

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link															
Informationen zur Veröffentlichung vor der Jahresauktion für das Tarifjahr 2022																	
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 BK9-20/612 (Festlegung „MARGIT 2022“).</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 BK9-20/612 (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 MARGIT 2022 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>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 BK9-20/612 MARGIT 2022.</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="1347 1604 2585 1869"> <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 01.01.2022</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3</td> <td>Einspeisung</td> <td>536.000</td> <td>464.970.892</td> <td>21 %</td> </tr> <tr> <td>Friedburg-Etzel, Schienenstrang, EGL</td> <td>Einspeisung</td> <td>820.000</td> <td>74.840.400</td> <td>22 %</td> </tr> </tbody> </table>	Speicherpunkt	Richtung	$\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t$	$\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t$	Abschlag ab dem 01.01.2022	Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3	Einspeisung	536.000	464.970.892	21 %	Friedburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	Einspeisung	820.000	74.840.400	22 %
Speicherpunkt	Richtung	$\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t$	$\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t$	Abschlag ab dem 01.01.2022													
Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3	Einspeisung	536.000	464.970.892	21 %													
Friedburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	Einspeisung	820.000	74.840.400	22 %													

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link																																																		
		<table border="1"> <tr> <td>Haiming 2 7F</td> <td>Einspeisung</td> <td>35.034.714</td> <td>791.293.254</td> <td>25 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Bierwang</td> <td>Einspeisung</td> <td>2.477.638</td> <td>10.291.367</td> <td>45 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Breitbrunn</td> <td>Einspeisung</td> <td>3.277.609</td> <td>131.765.575</td> <td>23 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Epe H</td> <td>Einspeisung</td> <td>590</td> <td>610.112.299</td> <td>21 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Gronau-Epe H1</td> <td>Einspeisung</td> <td>127.060</td> <td>174.470.909</td> <td>21 %</td> </tr> <tr> <td>Haiming 2 7F</td> <td>Ausspeisung</td> <td>46.874.786</td> <td>1.164.452.482</td> <td>25 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Bierwang</td> <td>Ausspeisung</td> <td>49.920</td> <td>511.031</td> <td>30 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Breitbrunn</td> <td>Ausspeisung</td> <td>10.292.610</td> <td>20.179.486</td> <td>72 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Eschenfelden</td> <td>Ausspeisung</td> <td>26.777</td> <td>89.446</td> <td>50 %</td> </tr> <tr> <td>Speicher Haiming 3-Haidach</td> <td>Ausspeisung</td> <td>1.753.520</td> <td>40.157.500</td> <td>25 %</td> </tr> </table>	Haiming 2 7F	Einspeisung	35.034.714	791.293.254	25 %	Speicher Bierwang	Einspeisung	2.477.638	10.291.367	45 %	Speicher Breitbrunn	Einspeisung	3.277.609	131.765.575	23 %	Speicher Epe H	Einspeisung	590	610.112.299	21 %	Speicher Gronau-Epe H1	Einspeisung	127.060	174.470.909	21 %	Haiming 2 7F	Ausspeisung	46.874.786	1.164.452.482	25 %	Speicher Bierwang	Ausspeisung	49.920	511.031	30 %	Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	10.292.610	20.179.486	72 %	Speicher Eschenfelden	Ausspeisung	26.777	89.446	50 %	Speicher Haiming 3-Haidach	Ausspeisung	1.753.520	40.157.500	25 %
Haiming 2 7F	Einspeisung	35.034.714	791.293.254	25 %																																																
Speicher Bierwang	Einspeisung	2.477.638	10.291.367	45 %																																																
Speicher Breitbrunn	Einspeisung	3.277.609	131.765.575	23 %																																																
Speicher Epe H	Einspeisung	590	610.112.299	21 %																																																
Speicher Gronau-Epe H1	Einspeisung	127.060	174.470.909	21 %																																																
Haiming 2 7F	Ausspeisung	46.874.786	1.164.452.482	25 %																																																
Speicher Bierwang	Ausspeisung	49.920	511.031	30 %																																																
Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	10.292.610	20.179.486	72 %																																																
Speicher Eschenfelden	Ausspeisung	26.777	89.446	50 %																																																
Speicher Haiming 3-Haidach	Ausspeisung	1.753.520	40.157.500	25 %																																																
Informationen zur Veröffentlichung vor der nächsten Tarifperiode für das Jahr 2021																																																				
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 NCG-Marktgebiet: 73.119.393 kWh/h</p> <p>Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ausspeisepunkten im NCG-Marktgebiet: 121.495.048 kWh/h</p> <p>Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Einspeisepunkten im Gaspool-Marktgebiet: 4.936.937 kWh/h</p> <p>Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ausspeisepunkten im Gaspool-Marktgebiet: 256.865 kWh/h</p> <p>Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Einspeisepunkten im THE-Marktgebiet: 68.874.761 kWh/h</p> <p>Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ausspeisepunkten im THE-Marktgebiet: 122.472.641 kWh/h</p> <p>Zugrundeliegendes Kapazitätsgerüst</p> <p>Die Ermittlung der Netzentgelte erfolgt unter Anwendung einer Prognose der im Kalenderjahr 2021 gebuchten Kapazitäten unter Anwendung der folgenden Methode. Hierbei wurden die folgenden Gruppen von Übergabepunkten unterschieden:</p> <p>A) Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte 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 einem Standard-Prognoseverfahren. In Einzelfällen, in denen durch das Prognoseverfahren keine plausible Prognose der Buchungshöhe ermittelt wurde, erfolgte eine manuelle Prognose auf Grundlage der Buchungshöhe der Vorjahre.</p>																																																		

