ohne Ausführungsabsicht oder sogenannte Wash Trades fallen, bei welchen die gleiche Person sowohl auf der Kauf- als auch der Verkaufsseite der Transaktion steht.

Abbildung 232: Verdachtsfälle 2012 bis 2021

Die zunächst steigende Anzahl der Verdachtsfälle bedeutet nicht unbedingt, dass die Anzahl der tatsächlichen Verstöße zunimmt. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass das zunächst neue Regelwerk REMIT sich bei Marktteilnehmern sowie bei Energiebörsen und anderen Handelsplätzen im Zeitablauf immer mehr etabliert und hinreichende Berücksichtigung gefunden hat. Die Marktüberwachungsstellen haben ihre

[212] Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Prozesse verbessert und die Regulierungsbehörden erste Entscheidungen veröffentlicht, weshalb sie zunehmend mehr Auffälligkeiten identifizieren können.

Grenzüberschreitende Fälle

Weist der Verdachtsfall grenzüberschreitende Aspekte auf, wenn z. B. das Handelsverhalten ein Produkt eines anderen Mitgliedstaates betrifft als der Marktteilnehmer aufgrund seines Sitzes registriert ist, sind auch die Energieregulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten betroffen bzw. wird er durch diese federführend bearbeitet.

Interne Bearbeitung

Die bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Verdachtsfälle werden zunächst durch eine Erstanalyse bewertet. Hierbei verwendet die Bundesnetzagentur von ACER übermittelte Handelsdaten und führt ggfs. weitere Datenabfragen und -analysen durch. Können die Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen die REMIT hiernach nicht bestätigt werden, wird der Fall eingestellt. Soweit es um eine Ordnungswidrigkeit geht, können weitere Gründe, wie Geringfügigkeit oder fehlende Wiederholungsgefahr, zu einer Einstellung führen.

Lassen sich die Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen die REMIT durch die Erstanalyse bestätigen, führt die Bundesnetzagentur weitere Ermittlungen durch. Bei hinreichendem Tatverdacht kann die Bundesnetzagentur ein Ordnungswidrigkeitenverfahren einleiten. Soweit es sich um einen strafrechtlich relevanten Verstoß handelt, gibt die Bundesnetzagentur den Fall an die Staatsanwaltschaft ab.

Bisher hat die Bundesnetzagentur sechs Bußgeldverfahren geführt. Fünf davon wurden mit Bußgeldbescheid abgeschlossen, ein Verfahren wurde eingestellt. Eine Abgabe an die Staatsanwaltschaft erfolgte bisher nicht.

Abbildung 233[213]: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 – 2021

[213] Die Anzahl Gesamt bezieht sich auf Verdachtsfälle in interner Bearbeitung, vor diesem Hintergrund kommt es zu Abweichungen in den Darstellungen der letzten Monitoringberichte.

Marktmanipulation durch Verkauf von Strom, der nicht zur Verfügung steht

Am 6., 12. und 25. Juni 2019 kam es in Deutschland über längere Zeiträume zu erheblichen Systembilanzungleichgewichten im deutschen Stromnetz. Die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) veranlasste vollständige Aktivierung der vorgehaltenen Regelleistungsreserve reichte nicht aus, um die erheblichen Unterdeckungen im System auszugleichen, so dass weitere Stützungsmaßnahmen insbesondere der Abruf von sog. Notreserve ausländischer ÜNB sowie der Zukauf von Strom am Intraday-Markt von den ÜNB getroffen werden mussten. Durch den notwendigen Zukauf der ÜNB, kam es in den betroffenen Zeitfenstern an den genannten Tagen zu sehr hohen Preisen am Intraday-Markt an der EPEX Spot (bis zu 1.300 Euro/MWh).

Nach umfangreichen Auswertungen, insbesondere der Handels- und Bilanzkreisdaten für die drei Tage im Juni 2019, wurde in einer Reihe von Handelssituationen manipulatives Handelsverhalten identifiziert. In acht Situationen handelte es sich bei dem betroffenen Marktteilnehmer um Energie Danmark A/S und in sieben Situationen um Opitmax Energy GmbH. Der Manipulationsvorwurf beinhaltet, dass diese Unternehmen trotz einer erheblichen Unterdeckung der zu bewirtschafteten Bilanzkreise zum Ende der jeweiligen Handelsperiode weiterhin Strom zu besonders hohen Preisen oberhalb des Ausgleichsenergiepreises angeboten und teilweise verkauft haben, obwohl ihnen dieser Strom nicht zur Verfügung stand. Ein Verkauf von Strom zu einem Preis oberhalb des erwarteten Ausgleichsenergiepreises ohne Absicht, die entsprechenden Mengen dann auch tatsächlich zu beschaffen, kann aus Sicht von Unternehmen wirtschaftlich vorteilhaft sein. Zwar fällt für nicht beschaffte Strommengen eine Zahlung in Höhe des Ausgleichsenergiepreises an. Sobald der Börsenpreis jedoch erwartbar oberhalb dieses Preises liegt, kann sich so auch nach Zahlung des Ausgleichsenergiepreises noch ein Gewinn ergeben.

Durch das vorgeworfene Handelsverhalten wurde ein irreführendes Signal über das Angebot von Strom an den Markt gegeben und der Tatbestand der Marktmanipulation nach Art. 5 i. V. m. Art. 2 Nr. 2 a) i) REMIT erfüllt. Von einem falschen oder irreführenden Signal ist auszugehen, wenn Strom am Markt auch dann verkauft oder angeboten wird, obwohl der entsprechende Marktteilnehmer weiß, dass ihm der Strom nicht zur Verfügung steht und er ihn bis zur Lieferung auch nicht mehr beschaffen oder selber erzeugen kann. In diesem Fall wird anderen Marktteilnehmern fälschlicherweise signalisiert, dass es zu den entsprechenden Preisen noch physisch erfüllbare Angebote am Markt gäbe.

Gegen die Unternehmen wurden im September 2021 Bußgelder in Höhe von 200.000 Euro (Energie Danmark A/S) und 175.000 Euro (Optimax Energy GmbH) verhängt. Gegen den Bußgeldbescheid der Optimax Energy GmbH wurde Einspruch eingelegt.

2. Marktstammdatenregister

Das Marktstammdatenregister (MaStR) wurde zum 31. Januar 2019 von der Bundesnetzagentur in Betrieb genommen. Seit diesem Zeitpunkt sind Betreiber von Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsanlagen und von Gaserzeugungs- und Gasverbrauchsanlagen gemäß § 3 und 5 MaStRV verpflichtet, sich selbst und ihre Anlagen im MaStR zu registrieren. Dies ist unter www.marktstammdatenregister.de möglich. Auf der zugehörigen „Hilfe"-Seite sind alle dafür erforderlichen Informationen zu finden.

Die Registrierungspflicht gilt auch dann, wenn für den Strom keine Förderung in Anspruch genommen wird und wenn die Anlage so geschaltet ist, dass sie keinen Strom ins Netz einspeist.

2.1 Registrierungszahlen und Zugriffszahlen

Seit Beginn des Jahres 2020 wurden im Mittel pro Monat ca. 100.000 Einheiten[214] im MaStR registriert. Wie die folgende Abbildung zeigt, wurden besonders viele Anlagen im Dezember 2020 und im Januar 2021 registriert. Die hohen Registrierungszahlen in diesen Monaten sind mit dem damals geltenden Fristablauf zum 31. Januar 2021 zu Registrierung aller Bestandsanlagen zu erklären.

Abbildung 234: Monatliche Registrierungen von Einheiten

[214] Anlagen werden im Marktstammdatenregister durch die Registrierung von Einheiten erfasst. Im Bereich Stromerzeugung ist z. B. für jeden Generator eine Einheit zu registrieren. Biomasse-Anlagen oder Kraftwerke können aus mehreren Einheiten bestehen.

Seit Februar 2021 ist die Anzahl der Registrierungen rückläufig, es wurden im Mittel pro Monat nur noch ca. 42.000 Einheiten registriert. Die Registrierungszahlen in dem betrachteten Zeitraum ergeben sich zum größten Teil aus den Registrierungen von Einheiten von Bestandsanlagen, die schon vor Januar 2019 in Betrieb waren. Die Anzahl der registrierten Einheiten von Neuanlagen bewegt sich über die ganze Zeit auf einem etwa gleichbleibenden Niveau von durchschnittlich 25.000 Anlagen im Monat.

