

Veröffentlichung nach Art. 29 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		Publication according to Art. 29 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)																					
NC TAR	Beschreibung	Information/Link	Description																				
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	<p>Preisblatt 2023</p> <p>Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist GRTgaz Deutschland auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-21/612 (Festlegung „MARGIT 2022“).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Produkt</th> <th>Multiplikator</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Untertägiges Produkt</td> <td>2,0</td> </tr> <tr> <td>Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)</td> <td>1,4</td> </tr> <tr> <td>Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)</td> <td>1,25</td> </tr> <tr> <td>Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)</td> <td>1,1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(gültig ab 01.01.2023 bis zum 31.12.2023)</p>	Produkt	Multiplikator	Untertägiges Produkt	2,0	Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)	1,4	Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)	1,25	Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)	1,1	<p>Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)</p> <p>Price list 2023</p> <p>For the justification of the level of multipliers, GRTgaz Deutschland refers to the Federal Network Agency's (German: Bundesnetzagentur [BNetzA]) decision BK9-21/612 ('decision MARGIT 2022'), Applicable multipliers for short-term products according to MARGIT decision:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Product</th> <th>Multiplier</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Within-Day product</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>Daily product (runtime: 1-27 days)</td> <td>1.4</td> </tr> <tr> <td>Monthly product (runtime: 28-89 days)</td> <td>1.25</td> </tr> <tr> <td>Quarterly product (runtime: 90-364 days)</td> <td>1.1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(valid from 01.01.2023 until 31.12.2023)</p>	Product	Multiplier	Within-Day product	2.0	Daily product (runtime: 1-27 days)	1.4	Monthly product (runtime: 28-89 days)	1.25	Quarterly product (runtime: 90-364 days)	1.1
Produkt	Multiplikator																						
Untertägiges Produkt	2,0																						
Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)	1,4																						
Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)	1,25																						
Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)	1,1																						
Product	Multiplier																						
Within-Day product	2.0																						
Daily product (runtime: 1-27 days)	1.4																						
Monthly product (runtime: 28-89 days)	1.25																						
Quarterly product (runtime: 90-364 days)	1.1																						
Art. 29 (b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	<p>Preisblatt 2023</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlussentwurf BK9-21/612 (Festlegung „MARGIT 2023“) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität bis zum 01.01.2023 festgelegt. Die Daten zur Berechnung der Abschläge wurden im Rahmen der Konsultation der Festlegung MARGIT veröffentlicht.</p> <p>Nach Beschluss BK9-18/608 beträgt der Sicherheitsaufschlag S=10%. Mit ihrem Beschluss BK9-20/608 (Festlegung „BEATE 2.0“) hat die Bundesnetzagentur den Sicherheitsaufschlag an anderen als Kopplungspunkten im H-Gas-Netz ab dem 01.10.2021 auf S=20% gesetzt. Dieser entspricht damit dem Sicherheitsaufschlag für Kopplungspunkte im H-Gas-Netz laut Beschluss BK9-21/612 MARGIT 2022.</p>	<p>Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)</p> <p>Price list 2023</p> <p>The BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-21/612 (Decision 'MARGIT 2023') Annex I. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 6 of the decision MARGIT 2022.</p> <p>According to decision BK9-18/608, the safety margin is S=10%. In its decision BK9-20/608 (Decision 'BEATE 2.0', only available in German), BNetzA has set the safety margin at other than interconnection points in the H-gas network at S=20% from 01/10/2021. This corresponds to the safety margin for interconnection points in the H-gas network according to decision BK9-21/612 (MARGIT 2022).</p>																				

Veröffentlichung nach Art. 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		Publication according to Art. 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		
NC TAR	Beschreibung	Information/Link	Description	Information/Link
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen) sind im vereinfachtem Entgeltmodell enthalten.	Information on parameters used in the applied reference price methodology related to the technical characteristics of the transmission system	All used input parameters (i.e. forecasted contracted capacity) are included in the simplified model .
Art. 30 (1)(a)i)	Die technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	Technical capacity at entry and exit points and associated assumptions	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
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 MARGIT-Multiplikatoren sowie die entsprechenden Rabattierungen für unterbrechbare Kapazitäten und Sonderprodukte. 2023 Prognostizierte gebuchte Einspeisekapazität: 5.595.534 kWh/h/a 2023 Prognostizierte gebuchte Ausspeisekapazität: 1.134.229 kWh/h/a Virtual Interconnection Points (VIP) Die Ermittlung der Kapazitätsprognose erfolgt nach den Regeln des Art. 22 NC TAR.	Forecast contracted capacity at entry and exit points and associated assumptions	The forecasted booked capacity is weighted and takes into account MARGIT Factors as well as the corresponding discounts for interruptible capacities and special products. 2023 Forecasted booked capacity in Entry direction: 5,595,534 kWh/h/a 2023 Forecasted booked capacity in Exit direction: 1,134,229 kWh/h/a Virtual Interconnection Points (VIP) The determination of the capacity forecast is based on the rules of Art. 22 NC TAR.
Art. 30 (1)(a)iii)	Die Menge und Richtung des Gasflusses an Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, wie z. B.	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	The quantity and the direction of the gas flow for entry and exit points and associated assumptions	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.

