

**Beschreibung der Kosten- und Tarifmethode gem § 82 GWG 2011
für die Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH und BOG
GmbH, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde zugrunde liegt**

INHALTSVERZEICHNIS

I.	UMFANG UND GRUNDPRINZIPIEN DER METHODE.....	3
II.	ANSATZ ZUR KOSTENORIENTIERTEN TARIFBERECHNUNG	3
III.	ELEMENTE DER TARIFERMITTLUNGSMETHODE	4
III.1.	INVESTITIONEN, RE-INVESTITIONEN UND ABSCHREIBUNG.....	4
III.2.	KAPITALSTRUKTUR / FINANZIERUNGSKOSTEN.....	6
III.3.	WACC.....	6
III.4.	BETRIEBSKOSTEN.....	7
III.5.	INDIVIDUELLE RISIKOABGELTUNG.....	8
III.6.	ENERGIEKOSTEN	8
III.7.	LASTFLUSSZUSAGEN.....	8
III.8.	KOSTEN DES MARKTGEBIETSMANAGERS UND DER REGULIERUNG	8
III.9.	SONSTIGEN ERLÖSE UND ERTRÄGE.....	9
III.10.	ERLÖSE AUS AUKTIONEN, KAPAZITÄTSÜBERSCHREITUNGEN, UNTERBRECHBAREN TRANSPORTVERTRÄGEN UND ÜBERBUCHUNG.....	9
III.11.	AUFROLLUNG DER PLAN-IST-DIFFERENZEN.....	9
IV.	MENGENGERÜST.....	11
V.	AUSGLEICHSZAHLUNGEN - § 70 ABS. 2 GWG 2011	11
VI.	WEITERE TARIFELEMENTE	12
VI.1.	ZEITFAKTOREN.....	12
VI.2.	TRANSPORT AUF GARANTierter BASIS	12
VI.3.	TRANSPORTE AUF UNTERBRECHBARER BASIS.....	12

I. Umfang und Grundprinzipien der Methode

Die Methode gilt für sämtliche Ein- und Ausspeisepunkte sowie Netzkopplungspunkte der Fernleitung(en) der Fernleitungsnetzbetreiber, wobei die angewandte Methode die angemessenen Kosten folgender Fernleitungsanlagen gem. GWG 2011 Anhang 2 beinhaltet:

- Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG)
- Penta West-Gasleitung (PW)
- Süd-Ost-Leitung (SOL)
- Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP)
- Primärverteilungssystem (PVS 1)
- Trans-Austria-Gasleitung (TAG)
- West-Austria-Gasleitung (WAG)

Bei Änderung der Anlage 2 GWG 2011 während der 4-Jahres-Regulierungsperiode kann eine vorzeitige Rekalkulation der Kosten vorgenommen werden, die neu berechneten Kosten sind dann einer Verordnung der Regulierungskommission der Energie-Control Austria zugrunde zu legen.

Da die Vorschau der zukünftigen Entwicklungen auf Annahmen basiert, wird die Berechnung alle 4 Jahre durch die Regulierungsbehörde überprüft und an die tatsächliche Entwicklung angepasst.

II. Ansatz zur kostenorientierten Berechnung

Die Methode berücksichtigt die angemessenen Kosten für den Betrieb, (Brenn-)Energie, Instandhaltung, Ausbau von Fernleitungen, für Verwaltung und Vermarktung der Kapazitäten, die angemessenen Kosten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen einschließlich der Eichung und Datenauslesung verbunden sind, sowie die anteiligen Kosten für den Marktgebietsmanager. Diese Kosten müssen transparent sein und denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und schließen eine angemessene Rendite ein.

Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten ist der Regulierungsbehörde gem § 82 Abs. 3 GWG 2011 nachzuweisen und durch die Vorlage sämtlicher Kalkulationsgrundlagen zu belegen.