Die folgende Tabelle zeigt die zum 3. August 2021 im MaStR registrierten Einheiten unterschieden nach Einheitentypen und Betriebsstatus der jeweiligen Einheit. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Bereich Strom- und Gaserzeugung alle Einheiten zu registrieren sind, die unmittelbar oder mittelbar an ein Strom- bzw. Gasnetz angeschlossen sind oder werden sollen. Eine Mindestgröße ist nicht vorgesehen. Dies gilt auch für Anlagen, die keine Förderung erhalten. Verbrauchseinheiten sind nur zu registrieren, wenn sie an ein Hoch- oder Höchstspannungsnetz oder an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind.

Anzahl registrierter Einheiten im Marktstammdatenregister

Einheitentyp Stand: 3. August 2021	Gesamt	In Betrieb	In Planung	Endgültig stillgültig	Vorüber-gehend stillgelegt
Stromerzeugungseinheit	**2.481.899**	**2.464.664**	**12.752**	**3.922**	**561**
Solare Strahlungsenergie	2.088.685	2.079.725	7.186	1.478	296
Speicher	259.602	255.896	3.104	557	45
Verbrennung o. Biomasse[1]	71.355	69.589	475	1.168	123
Wind	32.671	30.503	1.737	419	12
Biomasse	20.491	19.965	203	258	65
Wasser	8.218	8.147	36	17	18
Sonstige[2]	507	483	8	14	2
Andere EE[3]	364	350	3	11	0
Kernenergie	6	6	0	0	0
Stromverbrauchseinheit	**346**	**306**	**40**	**0**	**0**
Gaserzeugungseinheit	**310**	**301**	**7**	**0**	**2**
Gasspeicher	54	53	0	0	1
Biomethan	221	216	5	0	0
Förd. fossilen Erdgases	26	23	2	0	1
Andere Erzeugung	9	9	0	0	0
Gasverbrauchseinheit	**689**	**661**	**18**	**9**	**1**

[1] Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, nicht biogener Abfall, andere Gase
[2] Druck aus Gasleitungen, Druck aus Wasserleitungen, Wärme
[3] Geothermie, Solarthermie, Grubengas, Klärschlamm

Tabelle 153: Anzahl registrierter Einheiten im Marktstammdatenregister

Die Daten des MaStR sind fast vollständig öffentlich verfügbar. Vertraulich sind nur die Straße, die Hausnummer und die Daten zu Anlagenbetreibern, die als natürliche Personen registriert sind. Auf die Daten des MaStR kann zum einen manuell über das Webportal und zum anderen automatisiert über einen Webdienst zugegriffen werden. die Nutzung des Webdienstes bietet sich für Nutzer an, die regelmäßig größere Datenmengen auswerten möchten. Die Anzahl dieser Webdienstnutzer steigt kontinuierlich, während es im März 2020 noch ca. 200 Unternehmen waren, sind es mittlerweile 420 Unternehmen, die die Daten automatisiert abrufen.

Die folgende Abbildung zeigt die Zugriffszahlen pro Monat unterteilt nach manuellen Zugriffen über das Webportal und automatisierten Zugriffen über den Webdienst auf das MaStR für einen ausgewählten Zeitraum. Hier ist zu erkennen, dass nach sehr hohen Zugriffszahlen auf das System im Dezember 2020 und im Januar 2021, die Zugriffszahlen wieder zurückgegangen sind. Die anfänglich hohen Zugriffszahlen resultierten aus den anfänglichen Lernprozessen bei den Nutzern des Webdienstes. Ähnlich hohe Zugriffzahlen sollte es in Zukunft nicht mehr geben. Weiterhin sind jedoch 50 Mio. Zugriffe pro Monat auf das System zu verzeichnen, was eine anhaltend hohe Anforderung an das Register darstellt.

Abbildung 235: Zugriffszahlen pro Monat

2.2 Qualitätssicherung

In den nachfolgenden Unterkapiteln sind die Aufgaben, die mit der Führung des MaStR verbunden sind, auf die Monate aufgeschlüsselt dargestellt. Die auffälligen Schwankungen in den Grafiken, die in fast allen Bereichen ein Maximum in der Zeit von Ende des Jahres 2020 und Anfang des Jahres 2021 aufgetreten sind, sind auch hier auf den Fristablauf zum 31. Januar 2021 zur Registrierung der Bestandsanlagen zurückzuführen.

2.2.1 Legitimierungen

Bei bestimmten Marktakteuren des Strom- und Gasmarktes, die Zugriff auf vertrauliche Daten im Marktstammdatenregister erhalten, muss die Bundesnetzagentur sicherstellen, dass diese Marktakteure

existieren und auch die angegebene Marktfunktion wahrnehmen. Dies ist insbesondere bei Netzbetreibern, aber auch bei Behörden, Verbänden und Institutionen der Fall.

Wie die folgende Abbildung zeigt, mussten bisher im Mittel pro Monat ca. 190 Marktakteure legitimiert werden. Diese hohe Zahl ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass viele Anlagenbetreiber sich aus Missverständnis als Netzbetreiber registrieren. Es ist davon auszugehen, wie die Abbildung ebenfalls zeigt, dass diese Aufgabe zukünftig stark zurückgehen wird.

Abbildung 236: Legitimierungen pro Monat

2.2.2 Netzbetreiberprüfungen

Ein wichtiger Bestandteil der Qualitätssicherung ist die Prüfung bestimmter Daten durch den zuständigen Anschlussnetzbetreiber. Gemäß § 13 MaStRV sind die Netzbetreiber verpflichtet, bestimmte Daten der Einheiten, der Anlagen und deren Betreiber zu prüfen. Der genaue Umfang welche Daten zu prüfen sind, wird im Anhang der Verordnung festgesetzt. Stellt der Netzbetreiber einen Korrekturbedarf fest, kann er diesen Korrekturbedarf über das Portal an den Anlagenbetreiber übermitteln.

Wie die folgende Abbildung zeigt, wurden zum 1. Juli 2021 bereits 68,7 Prozent der Netzbetreiberprüfungen abgeschlossen, bei 13,1 Prozent hat der Netzbetreiber noch nicht mit der Prüfung begonnen, 12,6 Prozent liegen aktuell wieder beim Anlagenbetreiber (ABR) und müssen von diesem nun weiterbearbeitet werden und bei 5,3 Prozent liegt die Prüfung nach der Bearbeitung durch den Anlagenbetreiber wieder beim Netzbetreiber (NB).

Aufteilung der Netzbetreiberprüfungen in die verschiedenen Status
in Prozent

Abbildung 237: Aufteilung der Netzbetreiberprüfungen in die verschiedenen Status

In einigen Fällen benötigen die Netzbetreiber oder die Anlagenbetreiber Unterstützung bei der Bearbeitung der Netzbetreiberprüfungen. Zum Stichtag 1. Juli 2021 hatten 0,3 Prozent der Netzbetreiberprüfungen diesen Status. Dieser Status umfasst zu 60 Prozent Fehlermeldungen von Netzbetreibern (siehe folgendes Kapitel) und zu 40 Prozent weitere Themen, z. B. Unterstützungsersuchen bei abweichenden Daten oder bei der Auswahl des richtigen Netzbetreibers, Meldungen, dass die Anlage dem Netzbetreiber nicht bekannt ist. Die Anfragen zu diesen Themen sind in der folgenden Abbildung dargestellt, im Mittel gehen pro Monat ca. 310 Anfragen ein.

Anfragen zur Unterstützung durch Bundesnetzagentur
Anzahl

Abbildung 238: Anfragen zur Unterstützung durch Bundesnetzagentur

2.2.3 Löschanträge und Duplikatenmeldungen

Ein weiterer Schritt der Qualitätssicherung besteht in der Sicherzustellung, dass Einheiten und Anlagen, die einmal im MaStR registriert wurden, nicht einfach wieder gelöscht werden. Damit auch historische Auswertungen durchgeführt werden können, sollen alle Einheiten/Anlagen erhalten bleiben. Fehler bei der Registrierung können jedoch aus verschiedenen Gründen auftreten und es kann daher notwendig sein, eine eingetragene Einheit/Anlage wieder zu löschen, weil es sich schlicht nie gegeben hat. Hierzu wird bei der Bundesnetzagentur ein Löschantrag durch den Anlagenbetreiber gestellt, den die Bundesnetzagentur prüft. Zudem können Netzbetreiber über eine weitere Funktion mögliche Fehlregistrierungen der Bundesnetzagentur melden, die ebenfalls durch die Bundesnetzagentur geprüft werden.

