

Monitoringbericht 2018

Gasmarkt - Großhandel

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Stand: 8. Februar 2019

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 603
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 2018 von 6.500 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.

Kernaussagen

Erdgasgroßhandel

Im Jahr 2017 hat die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt deutlich abgenommen. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Vergleich zum Vorjahr zwar um rund 5 Prozent gestiegen, wohingegen das Handelsvolumen der Terminkontrakte um etwa 34 Prozent gesunken und damit leicht unter dem Niveau von 2015 angelangt ist. Im brokervermittelten, bilateralen Großhandel ist 2017 eine Volumenabnahme um rund 20 Prozent zu verzeichnen.

Im Gegensatz zum Jahr 2016 war das Jahr 2017 von zum Teil merklich gestiegenen Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die jeweiligen Preisindizes (Tagesreferenzpreise, BAFA-Grenzübergangspreise) zeigen einen Anstieg zwischen 12 Prozent und 24 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|------------|
| E | Großhandel..... | 407 |
| | 1. Börslicher Großhandel..... | 407 |
| | 2. Bilateraler Großhandel | 410 |
| | 2.1 Brokerplattformen..... | 410 |
| | 2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten | 412 |
| | 3. Großhandelspreise..... | 414 |
| | VERZEICHNISSE | 477 |
| | Verzeichnis Autorenschaft..... | 478 |
| | Gemeinsame Textteile..... | 478 |
| | Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)..... | 478 |
| | Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)..... | 479 |
| | Abbildungsverzeichnis | 481 |
| | Tabellenverzeichnis..... | 491 |
| | Abkürzungsverzeichnis..... | 497 |
| | Glossar..... | 501 |
| | Impressum..... | 513 |

E Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Je vielfältiger die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, desto weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen einzigen Lieferanten zu binden. Die Optionen der Marktteilnehmer, aus einer Vielzahl von Handelspartnern auszuwählen und ein diversifiziertes Portfolio an kurz- und langfristigen Handelskontrakten zu halten, werden erweitert. 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 netzbezogen oder marktgebietsbezogen ab. Im Jahr 2017 hat sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt reduziert. Im brokervermittelten, bilateralen Großhandel ist 2017 eine Volumenabnahme um rund 14 Prozent zu verzeichnen. Das Volumen des börslichen Gashandels ist um rund 7 Prozent gesunken.

Im Jahr 2017 war ein deutlicher Anstieg der Gasgroßhandelspreise zu verzeichnen. Die verschiedenen Preisindizes zeigen eine Steigerung von rund 12 Prozent (BAFA-Grenzübergangspreise) bis 24 Prozent (EEX Tagesreferenzpreis) im Vergleich zum Vorjahr.¹

1. Börslicher Großhandel

Der für den deutschen Erdgashandel relevante Börsenhandelsplatz wird von der 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 deutsche Marktgebiete NetConnect Germany („NCG“) und GASPOOL handelbar.

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-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) möglich, und zwar kontinuierlich (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. Der Terminmarkt dient primär der Absicherung gegen Preisrisiken bzw. der Portfoliooptimierung und nur sekundär der langfristigen Gasbeschaffung.

Durch die zwischen der EEX und der französischen Powernext SA im Jahr 2013 als Kooperation gegründete „PEGAS“ sind die Gas-Handelsaktivitäten auf einer gemeinsamen Plattform gebündelt worden, was den

¹ Im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Tagesreferenzpreise NCG um rund 24 Prozent und GASPOOL um rund 22 Prozent. Das arithmetische Mittel des European Gas Index Deutschland (EGIX) stieg um rund 21 Prozent.

grenzüberschreitenden Handel erleichtert. Nach der fusionskontrollrechtlichen Freigabe u. a. durch das Bundeskartellamt hat die EEX zum 1. Januar 2015 die Mehrheit der Anteile an der Powernext SA übernommen, so dass diese nun zur EEX-Gruppe gehört. Seit November 2017 ist sie 100 prozentige Anteilseignerin an der Powernext SA.²

Alle Geschäftsaktivitäten von EEX und Powernext werden am europäischen Gasmarkt auf der gemeinsamen Plattform „PEGAS“ betrieben. Über PEGAS können Spot- und Terminmarktprodukte für die Gasmarktgebiete in Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Großbritannien und Italien gehandelt werden. Die Terminkontrakte sind für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sog. seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar.

Nachdem das Angebot auf PEGAS bereits im Jahr 2016 um die Produkte des österreichischen Central European Gas Hub (CEGH) sowie der dänischen Gaspoint Nordic erweitert wurde, erfolgte im Berichtsjahr eine weitere geografische Ausweitung der PEGAS-Produktpalette. Die Spot- und Terminprodukte der tschechischen Energiebörse PXE (Power Exchange Central Europe) wurden auf Powernext übertragen. Weiterhin wurde in der zweiten Jahreshälfte 2017 ein neuer europäischer Spotmarktindex „European Gas Spot Index“ (EGSI) eingeführt, der es den Marktteilnehmern ermöglicht, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Der Preisindex umfasst die Gasmärkte Deutschland (Gaspool und NCG), Niederlande (TTF), Frankreich (PEG Nord und TRS), Österreich (CEGH VTP), Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP). Ab Januar 2018 wird der EGSI den Tagesreferenzpreis vollständig ablösen.

