

Nota Técnica – Revisão Tarifária ARSP 2018

Assunto: Revisão Tarifária Anual da ARSP para reajustar a margem de distribuição, referente à concessão da distribuição de Gás Natural no Espírito Santo.

1. Objetivo

Submeter proposta da Federação das Indústrias do Espírito Santo (FINDES) para revisão da margem de distribuição de gás natural a ser incorporada à revisão tarifária de 2018 e contribuir para a resolução de pendências que antecedem a adoção do novo modelo de concessão da distribuição de gás natural do Espírito Santo.

As definições e a análise desta nota técnica se basearam nas seguintes referências:

- Contrato de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado celebrado entre o Estado do Espírito Santo e a Petrobras Distribuidora S/A;
- Lei Estadual 10.493/2016;
- Parecer da Procuradoria-Geral do Estado do Espírito Santo - PGE/NCA Nº 00453/2013;
- Nota Técnica DT GGN Nº 006/2011;
- Nota Técnica DT/GGN Nº 20/2012;
- Nota Técnica ASPE DT/GGN Nº 08/2013;
- Nota Técnica ASPE DT/GGN Nº 014/2015;
- Nota Técnica Conjunta ASTET/GGN Nº 001/2017;
- Carta da Petrobras Distribuidora S/A à ARSP, antiga ASPE, de 03/08/2011 - GMGC - 031/2011;
- Carta da Petrobras Distribuidora S/A a ARSP, antiga ASPE, de 29/04/2016 – GNE/GMGN/GNRGN 014/2016.

2. Fatos

No Brasil, o preço do gás natural para o cliente final é dividido em três partes: preço da molécula, preço da tarifa de transporte e o preço da distribuição do gás. A produção da molécula é uma atividade concorrencial, atualmente indexado a uma cesta de óleos combustíveis internacionais. A atividade de transporte, consiste de um monopólio natural, precificado de acordo com o rateio entre os estados do custo de remuneração da infraestrutura do transporte de gás natural no Brasil, cobrada via tarifa postal¹. Já o serviço de distribuição de gás natural é de

¹ Regulada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

responsabilidade dos estados. No Estado do Espírito Santo, a Agência de Regulação de Serviços Públicos (ARSP) é a responsável pela análise das propostas de reajustes tarifários anuais.

O contrato de concessão de distribuição do gás canalizado no Espírito Santo, firmado em 1993, tem como única concessionária a Petrobras Distribuidora S/A. No entanto, em dezembro de 2015, o Governo do estado propôs um Projeto de Lei, com base no Art. 43 da Lei Federal nº 8.987/1995, que determinou a extinção de todas as concessões de serviços públicos outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988. Este projeto foi aprovado e convertido na Lei Estadual nº 10.493/2016, que reconhece a extinção/nulidade da concessão de 1993 e mantém a concessionária vinculada ao cumprimento das obrigações do contrato pelo período necessário para que o Estado promova nova concessão, limitado a 24 meses, a partir de 1º de fevereiro de 2016.

Concomitante às discussões sobre a nova concessão, ocorrem negociações sobre a revisão tarifária do gás natural para 2018, mais especificamente, sobre a forma de calcular a margem de distribuição.

3. Definições

A tarifa média considera o preço de venda da molécula praticado pela Petrobras S/A² e a margem de distribuição da concessionária no ano corrente. A margem de distribuição no Espírito Santo é calculada pelo processo de revisão tarifária anual.

$$TM_t = PV_t + MD_t \quad (1)$$

TM_t : Tarifa média a ser cobrada pela concessionária em R\$/m³;

PV_t : Preço de venda praticado pela Petrobras, em R\$/m³;

MD_t : Margem de distribuição da concessionária, em R\$/m³.

3.1. Margem de distribuição

O contrato de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás define que a margem de distribuição da Petrobras Distribuidora S/A é dada pela soma do custo do capital, do custo operacional e da depreciação para um dado ano t :

$$MD_t = CC_t + CO_t + D_t \quad (2)$$

em que,

² O preço de venda da molécula é reajustado trimestralmente pela Petrobras S/A, seguindo metodologia contratual entre concessionária e supridora. Os reajustes são incorporados na tarifa ao longo do ano.