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
		<p>Virtual Interconnection Points (VIP)</p> <p>Die Ermittlung der Kapazitätsprognose erfolgt nach den Regeln des Art. 22 NC TAR.</p> <p>B) Interne Bestellungen:</p> <p>Basis des Kapazitätsgerüsts für Ausspeisezonen und Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Netzbetreibern sind die zum Stichtag 01.05.2020 bei der OGE vorliegenden Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber für den Zeitraum vom 01.01.2021 bis 01.01.2022.</p>
Art. 30 (1) a) iii)	die Menge und Richtung des Gasflusses an Ein- und Ausspeispunkten 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	<p>Die zulässigen Erlöse der OGE für 2021 betragen:</p> <p>943.952.061 € im Marktgebiet Net Connect Germany</p> <p>-2.241.739 € im Marktgebiet Gaspool</p>
Art. 30 (1) b) ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	<p>Prognostizierte Erlösobergrenze 2020 zum Zeitpunkt der Entgeltbildung (31.05.2019):</p> <p>965.079.203 € im Marktgebiet Net Connect Germany</p> <p>4.982.675 € im Marktgebiet Gaspool</p> <p>Prognostizierte Erlösobergrenze 2021 zum Zeitpunkt der Entgeltbildung (31.05.2020):</p> <p>943.952.061 € im Marktgebiet Net Connect Germany</p> <p>-2.241.739 € im Marktgebiet Gaspool</p> <p>Änderung:</p> <p>-21.127.142 € im Marktgebiet Net Connect Germany</p> <p>Die Veränderung der Erlösobergrenze des Jahres 2021 gegenüber der Erlösobergrenze des Jahres 2020 im NCG-Marktgebiet ist im Wesentlichen auf einen Rückgang der Rückflüsse aus Investitionsmaßnahmen zurückzuführen.</p> <p>-7.224.414 € im Marktgebiet Gaspool</p> <p>Die Veränderung der Erlösobergrenze des Jahres 2021 gegenüber der Erlösobergrenze des Jahres 2020 im Gaspool-Marktgebiet ist im Wesentlichen auf Effekte aus dem Regulierungskonto zurückzuführen.</p>