An den gesamten Gasmärkten der EEX-Gruppe wurden im Jahr 2017 insgesamt 1.982 TWh gehandelt. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2016: 1.744 TWh³). Auf den Spotmarkt entfielen dabei 828 TWh (2016: 653 TWh⁴); am Terminmarkt wurde insgesamt ein Volumen von 1.154 TWh umgesetzt (2016: 1.091 TWh).⁵

Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen an der PEGAS belief sich im Jahr 2017 auf rund 396 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 425 TWh einem Rückgang von rund 29 TWh bzw. sieben Prozent entspricht. Das Handelsvolumen für das Marktgebiet GASPOOL nahm um 19 TWh bzw. rund 16 Prozent zu, während das Volumen für das Marktgebiet NCG um 48 TWh bzw. rund 16 Prozent abgenommen hat. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2017 erneut gestiegen und betrug rund 309 TWh (Vorjahr: rund 295 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2017 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 115,8 TWh, Vorjahr: 128,5 TWh; GASPOOL: 69,3 TWh, Vorjahr: 51,1 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 130 TWh im Jahr 2016 auf rund 86 TWh im Berichtsjahr gesunken, was einer Abnahme von 34 Prozent entspricht.

² Siehe <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-wird-100-iger-anteilseigner-von-powernext/75780>, aufgerufen am 13. September 2018

³ Der entsprechende Wert aus dem Monitoring-Bericht 2017 (1756,2 TWh) wurde korrigiert.

⁴ Der entsprechende Wert aus dem Monitoring-Bericht 2017 (665,5 TWh) wurde korrigiert.

⁵ EEX Group Geschäftsbericht 2017, Seite 54

Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete in TWh

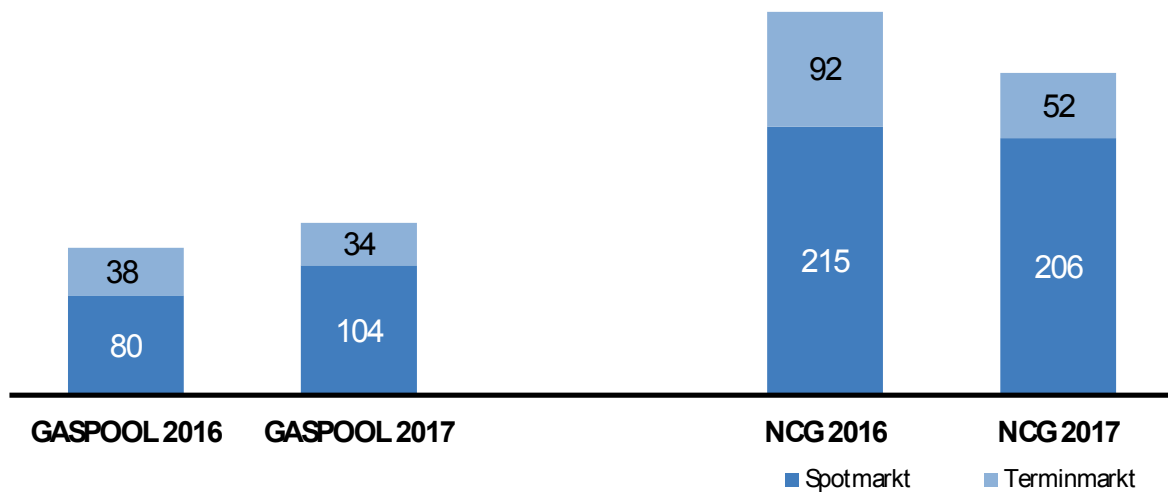


Abbildung 1: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven⁶ Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel durchschnittlich 84 Teilnehmer (Vorjahr durchschnittlich 79 Teilnehmer) und für GASPOOL-Kontrakte etwa 71 (Vorjahr etwa 68). Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Zahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag für das Marktgebiet NCG rund 8,9 Teilnehmer (im Vorjahr 11,2 Teilnehmer) bzw. für das Marktgebiet GASPOOL rund 6,4 Teilnehmer (im Vorjahr 7,1 Teilnehmer). Dies entspricht den Teilnehmerzahlen aus dem Vorjahr. Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Menge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich. Im Hinblick auf die geringeren Steigerungsraten im Terminmarkt spielt eine Rolle, dass ein an der Börse gehandelter und infolgedessen „geclearter“ Vertrag aufgrund des täglichen Marginings (der täglichen Anpassung der hinterlegten Sicherheiten) über den gesamten langen Zeitraum bis zur Fälligkeit für den Marktteilnehmer ein Liquiditätsrisiko darstellt und auch einen hohen Arbeitsaufwand bedeuten kann.

