

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link										
Informationen zur Veröffentlichung vor der Jahresauktion für das Tarifjahr 2025												
Art. 29 a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, saisonale Faktoren etc.)	<p>Link auf die OGE Preisblattübersichten für die Kapazitätsvermarktung im Marktgebiet Trading Hub Europe</p> <p>Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist OGE auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-23/612 (Festlegung „MARGIT 2025“).</p>										
Art. 29 b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	<p>Link auf die OGE Preisblattübersichten für die Kapazitätsvermarktung im Marktgebiet Trading Hub Europe</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlusses BK9-23/612 (Festlegung „MARGIT 2025“) 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 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 anderem Speicherpunkten, hat die Bundesnetzagentur im Beschluss BK9-18/608 (Festlegung „BEATE 2.0“, Abschnitt 3.2) festgelegt.</p> <p>Hierbei wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit <i>Pro</i> aus den Daten der letzten drei Gaswirtschaftsjahre des jeweiligen Ein- bzw. Ausspeisepunktes nach der folgenden Formel abgeleitet:</p> $Pro = \frac{\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t}{\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t} + S.$ <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>Der Sicherheitsaufschlag für Kopplungspunkte beträgt gemäß Beschluss BK9-23/612 MARGIT 2025 einheitlich 10%. Nach Beschluss BK9-18/608 beträgt der Sicherheitsaufschlag für Nicht-Kopplungspunkte $S=10\%$. Mit ihrem Beschluss BK9-20/608 (Festlegung „BEATE 2.0“) hat die Bundesnetzagentur den Sicherheitsaufschlag an Nicht-Kopplungspunkten im H-Gas-Netz ab dem 01.10.2021 auf $S=20\%$ gesetzt, jedoch im Mai 2024 das Verfahren BK9-24/608 zur Aufhebung von BK9-20/608 eingeleitet, um einen Angleich an den Beschluss BK9-23/612 vorzunehmen. Für Nicht-Kopplungspunkte wird entsprechend ebenfalls ein Sicherheitszuschlag von einheitlich 10% angesetzt.</p> <p>Die zur Berechnung des Abschlags benötigten Daten (Vermarktung und Unterbrechung unterbrechbarer Kapazität) können auf der ENTSOG Transparenzplattform bezogen werden. An den unten aufgeführten Speicherpunkten kam es in den letzten drei Gaswirtschaftsjahren tatsächlich zu Unterbrechungen, weshalb der Abschlag größer als der Sicherheitsaufschlag ist.</p> <table border="1" data-bbox="1240 1633 2614 1850"> <thead> <tr> <th>Speicherpunkt</th> <th>Richtung</th> <th>$\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t$</th> <th>$\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t$</th> <th>Abschlag ab dem 01.01.2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3</td> <td>Einspeisung</td> <td>4.957.929</td> <td>440.607.389</td> <td>12 %</td> </tr> </tbody> </table>	Speicherpunkt	Richtung	$\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t$	$\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t$	Abschlag ab dem 01.01.2025	Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3	Einspeisung	4.957.929	440.607.389	12 %
Speicherpunkt	Richtung	$\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t$	$\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t$	Abschlag ab dem 01.01.2025								
Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3	Einspeisung	4.957.929	440.607.389	12 %								

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link					
			Friedburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	Einspeisung	1.426.433	204.068.896	11 %
			Speicher Epe H	Einspeisung	1.505.754	837.590.157	11 %
			Haiming 2 7F	Ausspeisung	1.790.475	47.447.257	14 %
			Speicher Bierwang	Ausspeisung	181.223	20.087.875	11 %
			Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	874.581	26.470.397	14 %
			Speicher Haiming 3-Haidach	Ausspeisung	848.714	25.685.056	14 %
Informationen zur Veröffentlichung vor der nächsten Tarifperiode für das Jahr 2025							
Art. 30 (1) a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen) sind im vereinfachtem Entgeltmodell enthalten.					
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.					