Wie die folgende Abbildung zeigt, gehen im Mittel pro Monat ca. 1.350 Löschanträge und ca. 600 Fehlermeldungen durch Netzbetreiber bei der Bundesnetzagentur ein.

Abbildung 239: Löschanträge und Fehlermeldungen

2.2.4 Datenkorrekturen durch Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur plausibilisiert mit eigenen Auswertungen die registrierten Daten unabhängig davon, ob diese bereits vom Netzbetreiber geprüft wurden oder nicht. Dabei liegt der Fokus aktuell zum einen auf den Leistungswerten (Bruttoleistung, Nettonennleistung und installierte Leistung) aller Neuanlagen und von Bestandsanlagen mit einer Leistung größer als 100 kW im Bereich Stromerzeugung. Im Fall von offensichtlichen Fehler in diesem Bereich werden die Daten von der Bundesnetzagentur korrigiert und der Anlagenbetreiber wird über diese Änderung informiert und kann ggf. Widerspruch einlegen. Im Mittel behebt die Bundesnetzagentur ca. 600 dieser offensichtlichen Fehler pro Monat. Ein anderer Schwerpunkt liegt auf den Fehlregistrierungen durch die Auswahl des falschen Einheitentyps; so werden z. B. immer wieder Solaranlagen irrtümlich als Stromverbrauchsanlagen registriert. In diesen Fällen werden die Anlagenbetreiber kontaktiert und beraten, wie sie die Einheit richtig registrieren, damit eine fristgerechte Registrierung gewährleistet ist. Im Mittel wird dies ca. 180-mal pro Monat durchgeführt.

Abbildung 240: Datenkorrekturen durch Bundesnetzagentur

2.3 Betreiberwechsel

Auch der Wechsel des Betreibers einer Anlage muss im Marktstammdatenregister registriert werden. Wenn beispielsweise ein Haus mit einer Solaranlage verkauft wird, muss dieser Betreiberwechsel registriert werden. Grundsätzlich kann dieser Wechsel ohne die Einbindung der Bundesnetzagentur im Zusammenwirken des neuen und des bisherigen Anlagenbetreibers registriert werden. In verschiedenen Fällen muss die Bundesnetzagentur jedoch auch hier unterstützen: immer, wenn einer der beiden Parteien nicht verfügbar oder unwillig ist, z. B. in Sterbefällen oder bei Insolvenzen oder laufenden Gerichtsverfahren.

Im Mittel wurden im Zeitraum von Januar 2020 bis Juli 2021 pro Monat 1.600 Registrierungen von Betreiberwechseln angestoßen. In ca. 10 Prozent der Fälle musste die Bundesnetzagentur den Prozess unterstützen. 96 Prozent dieser angestoßenen Registrierungen von Betreiberwechseln wurden bereits erfolgreich abgeschlossen.

Die folgende Abbildung zeigt, dass es auch in diesem Bereich im Januar 2021 eine hohe Anzahl von Registrierungen gab.

Abbildung 241: Angestoßene Registrierungen von Betreiberwechseln

Im Gegensatz zu den anderen Aufgabenfeldern ist hier die Anzahl in den Monaten nach Januar 2021 nicht so stark zurückgegangen und es ist auch damit zu rechnen, dass die Anzahl in Zukunft weiter ansteigen wird, sobald allen Beteiligten bewusst wird, dass auch dieser Prozess im MaStR registriert werden muss. Außerdem führt eine erhöhte Gesamtanzahl an Anlagen langfristig zu einer erhöhten Gesamtzahl an Betreiberwechseln.

2.4 Ausblick

Das MaStR steht immer noch am Anfang. Seit Februar 2021 ist es weitgehend gefüllt, so dass es für energiewirtschaftliche und energiepolitische Fragen verwendet werden kann und verwendet wird. Die Zugriffszahlen belegen den hohen Nutzwert des Registers. Zudem nehmen die Anfragen deutlich zu, die sich auf die Nutzung und die Interpretation der Daten beziehen.

Das Register wurde vom Gesetzgeber mit zwei Zielen eingeführt: zum einen soll viel besser bekannt sein, welche Anlagen mit welcher Leistung an welchen Stellen stehen. Auf dieser besseren Datengrundlage sollen der Netzausbau, die politischen Weichenstellung und die Energiestatistik aufsetzen können. Zum anderen soll die Bürokratiebelastung der Anlagenbetreiber und Marktakteure durch eine einheitliche Datenhaltung und eine kohärente Qualitätssicherung verringert werden. Damit lassen sich dann auch die vielfältig diskutierten Modelle einer immer digitaleren und kleinteiligeren, dezentralen Stromversorgung effizienter umsetzen.

Das MaStR ist auf einem guten Weg, die Ziele des Gesetzgebers zu erreichen.

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Sektoruntersuchung: Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

Das Bundeskartellamt hat am 12. Oktober 2021 einen Sachstandsbericht zu seiner noch laufenden Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge veröffentlicht. Die Sektoruntersuchung wurde im Juli 2020 mit dem Ziel eingeleitet, strukturelle Wettbewerbsprobleme bereits in einer frühen Marktphase des Ladeinfrastrukturaufbaus zu identifizieren. Anlass der Untersuchung waren unter anderem Beschwerden von Verbrauchern und Marktteilnehmern über Hindernisse beim Zugang zu Flächen für die Errichtung von Ladeinfrastruktur, fehlende Möglichkeiten zur Durchleitung von Strom (im Sinne eines Drittzugangs) an Ladepunkten sowie die Preise und Konditionen an Ladepunkten.

In seiner Untersuchung betrachtet das Bundeskartellamt sämtliche Ebenen des Angebots öffentlich zugänglicher Lademöglichkeiten, von der Bereitstellung geeigneter Flächen und den Auswirkungen des Flächenzugangs auf den Wettbewerb zwischen Betreibern von Ladepunkten (sogenannte CPO – Charging Point Operators) über Fragen des Zugangs von Mobilitätsdienstleistern (sogenannte EMP – E-Mobility Provider) zur Ladeinfrastruktur bis hin zu den für Endverbraucher maßgeblichen Bedingungen zur Nutzung der Ladeinfrastruktur.

Die vorläufigen Ermittlungsergebnisse zeigen, dass öffentliche Ausschreibungen als Instrument der Vergabe von Flächen insbesondere auf kommunaler Ebene bisher zu wenig genutzt werden. Teilweise werden kommunale Flächen vollständig oder überwiegend an ein und denselben Betreiber vergeben, z. B. das kommunale Stadtwerk. Eine gesetzliche Vorgabe zur diskriminierungsfreien Vergabe dieser Flächen, z. B. im Rahmen einer Ausschreibung, könnte dazu beitragen, die Bedingungen für das Entstehen wettbewerblicher Marktstrukturen im Bereich der öffentlichen E Ladeinfrastruktur zu verbessern.

Die bisherigen Ermittlungen haben ebenfalls die Bedeutung einer diskriminierungsfreien Vergabe staatlicher Fördermittel für einen offenen Marktzugang und ein „level playing field“ der Betreiber von Ladepunkten aufgezeigt. Aus Sicht des Bundeskartellamts ist es insofern zwar zu begrüßen, dass der Bund bei der Vergabe von Fördermitteln für das sogenannte „Deutschlandnetz“ von Schnellladesäulen auf das Instrument der öffentlichen Ausschreibung zurückgreift. Es sollten aber auch die konkreten Ausschreibungsbedingungen den wettbewerblichen Zielen ausreichend Rechnung tragen. Für das Entstehen wettbewerblicher Strukturen sind nicht zuletzt die gewählte Losgröße und der Loszuschnitt von zentraler Bedeutung. Die Festlegung von Preisobergrenzen für die Ladetarife, wie sie für das flächendeckende „Deutschlandnetz“ von Schnellladesäulen beabsichtigt ist, ist hingegen nach Ansicht des Bundeskartellamtes nicht zielführend. Solche regulierungsähnlichen Vorgaben verzerren den Wettbewerb und könnten bereits existierende oder geplante private Angebote verdrängen und damit einem schnellen Ausbau entgegenstehen.

