

# Monitoringbericht 2018

Elektrizitätsmarkt – H - Messwesen

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](mailto:monitoring.energie@bundesnetzagentur.de)

**Bundeskartellamt**

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring  
Kaiser-Friedrich-Straße 16  
53113 Bonn  
[energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de](mailto: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.





# Inhaltsverzeichnis

<b>H</b>	<b>Mess- und Zählwesen</b> .....	<b>309</b>
1.	Digitalisierung des Mess- und Zählwesens .....	309
2.	Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber .....	311
3.	Anforderungen i.S.d. § 29 ff. Messstellenbetriebsgesetz .....	314
4.	Ausgestaltung des Messstellenbetriebs .....	316
5.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden .....	320
6.	Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung .....	323
7.	Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen .....	324
8.	Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen .....	325
	<b>VERZEICHNISSE</b> .....	<b>477</b>
	<b>Verzeichnis Autorenschaft</b> .....	<b>478</b>
	Gemeinsame Textteile .....	478
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen) .....	478
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen) .....	479
	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>481</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>491</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>497</b>
	<b>Glossar</b> .....	<b>501</b>
	<b>Impressum</b> .....	<b>513</b>

# H Mess- und Zählwesen

## 1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) im September 2016 wurde die Novellierung des Messwesens angestoßen. Das MsbG schreibt den umfassenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messeinrichtungen vor. Die Umsetzung des Rollouts und die damit einhergehenden gesetzlichen Fristen hängen jedoch 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 werden seitdem von den ersten grundzuständigen Messstellenbetreibern großflächig eingebaut.

Der Rollout intelligenter Messeinrichtungen konnte allerdings im Jahr 2017 noch nicht starten, da bislang kein durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes Smart-Meter-Gateway erhältlich ist. Daher konnte auch noch keine Feststellung der technischen Möglichkeit durch das BSI getroffen werden. Diese erfolgt zu dem Zeitpunkt, wenn drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten. Mit dem Rollout intelligenter Messsysteme ist auch vor Ende 2018 noch nicht zu rechnen.

Bis zum 30. Juni 2017 hatten die grundzuständigen Messstellenbetreiber die Wahrnehmung des Messstellenbetriebs bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Die Anzeigen umfassten in Summe 50,9 Mio. Zählpunkte von 899 Betreibern von Stromnetzen der allgemeinen Versorgung und geschlossenen Elektrizitätsverteilernetzen nach § 110 EnWG. Von diesen Netzbetreibern haben lediglich sieben nicht die Absicht, als grundzuständiger Messstellenbetreiber für intelligente Messtechnik in ihren Netzen tätig zu bleiben. 892 gaben an, im Rahmen ihrer Tätigkeit als grundzuständiger Messstellenbetreiber voraussichtlich 6,5 Mio. Pflichteinbaufälle ausstatten zu wollen. Die folgenden Tabellen zeigen für welche Kundengruppen ab welchem Zeitpunkt ein Rollout vorgesehen ist.

**Preisobergrenzen bei Pflichteinbaufällen**

Preis- obergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher		Erzeuger	
	Jahresverbrauch in kWh	Einbau ab / bis spätestens	Installierte Leistung in kW	Einbau ab / bis spätestens
100 Euro	> 6.000 ≤ 10.000	2020 / 2028	> 7 ≤ 15	2017 / 2025
100 Euro	steuerbare Verbrauchseinrichtung <sup>1</sup>	2017	-	-
130 Euro	> 10.000 ≤ 20.000	2017 / 2025	> 15 ≤ 30	2017 / 2025
170 Euro	> 20.000 ≤ 50.000	2017 / 2025	-	-
200 Euro	> 50.000 ≤ 100.000	2017 / 2025	> 30 ≤ 100	2017 / 2025
angemessen	> 100.000	2017 / 2032	> 100	2020 / 2028

<sup>1</sup> z.B. Wärmepumpe

Tabelle 1: Preisobergrenzen bei Pflichteinbaufällen

**Preisobergrenzen bei optionalen Einbaufällen**

Preis- obergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher		Erzeuger	
	Jahresverbrauch in kWh	Einbau ab	Installierte Leistung in kW	Einbau ab / bis spätestens
23 Euro	≤ 2.000	2020	-	-
30 Euro	> 2.000 ≤ 3.000	2020	-	-
40 Euro	> 3.000 ≤ 4.000	2020	-	-
60 Euro	> 4.000 ≤ 6.000	2020	≤ 7	2018

Tabelle 2: Preisobergrenzen bei optionalen Einbaufällen



### Preisobergrenzen bei Einbau und Betrieb moderner Messeinrichtungen

Preis- obergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher		Erzeuger	
	Jahresverbrauch in kWh	Einbau ab	Installierte Leistung in kW	Einbau ab / bis spätestens
20 Euro	verbrauchsunabhängig	sofort	leistungsunabhängig	sofort

Tabelle 3: Preisobergrenzen bei Einbau und Betrieb moderner Messeinrichtungen



Seit September 2016 ist das Messstellenbetriebsgesetz in Kraft, das die Einführung von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen regelt. Intelligente Messeinrichtungen sind in der Lage, die erhobenen Stromverbrauchswerte direkt an diejenigen (Datenumgangsberechtigte i.S.d. MsbG) zu senden, die auf die Daten angewiesen sind. Das Gesetz schreibt genau vor, wer welche Daten erhält. Je nach Höhe des Jahresstromverbrauchs erhält jeder Haushalt bis 2032 entweder ein intelligentes Messsystem oder mindestens eine moderne Messeinrichtung.

Der Einbau der digitalen Zähler ist für Verbraucher verpflichtend und kann daher nicht verweigert werden.

## 2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2018 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität 893 Unternehmen beteiligt, die insgesamt 51.434.914 Zählpunkte meldeten.

