

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
Art. 29	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.)	Siehe Preisblatt oder https://www.opal-gastransport.de/netzinformationen/regulierte-netzentgelte/ Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist OPAL Gastransport auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-20/612 (Festlegung MARGIT 2022).	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)	See price sheet or https://www.opal-gastransport.de/en/our-network/regulated-tariff/ For the justification of the level of multipliers, OPAL Gastransport refers to BNetzA Decision BK9-20/612 (MARGIT 2022).
Art. 29 b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	https://www.opal-gastransport.de/netzinformationen/regulierte-netzentgelte/ Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlusses BK9-20/612 (Festlegung MARGIT 2022) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität festgelegt. Die Methodik zur Berechnung dieser Abschläge wird in Abschnitt 6 der Festlegung beschrieben. Die Methodik zur Berechnung des Abschlags für unterbrechbare Kapazität an anderen als Kopplungspunkten, unter anderen Speicherpunkten, hat die Bundesnetzagentur im Beschluss BK9-20/608 (Festlegung BEATE 2.0 , Abschnitt 3.2) festgelegt. Hierbei wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit aus den Daten der letzten drei Jahre des jeweiligen Ein- bzw. Ausspeisepunktes abgeleitet und berechnet als das Verhältnis der Summe der je Tag maximal unterbrochenen unterbrechbaren Kapazität zur Summe der an diesen Tagen vermarkteten unterbrechbaren Kapazität. Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit wird auf volle Prozent aufgerundet und aufgrund der Prognoseunsicherheit um einen Sicherheitsaufschlag von 10%-Punkten an anderen als Kopplungspunkten im L-Gas sowie von 20%-Punkten an anderen als Kopplungspunkten im H-Gas erhöht. Der anzuwendende Abschlag ist unabhängig von der Produktlaufzeit und entspricht den Sicherheitsaufschlägen für Kopplungspunkte gemäß dem Festlegungsentwurf MARGIT 2022 . An den von BEATE 2.0 betroffenen Punkten gab es keine Unterbrechungen; der Abschlag für unterbrechbare Kapazitäten an diesen Punkten beträgt 20%. Zur Höhe des Abschlags für unterbrechbare Kapazitäten im Kalenderjahr 2022 verweisen wir auf die Festlegung MARGIT 2022 , Anlage I.	Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)	https://www.opal-gastransport.de/en/our-network/regulated-tariff/ BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-20-612 (MARGIT 2022) Annex I. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 6 of the decision. The methodology to calculate discounts for interruptible capacity at other than interconnections points, inter alia storage points, is specified in BNetzA decision BK9-20/608 (BEATE 2.0 , section 3.2) dated 16 October 2020. Hereby, the probability of interruption is derived from the data of the last three gas years of the respective entry or exit point and is calculated as the ratio between the sum of interrupted capacity booked on an interruptible basis on each day to the sum of interruptible capacity marketed on these days. The probability of interruption is rounded up to full percentage and increased by a safety margin of 10% points (which represents the forecast uncertainty) at points other than interconnection points in the L-gas network and of 20 % points at points other than interconnection points in the H-gas network. According to the BNetzA decision MARGIT 2022 the applicable discount corresponds to the probability of interruption at interconnection points regardless of the product duration. There has been no interruption at the points according to BEATE 2.0 ; the discount for interruptible capacity at these points amounts to 20% in the H-gas network. For the discount for interruptible capacity in the calendar year 2022 we refer to the Attachment I of MARGIT 2022 .

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
Art. 30	Informationen zur Veröffentlichung vor der nächsten Tarifperiode		Information to be published before the tariff period	
Art. 30 (1) a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen und Spreizungsfaktoren für die Ausspeisungsentgeltzonen) sind im vereinfachten 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 and spread between exit tariff zones) are included in the simplified tariff model .