Zur Sicherstellung der Liquidität bzw. eines kontinuierlichen Handels sind auf dem Gasterminmarkt der PEGAS Market Maker⁷ aktiv. Der Umsatzanteil der Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker an allen über PEGAS abgeschlossenen Gasterminkontrakten betrug im Jahr 2017 verkaufsseitig rund 21 Prozent und kaufseitig rund 31 Prozent. Zusätzlich zu Vereinbarungen mit den Unternehmen als Market Maker unterhält die PEGAS Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang zur

⁶ Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

⁷ Als Market Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market Maker soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen.

Liquiditätsstärkung verpflichten (Liquidity Provider). Auf diese Unternehmen entfielen im Jahr 2017 beim Verkauf 35 Prozent und beim Kauf rund 23 Prozent des Handelsvolumens.⁸

2. Bilateraler Großhandel

Der ganz überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird bilateral, d.h. außerbörslich („over-the-counter“- OTC) abgewickelt. Der bilaterale Handel bietet den Vorteil, dass er flexibel durchgeführt werden kann, insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf einen begrenzten Kanon von Kontrakten. 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 Nachfrage und Angebot von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Suchkosten reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig ermöglicht sie grundsätzlich eine breitere Risikostreuung. Schließlich bieten Broker als Dienstleistung an, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen, so dass das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) der Parteien abgesichert wird. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt neun (im Vorjahr zehn⁹) Brokerplattformen beteiligt.

Die von diesen Brokerplattformen im Jahr 2017 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.672 TWh (Vorjahr 3.120 TWh), wovon 1.120 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2017 entfielen mit dem Erfüllungszeitraum ab einer Woche.

Die Volumenabnahme wird durch die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel für die Marktgebiete NCG und GASPOOL bestätigt.¹⁰ In der LEBA sind sieben der neun Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auf diese Brokerplattformen entfielen im Jahr 2017 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.483 TWh. Dies entspricht gegenüber der Vorjahresmenge von 2.775 TWh einem Rückgang von elf Prozent.

⁸ Die in dem Abschnitt genannten Zahlen stellen die jeweiligen Anteile von Market Makern und Liquidity Providern am gehandelten Volumen dar. Jedoch wird nicht jede von diesen Unternehmen angebotene Megawattstunde von den Unternehmen in ihrer Eigenschaft als Market Maker / Liquidity Provider gehandelt. Diese Unternehmen handeln auch unabhängig von ihren Verträgen als Market Maker / Liquidity Provider an der Börse.

⁹ Im Monitoringbericht 2017 wurden für den Bereich Gas elf Brokerplattformen ausgewiesen, eine von diesen Plattformen war tatsächlich nur im Strombereich tätig.

¹⁰ Siehe London Energy Brokers' Association, OTC Energy Volume Report, https://cdn.evia.org.uk/content/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202017.pdf (abgerufen am 13. April 2018)

Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen in TWh

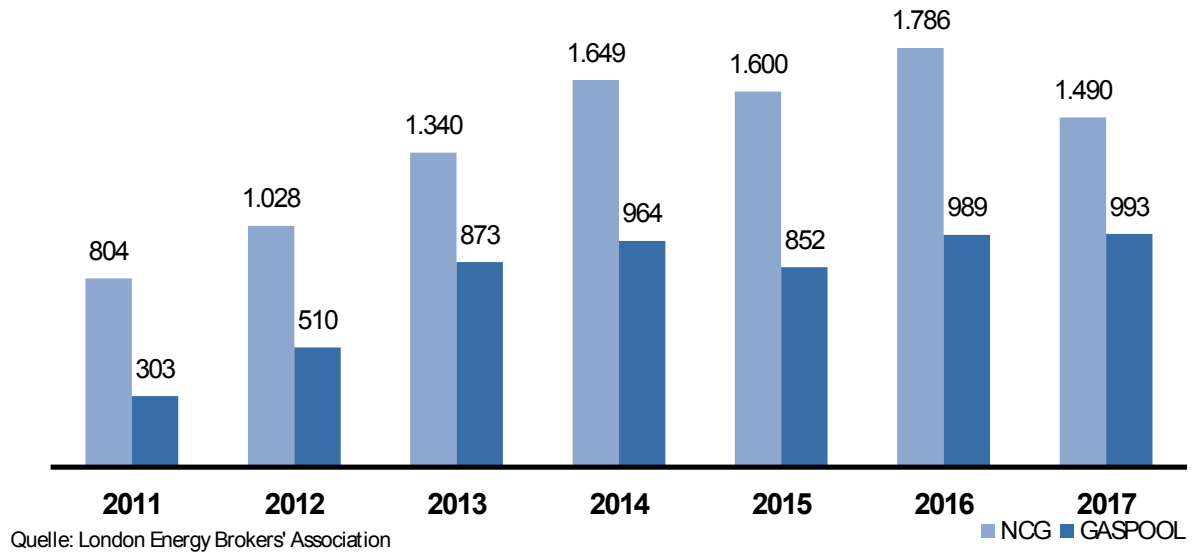


Abbildung 2: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt machen kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche rund 18 Prozent des von den neun Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 82 Prozent den Terminmarkt betreffen.