$$CC_t = \frac{INV * TR}{0,8 * v_t} \quad (3)$$

$$CO_t^3 = \frac{[(P_t + DG_t + SC_t + M_t + DC_t) * (1 + TR_t) + DT_t + IAR_t + DP_t + CF_t]}{v * 0,8} \quad (4)$$

$$D_t = 0,05 * \frac{INV}{0,8 * v_t} \quad (5)$$

MD_t : Margem de distribuição;

CC_t : Custo do capital;

CO_t : Custo operacional;

D_t : Depreciação;

INV : Investimento realizado e a realizar ao longo do ano, deduzida a depreciação cobrada na tarifa (obtida a partir da Base Regulatória de Ativos);

TR : Taxa de remuneração anual do investimento (15% a.a.);

P_t : Despesa com pessoal;

DG_t : Despesas gerais;

SC_t : Serviços contratados;

M_t : Despesas com material;

DC_t : Despesas com comercialização e publicidade;

DT_t : Despesas tributárias;

IAR_t : Impostos associados a resultados⁴;

DP_t : Diferenças com perdas de gás;

CF_t : Custos financeiros;

v_t : previsões atualizadas das vendas.

³ A partir de 2011, no cálculo do custo operacional, a Agência deixa de considerar 80% das previsões do volume de vendas e passa a considerar 100% do volume comercializado até julho e 80% da previsão de agosto a dezembro. Em 2013, após uma consulta à Procuradoria Geral do Estado do Espírito Santo, a Agência teve respaldo jurídico, uma vez que, já seja conhecido o volume realizado, não há motivos para aplicação de 80% no cálculo do volume projetado.

$$CO = \frac{[(P + DG + SC + M + DC) * (1 + TR) + DT + IAR + DP + CF]}{v_{jan-jun} * 1 + v_{jul-set} * 0,8}$$

⁴ A ARSP, na Nota Técnica DT/GGN nº 08/2013, passou a excluir o valor referente aos IAR (IR e CLSS) da composição da margem da Petrobras Distribuidora S/A a partir do parecer nº 453/2013 da PGE.

3.2. Revisão tarifária

A revisão da margem de distribuição do gás natural para 2018, a ser realizada pela ARSP, envolve a discussão de três elementos que, juntos, compõem o superávit gerado no ano, são eles: o *ex-post*, os impostos associados a resultados (IAR) e os leilões.

3.2.1. *Ex-post*

O resultado *ex-post* é um superávit financeiro que corresponde à diferença entre a margem de distribuição aprovada pela ARSP no início de cada ano t e a margem de distribuição realizada pela concessionária nesse mesmo ano t .

$$e_t = MD^A_t - MD^R_t \quad (6)$$

em que,

e : *ex-post*;

MD^A_t : Margem de distribuição aprovada;

MD^R_t : Margem de distribuição realizada.

A margem de distribuição aprovada é calculada com base na Base Regulatória de Ativos, projeções do custo de capital, do custo operacional, da depreciação e do volume, dada pela equação (2), enquanto a margem de distribuição realizada é dada pelo relatório financeiro da BR.

3.2.2. IAR - Impostos Associados a Resultados

Os impostos associados a resultados (IAR) foram retirados do cálculo da Margem de Distribuição, conforme parecer da PGE Nº 453/2013.

3.2.3. Leilões

Os leilões de gás natural são considerados casos excepcionais de fornecimento negociados fora do contrato de concessão. Esses leilões oferecem volumes adicionais de gás natural aos contratados a um custo de aquisição inferior ao acordado no contrato de concessão. Não há leilões desde 2012.

3.3. Receitas adicionais

As rubricas apontadas nas seções 3.2.1, 3.2.2 e 3.2.3 possuem características de receitas adicionais ao acordado no contrato de concessão e que, como ressalta a ARSP, em nota técnica (DT/GGN Nº 014/2015), devem ser revertidos em benefício do consumidor. A receita adicional gerada no ano é, portanto, resultado da soma do *ex-post*, do leilão e do IAR⁵.

$$S_t = e_t + L + IAR \quad (7)$$

em que,

S: Receitas adicionais;

e: *ex-post*;

L: Leilão;

IAR: Impostos Associados a Resultados.

Caso essa soma seja positiva, a agência reconhece a receita adicional em benefício do consumidor, caso negativo, em benefício da concessionária⁶.

3.4. Base Regulatória de Ativos

A base de remuneração é formada pelos montantes investidos pela concessionária que ainda não foram depreciados. O retorno total do capital investido pela distribuidora é determinado pela multiplicação da base de remuneração pela taxa de retorno. Por definição (NT DT/GGN Nº 08/2013), os investimentos realizados com recursos de superávit compõem a base de ativos, mas tanto sua remuneração quanto a depreciação não são utilizados para compor a remuneração da concessionária, dado que estes já foram pagos via superávit pelos consumidores.

