

NC TAR	Informationen zur Veröffentlichung vor der Jahresauktion	Information to be published before the annual yearly capacity auction
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)
	Fergas - Geschäftsbedingungen / Terms and Conditions	
Art. 29 (b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	Information for standard Capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)
	Fergas - Geschäftsbedingungen / Terms and Conditions BK9-14-608 [external Link to BK9 / BNetzA]	
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Information on Parameters used in the applied reference price methodology related to the technical characteristics of the transmission system.
	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen) sind im vereinfachtem Entgeltmodell enthalten	All used input parameters (i.e. forecasted contracted capacity) are included in the simplified model.
	Fergas - Geschäftsbedingungen / Terms and Conditions	
Art. 30(1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Information on the allowed and/or target revenue.
	Die zulässigen Erlöse der Fergas Netzgesellschaft mbH betragen: 12.526.351,66 EUR	The allowed revenues of Fergas Netzgesellschaft mbH are: 12,526,351.66 EUR

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

Art. 30(1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Information related to changes in the revenue.
	Die zulässigen Erlöse wurden entsprechend den Vorgaben gemäß § 4 ARegV angepasst.	The allowed revenues were adjusted according to sec. 4 ARegV.
	ARegV [external Link]	
Art. 30(1)(b)(iii)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des reguliertem Anlagevermögens und ihr Gesamtwert, Kapitalkosten, Investitionsausgaben, operative Ausgaben, Anreizmechanismen und Effizienzziele, Inflationsindizes	Information related the following Parameters: Types of assets, cost of capital, capital and operational expenditures, incentive mechanisms and efficiency targets, inflation indices.
	Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2015: Typen des regulierten Anlagevermögens (vgl. Anlage 1 der GasNEV): I. Allgemeine Anlagen: 1.730.753,92 EUR II. Gasbehälter 0,00 EUR III. Erdgasverdichteranlagen 0,00 EUR IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen 189.529.556,13 EUR V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen 13.102.284,45 EUR VI. Fernwirkanlagen 0,00 EUR	Regulated asset base of cost base year 2015: Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV): I. General installations 1,730,753.92 EUR II. Gas container 0.00 EUR III. Compressor stations 0.00 EUR IV.Pipelines/ House connection pipelines 189,529,556.13 EUR V. Measuring, control and metering installations 13,102,284.45 EUR VI.Remote control installations 0.00 EUR

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

	<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015:</p> <p>10.202.799,00 EUR</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p>	<p>Cost of capital of cost base year 2015:</p> <p>10,202,799.00 EUR</p> <p>The methodology to calculate the cost of capital are determined in sections 6-8 GasNEV.</p>
--	--	--

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

	<p>Die Investitionsausgaben bestimmen sich nach den Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagegutes. In der deutschen Anreizregulierung ist keine Neubewertung des Anlagegutes vorgesehen. Die Anlagegüter werden nach §6 (5) GasNEV linear abgeschrieben. Die Abschreibungsdauer ist in Anlage 1 GasNEV vorgegeben. Abschreibungszeiträume und –beträge für Anlagentypen:</p> <p>I. Allgemeine Anlagen 3-70 Jahr (keine Abschreibung für Gebäude) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 75.241,24 EUR</p> <p>II. Gasbehälter 45-55 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0,00 EUR</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen 20-25 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0,00 EUR</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen 30-65 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 3.445.991,93 EUR</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen 8-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 291.161,88 EUR</p> <p>VI. Fernwirkanlagen 15-20 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0,00 EUR</p>	<p>The capital expenditures are determined on the basis of the historical procurement and manufacturing costs of the asset. There is no re-evaluation of assets foreseen in the German incentive regulation. The assets are depreciated on a linear basis in accordance with section 6(5) GasNEV. The depreciation period are set in Annex 1 GasNEV. Depreciation periods and amounts per asset type:</p> <p>I. General installations 3-70 years (no depreciation for buildings) amount in cost base year 2015: 75,241.24 EUR</p> <p>II. Gas container 45-55 amount in cost base year 2015: 0.00 EUR</p> <p>III. Compressor stations 20-25 years amount in cost base year 2015: 0.00 EUR</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines 30-65 years amount in cost base year 2015: 3,445,991.93 EUR</p> <p>V. Measuring, control and metering installations 8-60 years amount in cost base year 2015: 291,161.88 EUR</p> <p>VI. Remote control installations 15-20 years amount in cost base year 2015: 0.00 EUR</p>
--	--	--