Die Geschäfte für das laufende Jahr stellen den klaren Schwerpunkt der Broker für den Erdgashandel dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in und für 2017 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 60 Prozent des Gesamtvolumens darstellt und für das Folgejahr 2018 immer noch 30 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2019 und später ein Anteil von zehn Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis mit einer leichten Reduzierung der Quote für Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2019 und später (minus drei Prozent).

Erdgashandel über elf Brokerplattformen in 2017 nach Erfüllungszeitraum in TWh

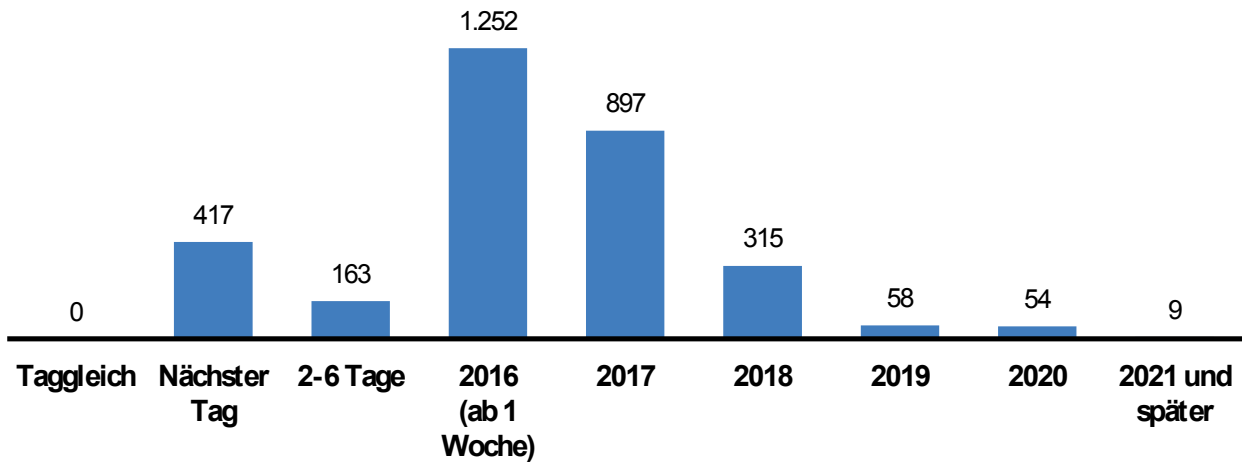


Abbildung 3: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum

2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind auch die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten (VHP) der 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 das 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.

Nach der Konsolidierung der deutschen Marktgebiete im Oktober 2011 war eine Steigerung der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten zu verzeichnen. Dieser Trend setzte sich im Berichtsjahr erstmals nicht fort.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Gasgroßhandel haben sich erneut die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und GASPOOL beteiligt. Die an den beiden VHP nominierten Gasmengen sind von insgesamt 3.650 TWh im Vorjahr auf 3.620 TWh leicht gesunken, was einer Verringerung um rund ein Prozent entspricht. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 43 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 57 Prozent. Fast 89 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen elf Prozent auf L-Gas.

Bei H-Gas ist im Vergleich zum Vorjahr eine geringe Zunahme der Nominierungsmengen am VHP der GASPOOL zu verzeichnen (rund fünf Prozent). Am VHP der NCG liegt eine Minderung um minus 3,5 Prozent

vor. Bei L-Gas beträgt die Abnahme, allerdings auf Basis deutlich niedrigerer Handelsvolumina, rund vier Prozent am VHP der GASPOOL und rund neun Prozent am VHP der NCG.

Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten
in TWh

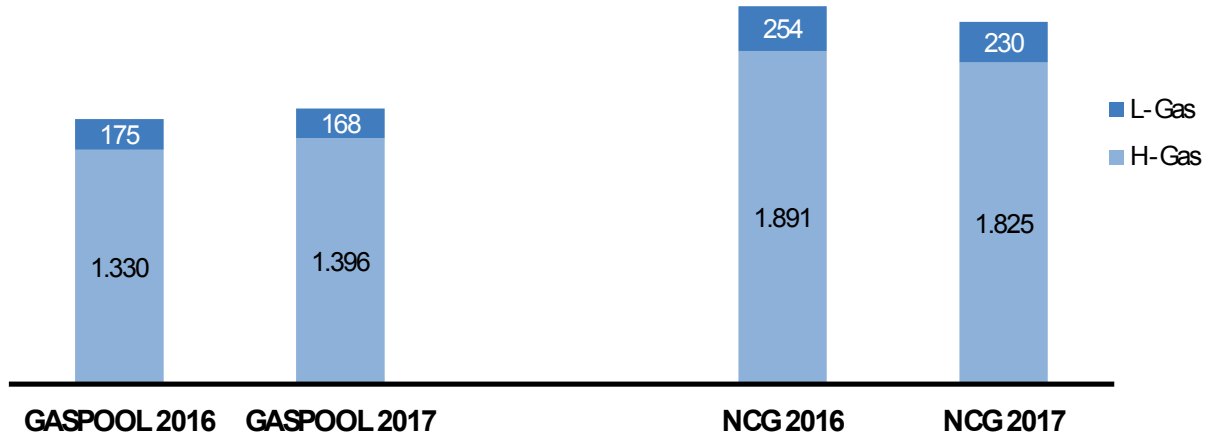


Abbildung 4 : Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Mai bis August 2017 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 251 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit 226 TWh im Juni 2017, der Jahreshöchststand wurde im Januar 2017 mit rund 439 TWh erreicht.

Jahresverlauf der Nominierungsmengen
in TWh

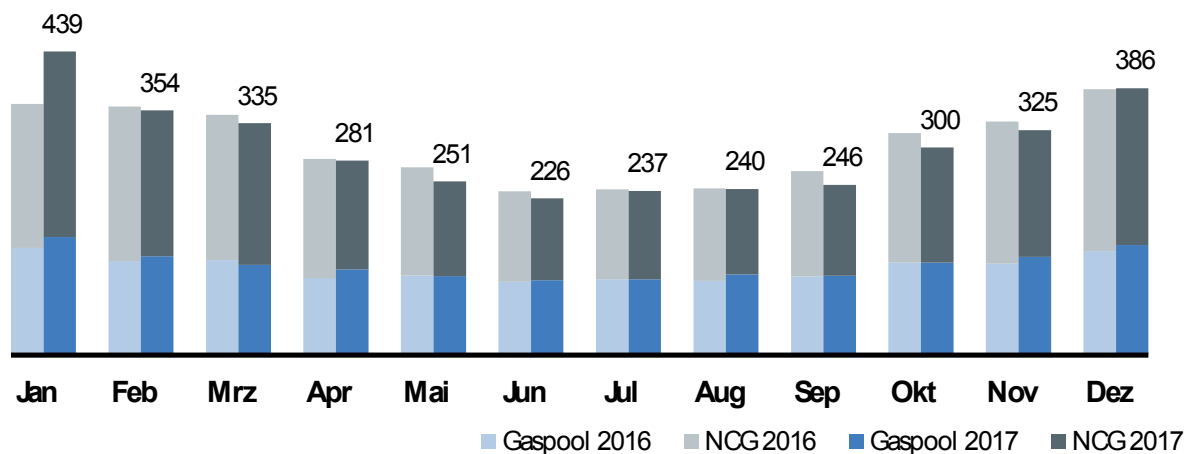


Abbildung 5: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2016 und 2017

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d.h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2017 erneut verändert. Im Marktgebiet NCG stieg die

Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 319 auf 328 und für L-Gas von 167 auf 175 (beide um rund drei Prozent). Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 288 auf 298, also um rund drei Prozent erhöht. Bei dem Bezug von L-Gas im Marktgebiet von GASPOOL hat sich die Handelsteilnehmerzahl von 197 auf 154 (um rund 22 Prozent) reduziert.

3. Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte Tagesreferenzpreis 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 416 dieses Abschnitts näher erläutert wird.

Am börslichen Spotmarkt ermittelt die EEX Tagesreferenzpreise für die Marktgebiete GASPOOL und NCG, indem der volumengewichtete Mittelwert der Preise über alle Handelsgeschäfte für Gasliefertage am letzten Handelstag vor der physischen Erfüllung gebildet wird.¹¹ Die Tagesreferenzpreise werden von der EEX um 10:00 Uhr MEZ des jeweiligen Liefertages veröffentlicht und sind ein Indikator für das Preisniveau der Spotmarkt-Handelsgeschäfte.

Der Tagesreferenzpreis betrug 2017 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 17,51 Euro/MWh und für GASPOOL 17,28 Euro/MWh. Im Vorjahr betrug der NCG-Wert 14,14 Euro/MWh und der von GASPOOL 14,12 Euro/MWh, d. h. die Tagesreferenzpreise sind im Jahresmittel um rund 24 Prozent (NCG) und 22 Prozent (GASPOOL) gestiegen. Über das Jahr 2017 schwankten die Tagesreferenzpreise zwischen 14,82 Euro/MWh (am 25. Juni 2017) und 23,06 Euro/MWh (am 6. Februar 2017).

¹¹ Zur Berechnungsmethodik im Einzelnen siehe <https://www.eex.com/blob/9276/b906c6cf0b59cd53d7bfe33d15080b75/2013-11-28-beschreibung-tagesreferenzpreis-pdf-data.pdf> (abgerufen am 13. April 2018).

EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2017

in Euro/MWh

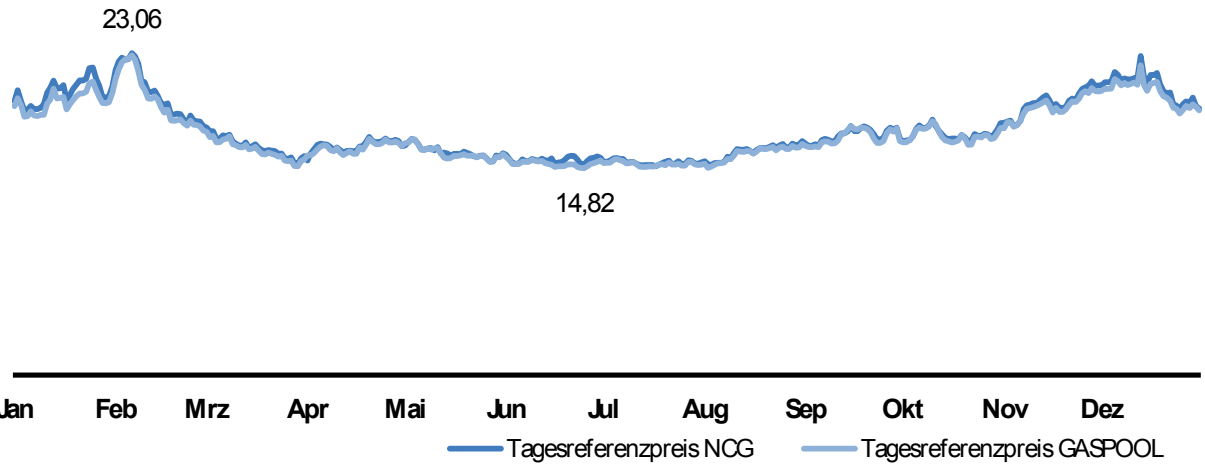


Abbildung 6: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2017

Die Abweichungen zwischen den Tagesreferenzpreisen NCG und GASPOOL waren im Jahr 2017 erneut gering. An 359 von 365 Tagen betrug die Differenz maximal zwei Prozent. Nur an sechs Tagen ergab sich ein Preisunterschied von über drei Prozent.

Verteilung der Differenzen zwischen EEX-Tagesreferenzpreis GASPOOL und NCG im Jahr 2017

Anzahl der Tage mit einer prozentualen Abweichung von

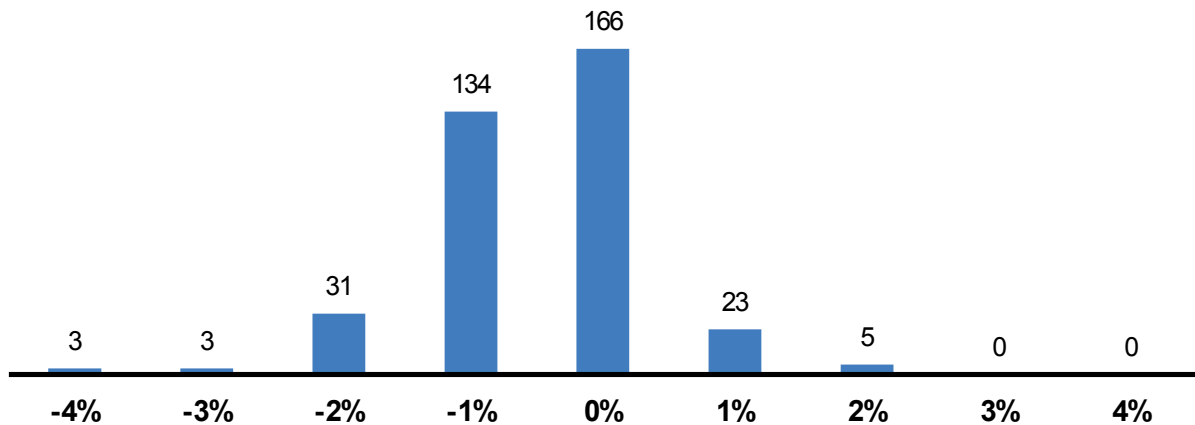


Abbildung 7: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2017

Der EGIX Deutschland ist ein Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG

und GASPOOL abgeschlossen werden¹². Der EGIX Deutschland betrug 2017 zwischen 15,12 Euro/MWh (August) und 19,60 Euro/MWh (März). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 17,11 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (14,15 Euro/MWh) einer Erhöhung von rund 21 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 -preise¹³, dagegen fließen Spotmengen und -preise hier kaum ein.

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich zwischen 2015 und 2017 zwischen 13,01 Euro/MWh und 23,04 Euro/MWh. Für 2017 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 16,98 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2016 noch bei 15,23 Euro/MWh gelegen hatte (plus 12 Prozent).

Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland in Euro/ MWh

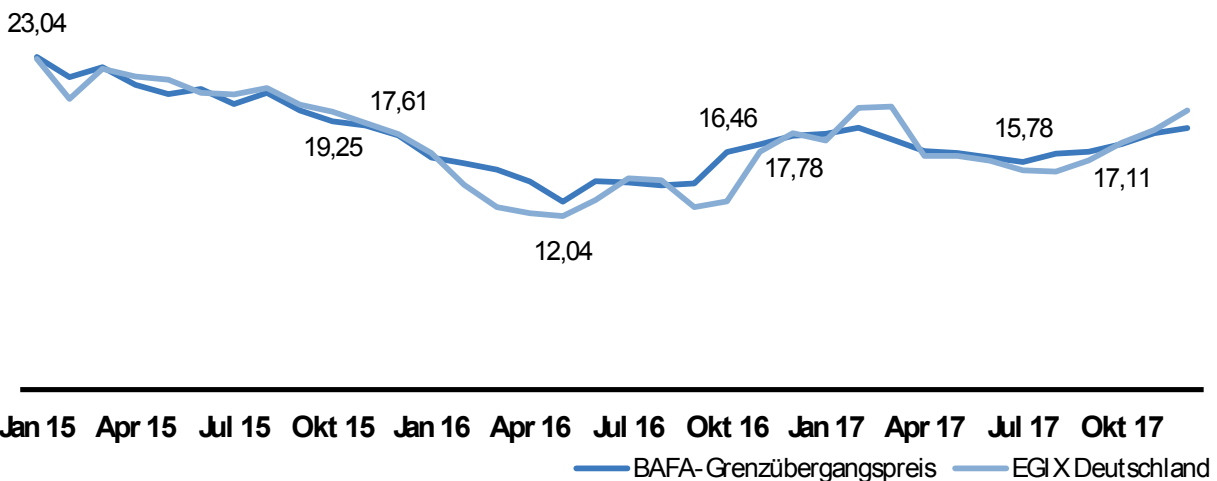


Abbildung 8: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2015 bis 2017

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-Tagesreferenzpreis bzw. der EGIX – ermöglichen

¹² Zur Ermittlung der Werte im Detail https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/20180201_PEGAS_Reference_Price_EGIX.pdf (abgerufen am 13. April 2018).

¹³ Siehe https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html (abgerufen am 13. April 2018).

eine Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2017 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen

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
 - 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: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete | 409 |
| Abbildung 2: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete | 411 |
| Abbildung 3: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum | 412 |
| Abbildung 4 : Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten..... | 413 |
| Abbildung 5: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2016 und 2017 | 413 |
| Abbildung 6: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2017 | 415 |
| Abbildung 7: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2017..... | 415 |
| Abbildung 8: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2015 bis 2017..... | 416 |

Tabellenverzeichnis

Es konnten keine Einträge für ein Abbildungsverzeichnis gefunden werden.

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 |
| 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 |
| 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 |
| kWh/h | Kilowattstunde pro Stunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| LNG | Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas |
| m ³ /h | Kubikmeter pro Stunde |
| MRL | Minutenreserveleistung |
| MS | Mittelspannung |
| MWh | Megawattstunde |
| MWh/km ² | Megawattstunde pro Quadratkilometer |
| NABEG | Netzausbaubeschleunigungsgesetz |
| NAV | Niederspannungsanschlussverordnung |
| NCG | Net Connect Germany |

| | |
|--------------------|---|
| NDAV | Niederdruckanschlussverordnung |
| NEMOG | Netzentgeltmodernisierungsgesetz |
| Nm ³ | Normkubikmeter |
| Nm ³ /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 paketerorientierter Funkdienst“, paketerorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen) |
| REMIT | EU-Verordnung über Transparenz und Integrität des Energiemarktes |
| RLM | Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung |
| RLMmT | Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband |
| RLMoT | Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband |
| RLMNEV | Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungersatzverfahren |
| SAIDI | System Average Interruption Duration Index |
| SLP | Standardlastprofil |
| 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:

| Begriff | Definition |
|----------------------|--|
| 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 | <i>Elektrizität</i> Die eingesetzte Regelarbeit, die mit den Leistungsungleichgewichte 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. <i>Gas</i> 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. |

| | |
|--------------------------|---|
| 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-Leistung | Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. Für Wasserkraft misst man im Turbinenbetrieb an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung. Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des Generators die Netto-Leistung, wenn die Anlage als Motor betrieben wird. Die Brutto-Leistung ergibt sich aus der Netto-Leistung und der Addition der Eigenbedarfsleistung, einschl. Verlustleistung der Maschinentransformatoren des Kraftwerks ohne Betriebsverbrauch und Bezug für Phasenschieberbetrieb (VGB, 2012). |
| 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. |
| 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 Stromlieferungsvertrages 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 durch die |