Der Sachstandsbericht erläutert auch die existierenden kartellrechtlichen Ansatzpunkte für die Gewährleistung wettbewerblicher Strukturen und die Überprüfung potentiell wettbewerbsbehindernder

Verhaltensweisen von Anbietern. Hier stellt das Kartellrecht grundsätzlich ein geeignetes Instrumentarium zur Verfügung, um den wettbewerblichen Betrieb der öffentlichen Ladeinfrastruktur zu unterstützen und abzusichern. Neben der Fusionskontrolle stehen hierfür insbesondere auch die Instrumente der Missbrauchsaufsicht zur Verfügung, welche im Zuge der 10. GWB-Novelle im Bereich des Schutzes abhängiger Unternehmen nochmals erweitert wurden. Da es sich bei der Ladeinfrastruktur in ökonomischer Hinsicht nicht um ein natürliches Monopol handelt erscheint auch vor dem Hintergrund des hiermit verbundenen Regulierungsaufwandes ferner die Etablierung eines regulierten Durchleitungsmodells nicht zielführend.

Die bisherigen Ermittlungen haben keine Belege für systematisch und flächendeckend überhöhte Ladestrompreise in Deutschland ergeben. Sollten in Einzelfällen missbräuchlich überhöhte Preise festgestellt werden, könnte dagegen aber mit dem bestehenden kartellrechtlichen Instrumentarium wirksam vorgegangen werden. Hinsichtlich der Transparenz von Ladepreisen und der Nutzerfreundlichkeit von Ladesäulen zeigen die vorläufigen Ermittlungsergebnisse, dass neben einem intensiven Wettbewerb auch gezielte ordnungsrechtliche Vorgaben Verbesserungen bewirken könnten. Das Bundeskartellamt sieht die diesbezüglich vereinzelt geforderte Einrichtung einer Markttransparenzstelle für Ad-hoc-Ladetarife analog zu der bestehenden Markttransparenzstelle für Kraftstoffe derzeit als nicht geboten an. Die Wirkungen eines solchen Preisinformationssystems wären vorab auf ihre wettbewerblichen Auswirkungen zu prüfen.

Im Rahmen seiner Sektoruntersuchung hat das Bundeskartellamt umfangreiche Informationen von den auf den einzelnen Marktstufen tätigen Unternehmen und Gebietskörperschaften mittels Fragebögen erhoben. Zudem wurden und werden weitere, teilweise öffentlich verfügbare Daten wie Zulassungszahlen von E-Fahrzeugen, Daten zum Ausbaustand und zur Nutzung von Normallade- und Schnellladeinfrastruktur sowie Informationen zum Nutzungsverhalten der Ladestromkunden ausgewertet. Weiterhin werden einschlägige Publikationen, gutachterlichen Stellungnahmen sowie der fachliche Austausch mit maßgeblichen Stakeholdern als Erkenntnisquellen berücksichtigt.

Die endgültigen Ermittlungsergebnisse und Handlungsempfehlungen werden nach vollständiger Auswertung der im Rahmen der Untersuchung erhobenen umfassenden Daten und Informationen in einem Abschlussbericht vorgestellt. Der Sachstandsbericht, einschließlich einer Zusammenfassung der Kernaussagen, kann auf der Internetseite des Bundeskartellamts (www.bundeskartellamt.de) abgerufen werden.

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (I.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (II.F.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.F.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (III.A)

(Textblöcke in diesen vier Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

B Erzeugung

C Netze

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen

4.2 Preisniveau Haushaltskunden

6. Ökostromsegment

H Mess- und Zählwesen

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

B Aufkommen von Gas

C Netze

D Regelenergie und Bilanzierung

F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung

4.2 Preisniveau Haushaltskunden

G Mess- und Zählwesen

III Übergreifende Themen

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

3. Marktkonzentration

F Großhandel

G Einzelhandel

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Heizstrom

7. Europäischer Strompreisvergleich

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)

3 Marktkonzentration

E Großhandel

F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Europäischer Gaspreisvergleich

III Übergreifende Themen

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz 2020 36

Abbildung 2: Marktlokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB 40

Abbildung 3: Marktlokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB 40

Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom 41

Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Strom 41

Abbildung 6: Anteile der fünf größten Unternehmen im Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet 47

Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2020 52

Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen 53

Abbildung 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2014 56

Abbildung 10: Anteile der Energieträger an der Nettostromerzeugung im Jahr 2020 58

Abbildung 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2014 60

Abbildung 12: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung 62

Abbildung 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland 64

Abbildung 14: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes 69

Abbildung 15: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 70

Abbildung 16: Standorte mit erwartetem Zubau und Marktaustritten von Kraftwerksblöcken bis 2024 77

Abbildung 17: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW 79

Abbildung 18: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW 80

Abbildung 19: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2020 86

Abbildung 20: Ausbauziele Wind an Land 90

Abbildung 21: Ausbauziele solare Strahlungsenergie 90

Abbildung 22: Ausbauziele Biomasse 91

Abbildung 23: Ausbauziele Wind auf See 91

Abbildung 24: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG 92

Abbildung 25: Maximale Einspeisung 94

Abbildung 26: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2020 94

Abbildung 27: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie 95

Abbildung 28: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger 96

Abbildung 29: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern 98

Abbildung 30: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG 99

Abbildung 31: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger in 2020 99

Abbildung 32: Entwicklung der EEG-Umlage 100

Abbildung 33: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarausschreibungen 2020/2021 110

Abbildung 34: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG und EnLAG) 120

Abbildung 35: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (EnLAG) 121

Abbildung 36: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 2. Quartal 2021 122

Abbildung 37: Schematische Darstellung des Planungs- und Baufortschritts (BBPlG) 123

Abbildung 38: Stand des Ausbaus der Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 2. Quartal 2021 124

Abbildung 39: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angabe für die 380kV-Ebene) ... 127

Abbildung 40: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angabe für die 380kV-Ebene) ... 128

Abbildung 41: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung 130

Abbildung 42: 10-Jahres-Hochspannungsnetzausbau im Zeitverlauf 133

Abbildung 43: Darstellung der Netzgebiete mit einem erwarteten Netzausbaubedarf der Hochspannung ab 100 Mio. Euro 135

Abbildung 44: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen) 137

Abbildung 45: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB 138

Abbildung 46: Anzahl der Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen 139

Abbildung 47: Geplante Anschaffungs- und Herstellungskosten 140

Abbildung 48: TOP20 investitionsstärkste VNB laut NAB 20: Investitionen in 2021 gemäß ARegV KKA 141

Abbildung 49: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen 143

Abbildung 50: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ von 2010 bis 2020 145

Abbildung 51: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2020 149

Abbildung 52: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2020 ... 153

Abbildung 53: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2020 .. 155

Abbildung 54: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2020. ... 157

Abbildung 55: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen ... 159

Abbildung 56: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2020 ... 162

Abbildung 57: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen ... 164

Abbildung 58: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen ... 164

Abbildung 59: Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte ... 170

Abbildung 60: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2012 bis 2021 ... 173

Abbildung 61: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh ... 174

Abbildung 62: Grundpreise der Netzbetreiber für SLP-Kunden pro Jahr ... 175

Abbildung 63: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2021 ... 178

Abbildung 64: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2021 ... 180

Abbildung 65: Verteilung der Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2021 ... 182

Abbildung 66: Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit) ... 185

Abbildung 67: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge ... 189

Abbildung 68: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2021 ... 196

Abbildung 69: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland ... 197

Abbildung 70: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland ... 198

Abbildung 71: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland ... 199

Abbildung 72: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten ... 200

Abbildung 73: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ... 201

Abbildung 74: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden ... 204

Abbildung 75: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2020 ... 205

Abbildung 76: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf ... 207

Abbildung 77: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. 210

Abbildung 78: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 210

Abbildung 79: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 212

Abbildung 80: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV 213

Abbildung 81: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung 214

Abbildung 82: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV 215

Abbildung 83: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelenergie (SRL und MRL) 217