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

	Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2015: 1.965.858,00 EUR	OPEX of cost base year 2015: 1,965,858.00 EUR
	Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen dem System der Anreizregulierung gemäß den Vorgaben der ARegV, §§12-16 regeln hierbei Anreizmechanismen und Effizienzziele. Der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers, die für die Regulierungsperiode (5 Jahre) bestimmt wird, liegen die Kosten zu Grunde, welche im Basisjahr (Jahr 3 vor der neuen Regulierungsperiode) beim Netzbetreiber entstanden und von der Regulierungsbehörde geprüft sind. Des Weiteren wird ein Effizienzvergleich zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt und auf Basis deren Aufwands- und Strukturparameter unternehmensindividuelle Effizienzwerte ermittelt. Etwaige Ineffizienzen sind über die Dauer einer Regulierungsperiode abzubauen. Ebenfalls berechnet die Regulierungsbehörde einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, der für alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich zur Anwendung kommt. Der individuelle Effizienzwert der Ferngas im Rahmen der EOG Prognose beträgt 100 %.	German transmission system operators are subject to the incentive regulation system. The revenue cap of a transmission system operator (TSO) that is determined for a regulatory period with a duration of 5 years is based on the costs incurred at the TSO in the base year (year 3 before the new regulatory period) and that were checked by the regulatory authority. Moreover, an efficiency benchmark is conducted between the TSO and, based on their cost and structure parameters, individual company efficiency values are calculated. Possible inefficiencies are to be rectified over the duration of a regulatory period. Furthermore, the regulatory authority calculates a general sector productivity factor that is consistently applied to all transmission system operators. The individual efficiency score of Ferngas for the calculation is 100 %.
	Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2018 verwendete Inflationsindex beträgt: VPi 2016 = 107,4	The inflation index used to determine the allowed revenues 2018 is: VPi 2016 = 107,4
Art. 30 (1)(b)(iv,v)	Informationen zu den zulässigen Erlösen aus Fernleitungsentgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-Split und Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung	Information on the transmission services revenue including capacitycommodity split, entryexit split and intrasystem/ crosssystem split.
	Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2018 betragen: 12.391.787,66 €	Transmission services revenues 2018: 12,391,787.66 €

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

	<p>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätsentgelte</p> <p>Entry-Exit-Split</p> <p>Der Entry-Exit-Split ergibt sich aus dem Verhältnis der Entry zu den Exit Kapazitäten.</p> <p>Entry: 50 %; Exit 50 %</p> <p>Die genaue Aufteilung ist im standardisierten Entgeltmodell dargestellt:</p>	<p>Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs</p> <p>Entry-exit split</p> <p>The Entry-exit-split is the relation between entry and exit bookings.</p> <p>Entry: 50 %; Exit 50 %</p> <p>The exact Entry-Exit split is shown in the simplified tariff model:</p>
	<p>Die Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung wird im Rahmen der Konsultation nach Art. 26 NC TAR bestimmt und veröffentlicht.</p>	<p>Cross-border-domestic split will be determined in conjunction with Art. 26 NC TAR consultation determined and published.</p>
Art. 30 (1)(b)(vi)	<p>Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode</p>	<p>Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.</p>
	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2016: 0 EUR</p>	<p>Actual regulated revenues from transmission and nontransmission services 2016: 0 EUR</p>
	<p>Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2016: Der Saldo des Regulierungskontos wurde noch nicht durch die Bundesnetzagentur bestätigt.</p>	<p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2016: The decision to the amount of the regulatory account by the NRA is still pending.</p>
	<p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2016 wird im Jahr 2017 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 5 Kalenderjahre ausgeglichen. Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>	<p>Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2016 is determined in the year 2017 and it will be reconciled in equal instalments –including interest payments – over the subsequent 5 calendar years. Incentive mechanisms specifically for the regulatory account do not exist in the German regulatory system.</p>