Art. 30 (1) a) ii)	die prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	<p>Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Einspeisepunkten im Trading Hub Europe-Marktgebiet: 144.550.707 kWh/h</p> <p>Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ausspeisepunkten im Trading Hub Europe-Marktgebiet: 329.441.161kWh/h</p> <p>Zugrundeliegendes Kapazitätsgerüst</p> <p>Die Ermittlung der Netzentgelte erfolgt auf Grundlage einer Prognose der für das Kalenderjahr 2025 gebuchten Kapazitäten unter Anwendung der folgenden Methode. Hierbei wurden die folgenden Gruppen von Übergabepunkten unterschieden:</p> <p>A) Grenzübergangspunkte sowie Speicher- und Netzanschlusspunkte:</p> <p>Die punkt- und richtungsscharfe Prognose der Höhe der Transportbuchungen (inkl. der Verteilung auf die unterschiedlichen Kapazitätsprodukte und Vertragslaufzeiten) erfolgte auf Basis verschiedener Eingangsparameter (u. a. Transportbuchungen und Allokationen der letzten drei Jahre) mit Hilfe von Zeitreihenanalysen sowie unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen.</p> <p>B) Virtual Interconnection Points (VIP)</p> <p>Die Ermittlung der Kapazitätsprognose und die Erlösverteilung erfolgen nach den Regeln des Art. 22 NC TAR.</p> <p>C) Interne Bestellungen:</p> <p>Basis des Kapazitätsgerüsts für Ausspeisozonen und Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Netzbetreibern sind die zum Stichtag 13.05.2024 bei der OGE vorliegenden internen Bestellungen für das Kalenderjahr 2024 unter Berücksichtigung der Langfristprognose mit Abgabedatum zum 22.03.2024, sowie bei OGE bereits bekannte Entwicklungen des Kapazitätsbedarfes bei den nachgelagerten Netzbetreibern.</p>					

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
Art. 30 (1) a) iii)	die Menge und Richtung des Gasflusses an Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, wie z.B. Angebots- und Nachfrageszenarien für den Gasfluss zu Spitzenzeiten	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.
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.
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.
Art. 30 (1) b) i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die prognostizierten zulässigen Erlöse der OGE für 2025 betragen: 1.192.201.749 € im Marktgebiet Trading Hub Europe
Art. 30 (1) b) ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Prognostizierte Erlösobergrenze 2024 zum Zeitpunkt der Entgeltbildung (25.05.2023): 1.262.577.747 € im Marktgebiet Trading Hub Europe. Prognostizierte Erlösobergrenze 2025 zum Zeitpunkt der Entgeltbildung (24.05.2024): 1.192.201.749 € im Marktgebiet Trading Hub Europe. Änderung: -70.375.998 € im Marktgebiet Trading Hub Europe. Die Veränderung der Erlösobergrenze des Jahres 2025 gegenüber der Erlösobergrenze des Jahres 2024 ist im Wesentlichen auf geringere volatile Kosten (insbesondere Treibenergie) in Folge der geopolitischen Lage und den Auswirkungen auf den europäischen Energiemarkt zurückzuführen.
Art. 30 (1) b) iii) (1)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des regulierten Anlagevermögens und ihr Gesamtwert	Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens: 3.808.177.141 € im Marktgebiet Trading Hub Europe Entspricht dem kalkulatorischen Anlagevermögen des Ausgangsniveaus für die 4. Regulierungsperiode (Basisjahr 2020); enthält nicht die Werte des Anlagevermögens für Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV), welche über das Jahr 2022 hinaus genehmigt sind. Ebenso wird das Anlagevermögen aus dem Kapitalkostenabgleich nach § 10a ARegV nicht berücksichtigt. Anteilige Werte an Leitungsgesellschaften und gepachteten Leitungen sind berücksichtigt worden.