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetrieb 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. Im Jahr 2017 sind zwei Anträge von Unternehmen positiv beschieden worden, die für mehrere Unternehmen den Messstellenbetrieb als gemeinsame Dienstleistung übernehmen möchten. Im Jahr 2018 ist bisher ein Antrag eingegangen.

Die 893 Messstellenbetreiber traten im Jahr 2017 dabei in folgenden Rollen auf (manche Unternehmen sind in mehr als einer Marktrolle aktiv):

### Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2017

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
Netzbetreiber als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG	852	712
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-)Leistung am Markt anbietet	35	22
Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber	57	36
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	53	21

Tabelle 4: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG

Ein Anschlussnutzer kann das für Einbau, Betrieb, Wartung von Messgeräten und -systemen sowie Messung zuständige Unternehmen selbst wählen (gemäß § 5 MsbG). Statt des grundzuständigen Messstellenbetreibers kann dies auch ein wettbewerblicher Dritter sein. Nach den im Monitoring gemeldeten Daten übernehmen in den Netzgebieten von 733 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 105 Netzen zwischen 30 und 50 dritte Messstellenbetreiber aktiv sind, kann hingegen in 28 Netzen lediglich zwischen grundzuständigem Messstellenbetreiber und zwei bis vier Dritten gewählt werden. Im Detail ergibt sich, unabhängig von der Netzgröße, folgende Verteilung nach Anzahl dieser dritten Messstellenbetreiber:

**Anzahl der Verteilnetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz im Jahr 2017**

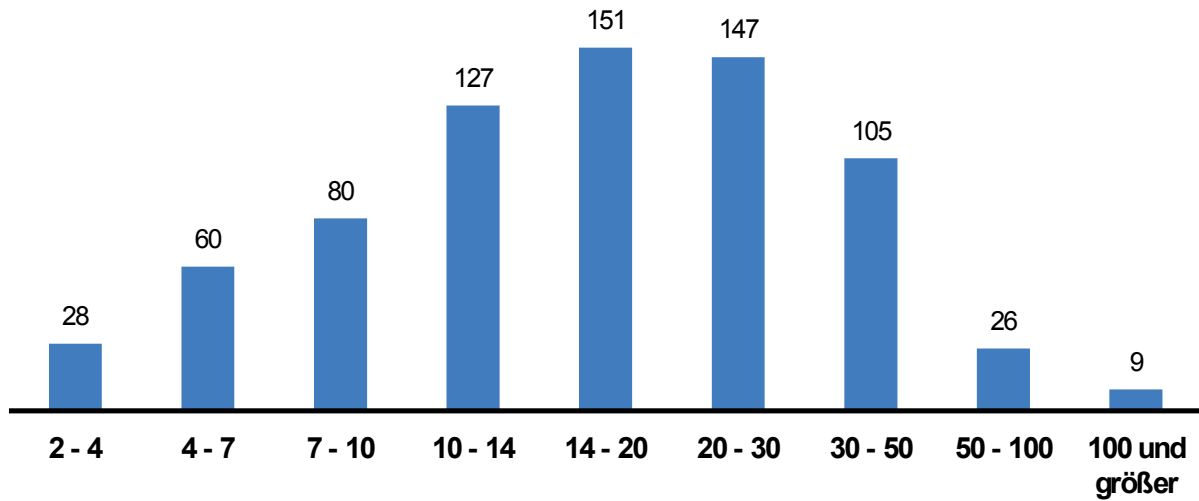


Abbildung 1: Anzahl der Verteilnetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen

Unabhängig von der Netzgröße sind durchschnittlich etwa 15 Messstellenbetreiber in einem Verteilernetzgebiet tätig. Das Maximum liegt bei 267 dritten Messstellenbetreibern in einem Netzgebiet.

In den Verteilernetzen werden an etwa 292.482 Zählpunkten dritte Messstellenbetreiber tätig, was einem Anteil von weniger als einem Prozent an der Gesamtzahl der Zählpunkte in diesen Netzen entspricht. Dieser geringe Anteil wird in Abbildung 2 veranschaulicht. Die Zählpunkte, bei denen dritte Messstellenbetreiber tätig werden, werden ins Verhältnis zu den gesamten Zählpunkten eines Netzgebietes gesetzt. Es gibt also nur sehr wenige Netze (rund sechs Prozent aller Netze), in denen überhaupt mehr als ein Prozent der Zählpunkte durch dritte Messstellenbetreiber versorgt werden.

**Anteil der Zählpunkte je VNB, die im Jahr 2017 von Dritten Messstellenbetreibern betrieben werden**

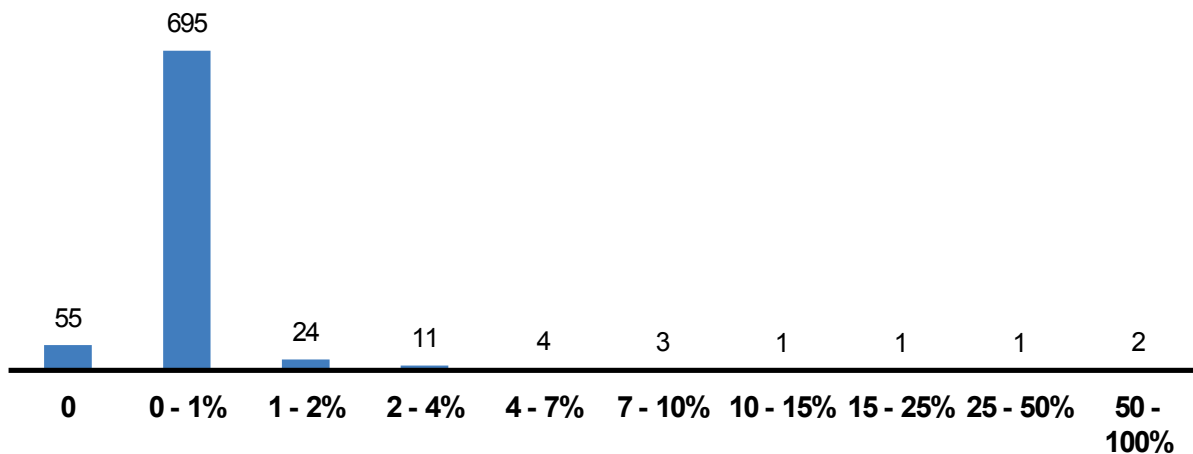


Abbildung 2: Anteil der Zählpunkte je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden

Die Gesamtzahl der Zählpunkte teilt sich wie Tabelle 5 zeigt wie folgt auf die Bundesländer auf. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass in Nordrhein-Westfalen mit knapp 10 Mio. die meisten Zählpunkte in Deutschland verbaut sind.

