



ESTADO DE SANTA CATARINA

Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina – ARESC

Nota Técnica ARESC nº 0XX/2017

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DAS PERDAS

ANEXO VII

Índice

1. Objetivo	3
2. Introdução.....	3
3. Perdas na distribuição de gás natural	3
3.1. Perdas Totais	4
3.2. Recopilação de perdas regulatórias.	5
4. Proposta para determinação do Índice de Perda Global (IGP).	8
4.1. Valores de perdas de gás natural históricos da concessionária	9
5. Aplicação do IGP.....	10
6. Bibliografia	11

1. Objetivo

Este anexo disponibiliza a proposta metodológica da ARES para a determinação do Índice Global de Perdas (IGP) de gás natural a ser aplicado na determinação das perdas reconhecidas na primeira revisão tarifária periódica da SCGÁS - Companhia de Gás de Santa Catarina.

2. Introdução

A Nota Técnica ARES n°2/2017 estabelece que o custo das perdas de gás natural acontecidas na rede de distribuição da concessionária será reconhecido nas despesas de comercialização regulatórias com o objetivo de evitar que as perdas de gás natural afetem o equilíbrio econômico – financeiro da concessionária.

Neste processo de revisão tarifária o índice de perdas regulatórias será determinado a partir dos valores históricos registrados pela própria concessionária.

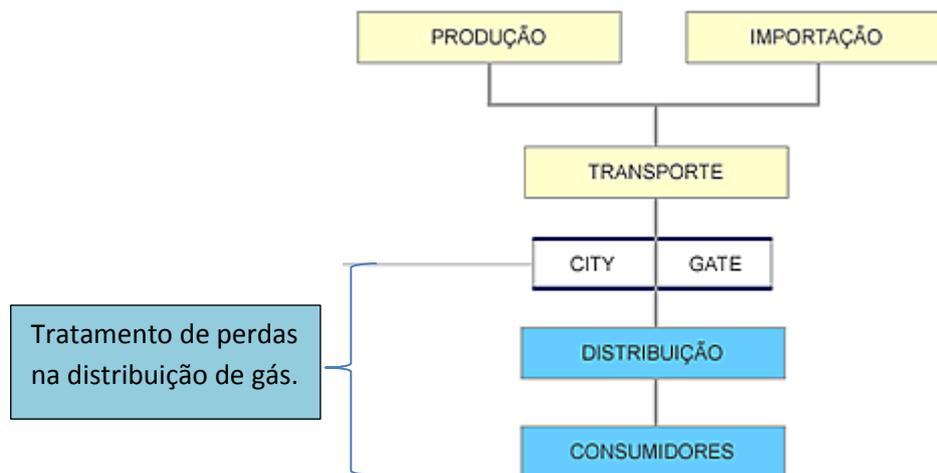
3. Perdas na distribuição de gás natural

A rede de distribuição tem o objetivo de fornecer gás natural desde o “city gate¹” até os consumidores finais. A rede de distribuição é constituída por dutos, conexões, válvulas (cujo diâmetro e material estrutural variam segundo a pressão e fluxo a ser distribuído) e estações de regulação e/ou medição, que tem o objetivo de elevar e abaixar a pressão, bem como quantificar a energia.

As perdas de gás natural na distribuição de gás natural compreendem aquelas ocorridas entre o “city gate” até os medidores dos consumidores finais, conforme exemplificado na figura abaixo:

¹CITY GATE - ESTAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA É o conjunto de equipamentos e instalações onde é feita a transferência de propriedade do Gás, do Supridor à Concessionária, e que tem por finalidade regular a pressão, assim como medir e registrar o volume de Gás, nas condições de entrega, de modo contínuo.

Figura 1: Tratamento das perdas técnicas e não técnicas



Fonte: Elaboração Própria

O termo perda nem sempre indica uma fuga. A fuga é somente um dos vários fatores que contribuem para o surgimento das perdas. As causas do gás não contabilizado², ou perdas, podem ser agrupadas em duas categorias: i) Perdas físicas e ii) Perdas não físicas.

As perdas físicas compreendem as fugas de gás natural para a atmosfera, devido aos escapamentos existentes nas canalizações e instalações. As perdas não físicas estão associadas aos problemas de medição do gás (imprecisão ou fraude e furtos).