Die mit dieser Methode bestimmten Kosten beinhalten die Berücksichtigung der Über- und Unterdeckungen der Jahre 2007 – 2011 auf Basis der Prüfung der Regulierungsbehörde.

III. Elemente der Tarifiermittlungsmethode

III.1. Investitionen, Re-Investitionen und Abschreibung

Die Methode berücksichtigt auch geplante künftige und durch den genehmigten Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) gedeckte Investitionen zur Kapazitätserweiterung der nächsten 4 Jahre.

Nach 4 Jahren erfolgt durch die Regulierungsbehörde eine Überprüfung der Abweichung zwischen den geplanten und tatsächlich durchgeführten Investitionen der vorhergehenden Periode. Die Über- oder Unterdeckung der Kapitalkosten ist aufzurollen und in die Kostenrekalkulation mit aufzunehmen. Bei der Aufrollung ist gemäß Punkt III.11 vorzugehen.

Die Basiswerte für Investitionen und Abschreibungen werden wie folgt ermittelt:

Für den fremdfinanzierten Anteil sind die in der Bilanz ausgewiesenen Werte des Anlagevermögens zu Buchwerten heranzuziehen, mit der Fremdkapitalquote zu multiplizieren und mit dem nominellen Fremdkapitalkostensatz zu vergüten.

$$Finanzierungskosten_{FK} = FKZins \times \sum_{a=1}^k (BW_a \times FKQuote)$$

BW_a : Buchwerte einzelner Anlagegüter

Zur Ermittlung der Abschreibungen für den fremdfinanzierten Teil, werden die fremdfinanzierten BW durch die standardisierte Restnutzungsdauer dividiert, wobei je nach Fernleitungsnetzbetreiber in der Bandbreite von 20-30 Jahren für Erdgasleitungen gem. § 7 Abs. 1 Z 15 GWG 2011 sowie je nach Fernleitungsnetzbetreiber in der Bandbreite von 12-17 Jahren für Verdichterstationen und das restliche Anlagevermögen angesetzt werden:

$$kalk.AfA_{FK} = \sum_{a=1}^k \left(\frac{BW_a \times FKQuote}{|s \tan d.ND_a - (2013 - Aktivierungsjahr_a)|} \right)$$

Für Neuinvestitionen von Erdgasleitungen gem. § 7 Abs. 1 Z 15 GWG 2011 wird auf Basis der nominellen Anschaffungs- und Herstellungskosten eine Abschreibungsdauer je nach Fernleitungsnetzbetreiber in der Bandbreite von 20-30 Jahren sowie für Verdichterstationen und das restliche Anlagevermögen je nach Fernleitungsnetzbetreiber in der Bandbreite von 12-17 Jahren angesetzt.

Für den eigenfinanzierten Anteil sind korrigierte Wiederbeschaffungswerte zu berechnen, und mit dem realen Eigenkapitalkostensatz zu remunerieren. Für die Berechnung der Wiederbeschaffungswerte zum 1.1.2013 werden die kalkulatorischen Abschreibungsdauern der Tarifperiode 2007-2012, nämlich von 50 Jahren für Erdgasleitungen gem. § 7 Abs. 1 Z 15 GWG 2011 sowie 30 Jahre für Verdichterstationen und das restliche Anlagevermögen angesetzt:

$$EK_{FinKO} = EK_{Zins_{real}} \sum_{a=1}^k \begin{cases} \frac{AHK_a * s \tan d.ND_a - (2013 - Aktivierungsjahr_a) * EKQuote * (1+i)^{(2013 - Aktivierungsjahr_a)}}{s \tan d.ND_a}; & \text{wenn } (s \tan d.ND_a - (2013 - Aktivierungsjahr_a)) \geq 0 \\ 0; & \text{wenn } (s \tan d.ND_a - (2013 - Aktivierungsjahr_a)) < 0 \end{cases}$$