3.5. Saldo do Superávit

O saldo dos superávit acumulados em um determinado ano *t* é composto pelas receitas adicionais correntes (*S_t*) acrescido das receitas adicionais acumuladas⁷ nos *n* anos anteriores ($\sum_{i=1}^n S_{t-i}$) subtraídos os valores que foram investidos ou revertidos aos consumidores via modicidade tarifária (*I_t* + *MT_t*).

⁵ Essa receita acessória, IAR, foi contabilizada a favor dos consumidores em 2012, devido ao parecer nº 453/2013 da PGE que exclui os tributos do cálculo da margem, sendo atualizada pelo IGPDI anualmente.

⁶ Cabe ressaltar que de acordo com as tabelas em ASTET/GGN Nº 001/2017, a concessionária nunca obteve um superávit financeiro. Todos os saldos de *ex-post* foram gerados em prol dos consumidores.

⁷ Corrigidas monetariamente

$$SS_t = S_t + \sum_{i=1}^n S_{t-i} - (I_t + MT_t) \quad (8)$$

em que:

SS_t : Saldo do superávit no ano t ;

S_t : Receitas adicionais no ano t ;

$\sum_{i=1}^n S_{t-i}$: Receitas adicionais acumuladas e corrigidas nos n anos anteriores a t ;

I_t : Investimentos autorizados pela ARSP no ano t ;

MT_t : Modicidade tarifária aplicada no ano t .

A Tabela 1 traz a evolução das receitas adicionais a partir de 2010. Observa-se que em nenhum ano a ARSP reconheceu receita adicional em benefício da BR Distribuidora S/A.

Tabela 1. Superávits gerados por ano – Valores correntes (R\$ milhões)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Leilão	28,4	23,1	22,3	-	-	-	-	-
<i>Ex-post</i>	-	0,1	3,7	4,2	2,7	17,5	3,1*	24,0*
<i>IAR</i>	-	-	32,9	-	-	-	-	-
Total	28,4	23,2	58,9	4,2	2,7	17,5	-	-

Fonte: DT/GGN Nº 014/2015

Elaboração: Ideies/ Sistema Findes.

* Valores estimados pela Findes. A revisão de 2016 e 2017 acontecerá no início de 2018.

Em 2010, a Petrobras Distribuidora S/A adquiriu o valor referente a 409,5 milhões de m³ em leilões, gerando uma receita acessória de leilões no montante de R\$ 28,4 milhões naquele ano.

Em 2011, a receita oriunda de leilões foi de R\$ 13,3 milhões. Porém, com a utilização da margem recomendada pela Agência chegou-se ao valor de R\$ 22,7 milhões, que corrigidos pelo IGP-DI totalizaram R\$ 23,1 milhões (NT DT/GGN Nº 20/2012). Para este ano, a Agência considerou o *ex-post* de R\$ 0,1 milhão, em decorrência da modificação no critério adotado pela ARSP nas revisões tarifárias⁸. Este fato excepcional ocorreu porque, segundo informou a Agência, houve um atraso no envio do pleito de revisão tarifária para o ano de 2011 por parte da concessionária.

⁸ A partir de 2011, no cálculo da margem de distribuição, a Agência deixou de considerar 80% das previsões do volume de vendas e passou a considerar 100% do volume comercializado até julho e 80% da previsão de agosto a dezembro. Em 2013, após uma consulta à Procuradoria Geral do Estado do Espírito Santo, a Agência teve respaldo jurídico, uma vez que, já seja conhecido o volume realizado, não há motivos para aplicação de 80% no cálculo do volume projetado.