3.1. Perdas Totais

As Perdas totais de gás correspondem ao volume total de gás perdido na operação do sistema de distribuição, em um determinado período, que resulta da diferença entre o gás comprado e o gás faturado mais o consumo próprio. Podem ser entendidas, também, como a soma das perdas físicas e não físicas de gás.

As agências reguladoras do setor de distribuição de gás natural utilizam como parâmetro para o reconhecimento das perdas somente as perdas globais no sistema de distribuição (não são estimadas as perdas técnicos e não técnicos).

A utilização de um índice de perdas globais apresenta as seguintes vantagens: i) simplicidade de aplicação, ii) facilidade de contabilização. Além disso, como no setor de distribuição de gás natural as perdas são reduzidas (inferiores aos montantes existentes em outros setores) a separação e registro das perdas técnicas e não técnicas não gera um ganho real para os usuários do serviço.

²Gás não contabilizado: Diferença entre o gás total contabilizado por todas as fontes de suprimento e o gás total contabilizado como vendas, trocas e gás para uso interno. Esta diferença inclui (perdas físicas e perdas não físicas) vazamento ou outras perdas reais, discrepâncias devidas à imprecisão dos medidores, variações de temperatura e/ou pressão e outras variações devidas a não simultaneidade das medições. (Fonte: Abegas, 2015)

3.2. Recopilação de perdas regulatórias.

São Paulo - ARSESP

Para o 3º Ciclo de revisão tarifária, a ARSESP estabeleceu que os custos das perdas de gás fossem contabilizados dentro do cálculo do P0 de cada concessionária.

A agência utilizou para reconhecimento de perdas regulatórias na distribuição índices de perdas globais, calculado pela diferença entre o volume de gás adquirido junto ao supridor de gás e a quantidade de gás vendida para seus clientes, menos o consumo próprio da distribuidora.

Os parâmetros utilizados pela ARSESP para definir o índice de perdas regulatórias consideraram valores históricos praticados pelas distribuidoras, bem como as condições e idade de cada rede.

Para o cálculo do custo de perdas, o volume de perdas reconhecido foi multiplicado pelo preço médio de aquisição de gás para todo o período tarifário.

No entanto, cabe destacar que a ARSESP adotou diferentes tratamentos em relação ao reconhecimento das perdas para as concessionárias no Estado, conforme descrito a seguir:

Comgás

Para a Comgás a agência definiu uma trajetória decrescente de reconhecimento de perdas globais, tendo em vista o aumento em investimento na renovação da rede de Ferro Fundido aprovado pela ARSESP. A ARSESP resolveu estabelecer a seguinte evolução nas taxas de gás não contabilizado reconhecidas no 3º Ciclo tarifário:

Figura 2: Meta Regulatório de Perdas Globais 3º CRTP da Comgás – Fonte: ARSESP

Meta Regulatória para o Gás não Contabilizado Terceiro Ciclo Tarifário					
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Gás Não Contabilizado 3º Ciclo Tarifário	2,00%	1,88%	1,75%	1,63%	1,50%

GBD e GNSPS

Para as distribuidoras GBD e GNSPS, a ARSESP definiu uma meta fixa ao longo do ciclo tarifário.

A ARSESP, para estimar o índice de perdas da GBD e GNSPS, analisou os valores históricos praticados pelas distribuidoras e as condições da rede (mais novas que a rede da Comgás). O índice de perdas globais reconhecido foi de **0,5%** para todo o ciclo tarifário.

Espirito Santo - ASPE

Para o tratamento das perdas no ano 2010, na Nota Técnica nº4, a ASPE estabeleceu uma porcentagem de perdas totais de gás de 0,13%. No último processo de revisão tarifária, a concessionária solicitou uma porcentagem de 0,2% das vendas estimadas, mas a agência reguladora manteve o valor de perdas de 0,13%.

Rio de Janeiro - AGENERSA

A agência reguladora do Rio de Janeiro, no que se refere ao tratamento das perdas no sistema de distribuição da CEG e CEG Rio, estipulou no contrato de concessão no *Anexo II – Requisito de Qualidade dos Serviços*, um programa de redução e controle de perdas, separados por perdas físicas e não físicas e um programa de pesquisa e detecção sistemática de vazamentos em redes e ramais.