Die kalkulatorischen Abschreibungen ab dem Jahr 2013 für den eigenkapitalfinanzierten Teil ergeben sich durch die Summierung der korrigierten Wiederbeschaffungsrestwerte (errechnet mit einem konstanten jährlichen Aufwertungsfaktor „i“ in der Höhe von je nach Fernleitungsnetzbetreiber in der Bandbreite von 4,17% - 4,54%) dividiert durch eine gewichtete Restnutzungsdauer. Für die Gewichtung wird für jede Anlage der prozentuelle Anteil des Wiederbeschaffungswertes an den gesamten Wiederbeschaffungswerten, gruppiert in jene Anlagen, welche kalkulatorisch ursprünglich auf 50 bzw. 30 Jahren abgeschrieben wurden, berechnet. Dieser Anteil wird multipliziert mit der standardisierten Restnutzungsdauer der einzelnen Anlage. Diese Berechnungen ergeben die gewichteten Restnutzungsdauern.

$$kalk.AfA_{EK} = \sum_{a=1}^k \begin{cases} \frac{AHK_a * s \tan d.ND_a - (2013 - Aktivierungsjahr_a) * EKQuote * (1+i)^{(2013 - Aktivierungsjahr_a)}}{s \tan d.ND_a} * \frac{gewichteteRND}{s \tan d.ND_a}; & \text{wenn } (s \tan d.ND_a - (2013 - Aktivierungsjahr_a)) \geq 0 \\ 0; & \text{wenn } (s \tan d.ND_a - (2013 - Aktivierungsjahr_a)) < 0 \end{cases}$$

Bei der Kostenermittlung für Investitionen nach dem 1.1.2013 wird eine kalkulatorische Abschreibungsdauer (standardisierte Nutzungsdauer) je nach Fernleitungsnetzbetreiber in der Bandbreite von 20-30 Jahren für Erdgasleitungsanlagen gem. § 7 Abs. 1 Z 15 GWG

2011 sowie je nach Fernleitungsnetzbetreiber in der Bandbreite von 12-15 Jahren für das restliche Anlagevermögen angesetzt.

III.2. Kapitalstruktur / Finanzierungskosten

Gemäß § 82 Abs. 1 iVm § 80 Abs. 3 GWG 2011 sind Finanzierungskosten aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragssteuer zu bestimmen. Als Normkapitalstruktur wird ein Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital von 40 zu 60 angenommen.

Die Normkapitalstruktur hat sowohl generelle branchenübergreifende, als auch signifikante unternehmensindividuelle Faktoren zu berücksichtigen, welche das Eigen- und Fremdkapital um mehr als 10 % unterschreiten. Die Ermittlung der Kapitalstruktur erfolgt auf Basis der Buchwerte und ist vom Unternehmen nachzuweisen. Eine Überprüfung der Werte erfolgt durch die Regulierungsbehörde.

III.3. WACC

Da grundsätzlich die Netzregulierung für Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber vergleichbar ist, wird auf die Systematik der WACC-Ermittlung von Verteilernetzbetreibern abgestellt, wenngleich eine getrennte Darstellung der Fremd- und Eigenkapitalzinsen erforderlich ist, da im Gegensatz zu den Verteilernetzbetreibern Wiederbeschaffungswerte für den eigenkapitalfinanzierten Teil des Anlagevermögens zur Anwendung kommen.

In einem ersten Schritt wird der anzuwendende Fremdkapitalzinssatz dargestellt:

Ermittlung FK-Zinssatz	
risikoloser Zins	3,270%
Risikozuschlag für Fremdkapital	1,45%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	4,720%

Da für die mittels Eigenkapital finanzierten Anlagen eine Wiederbeschaffungsprämisse gewählt wurde, ist ein realer Eigenkapitalzins zur Ermittlung der Vergütung heranzuziehen.