Desta forma, dada a diferença de R\$ 0,02153 (R\$/m³) na margem de distribuição estimada e observada, houve, em 2011, uma receita adicional (*ex-post* + leilão) de R\$ 23,2 milhões

Em 2012, a concessionária contestou o valor do *ex-post* de 2011 (carta GMGC – 044/2012), alegando não concordar com a utilização de 100% do volume de janeiro a julho de 2011, como justificativa utilizou a cláusula do contrato de concessão e da distribuição do gás natural no Espírito Santo (Cláusula 6 – Anexo III) que considera 80% da projeção do volume. Todavia, a utilização de 100% do volume de janeiro a julho foi ratificada nos pareceres da Procuradoria Geral do Estado do Espírito Santo – PGE nas Notas Técnicas Nº 229/2013 e Nº 453/2013. Em nota técnica DT/GGN Nº 08/2013, a Agência ratificou a decisão de que o uso de 100% do volume efetivamente realizado pela concessionária continuaria sendo considerado no cálculo do *ex-post*, inclusive nas próximas revisões tarifárias, implicando em *ex-post* positivos a partir de 2011, como destacou na nota Nº 008/2013 (p. 4).

Dessa forma, a ASPE teve reconhecido pela PGE o critério adotado e manterá assim o uso da metodologia aplicada em que considera 100% do volume efetivamente realizado pela concessionária, a fim de definir a margem bruta de distribuição, nesta revisão e também na anterior (ARSP, 2013, p. 04).

Em 2013, a ARSP⁹ solicitou esclarecimentos à Procuradoria Geral do Estado – PGE sobre a utilização do IAR na margem de distribuição na revisão tarifária de 2013, que contempla a análise do pleito de 2012. No parecer Nº 453/2013 o procurador Thiago Alves de Figueiredo orientou para exclusão do IAR do cálculo da margem de distribuição, equação (2), sob alegação de que no contrato de concessão de gás natural, o item 5.3 informa que, ressalvados os impostos sobre a renda, a concessionária receberá sua justa remuneração através da tarifa cobrada diretamente dos consumidores. A ARSP, a partir deste pronunciamento da PGE, optou por excluir o IAR do cálculo da margem de distribuição gerando uma receita acessória para 2012 no montante de R\$ 32,9 milhões (Tabela 1). Em resposta ao parecer, a BR Distribuidora S/A pleiteou, em carta GNE/GMGN – Nº 026/2015, a necessidade de incluir no cálculo da margem o valor referente ao Imposto Associado a Resultado (IAR) na revisão do pleito de 2014. Por sua vez, a Agência por meio da nota técnica DT/GGN Nº 014/2015 reafirmou seu posicionamento e manteve a decisão de exclusão da rubrica na margem de distribuição.

Tabela 2. Saldo do Superávit (Entradas - Saídas) - Em milhões R\$

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
------	------	------	------	------	------	------	------

⁹ Nos atos do processo administrativo Nº: 62882589.

Entradas acumuladas até o ano anterior, corrigido pelo IGP-DI (I)	-	29,8	57,3	100,3	103,6	112,4	96,7	79,9	
Entrada no ano (II)	28,4	23,2	58,9	4,2	2,7	17,5	-	-	
Total de Entradas acumulada total (III = I + II)	28,4	53,0	116,2	104,5	106,3	130,0	96,7	79,9	
	IAR	0,0	0,0	32,9	34,8	36,1	39,9	42,8	45,0
	Ex-post + Leilão total	28,4	53,0	83,3	69,7	70,2	90,1	53,9	34,9
Total de Saídas acumuladas (IV = V + VI + VII)	0,0	0,0	-21,1	-4,7	-4,7	-39,8	-20,7	-25,4	
Investimentos (V)			-16,2			-13,9	-6,9	-7,4	
Modicidade tarifária (VI)			-5,0	-4,7	-4,7	-25,9	-13,8	-14,8	
Aplicação do superávit gerado em 2014 (VII)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,2	
Saldo total do Superávit (VIII = III + IV)	28,4	53,0	95,1	99,8	101,6	90,2	76,0	54,5	

Valores atualizados até dezembro de 2016

Fonte: ARSP

Elaboração: Ideies/ Sistema Findes

As entradas de receitas adicionais geraram ganhos em prol dos consumidores e, por consequência, a Agência passou a realizar descontos em modicidade tarifária e investimentos, conforme Tabela 2, reconhecidos em nota técnica (NT ASTET/GGN Nº 001/2017). A autorização do desconto de parte do superávit no plano de investimentos da concessão possui como objetivo a redução do custo de capital, apresentado em (3), e a consequente redução da margem de distribuição, apresentado em (2).

Em 2012 foram abatidos do plano de investimentos da concessionária o montante de R\$ 16,2 milhões (NT ASTET/GGN Nº 008/2013). Os projetos daquele ano visavam à aquisição de materiais, construção e montagem de 7 km de rede de distribuição relativa aos projetos São Mateus e Colatina, bem como a aquisição de materiais para a construção e montagem de 10 km de rede no projeto Sooretama.