| | |
|------------------------------------|---|
| | <p>EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. 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.</p> |
| EEX/ EPEX Spot | <p>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, CO₂-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. Zudem hält die EEX ca. 88 Prozent an der Pownext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX).</p> |
| Eigenverbrauch (Erzeugungsanlagen) | <p>Der Eigenverbrauch ist definiert als Energieerzeugnis das auf dem Betriebsgelände eines Herstellungsbetriebes und eines Gasgewinnungsbetriebes zur Aufrechterhaltung des Betriebes verwendet werden. Dies ist z. B. die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung benötigt wird. Der Eigenverbrauch enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren in Kraftwerken werden hinzu gerechnet. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit zusammen. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt (vgl. VGB, 2012).</p> |
| Eigenverbrauchsleistung | <p>Elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z. B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebs einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Die Stillstands-Eigenverbrauchsleistung, außerhalb der Betriebszeit einer Erzeugungseinheit, ist die benötigte elektrische Leistung für die Neben- und Hilfsanlagen (vgl. VGB, 2012).</p> |
| Einspeisemanagement (EinsMan) | <p>Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme 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.</p> <p>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</p> |

| | |
|--------------------------------|---|
| | der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuführen. 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. |
| Entgelt für Abrechnung | Das Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Nettonetzentgelte und wird nicht mehr separat ausgewiesen (vgl. § 7 Abs. 2 MsbG) |
| 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. |
| 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) |
| 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 unterbrechbarer (=steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den unterbrechbaren (=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/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ . |
| 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 (Spotmarkt der EEX) werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden und ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf. |
| Investitionen | <p>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.</p> <p>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).</p> |
| 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 gleich 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 gleich 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 – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicher-kapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus. |
| Konventioneller Erzeugungssockel | Anteil der preisunelastischen konventionellen Leistungserbringung, der nicht der Mindesterzeugung zuzuordnen ist. |
| 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. |

| | |
|-------------------------------------|---|
| KWK-Strom | KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage; bei Anlagen, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügen, ist die gesamte Nettostromerzeugung KWK-Strom |
| Kraftwerksstatus | <p>Gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke: Kraftwerke, die an der Stilllegung gem. § 13a EnWG gehindert sind.</p> <p><i>Kraftwerke in der Netzreserve:</i> Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden.</p> <p><i>Sonderfälle:</i> Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind.</p> <p><i>Saisonale Konservierung:</i> Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden.</p> |
| 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/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ . |
| 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. |
| Marktlotation | In einer Marktlotation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlotation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlotation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung. |

| | |
|-------------------------------------|---|
| | Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt. |
| 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 | <p>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.</p> <p>Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.</p> <p>Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.</p> |
| Mindesterzeugung | <p>Mindesterzeugung ist die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung.</p> <p>Konkret handelt es sich um diejenige Einspeiseleistung, die explizit für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorgesehen ist. Die Systemdienstleistungen müssen zum Zweck des stabilen Netzbetriebs erbracht werden. Daraus ergibt sich die netztechnische Erforderlichkeit.</p> <p>Die Mindestenerzeugung ist mindestens einzuspeisen, weil erst durch die Einspeisung bestimmte Systemdienstleistungen erbracht werden (positive Redispatch- und Regelleistung, Kurzschluss- und Blindleistung). Sie ist auch dann mindestens einzuspeisen, wenn die Einspeisung nur die notwendige Voraussetzung zur Erbringung von Systemdienstleistungen schafft, wie im Falle der negativen Regelleistung. Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung wird als Teil der Mindestenerzeugung aufgefasst, weil sie unmittelbar zu ihrer sicheren Erbringung dient und auf die gleiche Weise funktioniert. Allerdings wird hier keine 1:1 Besicherung vorgenommen, sondern es werden probabilistische Effekte berücksichtigt.</p> |
| 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. |

| | |
|----------------------|--|
| | <p>Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 | <p><i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG.</p> <p><i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p> |
| 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 | <p><i>Elektrizität</i> 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).</p> <p><i>Gas</i> 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 Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung 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.</p> |
| Netzebene | Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV) |

| | |
|-------------------------------------|--|
| | <p>Niederspannung (NS) ≤ 1 kV</p> <p>Mittelspannung (MS) > 1 kV und $\leq 72,5$ kV</p> <p>Hochspannung (HS) $> 72,5$ kV und ≤ 125 kV</p> <p>Höchstspannung (HöS) > 125 kV</p> |
| Netzgebiet | Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken. |
| 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. |
| 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. |
| 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) grundsätzlich einen höheren monetären Wert auf. |
| Phelix (Physical Electricity Index) | 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 (vgl. EEX). |
| 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 marktbasieren 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) | Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh (Strom) bzw. mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde (Gas) 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) | <i>Elektrizität</i> Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden) <i>Gas</i> 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 Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden) |
| 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) |
| 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 | Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden. |
| Terminmarkt | Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen. |
| 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). Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt. |

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 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999
Fax +49 228 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

8. Februar 2019

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring