

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
	<b>Informationen zur Veröffentlichung vor der Jahresauktion</b>		<b>Information to be published before the yearly auction</b>	
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	Preisblätter: siehe <a href="#">Download</a>  Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist GTG auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-22/612 ( <a href="#">Festlegung „MARGIT 2025“</a> ).	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)	Price sheets: see <a href="#">Downloads</a>  For the justification of the level of multipliers, FNB refers to BNetzA Decision BK9-21/612 ( <a href="#">‘MARGIT 2025’</a> ).

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
Art. 29 (b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	<p>Preisblätter: siehe <a href="#">Download</a></p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlusses BK9-22/612 (<a href="#">Festlegung „MARGIT 2025“</a>) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität festgelegt. Die Methodik zur Berechnung dieser Abschläge wird in Abschnitt 6 der Festlegung MARGIT 2025 beschrieben.</p> <p>Die Methodik zur Berechnung des Abschlags für unterbrechbare Kapazität an anderem als Kopplungspunkten, unter anderen Speicherpunkten, hat die Bundesnetzagentur im Beschluss BK9-20/608 (<a href="#">Festlegung „BEATE 2.0“</a>, Abschnitt 3.2) vom 16.10.2020 festgelegt.</p> <p>Hierbei wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit aus den Daten der letzten drei Gaswirtschaftsjahre 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.</p>	Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)	<p>Price sheets: see <a href="#">Downloads</a></p> <p>In attachment I of BNetzA decision BK9-22/612 ("<a href="#">MARGIT 2025</a>") the Federal Network Agency has specified the level of the discounts for interruptible capacity at interconnection points. The methodology to calculate these discounts is described in section 6 of the decision MARGIT 2025. 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 ("<a href="#">BEATE 2.0</a>", section 3.2, only available in German) dated 16 October 2020.</p> <p>Here, 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.</p>

		<p>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 der Festlegung MARGIT 2024.</p> <p>An der Speicherzone „Zone UGS EWE L-Gas“ der GTG kam es im relevanten Zeitraum zu Unterbrechungen in Exit-Richtung, sodass hier für 2024 in Exit-Richtung ein Abschlag von 11% für alle Produktlaufzeiten angewandt wird. In Entry-Richtung beträgt der Abschlag 10%.</p> <p>An der Speicherzone „Zone UGS EWE H-Gas“ beträgt der Abschlag aus o. g. Begründung 20%.</p>		<p>The probability of interruption is rounded up to full percentage and increased by a safety margin of 10% (which represents the forecast uncertainty) at points other than interconnection points in the L-gas network and of 20 % at points other than interconnection points in the H-gas network. According to the BNetzA decision MARGIT 2024 the applicable discount corresponds to the probability of interruption at interconnection points regardless of the product runtime.</p> <p>At storage zone “Zone UGS EWE L-Gas” of GTG there were interruptions in exit direction in the relevant period. Hence, for 2024 a discount of 11% applies to all product runtimes in exit direction and a discount of 10% in entry direction.</p> <p>At storage zone „Zone UGS EWE H-Gas“ a discount of 20% applies to all product runtimes and both directions.</p>
TAR NC	Deutsch		English	

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
	<b>Informationen zur Veröffentlichung vor der nächsten Tarifperiode</b>		<b>Information to be published before the tariff period</b>	
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen und Spreizungsfaktoren für die Ausspeiseentgeltzonen) sind im <a href="#">vereinfachten Entgeltmodell</a> 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 <a href="#">simplified model</a> .
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der GTG in 2025 betragen: 46.769.816 € im Marktgebiet Trading Hub Europe	Information on the allowed and/or target revenue.	The allowed revenues of GTG in 2025 are: 46.769.816 € €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Die Veränderung der Erlösobergrenze des Jahres 2025 gegenüber der Erlösobergrenze des Jahres 2024 ist auf das neue Basisjahr 2020 sowie gestiegenen Investitionen in die Infrastruktur zurückzuführen.	Information related to changes in the revenue.	The change in revenue cap (2025 vs. 2024) is mainly related to the new base year 2020 and increased investment in infrastructure.

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
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	<p>Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2020: 72.130.962 €</p> <p>Typen des regulierten Anlagevermögens (vgl. Anlage 1 der GasNEV):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>I. Allgemeine Anlagen</li> <li>II. Gasbehälter</li> <li>III. Erdgasverdichteranlagen</li> <li>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen</li> <li>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen</li> <li>VI. Fernwirkanlagen</li> </ul>	<p>Information related to the following Parameters: types of assets, cost of capital, capital and operational expenditures, incentive mechanisms and efficiency targets, inflation indices.</p>	<p>Regulated asset base of cost base year 2020: 72.130.962 €</p> <p>Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>I. General installations</li> <li>II. Gas container</li> <li>III. Compressor stations</li> <li>IV. Pipelines/ House connection pipelines</li> <li>V. Measuring, control and metering installations</li> <li>VI. Remote control installations</li> </ul>
		<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2020: 6.502.360 €</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p>		<p>Cost of capital of cost base year 2020: 6.502.360 €</p> <p>The methodology to calculate the costs of capital are determined in sections 6-8 GasNEV.</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<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.</p> <p>Abschreibungszeiträume und -beträge für Anlagentypen:</p> <p>I. Allgemeine Anlagen (3-70 Jahre, keine Abschreibung für Gebäude) Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 1.158.227 €</p> <p>II. Gasbehälter (45-55 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen (20-25 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 0 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen (30-65 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 1.591.994 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen (8-60 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 1.400.457 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen (15-20 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 51.789 €</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:</p> <p>I. General installations (3-70 years no depreciation for buildings) amount in cost base year 2020: 1.158.227 €</p> <p>II. Gas container (45-55 years) amount in cost base year 2020: 0 €</p> <p>III. Compressor stations (20-25 years) amount in cost base year 2020: 0 €</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines (30-65 years) amount in cost base year 2020: 1.591.994 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations (8-60 years) amount in cost base year 2020: 1.400.457 €</p> <p>VI. Remote control installations (15-20 years) amount in cost base year 2020: 51.789 €</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2020: 10.164.091 €</p> <p>Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen dem System der Anreizregulierung gemäß den Vorgaben der ARegV, §§12-16 regeln hierbei Anreizmechanismen und Effizienzziele. 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. Ebenfalls berechnet die Regulierungsbehörde einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, der für alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich zur Anwendung kommt. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die vierte Regulierungsperiode wurde auf 0,75% festgelegt. Der individuelle Effizienzwert der GTG beträgt 100%.</p>		<p>OPEX of cost base year 2020: 10.164.091 €</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. The general sector productivity factor for the fourth regulatory period is 0.75%.  The individual efficiency score of GTG is 100%.</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2025 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt:  116,7		The inflation index (t-2) used to determine the allowed revenues 2025 is:  116,7
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	Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2025 betragen:  46.769.816 € im Marktgebiet Trading Hub Europe	Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.	Allowed revenues for Transmission services of GTG 2025:  46.769.816 €
		Die Erlöse aus Fernleitungsentgelten für 2024 erhöhen sich zudem um eine Summe für Ausgleichszahlungen gem. der Festlegung BK9-18/607 der Bundesnetzagentur, welche im Rahmen der Anwendung eines einheitlichen Briefmarkenentgeltes im Marktgebiet erlassen worden ist. Die Summe der von GTG an andere Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Ausgleichsbeträge beträgt für 2025 - 18.916.355,97€		In addition, the transmission services revenues are increased by an amount associated with the inter-TSO compensation mechanism based on the decision BK9-18/607 of the Bundesnetzagentur. The total sum referred to GTG's compensatory payments towards other TSOs in 2025 amounts to 18.916.355,97€
		Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung:  100% Kapazitätsentgelte		Capacity-commodity split:  100% capacity-based transmission tariffs
		Entry-Exit-Split im Marktgebiet Trading Hub Europe:  33,80% / 66,20%		Entry-exit split in entry-exit system Trading Hub Europe:  33,80% / 66,20%



TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Aufteilung nach systeminterner / systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet Trading Hub Europe::</p> <p>86,35% Systeminterne Nutzung</p> <p>13,65% Systemübergreifende Nutzung.</p> <p>Im Zusammenhang mit der Konsultation nach Art. 26 NC TAR wurde erstmalig der Kostenzuweisungstest von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt. Die Ergebnisse einschließlich einer Bewertung wurden im Wege der Festlegungsverfahren REGENT für das Marktgebiet Trading Hub Europe (<a href="#">BK9-19/610</a>) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.</p>		<p>Cross-border-domestic split in entry-exit system GASPOOL:</p> <p>86,35% domestic usage</p> <p>13,65% cross-border usage.</p> <p>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 Trading Hub Europe (<a href="#">BK9-19/610</a>) entry-exit system.</p>
Art. 30 (1)(b)(vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2023: 125.737.410 €</p> <p>Fernleitungsdienstleistungen: 70.783.484 €</p> <p>Systemdienstleistungen: 54.953.926 €</p> <hr/> <p>Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2023:</p> <p>-8.711.801 €</p>	Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.	<p>Actual regulated revenues from transmission and non-transmission services 2023: 125.737.410 €</p> <p>Transmission services: 70.783.484 €</p> <p>Non-transmission services: 54.953.926 €</p> <hr/> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2023:</p> <p>-8.711.801 €</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2023 wird zum 31.12.2024 festgestellt, beantragt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über drei Kalenderjahre ausgeglichen. Die Verteilung beginnt jeweils im übernächsten Jahr nach Antragsstellung.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>		<p>Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2023 is determined in the year 2024 and it will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the subsequent 3 calendar years.</p> <p>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 <a href="#">REGENT 2021</a> 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.	Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.	As part of the <a href="#">REGENT 2021</a> decision, Bundesnetzagentur has decided the application of the reference price methodology postage stamp in the entry-exit system 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.

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p><u>Berechnung Biogasumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 6 der Festlegung <a href="#">REGENT 2021</a> 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>Derivation of Biogas charge</u></p> <p>According to article 6 of the <a href="#">REGENT 2021</a> decision, the biogas levy is classified as a system service according to § 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 01.10.2022. According to this, the nationwide total biogas costs of 2023 amounting to 215.5 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>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der <a href="#">REGENT 2021</a> 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 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 0,6711 €/(kWh/h)/a.</p> <p><u>Berechnung Messstellenbetriebsentgelt</u></p> <p>Unter Berücksichtigung des tatsächlichen Mengengerüstes wurden die durchschnittlichen Personalaufwendungen und IT-Kosten pro Zählpunkt ermittelt. Anhand dieser wurden anteilig die Erlöse den Hauptkostenstellen „Messung“ und „Messstellenbetrieb“ zugeordnet.</p>		<p><u>Derivation of Market area conversion charge</u></p> <p>According to article 5 of the <a href="#">REGENT 2021</a> 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 01.10.2022. According to this, the nationwide conversion costs of the year 2023 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. 0,6711 €/(kWh/h)/a.</p> <p><u>Derivation metering operation charge</u></p> <p>Taking into account the actual volumes, average personnel expenses and IT costs per metering point are determined. Based on these, the revenues are pro rata allocated to the direct cost centres “metering” and “metering operation”.</p>
--	--	--	--	--

<p>Art. 30 (2)(a)</p>	<p>Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten</p>	<p>Die Briefmarke des Marktgebiets Trading Hub Europe verringert sich im Jahr 2025 im Vergleich zum Jahr 2024 um 1,61 €/(kWh/h)/a. Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgeltanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösbergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber. Die Änderungen 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.</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der von den FNB gelieferten Daten die Entwicklung der Entgelte bis zum Ende der Regulierungsperiode prognostiziert und in der Anlage 5 der Festlegung <a href="#">REGENT 2021</a> veröffentlicht. Hiernach wäre mit einem Anstieg des Entgeltes im Jahr 2024 zu rechnen.</p>	<p>Information on transmission tariff changes and trends.</p>	<p>The postage stamp in 2025 of the entry-exit system Trading Hub Europe will decrease by 1.61 €/(kWh/h)/a compared to 202. This change is based on regular tariff adjustments, taking into account changes in the input parameters revenue caps and capacity forecasts of the involved TSOs.</p> <p>Based on the data provided by the FNB, Bundesnetzagentur has forecasted the development of tariffs and published it in Appendix 5 of <a href="#">REGENT 2021</a>. According to this, an increase of the tariffs in 2023 is expected. Further information can be found on the website of the Bundesnetzagentur.</p>
<p>Art. 30 (2)(b)</p>	<p>Informationen zum im Tarifjahr 2021 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell</p>	<p>Siehe <a href="#">vereinfachtes Entgeltmodell</a>.</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>See <a href="#">simplified model</a>.</p>