Em 2015, foram deduzidos R\$ 13,9 milhões (NT ASTET/GGN Nº 001/2017) dos investimentos aprovados para concessão (carta GNE/GMGN/GNRGN Nº 14/2016) e destinados à expansão do segmento residencial/comercial e interiorização da rede de distribuição. Já em 2016 e 2017 foram autorizados os descontos de R\$ 6,9 milhões e R\$ 7,4 milhões, respectivamente. Os valores de investimentos autorizados também foram distribuídos em expansão do segmento residencial e comercial, desenvolvimento do segmento industrial e interiorização da rede de gás natural, de acordo com a prestação de contas da concessionária na carta GNE/GMGN Nº 14/2016.

Além dos investimentos descontados, os consumidores estão usufruindo de uma margem de distribuição inferior ao que deveria ser cobrado visto a dedução de valores do superávit em modicidade tarifária. Em 2012, a queda na margem de distribuição foi de 3,82% devido à dedução de 5,0 milhões na margem daquele ano. A maior dedução do superávit ocorreu em 2015, quando foram destinados R\$ 25,9 milhões para modicidade tarifária, o que reduziu a margem de distribuição em 75,7%.

O saldo total, reconhecido pela Agência (NT ASTET/GGN Nº 001/2017) e descontados os montantes destinados a investimento e modicidade tarifária é equivalente a R\$ 54 milhões. Esse saldo gerou as pendências entre os consumidores e a concessionária na revisão tarifária 2018, ambos com posicionamentos que divergem quanto à origem e à legalidade desses recursos.

4. Pendências

4.1. Posição da concessionária

A concessionária BR Distribuidora S/A não reconhece o superávit como explicitado em (7). Para a empresa, a receita acessória existe apenas quando há leilão de gás natural. Ao desconsiderar os valores referentes ao IAR e ao *ex-post*, a concessionária entende que o último saldo superavitário ocorreu em 2012, quando houve leilão de gás natural no Espírito Santo (tabela 2).

Em relação ao *ex-post*, a concessionária diz que, como apontado na sessão anterior, a margem deve conter a previsão de 80% da venda de gás natural e não 100% do realizado, como vem praticando a Agência. Ao desconsiderar a diferença da margem estimada e a observada, a empresa afirma que a concessão não gerou receita acessória via *ex-post*. Quanto ao IAR, para a BR Distribuidora S/A os impostos incidentes na renda e no lucro bruto devem compor o preço final da tarifa de gás natural e por esse motivo não reconhece o saldo gerado na revisão tarifária de 2012 (Tabela 1).

Além de não reconhecer a receita gerada pelo *ex-post* e pelo IAR, a BR Distribuidora S/A entende que os consumidores possuem um débito com a concessionária de R\$ 80,0 milhões, fruto da não inclusão do IAR na margem de distribuição desde 2012 e do reconhecimento de valores de *ex-post* que foram destinados ao investimento e à modicidade tarifária. Além disso, a concessionária não concorda com os descontos na sua base regulatória de ativos pela decisão da ARSP em abater parte do superávit no plano anual de investimentos da concessionária.

Entretanto, tanto o IAR quanto o *ex-post* são pontos que já foram esclarecidos pela PGE.

4.2. Posição dos consumidores

Os maiores consumidores de gás natural do Espírito Santo, organizados por meio do Grupo de Trabalho de Energia pertencente ao Conselho Temático de Infraestrutura da FINDES, questionam pontos importantes da concessão e da revisão tarifária conduzida pela ARSP.

Em nota técnica (ASTET/GGN Nº 001/2017) a Agência reconhece o *ex-post*, o IAR e os leilões com saldo de R\$ 54 milhões a favor dos consumidores (Tabela 2). Além disso, a instituição determinou o desconto dos investimentos, que foram pagos via superávit, da base regulatória de ativos. E, considerando que, cabe à Agência regular o mercado de distribuição de gás natural no Estado, as notas técnicas refletem o pronunciamento da instituição, possuindo caráter decisivo na condução das decisões e na concessão do mercado de distribuição de gás natural no Espírito Santo.