	Angebots- und Nachfrageszenarien für den Gasfluss zu Spitzenzeiten			
Art. 30 (1)(a)iv	Eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	The structural representation of the transmission network with an appropriate level of details	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(a)v	Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz wie Länge und Durchmesser der Pipelines und Leistung der Verdichterstationen	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	Additional technical information about the transmission network, such as the length and the diameter of pipelines and the power of compressor stations	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse von GRTgaz Deutschland für 2023 betragen: 195.365.864 EUR	Information on the allowed and/or target revenue	The allowed revenues of GRTgaz Deutschland for the year 2023 are: 195,365,864 EUR
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Die für den Tarif 2022 berücksichtigen prognostizierten zulässigen Erlöse (25.05.2021): 87.009.357 EUR Die für den Tarif 2023 berücksichtigen prognostizierten zulässigen Erlöse (25.11.2022): 195.365.864 EUR Veränderung: 108.356.507 EUR im Trading Hub Europe Marktgebiet. Die Erhöhung resultiert aus stark angestiegenen Energiekosten.	Information related to changes in the revenue	Revenue cap forecast 2022 as included in tariffs (25.05.2021): 87,009,357 EUR Revenue cap forecast 2022 as included in tariffs (25.11.2022): 195,365,864 EUR Change: 108,356,507 EUR in Trading Hub Europe market area. This increase is mainly due to higher energy costs
Art. 30 (1)(b)(iii)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des reguliertem Anlagevermögen und ihr Gesamtwert, Kapitalkosten, Investitionsausgaben,	Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2020 349.999.999 € I. Allgemeine Anlagen Kostenbasisjahr 2020: 30.302.912 € II. Gasbehälter	Information related to the following Parameters: types of assets, cost of capital, capital and operational expenditures, incentive mechanisms and	Regulated asset base of cost base year 2020: 349,999,999 € Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV): I. General installations amount in cost base year 2020: 30,302,912 € II. Gas container

	<p>operative Ausgaben, Anreizmechanismen und Effizienzziele, Inflationsindizes</p>	<p>Kostenbasisjahr 2020: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen Kostenbasisjahr 2020: 85.583.818 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen Kostenbasisjahr 2020: 220.159.360 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen Kostenbasisjahr 2020: 8.953.820 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen Kostenbasisjahr 2020: 658.859 €</p> <p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2020: 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 2020: 2.065.675 €</p> <p>II. Gasbehälter 45-55 Jahre Kostenbasisjahr 2020: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen 20-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 12.330.881 €</p>	<p>efficiency targets, inflation indices</p>	<p>amount in cost base year 2020: 0 €</p> <p>III. Compressor stations amount in cost base year 2020: 85,583,818 €</p> <p>IV.Pipelines/ House connection pipelines amount in cost base year 2020: 220,159,360 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations amount in cost base year 2020: 8,953,820 €</p> <p>VI.Remote control installations amount in cost base year 2020: 658,859 €</p> <p>Cost of capital of cost base year 2020: 26,006,855 €</p> <p>The methodology to calculate the cost of capital are determined in sections 6-8 GasNEV.</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.</p> <p>Depreciation periods and amounts per asset type: Trading Hub Europe market area</p> <p>I. General assets: 3-70 years (no depreciation for land); 2,065,675 €</p> <p>II. Gas container: 45-55 years; 0 €</p> <p>III. Compressor stations: 20-60 years; 12,330,881 €</p> <p>IV. Pipelines: 30-65 years; 2,606,395 €</p> <p>V. M+R stations: 8-60 years; 560,704 €</p> <p>VI. Remote control systems: 15-20 years; 83,483 €</p> <p>Sum: 17,647,137 €</p> <p>Depreciation included in the cost base for the fourth regulatory period (base year 2020). Incl. share of pipeline companies and leased pipelines.</p>
--	--	---	--	---

