

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
	Informationen zur Veröffentlichung vor der Jahresauktion		Information to be published before the yearly auction	
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	Preisblätter: siehe Download → NETZVERMARKTUNG → Preisblatt 2020 oder → Preisblatt 2021 Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist GTG auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-19/612 (Festlegung „MARGIT 2021“).	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)	Price sheets: see Downloads → NETWORK MARKETING → Priceshet 2020 or Priceshet 2021 For the justification of the level of multipliers, FNB refers to BNetzA Decision BK9-19/612 (' MARGIT 2021 ').

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 Download → NETZVERMARKTUNG → Preisblatt 2020 oder → Preisblatt 2021</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlusses BK9-19/612 (Festlegung „MARGIT 2021“) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität bis zum 01.10.2021 festgelegt. Die Methodik zur Berechnung dieser Abschläge wird in Abschnitt 6 der Festlegung MARGIT 2021 beschrieben. Mit dem finalen Beschluss BK9-19/612 vom 11.09.2020 wurde die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität ab dem 01.10.2021 in der Anlage II festgelegt und begründet.</p> <p>Die Daten zur Berechnung der Abschläge wurden im Rahmen der Konsultation der Festlegung MARGIT veröffentlicht.</p> <p>Die Methodik zur Berechnung des Abschlags für unterbrechbare Kapazität an anderen als Kopplungspunkten, unter anderen Speicherpunkten, hat die Bundesnetzagentur im Beschluss BK9-18/608 (Festlegung „BEATE 2.0“, Abschnitt 3.2) festgelegt. Hierbei wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit <i>Pro</i> aus den Daten der letzten drei Jahre des jeweiligen Ein- bzw. Ausspeisepunktes nach der folgenden Formel abgeleitet:</p>	Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)	<p>Price sheets: see Downloads → NETWORK MARKETING → Priceshet 2020 or Priceshet 2021</p> <p>BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-19/612 (“MARGIT 2021”) Annex I until 01.10.2021. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 6 of the decision. The final decision BK9-19/612 of 11.09.2020 determines the discount for interruptible capacity to be applied at the interconnection points from 01.10.2021.</p> <p>The data to calculate the discounts have been published during the consultation of decision MARGIT.</p> <p>The methodology to calculate discounts for interruptible capacity of storage points is specified in BNetzA decision BK9-18/608 (“BEATE 2.0”, chapter 3.2). Hereby, probability of interruption <i>Pro</i> is derived from the data of the last three years of the respective entry and exit point according to the following formula:</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		$Pro = \frac{\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t}{\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t} + S$ <p>(K)_u beschreibt die am Tag t maximal unterbrochene unterbrechbare Kapazität, (K)_v beschreibt die am Tag t vermarktete unterbrechbare Kapazität und S den Sicherheitsaufschlag, der die Prognoseunsicherheit abbildet. Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit wird auf volle Prozent aufgerundet. Der anzuwendende Abschlag entspricht der Unterbrechungswahrscheinlichkeit und ist unabhängig von der Produktlaufzeit.</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 BK9-19/612 vom 11.09.2020.</p> <p>An der Speicherzone „Zone UGS EWE L-Gas“ der GTG kam es im relevanten Zeitraum zu keinen Unterbrechungen, sodass hier ab 01.01.2021 ein Sicherheitsaufschlag von 10% für alle Produktlaufzeiten angewandt wird.</p> <p>An der Speicherzone „Zone UGS EWE H-Gas“, deren Kapazität ab 2021 von GTG vermarktet wird, beträgt der Sicherheitsaufschlag aus o. g. Begründung ab dem 01.10.2021 20%.</p>		$Pro = \frac{\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t}{\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t} + S$ <p>(K)_u describes the maximum interrupted interruptible capacity on day t, (K)_v describes the interruptible capacity marketed on day t and S the safety margin, which represents the forecast uncertainty. The probability of interruption is rounded up to full percentage. The applicable discount corresponds to the probability of interruption and is independent of the product duration.</p> <p>According to decision BK9-18/608, the safety margin S=10%. In its decision BK9-20/608 (‘BEATE 2.0’, only available in German), Bundesnetzagentur 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 BK9-19/612 of 11.09.2020.</p> <p>There have been no interruptions at the storage zone “Zone UGS EWE L-Gas” of GTG in the relevant period. Hence, from 01.01.2021 on a discount of 10% applies to all product runtimes.</p> <p>At storage zone „Zone UGS EWE H-Gas“ which will be marketed from 2021, a discount of 20% applies to all product runtimes as of 01.10.2021.</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
	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 Ausspeiseentgeltzonen) 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 model .
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der GTG in 2021 betragen: 31.910.726 €	Information on the allowed and/or target revenue.	The allowed revenues of GTG in 2021 are: 31,910,726 €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Die Veränderung gegenüber den zulässigen Erlösen 2020 auf 2021 ergeben sich vor allem aus der MRU-Umlage.	Information related to changes in the revenue.	Changes to the allowed revenues for 2021 compared to 2020 are mainly based on the increased Market area conversion charge.