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
Art. 30 (1) b) iii) (1)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des regulierten Anlagevermögens und ihr Gesamtwert	<p>Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens:</p> <p>2.970.430.690 € im Marktgebiet Net Connect Germany</p> <p>47.447.012 € im Marktgebiet Gaspool</p> <p>Entspricht dem kalkulatorischen Anlagevermögen des Ausgangsniveaus für die 3. Regulierungsperiode (Basisjahr 2015); enthält nicht die Werte des Anlagevermögens für Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV), welche über das Jahr 2017 hinaus genehmigt sind.</p> <p>Inkl. Anteilen an Leitungsgesellschaften und gepachteten Leitungen.</p>
Art. 30 (1) b) iii) (2)	Kapitalkosten und Methode zu ihrer Berechnung	<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015:</p> <p>268.568.392 € im Marktgebiet Net Connect Germany</p> <p>4.355.428 € im Marktgebiet Gaspool</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p> <p>Kapitalkosten inkl. Anteile an Leitungsgesellschaften und gepachteter Leitungen.</p>

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:</p> <p>Marktgebiet Net Connect Germany</p> <p>I. Allgemeine Anlagen: 3-70 Jahre (keine Abschreibung für Grundstücke), Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 23.558.695 €</p> <p>II. Gasbehälter: 45-55 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen: 20-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 30.608.231 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen: 30-65 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 76.251.225 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen: 8-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 6.049.432 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen: 15-20 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 4.156.085 €</p> <p>Summe: 140.623.668 €</p> <p>Marktgebiet Gaspool</p> <p>I. Allgemeine Anlagen: 3-70 Jahre (keine Abschreibung für Grundstücke), Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 100.283 €</p> <p>II. Gasbehälter: 45-55 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen: 20-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 577.434 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen: 30-65 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 1.108.065 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen: 8-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 17.566 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen: 15-20 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 11.696 €</p> <p>Summe: 1.815.043 €</p> <p>Entspricht den im Ausgangsniveau für die 3. Regulierungsperiode (Basisjahr 2015) enthaltenen Abschreibungen. Inkl. Anteilen an Leitungsgesellschaften und gepachteten Leitungen.</p>
Art. 30 (1) b iii) (4)	Betriebskosten	413.759.945 € im Marktgebiet Net Connect Germany 4.136.754 € im Marktgebiet Gaspool

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
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> <p>Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode wurde auf 0,49% festgelegt.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert von OGE beträgt 100 %.</p>
Art. 30 (1) b) iii) (6)	Inflationsindizes	Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2021 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2019: 105,3 (+1,5 ggü. Vorjahr)
Art. 30 (1) b) iv)	die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen	<p>Zulässige OGE-Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2021 betragen:</p> <p>Für das Marktgebiet Net Connect Germany: 770.472.126 € €. Hierbei wurden die Zahlungen, die nach Festlegung AMELIE (BK9-18/607) empfangen werden, in Höhe von 40.757.476 € berücksichtigt.</p> <p>Für das Marktgebiet Gaspool: -2.354.012 €. Hierbei wurden die Zahlungen, die nach Festlegung AMELIE (BK9-18/607) zu leisten sind, in Höhe von -19.611.418 € berücksichtigt.</p> <p>Für das Marktgebiet THE: 768.118.115 €. Hierbei wurden die Zahlungen, die nach Festlegung AMELIE 2021 (BK9-19/607) empfangen werden, in Höhe von € 44.727.637,56 € berücksichtigt.</p>
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:</p> <p>Marktgebiet Net Connect Germany 32,80% Einspeisung 67,20% Ausspeisung</p> <p>Marktgebiet Gaspool 42,70% Einspeisung 57,30% Ausspeisung</p> <p>Marktgebiet THE: 36,00 % Einspeisung 64,00 % Ausspeisung</p> <p>(3) Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung:</p>