Hierbei ist die Fisher-Gleichung zur Anwendung zu bringen:

$$(1 + i_{\text{nominell}}) = (1 + i_{\text{real}}) * (1 + \text{Inflationsrate})$$

Daraus lässt sich folgender Zusammenhang ableiten:

$$i_{real} = \frac{(1 + i_{nominell})}{(1 + Inflationrate)} - 1$$

Für die Abgeltung der Übernahme des Vermarktungsrisikos nicht nachgefragter Leitungskapazitäten werden 3,5 %, als Risikozuschlag für den Eigenkapitalzinssatz angesetzt.

Es ist somit für die durch Eigenkapital finanzierten Anlagen folgender Zinssatz anzuwenden:

Ermittlung EK-Zinssatz	
risikoloser Zins - nominell	3,270%
Inflationsrate	2,251%
Marktrisikoprämie	5,0%
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Betafaktor (verschuldet) bei 40% EK-Anteil	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) - real	4,374%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern) - real	5,832%
Zuschlag Kapazitätsrisiko	3,500%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern) - real inkl. Kap. Risiko	9,332%

III.4. Betriebskosten

Betriebskosten werden nicht für jede Fernleitung einzeln, sondern für die Gesamtheit der Fernleitungen (gemäß Anlage 2 GWG 2011) des Fernleitungsnetzbetreibers ohne Abschreibungen ermittelt. Dabei werden die angemessenen, geprüften Betriebskosten der letzten vier Jahre mit 2,251 %¹ p.a. auf den Berechnungszeitpunkt eskaliert und anschließend der Durchschnitt ermittelt. Diese Anpassung erfasst die exogenen, vom Unternehmen nicht beeinflussbaren Faktoren. Die vom Unternehmen beeinflussbaren Faktoren werden gleichzeitig durch einen durchschnittlichen Produktivitätsfaktor iHv 2,5 % p.a. abgebildet.

Die aus der Umsetzung des 3. Liberalisierungspakets angefallenen angemessenen Kosten werden ohne Normalisierung anerkannt, falls es sich hierbei nicht um einmalige Implementierungskosten handelt. Diese Kosten sind der Regulierungsbehörde nachzuweisen.

¹ 5-Jahres-Durchschnitt der Änderung der Inflationsrate (Stichtag April 2012)

Die Betriebskosten werden aufgrund der Anreizregulierungssystematik nicht aufgerollt.

III.5. Individuelle Risikoabgeltung

Neben der allgemeinen Abgeltung des Kapazitätsrisikos im Rahmen des EK-Zinssatzes sind auf Basis einer Berechnung des Kapazitätsrisikos zusätzliche individuelle Risikokomponenten zu berücksichtigen.

III.6. Energiekosten

Die Energiekosten werden in der Methode getrennt von den sonstigen Betriebskosten ohne Abschlag ausgewiesen und nach 4 Jahren mit den tatsächlichen Werten berücksichtigt.

Bei einer maßgeblichen Überschreitung der Energiekosten von IST zu PLAN ist eine entsprechende Erhöhung der geltenden Tarife auf Antrag des Netzbetreibers zu prüfen.

Die Beschaffung der Verdichterenergie hat in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren zu erfolgen.

III.7. Lastflusszusagen

Lastflusszusagen sind gemäß Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren unter angemessenen Bedingungen zu beschaffen. Die angemessenen Kosten werden in der Kostenbasis berücksichtigt, wobei die Schaffung von negativen Anreizen im Falle einer ungeprüften Durchrechnung zu vermeiden ist. Lastflusszusagen im Zusammenhang mit Überbuchung sind nur entsprechend des abgegoltenen Anteils (10 %), als Kostenbestandteil anzusetzen und in der Überprüfung zu berücksichtigen.

III.8. Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung

Die anteiligen angemessenen Kosten des Marktgebietsmanagers werden in der Methode gem. § 74 Abs. 1 GWG 2011 ohne Abschlag berücksichtigt. Die Regulierungskosten sind gem. § 32 Abs. 1 E-ControlG in den dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zugeordneten anteiligen Marktgebietsmanagerkosten enthalten.