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

Art. 30 (1)(b)(vii)	Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	Information on the intended use of the auction premium.
	<p>Gemäß §13 (4) GasNZV werden Auktionserlöse auf dem Regulierungskonto nach §5 ARegV verbucht. Dieses Vorgehen entfaltet somit eine entgeltmindernde Wirkung in den Jahren in denen das Regulierungskonto ausgeglichen wird.</p>	<p>According to Article 13(4) Gas Network Access Ordinance (GasNZV) auction revenues are booked on the regulatory account in accordance with Article 5 ARegV. This transaction thus develops a tariff reducing effect in the years in which the regulatory account is reconciled.</p>
Art. 30 (1)(c)	Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten und ihrer Berechnung	Information on Transmission and nontransmission tariffs Accompanied by the Relevant information related to their derivation.
	<p>Die Netzentgelte werden nach dem Briefmarkenmodell berechnet, dafür werden die zulässigen Erlöse gemäß dem Entry-Exit-Split aufgeteilt und dann jeweils durch die Summe aller gewichteten Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten dividiert.</p>	<p>The Tariffs are calculated by the postage stamp methodology, there the allowed revenues are divided by the forecasted bookings.</p>
<p>Ferngas - Geschäftsbedingungen / Terms and Conditions</p>		
	<p><u>Berechnung Biogaswälzungsbetrag</u></p> <p>Nach Ziffer 6 des Beschlusses der Bundesnetzagentur BK9-17/609 (Festlegung „INKA“) ist die Biogasumlage nach § 20b GasNEV als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Biogasumlage ist beschrieben in § 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 27.10.2017. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2018 in Höhe von 199.507.937 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte Kapazität an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des Jahres 2018 in</p>	<p><u>Derivation of Biogas charge</u></p> <p>In accordance with number 6 BNetzA decision BK9-17/609 (“INKA”) the Biogas charge according to section 20b GasNEV is classified as nontransmission service. The derivation of Biogas charge is described in section 7 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 27 October 2017. According to this, all biogas-costs of 2018 in Germany in the amount of 199,507,937 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2018 in the amount of 291,495,193 €. Hence, the biogas charge is 0.68443 €/(kWh/h)/a.</p>

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

	Höhe von 291.495.193 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,68443 €/(kWh/h)/a.	
	<p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Ziffer 6 des Beschlusses der Bundesnetzagentur BK9-17/609 (Festlegung „INKA“) ist die Marktraumumstellungsumlage nach § 19a Abs. 1 EnWG als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Marktraumumstellungsumlage ist beschrieben in § 10 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 27.10.2017. Hiernach werden die Bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2018 in Höhe von 104.442.367,39 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte Kapazität an allen Ausspeisepunkten (inkl. Speicher und Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten) ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des Jahres 2018 in Höhe von 403.738.196 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,2587 €/(kWh/h)/a.</p>	<p><u>Derivation of Market area conversion charge</u></p> <p>In accordance with number 6 BNetzA decision BK9-17/609 (“INKA”) the Market area conversion charge according to section 19a(1) Energy Industry Act is classified as nontransmission service. The derivation of Market area conversion charge is described in section 10 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 27 October 2017. According to this, all market conversion costs of 2018 in the amount of 104,442,367.39 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points (including IP and storage exit points, but without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2018 in the amount of 403,738,196 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.2587 €/(kWh/h)/a.</p>
	Für das Messentgelt werden die der Messung zuordenbaren Kosten durch die Prognostizierten Kapazitätsbuchungen an den betroffenen Punkten dividiert.	Tariffs for metering are calculated by division of the respective metering costs by the forecasted bookings at the respecting grid points.
	Für das Messstellenbetriebsentgelt werden die dem Messstellenbetrieb zuordenbaren Kosten durch die prognostizierten Kapazitätsbuchungen an den betroffenen Punkten dividiert.	Tariffs for Metering operation charge are calculated by division of the respective metering costs by the forecasted bookings at the respecting grid points.
Art. 30	Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten	Information on Transmission tariff changes and trends.

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.

(2)(a)	<p>Für die Aktuelle Regulierungsperiode können wir derzeit keine Prognosen aufgrund noch offener Entscheidungen der Bundesnetzagentur abgeben. Von 2017 auf 2018 sinken die Netzentgelte. Für die Entgeltperiode 2019 gehen wir derzeit von keiner Änderung der Fernleitungsentgelte gegenüber dem Entgelt des Jahres 2018 aus. Welcher Referenzpreismethode die Entgeltbildung der Jahre 2020 ff. unterliegt ist derzeit schwer abzuschätzen. Dementsprechend können auch keine indikativen Aussagen zur Entgeltentwicklung der Jahre 2020-2022 getroffen werden. Hierzu verweisen wir auf die abschließende Konsultation gemäß Artikel 26 Tariff Network Code, welche gemäß der Festlegung "INKA" (BK9-17/609) von der Bundesnetzagentur durchgeführt wird.</p>	<p>We currently could not assume changes for the remaining years of the regulatory period. For 2017 to 2018 there is a decrease of the tariffs. It is currently impossible to make a valid estimation about what reference price method will be applicable for tariff calculation in the years 2020 ff. Correspondingly, no prognostic statements can be made regarding tariff development in the years 2020-2022. In this matter we therefore refer to the final consultation according to Article 26 of the Tariff Network Code, which is carried out according to the decision "INKA" (BK9-17/609) by the Federal Network Agency.</p>
Art. 30 (2)(b)	<p>Informationen zum im Tarifjahr 2018 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell</p>	<p>Information about the used tariff model and an explanation how to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period.</p>
	<p>Ferngas - Geschäftsbedingungen / Terms and Conditions</p>	

When in doubt, the German version of this publication shall prevail.