Art. 30 (1) b) iii) (2)	Kapitalkosten und Methode zu ihrer Berechnung	Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2020: 300.579.649 € im Marktgebiet Trading Hub Europe Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt. Kapitalkosten inkl. Anteile an Leitungsgesellschaften und gepachteter Leitungen.

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
Art. 30 (1) b) iii) (3)	a) Methoden zur Bestimmung des Anschaffungswerts der Vermögensgegenstände b) Methoden zur Neubewertung der Vermögensgegenstände c) Erläuterungen zur Entwicklung des Vermögenswertes d) Abschreibungszeiträume und -beträge für jede Art von Vermögen	<p>Die Investitionsausgaben bestimmen sich nach den Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagegutes.</p> <p>a) Anschaffungswerte der Vermögensgegenstände werden auf Grundlage der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten gem. deutschem Handelsrecht (HGB) bestimmt.</p> <p>b) Nach GasNEV findet grundsätzlich keine Neubewertung der Vermögensgegenstände statt, die ab 2006 investiert wurden. Für Investitionen, welche vor 2006 getätigt wurden, werden gemäß der in § 6a GasNEV festgelegten Indexreihen anteilig Tagesneuwerte ermittelt.</p> <p>c) Die Anlagegüter werden nach § 6 Abs. 5 GasNEV linear abgeschrieben. Die Abschreibungsdauer ist in Anlage 1 GasNEV vorgegeben.</p> <p>d) Abschreibungszeiträume und -beträge für Anlagentypen für im Basisjahr 2020 bewertete Bestandsanlagen:</p> <p>I. Allgemeine Anlagen: 3-70 Jahre (keine Abschreibung für Grundstücke), Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 28.611.359 €</p> <p>II. Gasbehälter: 45-55 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen: 20-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 51.858.065 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen: 30-65 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 88.381.006 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen: 8-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 8.676.745 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen: 15-20 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 3.019.531 €</p> <p>Summe: 180.546.706 €</p> <p>Entspricht den im Ausgangsniveau für die 4. Regulierungsperiode (Basisjahr 2020) enthaltenen Abschreibungen; enthält nicht die Werte des Anlagevermögens für Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV), welche über das Jahr 2022 hinaus genehmigt sind. Ebenso wird das Anlagevermögen aus dem Kapitalkostenabgleich nach §10a ARegV nicht berücksichtigt.</p> <p>Anteilige Werte an Leitungsgesellschaften und gepachteten Leitungen sind berücksichtigt worden.</p>
Art. 30 (1) b) iii) (4)	Betriebskosten	854.635.615 € im Marktgebiet Trading Hub Europe
Art. 30 (1) b) iii) (5)	Anreizmechanismen und Effizienzziele	<p>Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen dem System der Anreizregulierung gemäß den Vorgaben der ARegV, §§ 12-16 regeln hierbei Anreizmechanismen und Effizienzziele.</p> <p>Der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers, die für die Regulierungsperiode (5 Jahre) bestimmt wird, liegen die Kosten zu Grunde, welche im Basisjahr (Jahr 3 vor der neuen Regulierungsperiode) beim Netzbetreiber entstanden und von der Regulierungsbehörde geprüft sind. Des Weiteren wird ein Effizienzvergleich zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt und auf Basis deren Aufwands- und Strukturparameter unternehmensindividuelle Effizienzwerte ermittelt. Etwaige Ineffizienzen sind über die Dauer einer Regulierungsperiode abzubauen.</p> <p>Ebenfalls berechnet die Regulierungsbehörde einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, der für alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich zur Anwendung kommt.</p>

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
		<p>Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode wurde auf 0,49% festgelegt. Da für die vierte Regulierungsperiode noch kein finaler Wert durch die BNetzA ermittelt wurde, wurde eine Fortschreibung des Wertes aus der dritten Regulierungsperiode vorgenommen.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert der OGE beträgt für die 4. Regulierungsperiode 100%.</p>
Art. 30 (1) b) iii) (6)	Inflationsindizes	Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2025 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2023: 116,7 (+6,5 ggü. Vorjahr)
Art. 30 (1) b) iv)	die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen	Prognostizierte zulässige OGE-Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2025 betragen: 977.004.069 €.