### Anzahl der Zählpunkte nach Bundesländern im Jahr 2017

	Zählpunkte - Verbrauch	Zählpunkte - Einspeisung
Baden-Württemberg	6.172.516	199.204
Bayern	7.603.507	381.140
Berlin	2.352.468	9.402
Brandenburg	1.580.147	37.601
Bremen	441.709	3.584
Hamburg	1.149.669	4.632
Hessen	3.572.647	114.854
Mecklenburg-Vorpommern	1.064.241	17.901
Niedersachsen	4.508.513	168.744
Nordrhein-Westfalen	10.414.001	227.151
Rheinland-Pfalz	2.195.379	73.252
Saarland	632.320	147.282
Sachsen	2.839.980	38.182
Sachsen-Anhalt	1.495.811	53.262
Schleswig-Holstein	1.703.679	47.840
Thüringen	1.355.270	35.991

Tabelle 5: Anzahl der Zählpunkte nach Bundesländern

### 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. Zählpunkten entfällt dabei auf Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 10.000 kWh. In den folgenden Tabellen ist die Anzahl der Zählpunkte der verpflichtenden Einbaufälle nach den Verbrauchsgruppen des MsbG dargestellt. Die in den folgenden Tabellen grau hinterlegten Spalten beziehen sich auf den zukünftigen Rollout von intelligenten Messsystemen. Da bislang noch keine intelligenten Messsysteme am Markt erhältlich sind, konnten die Unternehmen dazu noch keine Angaben machen. Allerdings kann ein starker Anstieg von modernen Messeinrichtungen verzeichnet werden, die bereits seit Anfang 2017 am Markt erhältlich sind. Als Folge daraus sinkt die Anzahl der eingebauten Ferraris-Zähler, weil diese durch moderne Messeinrichtungen ersetzt wurden.

**Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG im Jahr 2017**

	Anzahl der Zählpunkte			
	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
<b>Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch</b>				
> 6.000 kWh & ≤ 10.000 kWh	2.097.961	263.461	24.136	
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	1.015.859	142.172	9.139	
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	498.631	79.431	3.577	
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	149.376	39.300	834	
> 100.000 kWh	265.322	144.050	1.561	
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.060.240	118.961	5.455	
davon Zählpunkte an Ladepunkten für Elektromobile	1.954	335	119	
<b>Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG</b>				
> 7 kW & ≤ 15 kW	498.721	72.312	4.725	
> 15 kW & ≤ 30 kW	272.427	38.628	1.455	
> 30 kW & ≤ 100 kW	308.818	25.014	684	
> 100 kW	380.382	20.639	1.450	

Tabelle 6: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG

Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 kWh und weniger kann der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG die Möglichkeit selbst zu entscheiden, ob er „freiwillig“ intelligente Messsysteme installiert (sog. optionaler Einbaufälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für den optionalen Einbau wurden von den Messstellenbetreibern etwa 39 Mio. Letztverbraucher gemeldet. Dabei bilden Letztverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch unter 2.000 kWh die größte Gruppe.

**Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG im Jahr 2017**

	Anzahl der Zählpunkte			
	Gesamt	davon mit Messsystemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet	davon mit modernen Messeinrichtungen i.S.d. MsbG ausgestattet	
<b>Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch:</b>				
≤ 2.000 kWh	20.080.686	2.650.025	237.487	
> 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh	8.410.896	1.035.150	91.557	
> 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh	5.567.234	632.529	57.330	
> 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	5.226.506	546.820	49.294	
<b>Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG</b>				
> 1 kW & ≤ 7 kW	423.076	72.006	5.064	

Tabelle 7: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG

Auf die Frage, ob der grundzuständige Messstellenbetreiber die Zählpunkte bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 6.000 kWh mit einem intelligenten Messsystem auszustatten plant, antworteten im Monitoring 70 Unternehmen mit „Ja“ und 358 mit „Nein“. 392 Unternehmen sind noch unentschieden.

#### 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. Bislang hat das BSI 26 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 an betreuten Zählpunkten kann man davon ausgehen, dass sich die eigenständige Durchführung der Gateway-Administration lohnt.

Die einzelnen Aufgabenbereiche lassen sich der Abbildung 97 entnehmen.

### Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs im Jahr 2017

Anzahl/ Verteilung

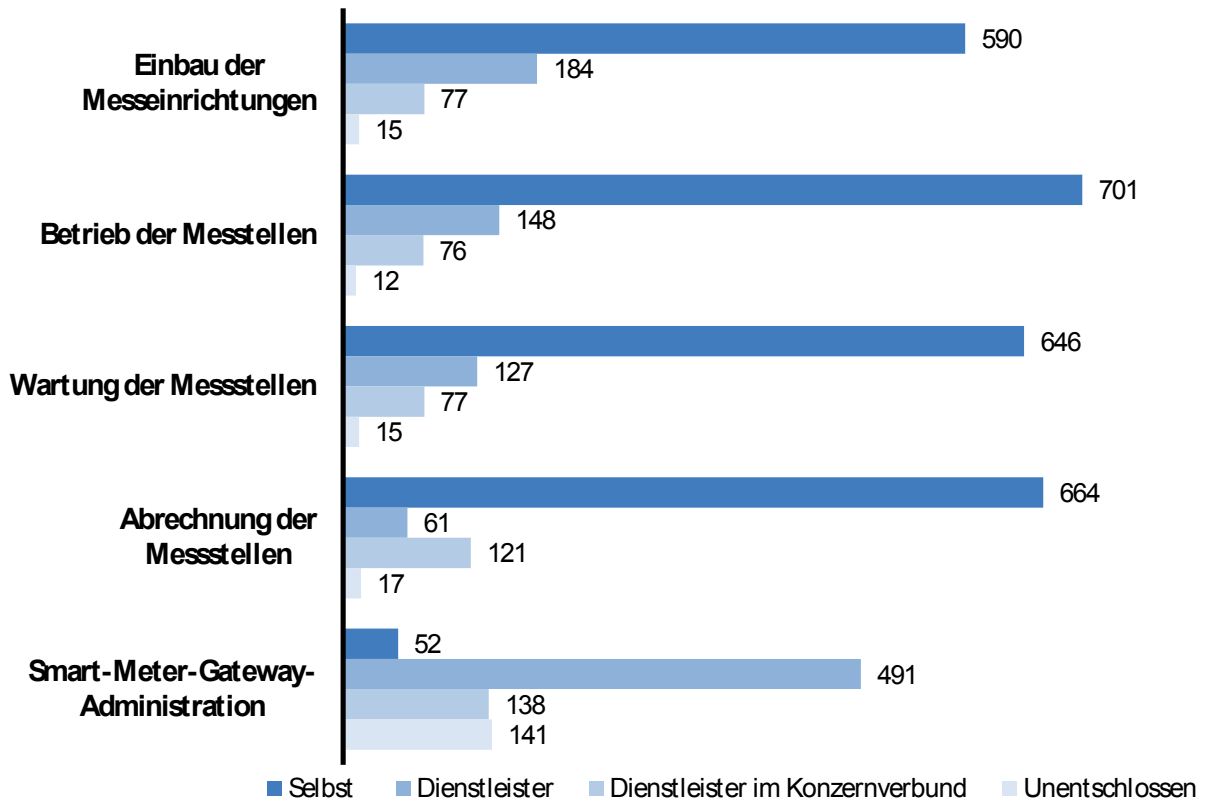


Abbildung 3: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt ausschließlich den flächendeckenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme 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. Da gegenwärtig noch keine intelligenten Messsysteme am Markt erhältlich sind, können die im Gesetz geregelten Pflichten jedoch noch nicht eingehalten werden. Die meisten Unternehmen bieten daher bisher 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 fünf und acht Prozent der Gesamtanzahl der Unternehmen. Lediglich für die Sparte Gas ist die Zahl mit 119 Anbietern etwas höher (siehe Abbildung 4).

### Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway im Jahr 2017

Anzahl

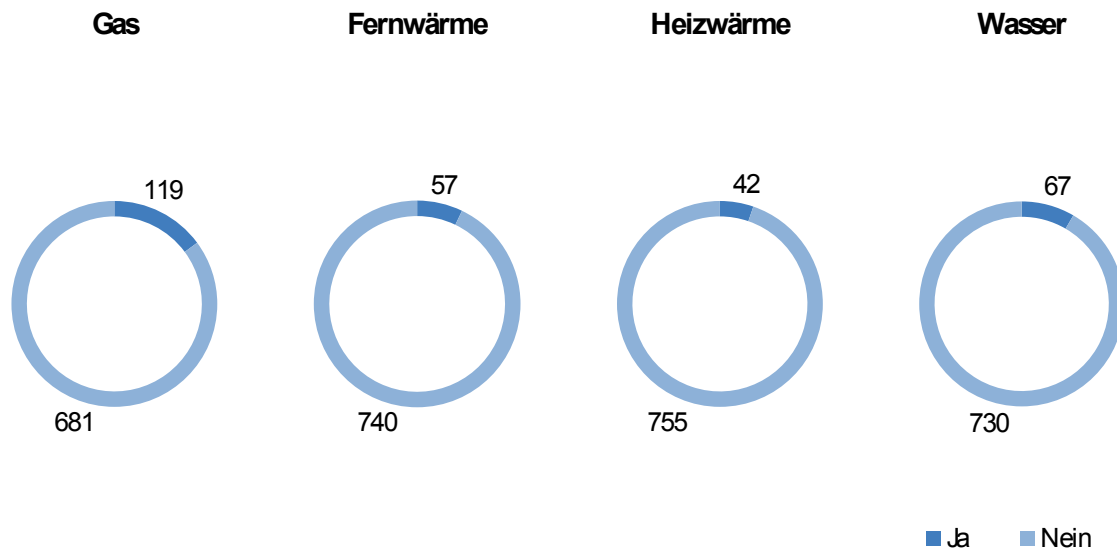


Abbildung 4: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway

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 Vorkassensystem (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), 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 ebenfalls hoch. Dies könnte ebenfalls mit den noch fehlenden intelligenten Messsystemen im Zusammenhang stehen. Ohne die Geräte können viele Leistungen auch noch nicht angeboten werden. Die entsprechende Auswertung kann Abbildung 5 entnommen werden.



**Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme i.S.d. § 35 Abs. 2 MsbG im Jahr 2017**

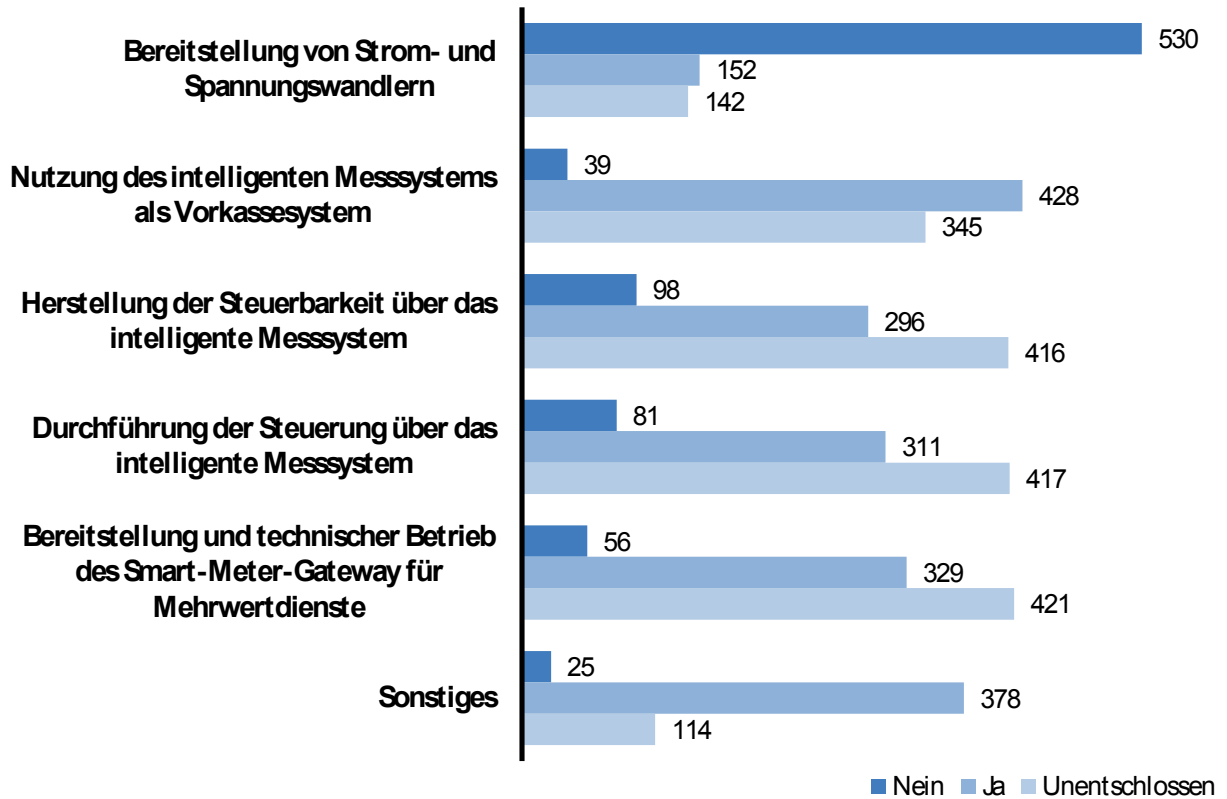


Abbildung 5: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme

Eine deutliche Mehrzahl von 81 Prozent der Messstellenbetreiber vertreibt keine Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb (siehe Abbildung 6).

**Vertreiben Sie Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb?**

Abfrage für das Jahr 2017

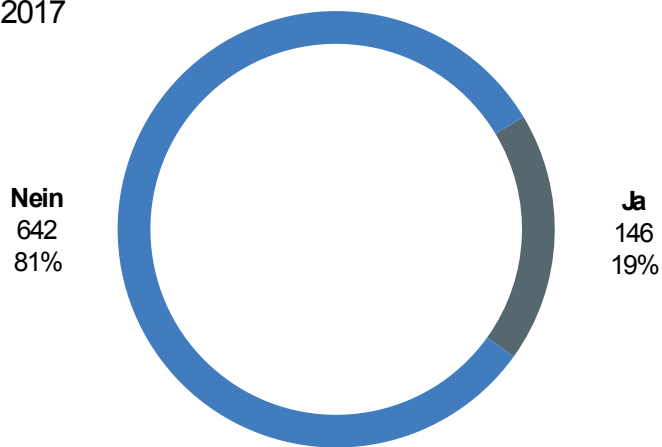


Abbildung 6: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb

Auch wenn die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer nunmehr nicht mehr verpflichtend durch den Lieferanten durchgeführt werden muss, erfolgt sie weiterhin größtenteils 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. Gemischte Abrechnungsmodelle, also Abrechnungen teils durch separate Rechnung oder teils durch den Lieferanten, werden zwar etwas häufiger genutzt, jedoch liegen sie deutlich unter den Zahlen für die Rechnungsstellung durch den Lieferanten (siehe folgende Abbildung).

### Wie erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer?

Abfrage für das Jahr 2017

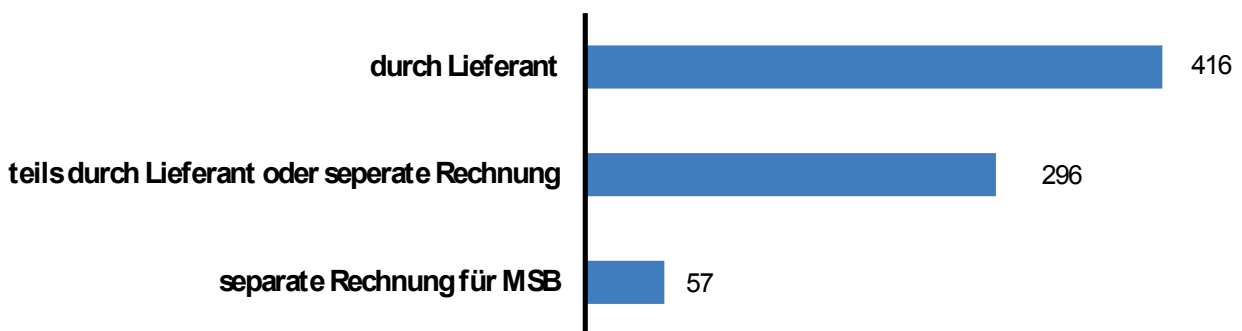


Abbildung 7: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer



Vor Inkrafttreten des MsbG im September 2016 mussten Lieferanten bei der Abrechnung des Stroms auch den Messstellenbetrieb abrechnen. Nach der neuen Gesetzeslage ist der Lieferant beim Einsatz von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen nun nicht mehr verpflichtet, eine gemeinsame Abrechnung vorzunehmen. Anders ist es bei konventionellen Messeinrichtungen. Diese müssen weiterhin durch den Lieferanten abgerechnet werden.