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
		<p>Marktgebiet Net Connect Germany 81,1 % Systeminterne Nutzung (1.009.971.733,94 €) 18,9 % Systemübergreifende Nutzung (235.869.078,57 €).</p> <p>Marktgebiet Gaspool 64,0 % Systeminterne Nutzung (771.141.922,10 €) 36,0 % Systemübergreifende Nutzung (434.549.455,36 €).</p> <p>Marktgebiet THE: 74,9 % Systeminterne Nutzung (1.834.140.988,69 €) 25,1 % Systemübergreifende Nutzung (615.703.881,19 €)</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 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>
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>(2) der Ausgleichszeitraum und die angewandten Anreizmechanismen</p>	<p>(1) Im Marktgebiet Net Connect Germany Tatsächliche erzielte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2019: 902.129.905 € Fernleitungsdienstleistungen: 770.579.712 € Systemdienstleistungen: 131.550.193 € Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2019: -2.674.988 € (Mindererlös) Unterdeckung des Regulierungskontos zum 31.12.2019: +8.400.533 € (Mehrerlös)</p> <p>Im Marktgebiet Gaspool Tatsächliche erzielte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2019: 38.558.024 € Fernleitungsdienstleistungen: 38.343.881 € Systemdienstleistungen: 214.142 € Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2019: 20.891.624 € (Mehrerlöse) Überdeckung des Regulierungskontos zum 31.12.2019: +26.884.679 € (Mehrerlöse)</p> <p>(2) Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2019 wird im Jahr 2020 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden drei Kalenderjahre ausgeglichen. Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>
Art. 30 (1) b) vii)	die 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.

TAR NC	Beschreibung	Information bzw. Link
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-NCG/REGENT-GP bzw. REGENT 2021 die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet Net Connect Germany/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.
Art. 30 (1) c) i)	soweit angewandt, Arbeitsentgelte gemäß Artikel 4 Absatz 3	Die Open Grid Europe 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 01.01.2021 finden sich in den veröffentlichten Preisblättern.</p> <p><u>Berechnung Biogasumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 6 der Festlegungen REGENT-NCG, REGENT-GP 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>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der Festlegungen REGENT-NCG, REGENT-GP 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</u></p> <p>Entgelte für Messdienstleistung und Messstellenbetrieb werden an den Netzanschlusspunkten erhoben, für die Open Grid Europe GmbH die entsprechenden Markrollen einnimmt. Das Entgelt für Messstellenbetrieb inkludiert die Messung und ist im Anhang des zum 01.01.2021 gültigen Preisblatts aufgeführt. 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 01.01.2021 gültigen Preisblatts aufgeführt. Die Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsbuchungen finden auf das Entgelt für Messstellenbetrieb keine Anwendung.</p> <p>Link auf die OGE Preisblätter für die Kapazitätsvermarktung in den Marktgebieten Net Connect Germany und Gaspool</p>
Art. 30 (1) c) iii)	die Referenzpreise und sonstige Preise für andere Punkte als die in Artikel 29 genannten Punkte	<p>Die Entgelte für IB- und Letztverbraucher-Ausspeisepunkte entsprechen den Entgelten der Briefmarke des entsprechenden Marktgebiets. 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.</p>

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.	<p>Die Briefmarke des Marktgebiets NCG reduziert sich im Jahr 2021 im Vergleich zum Jahr 2020 um 30 ct/(kWh/h)/a. Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgeltanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösbergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber. Mit dem Start des Marktgebiets Trading Hub Europe (THE) zum 01.10.2021 steigt die Briefmarke im Vergleich zur NCG-Briefmarke leicht um 3 ct/(kWh/h)/a. Die Briefmarke des Marktgebiets NetConnect Germany lag in der Vergangenheit oberhalb der Briefmarke des Marktgebiets GASPOOL. Zum Start des bundesweiten Marktgebiets THE mussten die Kapazitätsprognosen angepasst werden, um unter anderem den Wegfall bisheriger Kopplungspunkte zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany und geänderte Abschläge für unterbrechbare Kapazitäten, DZK und bFZK widerzuspiegeln.</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>
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.	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 REGENT 2021 veröffentlicht. Hiernach wäre mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den Jahren 2022 und 2023 zu rechnen.
Art. 30 (2) b)	Informationen zum im Tarifjahr 2021 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell	Siehe Link zum Vereinfachtes Entgeltmodell
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.