		<p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen 30-65 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 2.606.395 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen 8-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 560.704 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen 15-20 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 83.483 €</p> <p>Summe: 17.647.137 €</p> <p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2020: 48.311.308 €</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 Erlösbergrenze 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 wurde auf 0,49%/Jahr festgelegt.</p>		<p>Operational expenditures: 48,311,308 € in Trading Hub Europe market area of cost base 2020</p> <p>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.</p> <p>The general sector productivity factor for the third regulatory period is 0.49%. Since the BNetzA has not yet determined a final value for the fourth regulatory period, the general sector productivity factor from the third regulatory period was used initially.</p> <p>At this time, no final individual efficiency score of FNB is calculated by the BNetzA. Therefore, the individual efficiency score from the third regulatory period (100 %) was used initially.</p> <p>The inflation index used to determine the allowed revenues 2022: 109.1 (+3.3 vs. prior year) (CPI of 2021, § 8 ARegV)</p>
--	--	---	--	---

		<p>Der individuelle Effizienzwert der GRTgaz Deutschland beträgt 100% für die Jahre 2018-2022</p> <p>Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2022 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2020: 109,1% (+3,3% ggü. Vorjahr) (Inflation des Jahres 2020, § 8 ARegV)).</p>		
Art. 30 (1)(b)(iv,v)	<p>Informationen zu den zulässigen Erlösen aus Fernleitungsentgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-Split und Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung</p>	<p>Zulässige, prognostizierte Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2023 betragen: 195.365.864 EUR</p> <p>GRTgaz Deutschland bietet ausschließlich Leistungsentgelte an. Insoweit beträgt der Anteil der Leistungsentgelte 100%.</p> <p><u>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung im Marktgebiet THE:</u></p> <p>33,00 % Einspeisung 67,00 % Ausspeisung</p> <p><u>Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet THE:</u></p> <p>85,92% Systeminterne Nutzung (2.791.717.951 €) 14,08% Systemübergreifende Nutzung (457.616.007 €)</p> <p>Im Zusammenhang mit der Konsultation nach Art. 26 NC TAR wurde der Kostenzuweisungstest von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt. Die Ergebnisse einschließlich einer Bewertung wurden im Wege der Festlegungsverfahren REGENT für das Marktgebiet Trading Hub Europe (BK9-19/610) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.</p>	<p>Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.</p>	<p>2023 Allowed Revenues for Transmission services: 195,365,864 EUR</p> <p>GRTgaz Deutschland offers capacity-based tariffs only. Consequently, the share of capacity-based tariffs is 100%.</p> <p><u>Capacity-commodity split:</u> 33.0 % Entry 67.0 % Exit</p> <p><u>Cross-border-domestic split in entry-exit system THE:</u> 85.92 % domestic usage (2,791,717,951 EUR) 14.08 % cross-border usage (457,616,007 EUR)</p> <p>In conjunction with Art. 26 NC TAR consultation, the cost allocation test was carried out by the BNetzA. The test results, including an assessment, are published on the website of the Federal Network Agency via REGENT for the market area Trading Hub Europe (BK9-19/610) entry-exit system.</p>
Art. 30 (1)(b)(vi)	<p>Informationen zum Ausgleich des</p>	<p>Tatsächliche erzielte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2021: 92.707.730 €</p>	<p>Information related to the previous tariff</p>	<p>Actual generated revenues from transmission and non-transmission services 2021: 92,707,730 EUR.</p>

	Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	<p>Fernleitungsdienstleistungen: 92.619.713 € Systemdienstleistungen: 88.017 € Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2021: 3.152.899 € (Mehr-/Mindererlös) Unterdeckung des Regulierungskontos zum 31.12.2021: 34.121.979 € (Mehr-/Mindererlös)</p> <p>(2) Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2021 wird zum 31.12.2022 festgestellt, beantragt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über drei Kalenderjahre ausgeglichen. Die Verteilung beginnt jeweils im übernächsten Jahr nach Antragsstellung Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>	period regarding the reconciliation of the regulatory account.	<p>- thereof transmission service: 92,619,713 € - thereof non-transmission service: 88,017 €</p> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2021: 3,152,899 € (excess revenues) Total balance of the regulatory account until 31.12.2021: 34,121,979 € (excess revenues)</p> <p>2) Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2021 will be determined as of 31.12.2021 and it will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the three calendar years. The reconciliation begins the year after next after the application was submitted. Incentive mechanisms specifically for the regulatory account do not exist in the German regulatory system.</p>
Art. 30 (1)(b)(vii)	Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	Auktionserlöse werden auf dem Regulierungskonto nach §5 ARegV verbucht. Dieses Vorgehen entfaltet somit eine entgeltmindernde Wirkung in den Jahren, in denen das Regulierungskonto ausgeglichen wird.	Information on the intended use of the auction premium.	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.
Art. 30 (1)(c)	Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten und ihrer Berechnung	Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Festlegung REGENT 2021 die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet Trading Hub Europe bestimmt. Hiernach sind die Erlöse aus Fernleitungsentgelten durch die für das Kalenderjahr prognostizierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren. Zu den Systemdienstleistungen gem. Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-17/609 (Festlegung INKA) zählen der Messstellenbetrieb, die Messdienstleistung, die Biogasumlage nach §20b GasNEV, die Marktraumumstellungslage nach §19a Abs. 1 EnWG sowie das Nominierungsersatzverfahren nach §15 Abs. 3	Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.	<p>According to the decision of the FNA (BK9-17/609 (Festlegung 'INKA'), the non-transmission services are set to metering point operation, metering service, biogas levy according to §20b GasNEV, market area conversion levy according to §19a Abs. 1 EnWG as well as the nomination replacement procedure according to §15 Abs. 3 GasNZV. The non-transmission service fees valid as of 01.01.2022 are published in the price sheets on the website of GRTgaz Deutschland.</p> <p>Derivation of transmission tariffs <u>Derivation of Biogas charge:</u> According to article 6 of the REGENT 2021 decision, the biogas levy is classified as a system service according to §</p>