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 2015: 55.379.948 €</p> <p>Typen des regulierten Anlagevermögens (vgl. Anlage 1 der GasNEV):</p> <p>I. Allgemeine Anlagen II. Gasbehälter III. Erdgasverdichteranlagen IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen VI. Fernwirkanlagen</p>	<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 2015: 55,379,948 €</p> <p>Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV):</p> <p>I. General installations II. Gas container III. Compressor stations IV. Pipelines/ House connection pipelines V. Measuring, control and metering installations VI. Remote control installations</p>
		<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 6.100.613 €</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p>		<p>Cost of capital of cost base year 2015: 6,100,613 €</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 2015: 1.725.604 €</p> <p>II. Gasbehälter (45-55 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen (20-25 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen (30-65 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 1.401.051 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen (8-60 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 411.655 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen (15-20 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 27.613 €</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 2015: 1,725,604 €</p> <p>II. Gas container (45-55 years) amount in cost base year 2015: 0 €</p> <p>III. Compressor stations (20-25 years) amount in cost base year 2015: 0 €</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines (30-65 years) amount in cost base year 2015: 1,401,051 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations (8-60 years) amount in cost base year 2015: 411,655 €</p> <p>VI. Remote control installations (15-20 years) amount in cost base year 2015: 27,613 €</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2015: 9.100.234 €</p>		<p>OPEX of cost base year 2015: 9,100,234 €</p>
		<p>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 generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode wurde auf 0,49% festgelegt. Der individuelle Effizienzwert der GTG beträgt 100%.</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 third regulatory period is 0.49%. 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 2021 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2019 = 105,3		The inflation index (t-2) used to determine the allowed revenues 2021 is: RPI 2019 = 105.30
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 2021 betragen: 18.364.218 €	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 2021: 18,364,218€
		Die Erlöse aus Fernleitungsentgelten für 2021 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 2021 24.014.689 €.		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 2021 amounts to 24,014,689 €.
		Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätsentgelte		Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs
		Entry-Exit-Split im Marktgebiet GASPOOL: 42,7% / 57,3%		Entry-exit split in entry-exit system GASPOOL: 42.7% / 57.3%

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Aufteilung nach systeminterner / systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet GASPOOL:</p> <p>64% Systeminterne Nutzung</p> <p>36% Systemübergreifende Nutzung.</p> <p>Im Zusammenhang mit der Konsultation nach Art. 26 NC TAR wurde erstmalig der Kostenzuweistest 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), Gaspool (BK9-18/611-GP) und Trading Hub Europe (BK9-19/610) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.</p>		<p>Cross-border-domestic split in entry-exit system GASPOOL:</p> <p>64% domestic usage</p> <p>36% 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 Net Connect Germany (BK9-18/610-NCG), Gaspool (BK9-18/611-GP) and Trading Hub Europe (BK9-19/610) entry-exit systems.</p>
Art. 30 (1)(b)(vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2019: 42.013.715 €</p> <p>Fernleitungsdienstleistungen: 17.639.505 €</p> <p>Systemdienstleistungen: 24.374.210 €</p> <p>Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2019:</p> <p>-122.621 €</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 2019: 42,013,715 €</p> <p>Transmission services: 17,639,505 €</p> <p>Non-transmission services: 24,374,210 €</p> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2019:</p> <p>-122,621 €</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2018 wird im Jahr 2019 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 3 Kalenderjahre ausgeglichen.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>		<p>Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2018 is determined in the year 2019 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 REGENT-GP bzw. REGENT 2021 die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet GASPOOL 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 and REGENT 2021 decision, Bundesnetzagentur has decided the application of the reference price methodology postage stamp in the entry-exit system GASPOOL 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.

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p><u>Berechnung Biogasumlage</u></p> <p>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.</p>		<p><u>Derivation of Biogas charge</u></p> <p>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.</p>

	<p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>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 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 Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,7291 €/(kWh/h)/a.</p> <p><u>Berechnung Messentgelt und 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>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 306,560,401 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.7291 €/(kWh/h)/a.</p> <p><u>Derivation metering charge and 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 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>	<p>Information on transmission tariff changes and trends.</p>	<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 forecasted the development of tariffs 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>
---------------------------	--	--	---	---

<p>Art. 30 (2)(b)</p>	<p>Informationen zum im Tarifjahr 2018 verwendeten Referenzpreismodel I inkl. vereinfachtem Entgeltmodell</p>	<p>Siehe vereinfachtes 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>See simplified model.</p>
---------------------------	---	---	--	--