Abbildung 84: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise 219

Abbildung 85: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F). 220

Abbildung 86: Im Zeitraum von Januar 2020 bis Dezember 2020 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. 223

Abbildung 87: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel in 2021 227

Abbildung 88: Export- und Importleistung 231

Abbildung 89: Verbundaustauschfahrpläne und physikalische Lastflüsse 232

Abbildung 90: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands 234

Abbildung 91: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe 235

Abbildung 92: Ungeplante Flüsse 236

Abbildung 93: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fond an die 4 ÜNB 238

Abbildung 94: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen 246

Abbildung 95: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der EXAA und der Nord Pool 249

Abbildung 96: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion 251

Abbildung 97: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2020 252

Abbildung 98: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT sowie Phelix-DE-Futures an der EEX 254

Abbildung 99: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr 254

Abbildung 100: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2020 255

Abbildung 101: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX 256

Abbildung 102: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT 258

Abbildung 103: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten 261

Abbildung 104: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr 262

Abbildung 105: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktlokationen 263

Abbildung 106: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete 264

Abbildung 107: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist 265

Abbildung 108: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2020 269

Abbildung 109: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden 270

Abbildung 110: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2020 271

Abbildung 111: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität 272

Abbildung 112: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden Elektrizität 273

Abbildung 113: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten 275

Abbildung 114: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber 276

Abbildung 115: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden 288

Abbildung 116: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2021 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert) 288

Abbildung 117: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb 289

Abbildung 118: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 290

Abbildung 119: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden 290

Abbildung 120: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC) 294

Abbildung 121: Haushaltskundenpreise Strom sowie Anteile der jeweiligen Vertragsarten 295

Abbildung 122: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden 296

Abbildung 123: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage 301

Abbildung 124: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden 304

Abbildung 125: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden 305

Abbildung 126: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden 309

Abbildung 127: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2021 für Ökostrom ... 311

Abbildung 128: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2020 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh ... 314

Abbildung 129: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2020 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh ... 315

Abbildung 130: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen ... 318

Abbildung 131: Anteil der Messlokationen je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden .. 319

Abbildung 132: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs ... 323

Abbildung 133: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway ... 323

Abbildung 134: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme ... 324

Abbildung 135: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb ... 325

Abbildung 136: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer ... 325

Abbildung 137: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich ... 327

Abbildung 138: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich ... 328

Abbildung 139: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 329

Abbildung 140: Regulatorische Kosten für modernen Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme ... 332

Abbildung 141: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2020 ... 341

Abbildung 142: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2020 ... 343

Abbildung 143: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2020 ... 345

Abbildung 144: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand 31. Dezember 2020 ... 345

Abbildung 145: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2020 ... 348

Abbildung 146: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten ... 349

Abbildung 147: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2020 ... 351

Abbildung 148: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2001 ... 352

Abbildung 149: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 – Aufteilung nach Übergabeländern ... 354

Abbildung 150: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 – Aufteilung nach Quellenländern ... 354

Abbildung 151: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2020 – Aufteilung nach Übernahmeländern 355

Abbildung 152: Umzustellende RLM Kunden 357

Abbildung 153: Umzustellende SLP Kunden 358

Abbildung 154: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2020 360

Abbildung 155: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 31. Oktober 2021 (Quelle: AGSI+) 361

Abbildung 156: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland in den einzelnen Jahren seit April 2014 – Stand: 31. Oktober 2021 (Quelle: AGSI+) 362

Abbildung 157: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 365

Abbildung 158: Ausbaumaßnahmen für das Erdgasnetz gemäß Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 367

Abbildung 159: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber . 371

Abbildung 160: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas im Zeitverlauf 372

Abbildung 161: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2020 373

Abbildung 162: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2020 373

Abbildung 163: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen 375

Abbildung 164: Angebot von Einspeisekapazitäten 378

Abbildung 165: Angebot von Ausspeisekapazitäten 378

Abbildung 166: Buchung je Kapazitätsprodukt (Einspeisung) 380

Abbildung 167: Buchung je Kapazitätsprodukt (Ausspeisung) 380

Abbildung 168: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet 381

Abbildung 169: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet 381

Abbildung 170: Kapazitätskündigungen nach Netzkoppelpunkt-Kategorie im Kalenderjahr 2020 383

Abbildung 171: Kapazitätskündigungen nach Produktart 384

Abbildung 172: Unterbrechungsmengen nach Regionen 385

Abbildung 173: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten 387

Abbildung 174: Prognostizierter und tatsächlicher Kapazitätsbedarf der Verteilernetze im Jahr 2020 388

Abbildung 175: Zeitablauf des SAIDI-Werts Entwicklung des SAIDI Gas von 2006 bis 2020 389

Abbildung 176: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas 393

Abbildung 177: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2021 (Karte) ... 395

Abbildung 178: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021 (Karte) ... 397

Abbildung 179: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021 (Karte) ... 399

Abbildung 180: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2020 bei NetConnect Germany, Stand Juli 2021 ... 405

Abbildung 181: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2020 bei GASPOOL, Stand Juli 2021 ... 406

Abbildung 182: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2021 ... 406

Abbildung 183: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2021 ... 407

Abbildung 184: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2021 ... 407

Abbildung 185: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 1 in GASPOOL, Stand Juli 2021 ... 408

Abbildung 186: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 2 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juli 2021 ... 408

Abbildung 187: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2020 für MOL 4 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juli 2021 ... 409

Abbildung 188: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab 1. Oktober 2020, Stand Juli 2021 ... 410

Abbildung 189: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise GASPOOL ab 1. Oktober 2020, Stand August Juli 2021 410

Abbildung 190: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juli 2021 ... 411

Abbildung 191: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand Juli 2021 ... 412

Abbildung 192: Wahl der Wetterprognose ... 413

Abbildung 193: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete ... 417

Abbildung 194: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete ... 418

Abbildung 195: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2019 nach Erfüllungszeitraum ... 419

Abbildung 196: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten ... 420

Abbildung 197: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2019 und 2020 421

Abbildung 198: EEX-EGSI im Jahr 2020 ... 422

Abbildung 199: Verteilung der Differenzen zwischen dem EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2020 ... 423

Abbildung 200: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2018 bis 2020 ... 424

Abbildung 201: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2020 ... 425

Abbildung 202: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage Verteilernetzbetreiber (VNB) Gas – Stand 31. Dezember 2020 ... 426

Abbildung 203: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2020 ... 427

Abbildung 204: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2020 ... 430

Abbildung 205: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden ... 432

Abbildung 206: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2020 ... 433

Abbildung 207: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2020 ... 433

Abbildung 208: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2020 ... 435

Abbildung 209: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas ... 437

Abbildung 210: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas ... 438

Abbildung 211: Gassperrungen nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2011 bis 2020 ... 440

Abbildung 212: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas inner- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten ... 441

Abbildung 213: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ... 448

Abbildung 214: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ... 450

Abbildung 215: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 451

Abbildung 216: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 453

Abbildung 217: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 457

Abbildung 218: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 458

Abbildung 219: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 459

Abbildung 220: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 460

Abbildung 221: Haushaltskundenpreise Gas sowie Anteile an den jeweiligen Vertragsarten 461

Abbildung 222: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten 462

Abbildung 223: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2020 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh 464

Abbildung 224: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2020 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh 466

Abbildung 225: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2020 470

Abbildung 226: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2020 471

Abbildung 227: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen 472

Abbildung 228: Jährliche Neuregistrierungen nach REMIT in Deutschland[208] 474

Abbildung 229: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat 475

Abbildung 230: Anzahl der von den Marktteilnehmern gemeldeten eindeutigen Trade- und Order-Identifikationsnummern (IDs) pro Monat 476

Abbildung 231: Meldungen zu Trades („Handelsgeschäfte“) und Orders („Handelsaufträge“) nach Art des Marktplatzes in Prozent 477

Abbildung 232: Verdachtsfälle 2012 bis 2021 478

Abbildung 233: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 – 2021 479

Abbildung 234: Monatliche Registrierungen von Einheiten 481

Abbildung 235: Zugriffszahlen pro Monat 483

Abbildung 236: Legitimierungen pro Monat 484

Abbildung 237: Aufteilung der Netzbetreiberprüfungen in die verschiedenen Status 485