III.9. Sonstigen Erlöse und Erträge

Erlöse aus Nebenleistungen für Netzbenutzer im Transportgeschäft, die auf Basis von verordneten Entgelten verrechnet werden, sind vom Unternehmen darzulegen und werden in der Berechnung kostenmindernd angesetzt.

III.10. Erlöse aus Auktionen, Kapazitätsüberschreitungen, unterbrechbaren Transportverträgen und Überbuchung

Übererlöse aus Auktionen (über dem verordneten Entgelt bzw über dem Mindestpreis), Erlöse aus Kapazitätsüberschreitungen, unterbrechbaren Transportverträgen und aus Überbuchung werden bei der Kostenfeststellung nicht berücksichtigt. Die Übererlöse aus Auktionen sind rückzustellen und für künftige kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen während der Anwendungsdauer dieser Methode bereitzuhalten. Die Verwendung wird im Rahmen der Überprüfung analysiert. Bei erfolgter Verwendung findet keine Kostenreduktion in der folgenden Periode statt. Sollten die rückgestellten Mittel nicht für kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen verwendet worden sein, werden diese entweder in der Kostenrekalkulation kostenmindernd berücksichtigt oder für Investitionsprojekte in späteren Regulierungsperioden vorgehalten.

Die Erlöse aus vermarkteten Kapazitäten, die im festgestellten Mengengerüst nicht berücksichtigt waren, werden bei der Überprüfung nach 4 Jahren analog berücksichtigt.

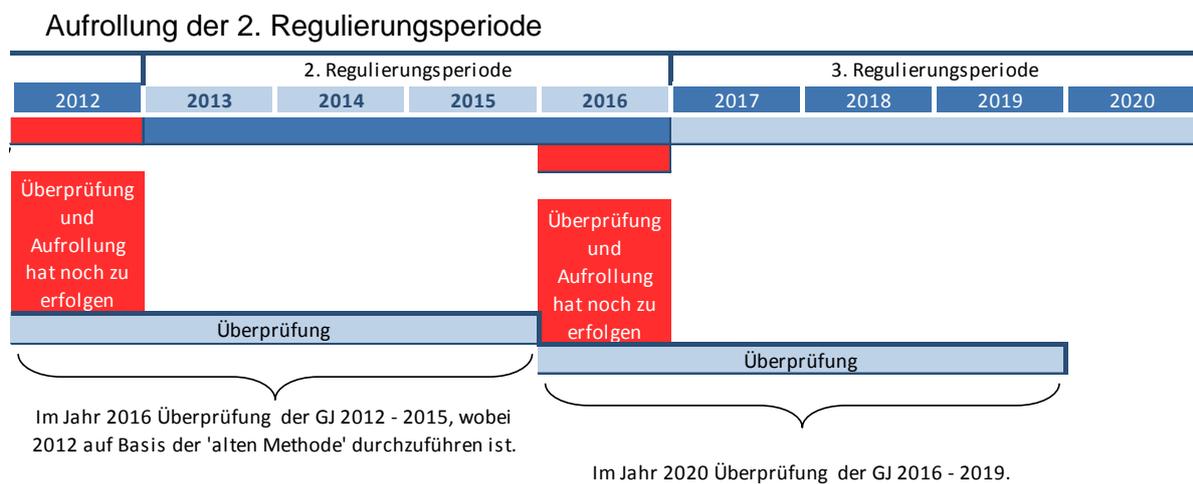
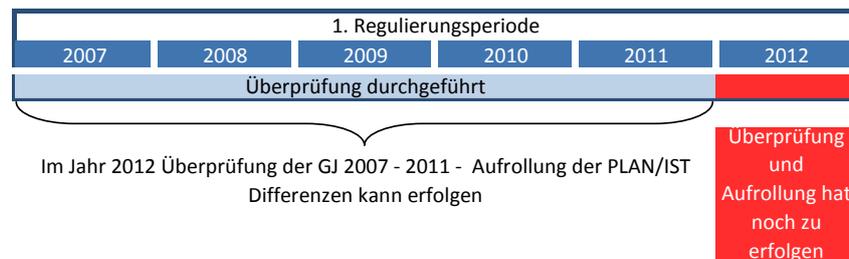
40 % der Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen und 90 % der Nettoerlöse aus Überbuchungsmechanismen gem VO (EG) Nr. 715/2009 verbleiben beim Fernleitungsnetzbetreiber bis zu einem Gesamterlös p. a. iHv 15 % der festgestellten Kosten. Die Erlöse werden von der Regulierungsbehörde überprüft. Bei der Aufrollung ist gemäß Punkt III.11 vorzugehen.