Art. 30 (1) b) v)	<p>Die folgenden Kennzahlen für die Erlöse gemäß Ziffer iv):</p> <p>(1) Kapazitäts-/Arbeits-Aufteilung, d.h. Aufschlüsselung der Erlöse nach Kapazitäts- und Arbeitsentgelten</p> <p>(2) Entry-Exit-Split, d.h. Aufschlüsselung der Erlöse nach kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Einspeisepunkten und kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Ausspeisepunkten</p> <p>(3) Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung d.h. Aufschlüsselung der gemäß Artikel 5 berechneten Erlöse an Ein- und Ausspeisepunkten nach Erlösen für die systeminterne Netznutzung und Erlösen für die systemübergreifende Netznutzung.</p>	<p>(1) OGE bietet ausschließlich Leistungsentgelte an. Insoweit beträgt der Anteil der Leistungsentgelte 100%.</p> <p>(2) Entry-Exit-Split: Marktgebiet Trading Hub Europe: 30,5 % Einspeisung 69,5 % Ausspeisung</p> <p>(3) Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung: Marktgebiet Trading Hub Europe: 90,74 % Systeminterne Nutzung (2.885.900.580 €) 9,26 % Systemübergreifende Nutzung (294.584.854 €)</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>
Art. 30 (1) b) vi)	<p>sofern und soweit der Fernleitungsnetzbetreiber in einem Regulierungssystem ohne Preisobergrenze tätig ist, die folgenden Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode:</p> <p>(1) die tatsächlich erzielten Erlöse, die Unter- oder Überdeckung der zulässigen Erlöse und der dem Regulierungskonto sowie etwaigen Unterkonten dieses Regulierungskontos zugewiesene Anteil</p>	<p>(1) Tatsächliche erzielte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2023: 1.497.889.540€ Fernleitungsdienstleistungen: 1.278.462.158 € Systemdienstleistungen: 219.427.382 € Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2023: 462.617.132 € (Mehrerlös) Überdeckung des Regulierungskontos (Nettowert) zum 31.12.2023: 453.920.386 € (Mehrerlös)</p> <p>(2) 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 Antragstellung.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
	(2) der Ausgleichszeitraum und die angewandten Anreizmechanismen	
Art. 30 (1) b) vii)	die beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	<p>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.</p> <p>Entsprechend den Ausführungen der BNetzA im Hinweispapier für Fernleitungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß Art. 29, 31 und 32 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 („NC TAR“) vom 31.05.2024 werden davon abweichend die bereits erzielten Auktionsaufschläge für das Jahr 2025 entgeltmindernd angesetzt, die auf Grundlage einer bestmöglichen Schätzung etwa aufgrund von gesicherten Erkenntnissen z.B. aus vorangegangenen Jahresauktionen prognostiziert werden können.</p>
Art. 30 (1) c)	Die folgenden Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten zusammen mit den einschlägigen Informationen zu 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 Fernleistungsentgelten durch die für das Kalenderjahr prognostizierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren.
Art. 30 (1) c) i)	soweit angewandt, Arbeitsentgelte gemäß Artikel 4 Absatz 3	Die OGE wendet keine Arbeitsentgelte an.