Art. 30 (1) b) i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der OPAL Gastransport im Jahr 2021 betragen: 1.389.521 €€	Information on the allowed and/or target revenue.	The allowed revenues of OPAL Gastransport in 2021 are: 1,389,521 €
Art. 30 (1) b) ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Die zulässigen Erlöse wurden entsprechend den Vorgaben gemäß § 4 ARegV angepasst.	Information related to changes in the revenue.	The allowed revenues are recalculated in accordance with § 4 ARegV.
Art. 30 (1) b) iii)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des regulierten Anlagevermögens und ihr Gesamtwert, Kapitalkosten, Investitionsausgaben, operative Ausgaben, Anreizmechanismen und Effizienzziele, Inflationssindizes.	Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2015: 53.922.740 € Typen des regulierten Anlagevermögens (vgl. Anlage 1 der GasNEV): I. Allgemeine Anlagen II. Gasbehälter III. Erdgasverdichteranlagen IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen VI. Fernwirkanlagen	Information related to the following Parameters: types of assets, cost of capital, capital and operational expenditures, incentive mechanisms and efficiency targets, inflation indices.	Regulated asset base of cost base year 2015: 53,922,740 € Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV): I. General installations II. Gas container III. Compressor stations IV. Pipelines/ House connection pipelines V. Measuring, control and metering installations VI. Remote control installations
		Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 1.435.983 € Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.		Cost of capital of cost base year 2015: 1,435,983 € The methodology to calculate the capital costs is determined in §§ 6-8 GasNEV.
		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 im Kostenbasisjahr 2015 für Anlagentypen: I. Allgemeine Anlagen (3-70 Jahre, keine Abschreibung für Gebäude): 23.091 € II. Gasbehälter (45-55 Jahre): 0 €		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 in cost base year 2015 per asset type: I. General installations (3-70 years, no depreciation for buildings): 23,091 € II. Gas container (45-55 years): 0 €

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
		<p>III. Erdgasverdichteranlagen (20-25 Jahre): 185.270 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen (30-65 Jahre): 1.223.759 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen (8-60 Jahre): 3.863 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen (15-20 Jahre): 0 €</p> <p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2015: 2.014.596 €</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.</p> <p>Des Weiteren wird ein Effizienzvergleich zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt, indem auf Basis von Aufwands- und Strukturparametern unternehmensindividuelle Effizienzwerte ermittelt und verglichen werden. 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.</p> <p>Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode wurde auf 0,49% festgelegt.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert der OPAL Gastransport beträgt 100%.</p> <p>Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2021 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2019 = 105,3</p>		<p>III. Compressor stations (20-25 years): 185,270 €</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines (30-65 years): 1,223,759 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations (8-60 years): 3,863 €</p> <p>VI. Remote control installations (15-20 years): 0 €</p> <p>OPEX of cost base year 2015: 2,014,596 €</p> <p>German transmission system operators are subject to the incentive regulation system pursuant to the provisions of ARegV, where §§12-16 regularize incentive mechanisms and efficiency goals.</p> <p>The 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.</p> <p>Moreover, an efficiency benchmark is conducted between the TSO and, based on their cost and structure parameters, individual company efficiency values are calculated and compared. Possible inefficiencies are to be rectified over the duration of a regulatory period.</p> <p>Furthermore, the regulatory authority calculates a general sector productivity factor that consistently applies to all transmission system operators.</p> <p>The general sector productivity factor for the third regulatory period is not determined yet 0.49%.</p> <p>The individual efficiency score of OPAL Gastransport is 100 %.</p> <p>The inflation index used to determine the allowed revenues 2021 is (t-2): VPI 2019 = 105.3</p>
Art. 30 (1) b) iv,v)	Informationen zu den zulässigen Erlösen aus Fernleitungsentgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-	<p>Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2021: 1.389.521 €</p> <p>Die Erlöse aus Fernleitungsentgelten für 2021 erhöhen sich zudem um eine Summe für Ausgleichszahlungen gem. der Festlegung BK9-18/607 der Bundesnetzagen-</p>	Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.	<p>Allowed revenues for Transmission services 2021: 1,389,521 €</p> <p>In addition, the transmission service revenues are increased by an amount associated with the inter-TSO compensation mechanism based on the decision BK9-18/607 of the BNetzA. The total sum referred to OPAL</p>

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
	Split und Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung	tur, welche im Rahmen der Anwendung eines einheitlichen Briefmarkenentgeltes im Marktgebiet erlassen worden ist. Die Summe der von OPAL Gastransport an andere Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Ausgleichsbeträge beträgt für 2021 18.891.490 €.		Gastransports compensatory payments towards other TSOs in 2021 amounts to 18,891,490 €.
		Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätsentgelte		Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs
		Entry-Exit-Split im Marktgebiet GASPOOL: 42,7 % Einspeisung 57,3 % Ausspeisung Entry-Exit-Split im Marktgebiet THE: 36,0 % Einspeisung 64,0 % Ausspeisung		Entry-exit-split in market area GASPOOL: 42.7 % Entry 57.3 % Exit Entry-exit-split in market area THE: 36.0 % Entry 64.0 % Exit
		Aufteilung nach systeminterner/ systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet GASPOOL: 36,0 % Systeminterne Nutzung 64,0 % Systemübergreifende Nutzung. Aufteilung nach systeminterner/ systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet THE: 74,9 % Systeminterne Nutzung 25,1 % Systemübergreifende Nutzung. 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 die Marktgebiete Net Connect Germany (BK9-18/610-NCG) und Gaspool (BK9-18/611-GP) und Trading Hub Europe (BK9-19/610) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.		Cross-border-domestic split in entry-exit system GASPOOL: 36.0 % domestic usage 64.0% cross-border usage. Cross-border-domestic split in entry-exit system THE: 74.9 % domestic usage 25.1 % cross-border usage. In conjunction with Art. 26 NC TAR consultation, the cost allocation test was carried out by the Bundesnetzagentur (BNetzA). The results, including an assessment, are published on the BNetzA website via REGENT for the Net Connect Germany (BK9-18 / 610-NCG), Gaspool (BK9-18 / 611-GP) and Trading Hub Europe (BK9-19/610) entry-exit systems.
Art. 30 (1) b) vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2019: 9.233.224 €	Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.	Actual regulated revenues from transmission and non-transmission services 2019: 9,233,224 €
		Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2019: 9.332.421 €		Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2019: 9,332,421 €
		Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2019 wird im Jahr 2020 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 5 Kalenderjahre ausgeglichen. Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.		The reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2019 is determined in the year 2020 and 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.

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
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-GP/ REGENT-NCG bzw. REGENT 2021 die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet GASPOOL/Net Connect Germany bzw. Trading Hub Europe bestimmt. Hiernach sind die Erlöse aus Fernleitungsentgelten durch die für das Kalenderjahr prognostizierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren.	Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.	As part of the REGENT-GP/ REGENT-NCG and REGENT 2021 decision, Bundesnetzagentur has decided the application of the reference price methodology postage stamp in the entry-exit system GASPOOL / Net Connect Germany and Trading Hub Europe. According to this, the transmission service revenues are to be divided by the forecasted contracted capacities of the entry and exit points of the calendar year.
		<u>Berechnung Biogasumlage</u> Nach Tenorziffer 6 der Festlegungen REGENT-GP/ REGENT-NCG bzw. 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 30.09.2019 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2021 in Höhe von 191.593.308 € 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 2021 in Höhe von 306.560.401 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,6250 €/kWh/h/a.		<u>Derivation of Biogas charge</u> In accordance with number 6 BNetzA decision REGENT-GP/ REGENT-NCG and REGENT 2021 , the Biogas charge according to section 20b GasNEV is classified as non-transmission service. The derivation of Biogas charge is also described there and in section 7 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 30 October 2019. According to this, all biogas-costs of 2021 in Germany in the amount of 191,593,308 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2021 in the amount of 306,560,401 (kWh/h)/a. Hence, the biogas charge is 0.6250 €/kWh/h/a.