Adicionalmente, a AGENERSA estabeleceu também um índice de performance de perdas globais (perdas físicas e não físicas) nos sistemas de distribuição abaixo de 3% do total de gás adquirido pela distribuidora.

Para o cálculo do custo de perdas, o volume de perdas reconhecido é multiplicado pelo preço projetado de aquisição de gás para o período tarifário.

No último processo de revisão tarifária, a agência acatou a proposta de índice de perdas globais apresentada pela CEG e CEG Rio, entendendo que os valores apresentados estão dentro do parâmetro regulatório e que a projeção dos custos para perdas de gás é adequada.

CEG

Para a concessionária CEG foram estimadas, para o mercado convencional, perdas de **1,25%** ao ano no período de 2013 a 2017. A distribuidora utilizou como referência para determinar o índice de perda os valores históricos da empresa.

Cabe destacar que a CEG ainda possui redes relativamente velhas de ferro.

CEG Rio

Para a concessionária CEG Rio, foram estimadas para o mercado convencional perdas de **0,5%** ao ano no período de 2013 a 2017. A distribuidora utilizou como referência para determinar o índice de perda os valores históricos da própria concessionária.

As duas concessionárias consideraram para o mercado termelétrico perdas de **0%**.

Alagoas - ARSAL

No cálculo da margem bruta da concessionária ALGÁS, o custo operacional inclui a remuneração das perdas de gás (“DP”). Esse fator compreende o custo referente ao volume de perdas de gás no sistema de distribuição da concessionária, atualizado com índice de aumento de PV (preço de venda em R\$/m³).

A ARSAL através do documento “NORMAS GERAIS DE FORNECIMENTO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE ALAGOAS”, Decreto Nº 1.224 de 05 de Maio de 2003, estabelece parâmetros para tratamento e aplicação das perdas.

Nesse documento, a ARSAL estabelece o nível máximo de perdas totais em **2%** em relação ao gás adquirido na supridora de gás. Esta perda global corresponde ao volume total de Gás perdido na operação do sistema de distribuição, em um determinado período, que resulta da diferença entre o Gás comprado e o Gás faturado mais o consumo próprio. Estas apresentam as perdas técnicas e comerciais de Gás.

Figura 3: Nível de Perdas Totais máximas reconhecidas no sistema de distribuição – Fonte: ARSAL

Descrição	
Porcentagem de Perdas Totais de Gás – valor máximo em % do Gás adquirido	2%

A periodicidade de apuração da porcentagem de perdas totais da distribuidora é mensal e anual, referindo-se, respectivamente, aos quatro meses anteriores e aos últimos doze meses, conforme podemos verificar abaixo.

A seguir demonstra-se como são contabilizadas as porcentagens de perdas totais pela ARSAL, no sistema de distribuição da ALGÁS.

Figura 4: Porcentagem de Perdas Totais de Gás – Fonte: ARSAL



ARSAL
AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE ALAGOAS

PPTG - PORCENTAGEM DE PERDAS TOTAIS DE GÁS (Volume em 1000m³/mês)								
Mês	Adquirido	Vendido	Consumido	Perda (+) Ganho (-)	Mensal	Média Móvel		Padrão (+/-)
						4 Meses	Anual	
mar/15	17.872	17.945	0	-73	-0,41%	-0,57%	-0,59%	2,0%
abr/15	18.272	18.416	0	-144	-0,79%	-0,57%	-0,63%	2,0%
mai/15	17.753	17.455	0	298	1,68%	-0,08%	-0,42%	2,0%
jun/15	16.725	17.074	0	-349	-2,09%	-0,40%	-0,51%	2,0%
jul/15	19.390	19.256	0	134	0,69%	-0,13%	-0,41%	2,0%
ago/15	19.748	19.840	0	-92	-0,47%	-0,05%	-0,44%	2,0%
set/15	18.772	18.850	0	-78	-0,42%	-0,57%	-0,37%	2,0%
out/15	19.731	19.734	0	-3	-0,02%	-0,05%	-0,34%	2,0%
nov/15	19.670	19.937	0	-267	-1,36%	-0,56%	-0,42%	2,0%
dez/15	19.026	19.112	0	-86	-0,45%	-0,56%	-0,39%	2,0%
jan/16	18.484	18.565	0	-81	-0,44%	-0,57%	-0,40%	2,0%
fev/16	15.983	16.211	0	-228	-1,43%	-0,92%	-0,46%	2,0%

É possível observar que as perdas negativas predominaram ao longo do ano 2015 e nos meses de janeiro e fevereiro de 2016. A última informação disponível indica que a média anual das perdas foi de -0,46%.