		<p>GasNZV. Die Tarife für die Systemdienstleistungen mit Gültigkeit ab dem 01.01.2022 finden sich in den veröffentlichten Preisblättern.</p> <p>GRTgaz Deutschland-Preisblatt: Preisblatt 2023</p> <p>Berechnung Kapazitätsentgelte</p> <p><u>Berechnung Biogaswälzungsbetrag</u></p> <p>Nach Tenorziffer 6 der REGENT 2021 ist die Biogasumlage nach § 20b GasNEV als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Biogasumlage ist ebenfalls dort und in § 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 12.08.2022 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2023 in Höhe von 215,5 Mio. € 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 2023 in Höhe von 308.640.666 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,6983 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der Festlegungen REGENT 2021 ist die Marktraumumstellungsumlage nach § 19a Abs. 1 EnWG als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Marktraumumstellungsumlage ist ebenso dort und in § 10 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern</p>	<p>20b GasNEV. The calculation of the biogas levy is described there as well as in § 7 of the cooperation agreement between the operators of gas supply networks located in Germany from 12.08.2022. According to this, the nationwide total biogas costs of 2023 amounting to 15.5 million € are divided by the nationwide capacity booked or rather ordered from transmission system operators at network connection points to final consumers and grid connection points to downstream network operators, regardless of multipliers or seasonal factors of the year 2023, amounting to 308,640,666 (kWh/h)/a. This results in a biogas levy of 0.6983 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Market area conversion levy calculation</u></p> <p>According to article 5 of the REGENT 2021 decision, the market area conversion levy is classified as a system service according to § 19a (1) EnWG. The calculation of the market area conversion charge is described there as well as in § 10 of the cooperation agreement between the operators of gas supply networks located in Germany from 12.08.2022. According to this, the nationwide conversion costs of the year 2022 amounting to 232.9 million € are divided by the nationwide capacity booked or rather ordered from transmission system operators at grid connection points to final consumers and grid connection points to downstream grid operators, regardless of multipliers or seasonal factors of the year 2023, amounting to 308,640,666 (kWh/h)/a. This results in a market conversion levy of 0.75477 €/kWh/h/a.</p> <p>The reference prices for exit points of internal orders and network connection points are the same as the postage stamp of the Trading Hub Europe market area. This corresponds to the tariff calculation method which the NRA has determined in the REGENT decision. The reference prices are the result of the sum of forecasted capacity bookings for all entry and exit points as well as the revenue</p>
--	--	--	--