Abbildung 238: Anfragen zur Unterstützung durch Bundesnetzagentur 485

Abbildung 239: Löschanträge und Fehlermeldungen 486

Abbildung 240: Datenkorrekturen durch Bundesnetzagentur 487

Abbildung 241: Angestoßene Registrierungen von Betreiberwechseln 488

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2020 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber 35

Tabelle 2: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom....37

Tabelle 3: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Lastprofil gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom 37

Tabelle 4: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2016 bis 2021....38

Tabelle 5: Netzstrukturdaten 2020 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom 39

Tabelle 6: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch) 46

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger....48

Tabelle 8: Entwicklung der Nettostromerzeugung seit 2014....57

Tabelle 9: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung....59

Tabelle 10: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung seit 2014....61

Tabelle 11: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2015 63

Tabelle 12: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland....65

Tabelle 13: Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG 68

Tabelle 14: Reduktionspfad für die großen Braunkohleanlagen gemäß KVBG 71

Tabelle 15: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. September 2020 72

Tabelle 16: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 4. Januar 2021 73

Tabelle 17: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 30. April 2021....74

Tabelle 18: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung jeweils zum 31. Dezember....76

Tabelle 19: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW.....79

Tabelle 20: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW....80

Tabelle 21: Inbetriebnahmen Stromerzeugungseinheiten von KWK-Anlagen....82

Tabelle 22: Inbetriebnahmen nach Energieträger 82

Tabelle 23: Inbetriebnahmen nach Größenklassen 83

Tabelle 24: Inbetriebnahmen nach Bundesländern....83

Tabelle 25: Ausschreibungsergebnisse für KWK-Anlagen....84

Tabelle 26: Ausschreibungsergebnisse für innovative KWK-Systeme 85

Tabelle 27: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember) ... 87

Tabelle 28: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG ... 88

Tabelle 29: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ... 88

Tabelle 30: Ausbaupfade ... 89

Tabelle 31: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ... 93

Tabelle 32: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie ... 96

Tabelle 33: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ... 98

Tabelle 34: Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie ... 101

Tabelle 35: (Fortsetzung von Tabelle 34): Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie ... 102

Tabelle 36: Durchgeführte Ausschreibungen in 2020 und 2021 für die Energieträger Solar und Windenergie an Land mit gleitender Marktprämie ... 104

Tabelle 37: Durchgeführte Ausschreibungen 2020 und 2021 mit gleitender Marktprämie ... 105

Tabelle 38: Durchgeführte Ausschreibungen 2020 und 2021 mit fixer Marktprämie. ... 105

Tabelle 39: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen ... 107

Tabelle 40: Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments 2020 ... 108

Tabelle 41: Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments 2021 ... 109

Tabelle 42: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2020 ... 111

Tabelle 43: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021 ... 112

Tabelle 44: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer ... 113

Tabelle 45: Ausschreibungsverfahren für Windenergie auf See; Gebotstermin 1. September 2021 ... 114

Tabelle 46: Ausschreibungen Biomasse 2020 ... 115

Tabelle 47: Ausschreibungen Biomasse 2021 ... 116

Tabelle 48: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2020 – 2021 ... 118

Tabelle 49: Ausschreibungen für Solaranlagen des 2. Segments 2021 ... 119

Tabelle 50: Übersicht Kilometer ... 125

Tabelle 51: 10-Jahres-Netzausbauplanung auf Verteilernetzebene ... 132

Tabelle 52: Hochspannungsnetzausbau – Verteilernetzbetreiber mit einem erwarteten Netzausbau über 100 Mio. Euro ... 134

Tabelle 53: Clustereinteilung des Verteilernetzausbaus ... 136

Tabelle 54: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB ... 137

Tabelle 55: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2020 ... 147

Tabelle 56: Übersicht Netzengpassmanagementmaßnahmen ... 148

Tabelle 57: Redispatch i. S. d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2020 ... 149

Tabelle 58: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2020 ... 151

Tabelle 59: (Fortsetzung von Tabelle 58) Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2020 ... 152

Tabelle 60: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2020 ... 154

Tabelle 61: Verteilung der Kraftwerkseinsätze der deutschen ÜNB nach Bundesländern im Jahr 2020 in GWh ... 156

Tabelle 62: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2020 ... 158

Tabelle 63: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen ... 159

Tabelle 64: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2020 ... 160

Tabelle 65: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2020 ... 161

Tabelle 66: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspeisemanagementmaßnahmen im Jahr 2020 ... 165

Tabelle 67: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2020 ... 166

Tabelle 68: Entwicklung der Grundpreise ... 176

Tabelle 69: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2021 ... 177

Tabelle 70: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2021 ... 179

Tabelle 71: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020 ... 181

Tabelle 72: Maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2021 (Planwerte) ... 186

Tabelle 73: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung ... 190

Tabelle 74: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung ... 191

Tabelle 75: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebene-Kategorien ... 191

Tabelle 76: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebene-Kategorien ... 192

Tabelle 77: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2021) ... 195

Tabelle 78: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung ... 211

Tabelle 79: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve ... 212

Tabelle 80: Maximale Ausgleichsenergiepreise ... 218

Tabelle 81: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten ... 229

Tabelle 82: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten ... 230

Tabelle 83: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse ... 233

Tabelle 84: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen ... 233

Tabelle 85: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen ... 234

Tabelle 86: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse) ... 235

Tabelle 87: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2020 ... 250

Tabelle 88: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2018 bis 2020 ... 253

Tabelle 89: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2020 nach Erfüllungszeitraum ... 260

Tabelle 90: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2020 ... 269

Tabelle 91: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität) ... 271

Tabelle 92: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2020 ... 276

Tabelle 93: Produkte in gebündelten Tarifen und Größe der Unternehmen, die diese anbieten ... 278

Tabelle 94: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen ... 281

Tabelle 95: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2021 ... 283

Tabelle 96: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr ... 284

Tabelle 97: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2021 ... 286

Tabelle 98: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2020 zum 1. April 2021 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden ... 287

Tabelle 99: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2021 ... 291

Tabelle 100: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2021 ... 292

Tabelle 101: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2021 ... 293

Tabelle 102: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden ... 297

Tabelle 104: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2021 ... 298

Tabelle 105: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2021 ... 299

Tabelle 106: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2021 ... 300

Tabelle 107: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr ... 307

Tabelle 108: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr ... 308

Tabelle 109: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2020 ... 309

Tabelle 110: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden und deren Veränderung in Bezug auf den 1. April 2020 für das Abnahmeband III zum 1. April 2021 für Ökostrom ... 310

Tabelle 111: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) ... 312

Tabelle 112: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom ... 317

Tabelle 113: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern ... 319

Tabelle 114: Pflichteinbaufälle i. S. d. § 29 i. V. m. 31, 32 MsbG ... 321

Tabelle 115: Optionaler Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. 31 MsbG ... 322

Tabelle 116: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich ... 326

Tabelle 117: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich ... 328

Tabelle 118: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs. 1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs bei Letztverbrauchern ... 330

Tabelle 119: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs. 1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs bei Anlagenbetreibern ... 331

Tabelle 120: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG ... 331

Tabelle 121: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 2. November 2021 ... 342

Tabelle 122: Netzstrukturdaten 2020 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas (Angaben von 665 der insgesamt 703 Verteilernetzbetreiber) – Stand 31. Dezember 2020 ... 344

Tabelle 123: Ausspeisemengen Gas in 2020 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas ... 346

Tabelle 124: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2020 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 347

Tabelle 125: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2020 und 2019 ... 355

Tabelle 126: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2020 und 2019 ... 356

Tabelle 127: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU ... 358

Tabelle 128: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2020 ... 359

Tabelle 129: Übersicht über die fünf größten deutschen Speicherbetreiber (Quelle: AGSI+, Stand: 31. Oktober 2021) ... 363

Tabelle 130: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber ... 364

Tabelle 131: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2020 ... 389

Tabelle 132: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021 ... 394

Tabelle 133: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021 ... 396

Tabelle 134: Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2021 ... 398

Tabelle 135: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2020 ... 431

Tabelle 136: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2020 ... 434

Tabelle 137: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2020 ... 436

Tabelle 138: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2020 gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 437

Tabelle 139: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Gas in 2020 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas ... 438

Tabelle 140: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2020 gemäß Angaben der VNB Gas ... 442

Tabelle 141: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2020 gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 444

Tabelle 142: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ... 447

Tabelle 143: Preisniveau am 1. April 2021 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ... 449

Tabelle 144: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten. ... 452

Tabelle 145: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh)) zwischen den Stichtagen 1. April 2020 und 1. April 2021 gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 453

Tabelle 146: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 454

Tabelle 147: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 455

Tabelle 148: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 456

Tabelle 149: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas ... 463

Tabelle 150: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2020 467

Tabelle 151: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2020 468

Tabelle 152: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2020 469

Tabelle 153: Anzahl Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2020 471

Tabelle 154: Anzahl registrierter Einheiten im Marktstammdatenregister 482

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CR	Concentration Ratio
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.

DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasGKErstV	Verordnung zu Kostenerstattungsansprüchen für Gasgeräte
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität

GPRS	General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Erweiterung von GSM)
GSM	Groupe Spécial Mobile/ Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iMSys	Intelligente Messsysteme
InnAusV	Innovationsausschreibungsverordnung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KoV IV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 1. Oktober 2011
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LSV	Ladesäulenverordnung
m^3/h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung

MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km²	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm³	Normkubikmeter
Nm³/h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen

REMIT	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RLM	Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handelspunkt

Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 Energiewirtschaftsgesetz, § 2 Stromnetzzugangsverordnung, § 2 Gasnetzzugangsverordnung, § 2 Stromnetzentgeltverordnung, § 2 Gasnetzentgeltverordnung, § 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen). Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird. Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen	Aufwendungen beinhalten alle technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann (Ersatz- und Erhaltungsaufwand).
Ausgleichsenergie	*Elektrizität*: Die eingesetzte Regelarbeit, die mit den Leistungsungleichgewichten verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Ausgleichsenergie ist somit die Umlage der Abrufkosten für die Regelleistung, sie stellt die bilanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regelarbeit dar.

	Gas: Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. §23 Abs. 2 GasNZV).
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge).
Bilanzkreis	Innerhalb einer Regelzone im Elektrizitätsbereich die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG).
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Gebiet zugeordnet sind, einem Bilanzkreis angehören (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG).
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen (vgl. VGB, 2012).
Bruttostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus der Bruttostromerzeugung, ergänzt um die Importe und abzüglich der Exporte (beides physikalische Lastflüsse).
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der

	Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
CO_2-Ausstoß zur Stromerzeugung	Mit der Stromerzeugung aus der spezifischen Erzeugungseinheit einhergehende Freisetzung von CO_2. Bei KWK-Anlagen die anteilige Freisetzung von CO_2, die nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 „Energetische Bewertung von Fernwärme – Bestimmung spezifischer CO_2-Emissionsfaktoren –“ (Dezember 2014) der Stromerzeugung zuzuordnen ist.
Day-Ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt.
Dominanzmethode	Methode zur vereinfachten Konzernzurechnung für die Zwecke von Marktkonzentrationsauswertungen. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).
Dynamische Preise	Preise eines Stromliefervertrages zwischen einem Anbieter und einem Endkunden, der den Preis auf dem Spotmarkt, einschließlich Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des betreffenden Marktes entsprechen.
EEG-Umlage	Die EEG-Umlage ist ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen §60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien finanziert. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, erhalten dafür von den Netzbetreibern eine im EEG festgelegte oder durch Ausschreibungen ermittelte Zahlungsansprüche. Die hierfür notwendigen finanziellen

Mittel werden zum größten Teil durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Seit der EEG-Umlage 2021 trägt auch ein Bundeszuschuss zur Finanzierung bei. Grundsätzlich müssen alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie ist Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wird von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB sind verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nehmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung.

EEX/ EPEX Spot

European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO_2-Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 51 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 Prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben.
Seit November 2017 ist die EEX alleiniger Anteilseigner der Powernext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX). Durch die vollständige Integration der Powernext in die EEX zum 1. Januar 2020 bietet die EEX alle Produkte auf einem einzigen Marktplatz.

Einspeisemanagement (EinsMan)

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzengpassmanagementmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i. V. m. §§14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.
Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei

	einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
Energieinformationsnetz (EIN)	Übermittlung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 10 MW und einem Anschluss an Netze mit einer Nennspannung von wenigstens 110 kV an die Übertragungsnetzbetreiber für die Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung (siehe Beschluss Bundesnetzagentur BK6-13-200).
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, darf im Elektrizitätsbereich ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein „Entgelt für Messstellenbetrieb“ ausgewiesen werden, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.
Entgelt für Messung	Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)
Entnahmemenge	Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.
ENTSO-E	Die ENTSO-E ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit dem Ziel einen liberalisierten Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen. Sitz des Verbandes ist Brüssel Die EU-Transparenzverordnung (EU-VO Nr. 543/2013) wurde von der EU-Kommission verabschiedet. In dieser wird die Verpflichtung aufgeführt, dass seit Januar 2015 von ENTSO-E eine Transparenzinformationsplattform für Fundamentaldaten im Europäischen Strommarkt betrieben wird. Alle in der Verordnung benannten Marktteilnehmer, wie Betreiber von Kraftwerken, Speichern, Verbrauchseinheiten, Stromnetzbetreiber. In Deutschland wird die Markttransparenzstelle der Bundesnetzagentur und des

	Bundeskartellamts (Artikel 4 Absatz 6 EU-VO) die Umsetzung für den deutschen Markt überwachen.
Erdgasreserven	Sichere Reserven: In bekannten Lagerstellen auf Grund lagerstättentechnischer oder geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeit 90 Prozent). Wahrscheinliche Reserven: einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent.
Ersatzversorger	Ersatzversorger ist der Grundversorger. (vgl. § 38 EnWG)
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert. (vgl. § 38 EnWG)
Erzeugungsauslagen (bzw. Arbeitskosten)	Die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung. Dazu gehören - Nachbeschaffung von Brennstoffen sowie sonstigen Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen, - Beschaffung von Gas (soweit nicht von den Herstellungskosten erfasst); Reststoffkosten, - CO_2-Zertifikate/ Emissionskosten, Kosten (und Erlöse) für das Anfahren der Anlage (auch Probestarts und Testfahrten), - Energiesteuerrückerstattungen HS oder HEL, - Verbrauchskosten, - EEG-Umlagen und Netznutzungsentgelte für den Eigenbedarf, - Bilanzkreisabweichungen Strom und Gas (Ausgleichsenergie- Kosten und Erlöse), - dezentrale Einspeisevergütung, - Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten, - Heizungs- und Hilfsdampfkosten, - Gasgebühren.
Flow Based Allocation (FBA)	Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe. Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen

	(Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt.
Grundversorger	Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas oder Strom durchführt.
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG).
Heizstrom	Als Heizstrom gilt Strom, der zum Betrieb steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen handelt es sich im Wesentlichen um Nachtspeicherheizungen und elektrische Wärmepumpen.
H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu L-Gas – höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m³ bis 15,7 kWh/m³.
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel an der EPEX Spot werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden. Dies ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf.
Investitionen	Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“

geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).

Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher) Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (Vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).

Jahreshöchstlast (Letztverbraucher) Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.

Kavernenspeicher Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.

