

Veröffentlichung gemäß NC TAR

TAR NC	Inhalt	Beschreibung
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	https://www.grtgaz-deutschland.de/de/node/1167 Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen und Spreizungsfaktoren für die Ausspeiseentgeltzonen) sind im vereinfachtem Entgeltmodell enthalten.
Art. 30 (1)(a)i	Die technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	https://www.grtgaz-deutschland.de/de/netzzugang/kapazitaetsuebersicht
Art. 30 (1)(a)ii	Die prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	Die prognostizierte gebuchte Kapazität ist gewichtet und berücksichtigt die BEATE-Multiplikatoren sowie die entsprechenden Rabattierungen für unterbrechbare Kapazitäten und Sonderprodukte. Prognostizierte gebuchte Einspeisekapazität: 25.458.556 kWh/h/a Prognostizierte gebuchte Ausspeisekapazität: 15.541.778 kWh/h/a
Art. 30 (1)(a)iii	Die Menge und Richtung des Gasflusses an Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, wie z. B. Angebots- und Nachfrageszenarien für den Gasfluss zu Spitzenzeiten	n.a.
Art. 30 (1)(a)iv	Eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur	http://www.grtgaz-deutschland.de/de/netztransparenz/technischebeschreibung
Art. 30 (1)(a)v	Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz wie Länge und Durchmesser der Pipelines und Leistung der Verdichterstationen	http://www.grtgaz-deutschland.de/de/system/files/dokumente/megal_map_gassflussrichtung_1611_de_0.pdf http://www.grtgaz-deutschland.de/de/node/1058
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der FNB für 2018 2019 betragen: 96.035.198 €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	-79.997 €
Art. 30 (1)(b)(iii)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des reguliertem Anlagevermögens und ihr Gesamtwert, Kapitalkosten, Investitionsausgaben, operative Ausgaben, Anreizmechanismen und Effizienzindizes	<p>Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2015: 345.658.768 €</p> <p>I. Allgemeine Anlagen Kostenbasisjahr 2015: 30.302.912 €</p> <p>II. Gasbehälter Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen Kostenbasisjahr 2015: 85.583.818 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen Kostenbasisjahr 2015: 220.159.360 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen Kostenbasisjahr 2015: 8.953.820 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen Kostenbasisjahr 2015: 658.859 €</p> <p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 26.006.855 €</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p> <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 innerhalb einer Bandbreite vorgegeben. Die GRTgaz Deutschland nutzt grundsätzlich jeweils die unteren Werte dieser Bandbreite.</p> <p>Abschreibungszeiträume und –beträge für Anlagentypen:</p> <p>I. Allgemeine Anlagen 3-70 Jahre (keine Abschreibung für Grundstücke) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 1.719.887 €</p> <p>II. Gasbehälter 45-55 Jahre Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen 20-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 5.142.242 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen 30-65 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 7.550.525 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen 8-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 353.508 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen 15-20 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 45.439 €</p> <p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2015: 44.848.674 €</p>

		<p>Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen dem System der Anreizregulierung gemäß den Vorgaben der ARegV, §§12-16 regeln hierbei Anreizmechanismen und Effizienzziele.</p> <p>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.</p> <p>Ebenfalls berechnet die Regulierungsbehörde einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, der für alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich zur Anwendung kommt. Der Wert für die 3. Regulierungsperiode liegt bei 0,49%/Jahr.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert der GRTgaz Deutschland beträgt 100% für die Jahre 2018-2022.</p> <p>Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2019 verwendete Inflationsindex beträgt 1,77% (Inflation des Jahres 2017).</p>
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	<p>Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2019 betragen: 91.622.000 €</p> <p>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätentgelte</p> <p>Entry-Exit-Split 2019: Entry 62% - Exit 38%</p> <p>Die Aufteilung nach systeminterner/ systemübergreifender Nutzung wird im Rahmen der Konsultation nach Art. 26 NC TAR bestimmt und veröffentlicht.</p>
Art. 30 (1)(b)(vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2017: 109.273.803 €.</p> <p>Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos nach Verzinsung zum 31.12.2016: 32.464.594 €.</p> <p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2017 wird im Jahr 2018 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 3 Kalenderjahre ab 2019 ausgeglichen.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>
Art. 30 (1)(b)(vii)	Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	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.
Art. 30 (1)(c)	Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten und ihrer Berechnung	<p>GRTgaz Deutschland-Preisblatt: http://www.grtgaz-deutschland.de/node/1105</p> <p>Berechnung Kapazitätentgelte</p> <p><u>Berechnung Biogaswälzungsbeitrag</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 2019 in Höhe von 202.994.689 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte Kapazität an Netzanchlusspunkten zu Letztverbrauchern und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des Jahres 2019 in Höhe von 306.671.765 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,66193 €/kWh/h/a.</p> <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 2019 in Höhe von 132.257.041 € 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 2019 in Höhe von 415.797.341 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,3181 €/kWh/h/a.</p>
Art. 30 (2)(a) & ii)	Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten	<p>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.</p> <p>Hierzu verweisen wir auf die abschließende Konsultation gemäß Artikel 26 Tariff Network Code, welche von der Bundesnetzagentur durchgeführt wird. Nähere Informationen dazu finden sich auf der Seite der Bundesnetzagentur.</p>
Art. 30 (2)(b)	Informationen zum im Tarifjahr 2019 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell	http://www.grtgaz-deutschland.de/de/node/1167