		<u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u> Nach Tenorziffer 5 der Festlegungen REGENT-GP/ REGENT-NCG bzw. 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 von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 30.09.2019 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2021 in Höhe von 223.527.688 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte Kapazität an Netzanschlusspunkten zu Letztver-		<u>Derivation of Market area conversion charge</u> In accordance with number 5 BNetzA decision REGENT-GP/ REGENT-NCG and REGENT 2021 the Market area conversion charge according to section 19a (1) Energy Industry Act is classified as non-transmission service. The derivation of Market area conversion charge is also described there and in section 10 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 30 October 2019. According to this, all market conversion costs of 2021 in the amount of 223.527.688 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2021 in the amount of

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
		<p>brauchern und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des Jahres 2021 in Höhe von 306.560.401 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,7291 €/kWh/h/a.</p> <p>Berechnung Messentgelt: -</p> <p>Berechnung Messstellenbetriebsentgelt: -</p> <p>Berechnung Nominierungsersatzverfahren: -</p>		<p>306,560,401 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.7291 €/kWh/h/a.</p> <p>Derivation Metering charge: -</p> <p>Derivation Metering operation charge: -</p> <p>Derivation Nomination replacement procedure charge: -</p>
Art. 30 (2) a)	Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten	<p>Die Briefmarke des Marktgebiets GASPOOL senkt sich im Jahr 2021 im Vergleich zum Jahr 2020 leicht um 4 ct./kWh/h/a. Diese Änderung liegt im Rahmen normaler Entgeltanpassungen und ist nicht auf konkrete Tatsachen zurückzuführen. Mit dem Start des Marktgebiets Trading Hub Europe zum 01.10.2021 steigt die Briefmarke im Vergleich zur GASPOOL-Briefmarke stark um 48 ct./kWh/h/a. Dieser Anstieg ist hauptsächlich auf die Marktgebietsvereinigung zurückzuführen. Die Briefmarke des Marktgebiets NetConnect Germany lag bisher deutlich oberhalb der Briefmarke des Marktgebiets GASPOOL. Zusätzlich musste die Kapazitätsprognose angepasst werden, um unter anderen den Wegfall bisheriger Kopplungspunkte zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany und geänderte Abschläge für unterbrechbare Kapazitäten, DZK und bfzK widerzuspiegeln.</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der von den FNB gelieferten Daten die Entwicklung der Entgelte prognostiziert und in der Anlage 5 der Festlegung REGENT 2021 veröffentlicht. Hiernach wäre mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den Jahren 2022 und 2023 zu rechnen. Nähere Informationen dazu finden sich auf der Internetseite der Bundesnetzagentur.</p>	Information on transmission tariff changes and trends.	<p>The postage stamp of the entry-exit system GASPOOL will decrease slightly in 2021 by 4 ct./kWh/h/a compared to 2020. This change is within the scope of normal tariff adjustments and is not due to concrete facts. With the launch of the entry-exit system Trading Hub Europe on 01/10/2021, the postage stamp will rise sharply by 48 ct./kWh/h/a compared to the GASPOOL postage stamp. This increase is mainly due to the entry-exit system merger. The postage stamp of the entry-exit system NetConnect Germany has so far been significantly higher than the postage stamp of the entry-exit system GASPOOL. In addition, the forecasted contracted capacity had to be adjusted to reflect, among other things, the elimination of previous interconnection points between the entry-exit systems GASPOOL and NetConnect Germany and changed discounts for interruptible capacities, DZK and bfzK.</p> <p>Based on the data provided by the FNB, Bundesnetzagentur has calculated the development of tariffs until the end of the regulatory period and published it in Appendix 5 of REGENT 2021. According to this, a slight increase of the tariffs in 2022 and 2023 are to be expected. Further information can be found on the website of the Bundesnetzagentur.</p>
Art. 30 (2) b)	Vereinfachtes Entgeltmodell zur Berechnung der in der laufenden Entgeltperiode anwendbaren Fernleitungsentgelte und zur Abschätzung ihrer möglichen Entwicklung nach dieser Entgeltperiode.	Vereinfachtes Entgeltmodell	Simplified tariff model to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period and to estimate their possible evolution beyond such tariff period.	Simplified tariff model