Es ist daher möglich, dass Verbraucher vom Messstellenbetreiber den Messstellenbetrieb und vom Lieferanten den Strom jeweils in einer separaten Rechnung abgerechnet bekommen. Verbraucher sollten dann darauf achten, dass der Messstellenbetrieb auch wirklich nicht mehr in der Rechnung des Lieferanten auftaucht.

## 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 der derzeitigen Zählpunktlandschaft in Deutschland:

## Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich

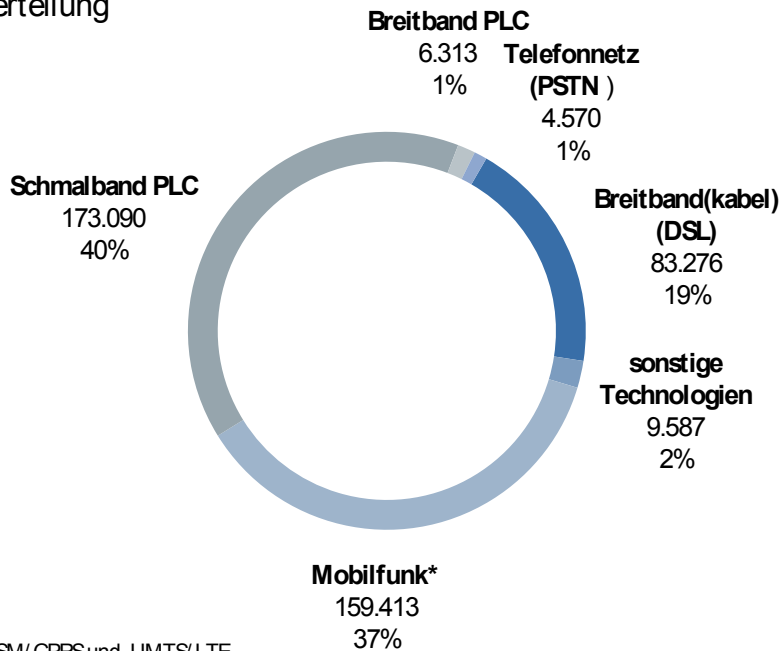
Anforderung	Zählpunkte 2016	Zählpunkte 2017
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	43.413.117	41.225.392
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	2.794.792	2.624.019
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	6.945.610	6.967.445
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	50.251	558.574
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	453.797	462.026
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG		

Tabelle 8: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es im Jahr 2017 erneut eine deutliche Entwicklung weg von den elektromechanischen Zählern gegeben. Dies ist auf die Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen seit Anfang 2017 zurückzuführen. Ist davon auszugehen, dass im Jahr 2016 im Rahmen des Einbaus von ca. 50.000 Zählern lediglich kleine Projekte mit den Geräten ausgestattet wurden. Dementsprechend hat sich die Zahl der modernen Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, im Jahr 2017 stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden mittlerweile an ca. 560.000 Zählpunkten eingesetzt. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messsysteme um etwa 2,2 Mio. Zählpunkte zurückgegangen. Die Anzahl der elektronischen Zähler ist gegenüber dem Vorjahr jedoch nur leicht angestiegen, sodass zurzeit etwa 7 Mio. Zählpunkten diese Zählertypen eingesetzt werden. Die Anzahl der Verwendung von Zwei- und Mehrtarifzählern ist erneut leicht gesunken und beträgt ca. 2,6 Mio. Messsysteme gem. § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme sind, sind an fast einer halben Mio. Zählpunkten von SLP-Kunden verbaut.

## Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich im Jahr 2017

Anzahl und Verteilung



\*inkl. Betriebsfunk, GSM/ GPRS und UMTS/ LTE

Abbildung 8: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Lediglich ca. 436.000 der insgesamt knapp 49,2 Mio. Zählpunkte 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 rund 8.000 Zählpunkte gesunken. Dies ist Resultat des starken Rückgangs der Breitband-PLC-Technologie. Die Schmalband PLC-Technologie gewinnt hingegen an Bedeutung. Dem bilanziellen Gesamtrückgang der PLC-Technologie steht hauptsächlich der starke Anstieg der Übertragung über Mobilfunk und über sonstige Technologien gegenüber. Die PLC-Übertragungstechnologie wird somit nur noch in 41 Prozent genutzt, während der Mobilfunk schon in 37 Prozent der Fälle genutzt wird. Die Anzahl von Anbindungen über Telefonleitungen (PSTN) sowie über Breitband (DSL) ist weiterhin leicht rückläufig.



Das Messstellenbetriebsgesetz sieht sog. Pflichteinbaufälle vor. Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh erhalten in jedem Fall ein intelligentes Messsystem. Bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen erfolgt die Aufbereitung der Messwerte und die Datenübermittlung über ein Smart-Meter-Gateway direkt an die berechtigten Stellen.

Bei weniger als 6.000 kWh Jahresstromverbrauch kann der grundzuständige Messstellenbetreiber ebenfalls ein intelligentes Messsystem einbauen, muss es aber nicht. Entscheidet er sich

dagegen, muss er jedoch zumindest eine moderne Messeinrichtung einbauen. Diese kann nicht automatisch nach außen kommunizieren, sondern wird – so wie die konventionellen Zähler auch – vor Ort abgelesen.

## 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 450.000 Zählpunkte. In den Bereich der RLM-Kunden fallen ausschließlich Nicht-Haushaltskunden aus dem Industrie- und Gewerbekundensektor.

### Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

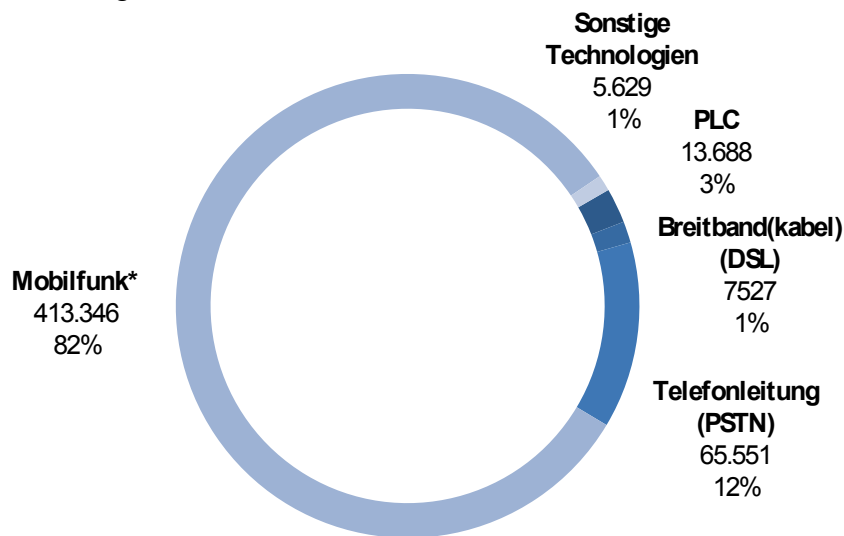
Anforderung	Zählpunkte 2017
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich	451.085
Messsystem, das §§ 21d, 21e EnWG entspricht	242.537
Sonstige	78.775

Tabelle 9: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

In der folgenden Abbildung ist die Nutzung der einzelnen Übertragungstechnologien sowie deren Anzahl und Verteilung ersichtlich.

## Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2017

### Anzahl und Verteilung



\*inkl. Betriebsfunk, GSM/ GPRS und UMTS/ LTE

Abbildung 9: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Im RLM-Bereich gibt es moderate Änderungen bei der Übertragungstechnologie von Zählern zum Vorjahr 2016: Nennenswert gestiegen sind Fernauslesungen via Mobilfunk mit einem Zuwachs von ca. sieben Prozentpunkten. Anbindungen über die Telefonleitungen sind dagegen um rund sechs Prozentpunkte gesunken. Ähnlich wie im Vorjahr 2016 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. 82 Prozent der fernausgelesenen Zähler kommunizieren mittlerweile auf diesem Weg.

## 7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen<sup>1</sup> im Messwesen sind im Jahr 2017 um insgesamt etwa 66 Mio. Euro auf ca. 575 Mio. Euro gestiegen. Dabei hat sich die Aufteilung des Investitionsvolumens erneut verschoben. Während sich die Investitionen in Erhalt und Erneuerung sowie die Aufwendungen gegenüber dem Jahr 2016 leicht erhöht haben, sind die Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung zurückgegangen.

Die im Jahr 2017 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 51 Prozent unter den für 2017 prognostizierten Werten. Bei den Investitionen in Erhalt und Erneuerung liegen die in

<sup>1</sup> Eine begriffliche Abgrenzung findet sich im Abschnitt „Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Investitionen“ des Kapitels Netze (ab Seite 116).

2017 getätigten Werte rund 23 Prozent unter den Planwerten des letzten Jahres. Die realisierten Beträge für Aufwendungen liegen hingegen lediglich etwa zwei Prozent unter den Prognosewerten. Die Planwerte für 2018 gehen von deutlichen Steigerungen bei den Investitionen aus, während die Aufwendungen auf gleichem Niveau bleiben.

Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 575 Mio. Euro im Jahr 2017 entfielen etwa 52 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen. Für das Jahr 2018 sehen die Planwerte eine deutliche Steigerung dieses Anteils auf etwa 206 Mio. Euro vor.

### Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen in Mio. Euro

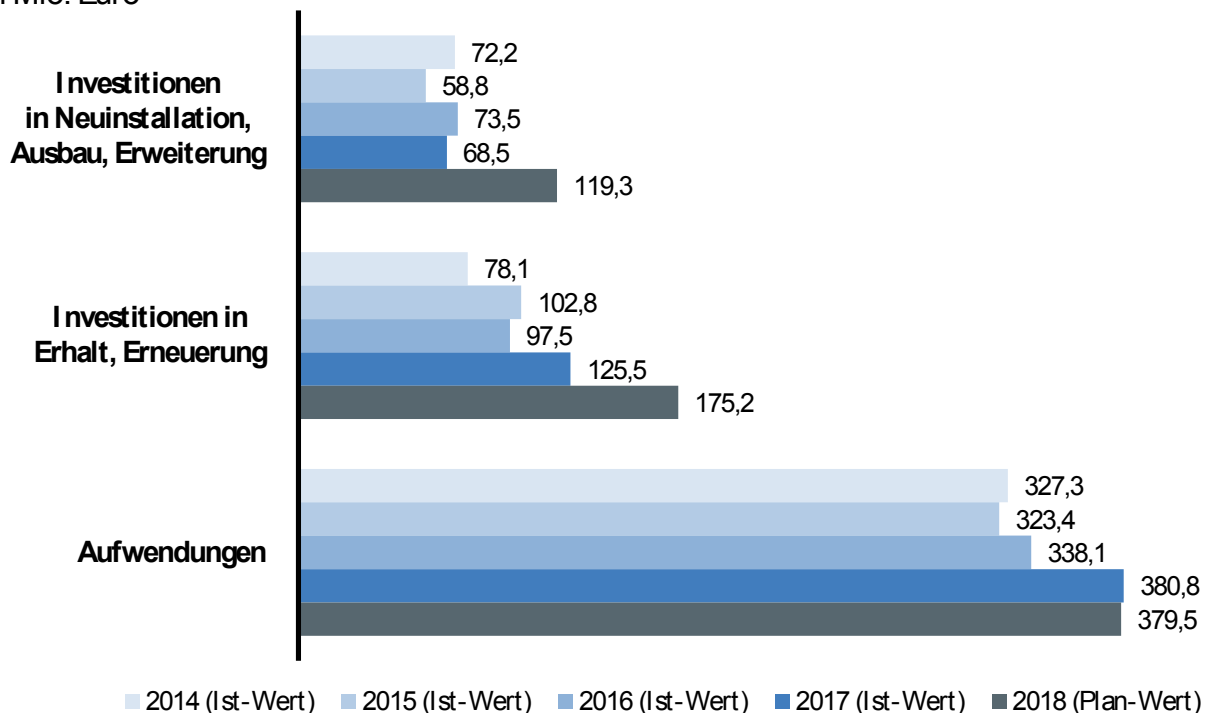


Abbildung 10: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

## 8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen

Zum zweiten Mal wurden die Messstellenbetreiber im Monitoring auch zur Höhe der Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen befragt. In Tabelle 10 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 90,36 und 446,61 Euro pro Jahr. Die Preise für den optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG sind ebenfalls in Tabelle 10 dargestellt. Diese liegen im Durchschnitt – je nach Letztverbrauchergruppe – zwischen 21,72 und 51,88 Euro pro Jahr. Tabelle 11 zeigt, dass für moderne Messeinrichtungen i.S.d. § 29 i.V.m. 32 MsbG den Endverbrauchern im Durchschnitt 19,74 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.

### Durchschnittliche Preise für die Standardleistungen\* zur Durchführung des Messstellenbetriebs im Jahr 2017 in Euro/ Jahr

	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
<b>Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch</b>		
≤ 2.000 kWh**	21,72	23,00
> 2.000 kWh & ≤ 3.000**	27,53	30,00
> 3.000 kWh & ≤ 4.000**	35,66	40,00
> 4.000 kWh & ≤ 6.000**	51,76	60,00
> 6.000 kWh & ≤ 10.000	90,36	100,00
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	118,63	130,00
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	155,11	170,00
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	183,78	200,00
> 100.000 kWh	446,61	
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	94,92	100,00
<b>Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG</b>		
> 1 kW & ≤ 7 kW**	51,88	60,00
> 7 kW & ≤ 15 kW	93,73	100,00
> 15 kW & ≤ 30 kW	121,96	130,00
> 30 kW & ≤ 100 kW	186,83	200,00
> 100 kW	434,63	

\* nach § 35 Abs. 1 MsbG

\*\* optionaler Einbau nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG

Tabelle 10: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs



**Preise für optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. § 32 MsbG im Jahr 2017**  
in Euro/ Jahr

	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
Moderne Messeinrichtung im Sinne des MsbG	19,74	20,00

Tabelle 11: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG



Mit dem Einbau moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme kommen auf den Verbraucher in der Regel höhere Kosten zu. Um die Preise zu deckeln, wurde im Gesetz eine Preisobergrenze für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen festgelegt. Die Höhe der Kosten ist vom jeweiligen Jahresstromverbrauch des Verbrauchers abhängig. Verbraucht ein Haushalt lediglich 2.500 kWh, muss er höchstens 30 Euro jährlich zahlen. Liegt der Verbrauch allerdings bei 5.000 kWh darf der Rechnungsbetrag 60 Euro pro Jahr nicht übersteigen.



# 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 132: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen.....	313
Abbildung 133: Anteil der Zählpunkte je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden .....	313
Abbildung 134: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs .....	317
Abbildung 135: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway .....	318
Abbildung 136: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme .....	319
Abbildung 137: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb .....	319
Abbildung 138: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer .....	320
Abbildung 139: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich .....	322
Abbildung 140: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich .....	324
Abbildung 141: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen .....	325





# Tabellenverzeichnis

Tabelle 92: Preisobergrenzen bei Pflichteinbaufällen.....	310
Tabelle 93: Preisobergrenzen bei optionalen Einbaufällen .....	310
Tabelle 94: Preisobergrenzen bei Einbau und Betrieb moderner Messeinrichtungen .....	311
Tabelle 95: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG.....	312
Tabelle 96: Anzahl der Zählpunkte nach Bundesländern .....	314
Tabelle 97: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG .....	315
Tabelle 98: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG .....	316
Tabelle 99: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich.....	321
Tabelle 100: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich .....	323
Tabelle 101: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs	326
Tabelle 102: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG.....	327



# 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 <sup>3</sup> /h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km <sup>2</sup>	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany

NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
Nm <sup>3</sup> /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	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 Nominierungsersatzverfahren
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 <a href="http://www.netztransparenz.de">www.netztransparenz.de</a> 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, CO<sub>2</sub>-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 <sup>3</sup> und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m <sup>3</sup> bis 15,7 kWh/m <sup>3</sup> .
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 <sup>3</sup> und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m <sup>3</sup> bis 13,0 kWh/m <sup>3</sup> .
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"> <li>- zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern,</li> <li>- Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen,</li> <li>- die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder</li> <li>- 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).</li> </ul>
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) <math>\leq 1 \text{ kV}</math>  Mittelspannung (MS) <math>&gt; 1 \text{ kV}</math> und <math>\leq 72,5 \text{ kV}</math>  Hochspannung (HS) <math>&gt; 72,5 \text{ kV}</math> und <math>\leq 125 \text{ kV}</math>  Höchstspannung (HöS) <math>&gt; 125 \text{ kV}</math></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 <sup>3</sup>	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

	<p>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 abgeregelter 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 Vollast 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.</p>
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)	<p><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)</p> <p><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)</p>
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](mailto:monitoring.energie@bundesnetzagentur.de)

[www.bundesnetzagentur.de](http://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](mailto:energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de)

[www.bundeskartellamt.de](http://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