		<p>von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 12.08.2022 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2023 in Höhe von 232,9 Mio. € 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 2023 in Höhe von 308.640.666 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,7547 €/kWh/h/a.</p> <p>Die Entgelte für IB- und Letztverbraucher-Ausspeisepunkte entsprechen den Entgelten der Briefmarke im Marktgebiet Trading Hub Europe. Dies entspricht der Entgeltberechnungsmethode, die die Bundesnetzagentur in dem Beschluss REGENT 2021 festgelegt hat. Für die Briefmarkenermittlung der Kopplungspunkte fließen die Summe der prognostizierten Kapazitätsbuchungen für alle Ein- und Ausspeisungspunkte sowie die Erlösobergrenze und der Entry/Exit-Split im Kalenderjahr t in die Berechnung ein. Der Referenzpreis sowie sonstige Bestandteile können dem Preisblatt entnommen werden.</p>		<p>cap and the entry/exit split of the calendar year t. The reference price and other prices can be taken from the current price sheet.</p>
<p>Art. 30 (2)(a)i & ii)</p>	<p>Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten</p>	<p>Die Briefmarke des Marktgebiets Trading Hub Europe erhöht sich im Jahr 2023 im Vergleich zum Jahr einheitlichen Entgelt in 2022 um 2,52 EUR/(kWh/h)/a. Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgeltanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösobergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten</p>	<p>Information on transmission tariff changes and trends.</p>	<p>The postage stamp of the entry-exit system Trading Hub Europe will increase by 2.52 EUR/(kWh/h)/a in 2023 compared to the tariff in 2022. This change is based on regular fee adjustments taking into account changes of the input parameters allowed revenues and forecasts of contracted capacity of the transmission system operators involved. The significant changes are due to the geopolitical situation in particular. Thus, a strongly adjusted booking</p>

		<p>Fernleitungsnetzbetreiber. Die deutlichen Änderungen im Vergleich zum Briefmarkenentgelt 2022 sind insbesondere auf die geopolitische Situation zurückzuführen. So wurde bei der Kapazitätsprognose von einem stark angepassten Buchungsverhalten des Marktes ausgegangen. Zudem führen die Verwerfungen am europäischen Erdgasmarkt mit stark gestiegenen Energiepreisen sowie geänderten Flüssen im deutschen Fernleitungsnetz zu einem deutlichen Anstieg der volatilen Kosten (insbesondere Treibenergie).</p> <p>Zur Erfüllung der Veröffentlichungspflicht wurde analog zum bisherigen Vorgehen der BNetzA (vgl. Anlage 5 der Festlegung REGENT 2021) die Entwicklung der Entgelte bis zum Ende der Regulierungsperiode indikativ prognostiziert. Hiernach wäre mit einem Anstieg des Entgeltes im Jahr 2024 zu rechnen. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass die Berechnungen von aktuell nur sehr schwer zu prognostizierenden Annahmen abhängig sind. Entsprechend sind die Berechnungen als rein indikativ zur Erfüllung der Veröffentlichungspflichten anzusehen. Für die Inflation wurde auf die von der BNetzA genannten Werte im Dokument „Hinweise für Fernleitungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß Art. 29, 31 und 32 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460“ abgestellt. Weiterhin wurde für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV eine Fortschreibung des Wertes aus der dritten Regulierungsperiode vorgenommen, da die BNetzA für die vierte Regulierungsperiode noch keinen finalen Wert ermittelt hat. Weitere Annahmen zur Entwicklung der prognostizierten Kapazitäten sowie der jährlichen</p>		<p>behaviour was assumed in the capacity forecast. In addition, the distortions in the European natural gas market with highly increased energy prices as well as changed flows in the German transmission grid lead to a significant increase in volatile costs (especially driving energy).</p> <p>In order to fulfil the publication requirements, the former approach of the BNetzA (Appendix 5 of REGENT 2021 decision) was continued to forecast the tariffs on an indicative basis. According to this, an increase in the charge would be expected in 2024.</p> <p>It should be noted that the calculations depend on assumptions that are currently very difficult to forecast. Accordingly, the forecast should be interpreted as merely indicative to fulfil the publication requirements. For inflation, the values stated by the BNetzA in the document "Notes for transmission system operators on the publication of charges pursuant to Articles 29, 31 and 32 of Regulation (EU) No. 2017/460" were used. Furthermore, the value from the third regulatory period was used for the general sectoral productivity factor, as the BNetzA has not yet determined a final value for the fourth regulatory period.</p>
--	--	--	--	---

		Entwicklung der zulässigen Erlöse können direkt vom Anwender im Modell getroffen werden.		
Art. 30 (2)(b)	Informationen zum im Tarifjahr 2021 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell	Vereinfachtes Entgeltmodell	Information about the used tariff model and an explanation how to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period.	simplified model
Art. 30 (3)	Informationen für nicht maßgebliche Punkte	Die prognostizierten Kapazitäten für diejenigen Punkte, die nicht zu den maßgeblichen Punkten gem. Anhang 1 Nummer 3.2 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 gehören, sind in der prognostizierten Kapazität gem. Art. 30 (1) a) ii) bereits enthalten.	Information about the points excluded from the definition of relevant points	The forecasted booked capacity for the points excluded from the definition of relevant points referred to in point 3.2 (1) a) of Annex I to Regulation No 715/2009 is already included in the capacity forecast according to Art. 30 (1) a) ii).