4. Proposta para determinação do Índice de Perda Global (IGP).

No presente processo de revisão tarifária, o índice global de perdas será estimado a partir das perdas históricas registradas pela própria concessionária no ano 2016.

4.1. Valores de perdas de gás natural históricos da concessionária

A partir dos volumes de compra e venda de gás natural registrado pela própria concessionária e empregados na determinação da parcela recuperação³, foi estimado o nível de perdas históricas de gás natural da concessionária no ano 2016.

Os valores empregados na determinação das perdas históricas são os seguintes:

Tabela 1: Volume compra e volume venda registrado pela concessionária.

mês	Jan-16	Fev-16	Mar-16	Abr-16	Mai-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Sep-16	Out-16	Nov-16	Dec-16
Volume Compra (x1000m3)	47.625	47.633	52.000	50.218	52.678	53.703	54.175	56.214	53.906	54.682	51.511	45.441
Volume Venda (x1000m3)	47.442	47.313	51.684	50.006	52.469	53.464	53.787	55.927	53.549	54.258	51.007	44.992
Perdas mensais (x1000m3)	183	320	316	211	209	239	388	288	357	424	504	449
Porcentagem perdas mensais (%)	0,38%	0,67%	0,61%	0,42%	0,40%	0,44%	0,72%	0,51%	0,66%	0,77%	0,98%	0,99%

A média das perdas registradas no ano 2016 foi 0,6299%.

Portanto, é estabelecido como valor do IGP para o presente processo de revisão tarifaria o valor de 0,6299 (média das perdas de gás natural registrada pela concessionária no ano 2016).

³ Fonte: Acompanhamento da Conta Gráfica - ARES

5. Aplicação do IGP

Conforme ao estabelecido na Nota Técnica ARESC nº2/2017 o custo das perdas de gás natural é uma componente das despesas de comercialização.

O custo das perdas será estimado a partir do IGP e considerando as projeções do preço de gás natural e volume comercializado pela concessionária.

Equação 1: Custo das perdas de gás natural reconhecidas

$$\text{Custo de perdas}_t = Pr_t * Vr_t * IGP_{rec\ t}$$

Onde:

Custo de perdas_t: Custo de perdas de gás natural reconhecidas no período t;

IGP_{rec t} : Índice de perda global regulatório no período t, em % (*IGP = 0,6299*);

Pr_t: Preço de aquisição de gás e transporte no período t;

Vr_t: Volume de gás no período t (comercializado pela concessionária).

6. Bibliografia

ASPE. **Nota Técnica Nº 004/2014 - ASPE**. 2010

ARSAL. **Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de Alagoas**. Decreto Nº1.224. 2003

AGENERSA. **Concessionária CEG RIO – 3ª Revisão quinquenal de tarifas**. Deliberação AGENERSA Nº 1.795. 2013

ARSESP. **Revisão tarifária da Comgás – Terceiro ciclo tarifário – Calculo da margem máxima e fator X**. Nota Técnica Nº RTM/02/2009. 2009

ARSESP. **Revisão tarifária da Gás Brasileiro – Terceiro ciclo tarifário – Calculo da margem máxima**. Nota Técnica Nº GBD/03/2009. 2009

ARSESP. **Revisão tarifária da Gás Natural São Paulo Sul S/A – Terceiro ciclo tarifário – Cálculo da margem máxima**. Nota Técnica Nº GNSPS/03/2010. 2010

ANEEL. **Informações Técnicas - Perdas de Energia**. 2016

SEDECTES. **Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017**. 2017

SEDECTES. **Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 Anexo VII, “Proposta de metodologia de estimação das perdas”**. 2017