Kondensationsstrom (netto) Der Brutto-Kondensationsstrom ist der Teil der Bruttostromerzeugung in einer Berichtszeit, der entsteht, wenn das Arbeitsmedium in einer Dampfturbinenanlage bis auf Umgebungstemperatur ausgekühlt wird und somit das volle, mögliche Enthalpie-Gefälle zur Stromerzeugung genutzt wird. Stromerzeugung in Gasturbinen, mit Verbrennungsmotoren betriebenen BHKW und Brennstoffzellen ohne Nutzung der anfallenden Wärme ist „ungekoppelte Stromerzeugung“ und damit der Kondensationsstromerzeugung gleichzusetzten.
Der Netto-Kondensationsstroms einer Stromerzeugungsanlage ist die um den Betriebseigenverbrauch Kondensationsstrom verminderte Bruttostromkondensationsstromerzeugung (in einer Berichtszeit)

Konventioneller Messstellenbetrieb	Der konventionelle Messstellenbetrieb beinhaltet alle Messeinrichtungen, die nicht moderne Messeinrichtung oder intelligentes Messsystem sind (z. B. Ferraris-Zähler, eHZ, EDL21, EDL40, RLM-Zähler usw.).
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	Anteil der elektrischen Netto-Nennleistung bei Wärmenennleistung, der direkt mit der Wärmeauskopplung verbunden ist. Der Anteil der elektrischen Leistung, der sich ausschließlich auf die Erzeugung von Strom bezieht (Kondensationsanteil) wird hierbei nicht berücksichtigt.
Lastvariabler Tarif	Als lastvariabler Tarif wird ein Stromtarif bezeichnet, bei dem der Strompreis von der Stromnachfrage und der Netzauslastung abhängt.
L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas – niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m³ bis 13,0 kWh/m³.
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden).
Market Coupling	Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead-Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.

Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.
Marktgebiet	Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktlokation	In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.
Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Gesamtvolumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie nach eichrechtlichen Vorschriften sowie die Weiterverarbeitung der gemessenen Daten für Abrechnungszwecke.
Messlokation	Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt. Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.
Moderne Messeinrichtung	Eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann.
Nenndruck	Der Nenndruck gibt für ein Rohrleitungssystem eine Referenzgröße an. Die Angabe erfolgt nach DIN, EN, ISO durch die Bezeichnung PN (Pressure Nominal) gefolgt von einer dimensionslosen ganzen Zahl, die den Auslegungsdruck in bar bei Raumtemperatur (20 °C) angibt. Nach EN 1333 sind bestimmte Nenndruckstufen festgelegt: PN 2,5 – PN 6 – PN 10 – PN 16 – PN 25 – PN 40 – PN 63 – PN 100 – PN 160 – PN 250 – PN 320 – PN 400.
Nennleistung	Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig

den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Lufteintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z. B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.
Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:
– zusätzliche Investitionen, z. B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern,
– Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen,
– die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d. h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder
– die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).

Netto-Leistung

An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).

Netto-Netzentgelte

Elektrizität: Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG und weitere Umlagen.

Gas: Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.

Netto-Stromerzeugung

Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).

Netzanschluss

Elektrizität: Der Netzanschluss gemäß § 5 NAV verbindet das Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers. Er beginnt an der Abzweigstelle des Niederspannungsnetzes und endet mit der Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den Netzanschluss anzuwenden. Im Fall von Kraftwerken ist der Netzanschluss die Herstellung der elektrischen Leitung, die Erzeugungsanlage und Anschlusspunkt verbindet, und ihre Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt (§ 2 Nr. 2 KraftNAV).
Gas: Der Netzanschluss gemäß § 5 NDAV verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.

Netzebene

Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)

Niederspannung (NS)	≤ 1 kV
Mittelspannung (MS)	> 1 kV und ≤ 72,5 kV
Hochspannung (HS)	> 72,5 kV und ≤ 125 kV
Höchstspannung (HöS)	> 125 kV

Netzgebiet

Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.

Netzreservekapazität

Die Netzreservekapazität ist ein Preiselement für Kunden mit Eigenerzeugung bzw. Netzbetreiber, in deren Netz solche Erzeugungsanlagen einspeisen. Bei Ausfällen durch Störungen oder Revisionen kann eine Netzreservekapazität mit einer zeitlichen

	Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden je Abrechnungsjahr vertraglich vereinbart werden.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin).
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilernetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit (vgl. VGB, 2012).
Netzzugang	Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Der Regelfall ist die Netznutzung durch Lieferanten, welche dann auch die Netzentgelte an den Netzbetreiber abführen. Zulässig ist aber auch die Netznutzung durch Letztverbraucher. In diesem Fall führt der Letztverbraucher die Netzentgelte an den Netzbetreiber ab.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.
Normkubikmeter Nm^3	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Nutzwärme	Die aus einem KWK-Prozess ausgekoppelte Wärme, die außerhalb der KWK-Anlage für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird, (vgl. §2 Abs. 26. KWKG)
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem Tarif angeboten/gehandelt wird.
Online Tarife	Ein Tarif, der online abgeschlossen werden kann (z. B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportal) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind.

OMS-Standard	Auswahl von Optionen aus der Europäischen Norm 13757-x, die von der OMS Group ausgewählt wurden. Diese „Open Metering System Specification“ standardisiert die Kommunikation innerhalb der Verbrauchszählung.
OTC-Handel	OTC-Handel steht für den englischen Begriff „Over The Counter“ und bezeichnet finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über eine Börse abgewickelt werden. OTC-Handel wird auch als außerbörslicher Handel bezeichnet.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Werktages. Dieser Spitzenlaststrom weist im Vergleich zur Baseload (Grundlast) grundsätzlichen einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	*Spotmarkt*: Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnittspreis aller Stundenkontrakte eines kompletten Tages (Grundlaststrom) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet. Der Phelix-Day-Peak wird als arithmetischer Durchschnittspreis der Stundenpreise von 08:00 bis 20:00 (Spitzenlastzeiten) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet. *Terminmarkt*: Bei der EEX gibt es den Phelix-DE-Year-Future für Stromkontrakte für das nächste Kalenderjahr oder darauffolgende Jahre für das Marktgebiet Deutschland (sowohl für Base als auch für Peak). Alle Kontrakte können sowohl für Baseload als auch für Peakload gehandelt werden.
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden

Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

Regelleistung — Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme zu gewährleisten.

RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) — *Elektrizität*: Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Strom sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh zu verstehen.
Gas: Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Gas sind Letztverbraucher mit mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde zu verstehen.

Schwarzstartfähigkeit — Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d. h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenzänderungen kommt.

SLP-Kunde (Standardlastprofilkunde) — *Elektrizität*: Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen.

(Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden). *Gas*: Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangsmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden).

SNL - Schnell abschaltbare Lasten — Schnell abschaltbare Lasten sind abschaltbare Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar innerhalb von maximal 15 Minuten ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes herbeigeführt werden kann.

SOL - Sofort abschaltbare Lasten — Sofort abschaltbare Lasten sind abschaltbare Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar unverzögert ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes sowie automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vorgegebenen Netzfrequenz herbeigeführt werden kann

Speicherbetreiber — Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.

Spotmarkt — Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)

Stammdaten — Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählernummer.

Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchseinrichtung)

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie

Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Sie hat hierbei die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten. (§14a EnWG)

Stromkreislänge

Stromkreislänge ist definiert als Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel oder Freileitungen in den Netzebenen HöS, HS, MS, NS (Beispiel: Wenn L1 = 1 km, L2 = 1 km und L3 = 1 km, dann Stromkreislänge = 1 km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel oder Seile ist für die Stromkreislänge nicht maßgeblich.
Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel oder Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Leitungen mit Fremdnutzungsanteil sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen.
Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel anzugeben. Stromkreislängen von Straßenbeleuchtungskabeln werden nur dann genannt, wenn die Kosten im Tätigkeitsabschluss des Geschäftsjahres für die Elektrizitätsverteilung enthalten sind. Geplante, in Bau befindliche, an Dritte verpachtete sowie stillgelegte Kabel oder Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

Terminmarkt

Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate für die Zukunft gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.

Thermische Nutzleistung

Die höchste Nutzwärmeerzeugung unter Nennbedingungen, die eine KWKG-Anlage abgeben kann.

Umspannebene

Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.

Untertagespeicher

Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.

Verbindliche Verbundaustauschfahrpläne

Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben,

	stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Energieversorger von dem er zuvor beliefert wurde.
Weiterverteiler	Regionale und lokale Gasverteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. §2 Abs. 28 MsbG).

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bundeskartellamt
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 615
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 (0)228/14-5999
Fax +49 (0)228/14-5973

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de
www.bundeskartellamt.de
Tel. +49 (0)228/9499-0
Fax +49 (0)228/9499-400

Stand

1. Dezember 2021

Druck

MKL Druck GmbH & Co. KG

Bildnachweis

Titel: Adobe Stock / by-studio

Text

Bundesnetzagentur
Referat 615

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Telefon: +49 228 14-0
Telefax: +49 228 14-8872
E-Mail: info@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de