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
Art. 30 (1) c) ii)	soweit angewandt, Systemdienstleistungsentgelte für Systemdienstleistungen gemäß Artikel 4 Absatz 4	<p>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 GasNZV. Die Tarife für die Systemdienstleistungen mit Gültigkeit ab dem 01.01.2025 finden sich in den veröffentlichten Preisblättern.</p> <p><u>Berechnung Biogasumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 6 der Festlegung 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 22.03.2024 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2025 in Höhe von 303,1 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 2025 in Höhe von 287.526.485 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 1,0542 €/(kWh/h)/a.</p> <p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der Festlegung 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 22.03.2024 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2025 in Höhe von 193,0Mio. € 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 2025 in Höhe von 287.526.485 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,6713 €/(kWh/h)/a.</p> <p><u>Berechnung Messentgelt</u></p> <p>Entgelte für Messdienstleistung und Messstellenbetrieb werden an den Netzanschlusspunkten erhoben, für die OGE die entsprechenden Marktrollen einnimmt. Das Entgelt für Messstellenbetrieb inkludiert die Messung. Das Entgelt für Messstellenbetrieb bemisst sich nach einem einheitlichen Entgelt pro buchbaren Punkt zuzüglich eines Entgelts für jeden dem buchbaren Punkt zugeordneten Gaszähler. Das Entgelt für Messstellenbetrieb berechnet sich somit wie folgt:</p> <p>Entgelt Messstellenbetrieb = Entry buchb. Punkt + (Entgelt pro Gaszähler x Anzahl Gaszähler)</p> <p>Das Entgelt pro Gaszähler und das Entgelt pro buchbaren Punkt sind im Anhang des zum 01.01.2025 gültigen Preisblatts aufgeführt. Die Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsbuchungen finden auf das Entgelt für Messstellenbetrieb keine Anwendung.</p>
Art. 30 (1) c) iii)	die Referenzpreise und sonstige Preise für andere Punkte als die in Artikel 29 genannten Punkte	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 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 aktuellen Preisblatt entnommen werden.

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
Art. 30 (2) a) i)	Eine Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art von Fernleitungsdienstleistung zwischen der laufenden Entgeltperiode und der Entgeltperiode für die die Informationen veröffentlicht werden.	Die Briefmarke des Marktgebiets Trading Hub Europe steigt im Jahr 2025 im Vergleich zum einheitlichen Entgelt in 2024 um 1,61 €/kWh/h/a. Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgeltanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösobergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber. Hohe, für die Versorgungssicherheit notwendige, Speicherfüllstände und ein deutlicher Rückgang der Endverbrauchs- und Transitvolumina führen zu einer reduzierten Buchungsprognose. Durch die Regulierungskontosystematik wirken die außergewöhnlichen Effekte aus dem Krisenjahr 2022 (bspw. Buchungsrückgänge und hohe Treibenergiekosten) nun erstmals zeitversetzt in 2025 kostenerhöhend. Die mit der Diversifizierung der Bezugsquellen mittels neuer LNG-Anlagen verbundenen Investitionen einzelner FNB in neue Einspeisepunkte und Anbindungsleitungen der LNG-Anlagen fließen in die Entgeltkalkulation 2025 ebenfalls mit ein.
Art. 30 (2) a) ii)	Eine Erläuterung des geschätzten Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdienstleistung zwischen der Entgeltperiode, für die die Informationen veröffentlicht werden und jeder Entgeltperiode der restlichen Regulierungsperiode.	<p>Siehe Anlage</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 2026 zu rechnen. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass Berechnungen von aktuell nur sehr schwer zu prognostizierenden Annahmen abhängig sind. Entsprechend sind die Berechnungen als rein indikativ zur Erfüllung der Veröffentlichungspflichten anzusehen.</p> <p>Für die Inflation wurde auf die von der BNetzA genannten Werte im Dokument „Hinweispapier für Fernleitungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß Art. 29, 31 und 32 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460“ vom 31.05.2024 abgestellt. Weiterhin wurde für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV eine Schätzung mittels einer Fortschreibung des Wertes aus der dritten Regulierungsperiode vorgenommen, da die BNetzA für die vierte Regulierungsperiode noch keinen finalen Wert ermittelt hat.</p> <p>Weitere Annahmen zur Entwicklung der prognostizierten Kapazitäten sowie der jährlichen Entwicklung der zulässigen Erlöse können direkt vom Anwender im Modell getroffen werden.</p>
Art. 30 (2) b)	Informationen zum im Tarifjahr 2025 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell	Siehe Anlage
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.