III.11. Aufrollung der Plan-Ist-Differenzen

Bei der Rekalkulation der Kosten (CAPEX und Energiekosten) nach 4 Jahren ist die Aufrollung von Plan-Ist-Differenzen notwendig. Die Differenzbeträge zwischen Plan- und Ist-

Kosten jedes Jahres werden zur Herstellung der Vergleichbarkeit auf das Anfangsjahr der folgenden Rekalkulationsperiode aufgezinst.

Das letzte Geschäftsjahr einer Regulierungsperiode ist zum Zeitpunkt der Überprüfung noch nicht abgeschlossen und kann daher jeweils erst im Rahmen der Überprüfung der darauffolgenden Regulierungsperiode aufgerollt werden, wie aus folgenden Darstellungen ersichtlich wird:



Die Differenzbeträge (Soll/Ist-Differenzen aus CAPEX) jedes Jahres sind mit dem angemessenen Fremdkapitalzinssatz auf das Startjahr der folgenden Regulierungsperiode aufzuzinsen². Hierdurch soll vermieden werden, dass Anreize zur Über- und Unterschätzung der tatsächlichen Aufwendungen entstehen.

² $(1+i)^n$, wobei n die Jahre bis zum Startjahr der nächsten Regulierungsperiode bedeutet.

IV. Mengengerüst

Das Mengengerüst ist gem. § 82 Abs. 2 GWG 2011 auf Basis der vertraglich kommittierten Kapazitäten zum 01. Juni 2012 zu ermitteln und der maximalen technischen Kapazität gegenüberzustellen.

Die im Rahmen der Feststellung des Mengengerüsts für die Periode 2013 bis 2016 an den einzelnen Entry-Exit-Punkten vorhandene, vertraglich kommittierte Kapazität wird ab 2017 auf Dauer festgesetzt, wobei bei der Feststellung des Mengengerüsts Kapazitäten, die im Rahmen der Übertragung gem. § 170 Abs. 7 GWG 2011 Versorgern nicht übertragen werden, unberücksichtigt bleiben. Sollten in der Zwischenzeit zusätzliche Kapazitäten (über den hier festgesetzten kommittierten Kapazitäten) an den einzelnen Entry-Exit-Punkten vergeben werden, werden diese additiv berücksichtigt. Der Rückgang der im Mengengerüst für die Periode 2013 bis 2016 festgestellten Kapazitäten wird nicht in die Berechnung des Mengengerüsts für Entgeltperioden ab 2017 miteinbezogen. Hierdurch wird vermieden, dass der Rückgang der Kapazitätsnachfrage im Fernleitungssystem durch das verbleibende Verbraucherkollektiv zu tragen ist. Daraus resultierende allfällige Kostenunterdeckungen des Fernleitungsunternehmens bzw. der Muttergesellschaft unterliegen nicht der Aufrollung gemäß Punkt III.11. Das Vermarktungsrisiko wird somit durch den Fernleitungsnetzbetreiber getragen und durch einen erhöhten risikoangepassten Zinssatz sowie eine individuelle Risikokomponente abgegolten.

V. Ausgleichszahlungen - § 70 Abs. 2 GWG 2011

Entsteht eine Über- oder Unterdeckung der festgesetzten Kosten der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber durch die Entgeltfestsetzung, sofern die Einhebung von Entgelten durch einen Fernleitungsnetzbetreiber für einen anderen Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt, so sind diese entweder durch Netzkopplungsentgelte zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern oder durch monatliche Zahlungen unter den Fernleitungsnetzbetreibern auszugleichen.

VI. Weitere Tarifelemente

VI.1. Zeitfaktoren

Die Tarife finden auf Verträge mit einer Laufzeit von 1 Jahr oder länger Anwendung. Folgende Zeitfaktoren werden zur Berechnung kürzerer Produkte herangezogen:

Quartalsprodukte: Faktor 1,25

Monatsprodukte: Faktor 1,5

Tagesprodukte: Faktor 1,75

VI.2. Transport auf garantierter Basis

Kapazitätsarten auf garantierter Basis:

- **FZK:** garantierte, frei zuordenbare Kapazität, d.h. keine Nutzungseinschränkungen zu anderen Punkten des Marktgebiets (inkl. VHP)
- **DZK:** garantierte, dynamisch zuordenbare Kapazität. Die Nutzung von DZK in Kombination mit spezifizierten Entry/Exit-Punkten ist garantiert, eine Nutzung im Zusammenhang mit anderen Entry/Exit-Punkten (bzw. VHP) ist auf unterbrechbarer Basis möglich.

VI.3. Transporte auf unterbrechbarer Basis

Der zur Anwendung kommende Entry- und Exit-Tarif ist für garantierte und unterbrechbare Transporte ident. Im Falle einer Unterbrechung wird für die Dauer der Unterbrechung ein Betrag E_{Rm} an den Transportkunden refundiert. Eine allfällige Refundierung (E_{Rm}) innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt (E_m) für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen.

Das vom Fernleitungsnetzbetreiber zu refundierende Entgelt (E_{Rm}) errechnet sich wie folgt:

$$E_{Rm} = \left(\frac{E_m * rf}{h_m * q} \right) * \left(\sum_{R=1}^{h_R} q_{diffR} * h_R \right) \leq E_m$$

wobei:

E_{Rm} = der zu refundierende Betrag pro Monat

E_m = das Entgelt pro Monat

h_m = die Gesamtanzahl der Stunden des Monats, indem die
Transportdienstleistung unterbrochen wird

q = die angebotene Stundenrate

h_R = die Anzahl der Stunden, für deren Dauer die
Transportdienstleistung innerhalb des Leistungsmonats
unterbrochen wird

q_{diffR} = die Differenz zwischen angebotener Stundenrate und der zur Verfügung
gestellten Stundenrate je unterbrochener Stunde

rf = Refundierungsfaktor, wobei $rf \geq 1$

Generell findet die ‚ship-or-pay‘-Regelung auch auf Transportdienstleistungen auf unterbrechbarer Basis Anwendung. Der Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet sich somit, auf verbindlicher Basis für den Transportkunden einen stündlichen Durchsatz zu reservieren. Im Gegenzug verpflichtet sich der Transportkunde für diesen reservierten Durchsatz auch dann zu bezahlen, wenn der Transportkunde den reservierten gebuchten Durchsatz nicht zur Gänze oder nur teilweise nominiert.

Bei Entry-Punkten, an denen der Entry ins Leitungsnetz aus physischer Sicht nicht möglich ist (nicht-physische Entry Punkte), wird der Transport auf unterbrechbarer Basis angeboten. Unterbrechbare Transportdienstleistungen auf Basis von gebuchten, garantierten DZK gemäß VI.2 sind von der Refundierung ausgenommen.