Em suma, os consumidores de gás natural pleiteiam que a agência não reconheça os investimentos feitos com superávit em sua Base Regulatória de Ativos, uma vez que estes investimentos já foram remunerados nos ciclos tarifários anteriores. Além disso, que a agência utilize todo o saldo de superávit *ex-post* atual, acrescentado do *ex-post* de 2016 e 2017, uma vez que o contrato de concessão será revisado a partir do próximo ciclo. A inclusão da receita do segmento de energia térmica no cálculo da margem de distribuição também deve ser considerada, visando a modicidade tarifária e a margem bruta de distribuição deve considerar 100% do volume projetado para 2018.

5. Pleitos para resolução das pendências

5.1. Entendimento da ARSP

Uma vez que a distribuidora reconhece como superávit apenas os leilões de gás natural, o entendimento da Agência para resolver esse impasse é um encontro de contas em que os valores do superávit de R\$ 54,5 milhões em benefício dos consumidores e de R\$ 80 milhões em benefício da Petrobras Distribuidora S/A sejam anulados. Esse encontro de contas, a princípio, tem por objetivo evitar que a questão se torne uma ação judicial entre as partes.

No entendimento da ARSP, o restante do valor do superávit (R\$ 56 milhões) seria aplicado da seguinte forma:

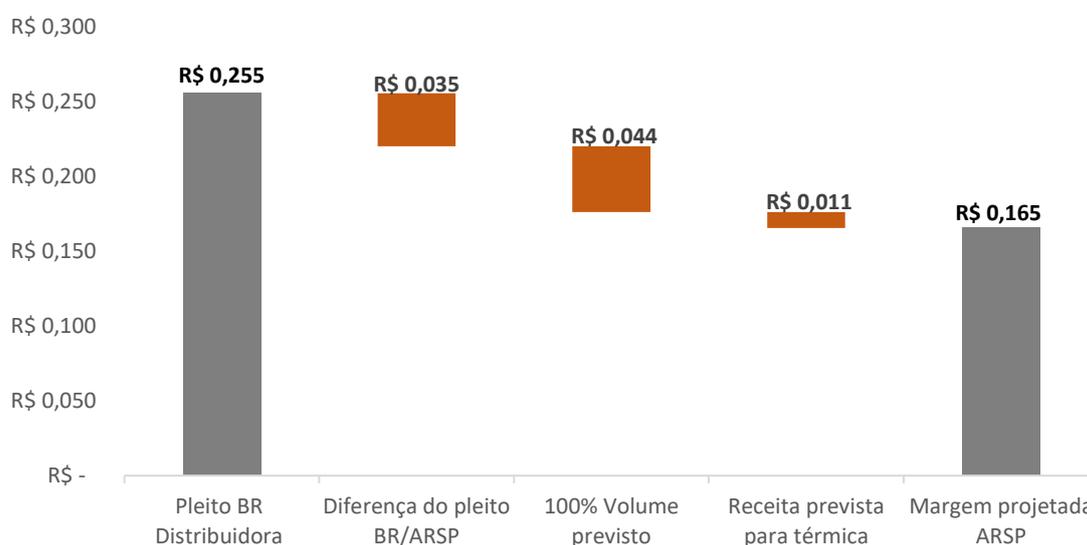
- (i) Toda a conta de investimento passaria para conta de modicidade tarifária;
- (ii) Dos R\$ 56 milhões, alocados em modicidade tarifária, seria diminuído o benefício percebido pelos consumidores dos investimentos realizados. Assim, retirado esse benefício, restaria um saldo de R\$ 10 milhões a serem aplicados em modicidade tarifária nas próximas revisões tarifárias;

- (iii) A concessionária aumenta sua base de ativos (para R\$ 315 milhões), sem que sejam descontados os investimentos que foram pagos via superávit.

Sanadas as pendências, a proposta da Agência para margem de distribuição pode ser visualizada no Gráfico 1. O pleito da Petrobras Distribuidora S/A para o preço da distribuição do gás natural no Estado do Espírito Santo para o ano de 2018 foi de R\$ 0,255 por m³ de gás natural. Após confrontadas as prestações de conta da concessionária, a Agência apurou uma margem de distribuição preliminar de R\$ 0,220 por m³ de gás, inferior em 12% do pleito inicial da BR Distribuidora S/A. A Agência, em decorrência das pendências, propõe ainda dois descontos na margem de distribuição: o primeiro pela redução da margem ao considerar 100% do volume projetado para 2018, o que reduziria a margem para R\$ 0,17608 por m³ de gás natural. O segundo referente ao abatimento em modicidade tarifária da receita acessória prevista para o despacho das térmicas em 2018¹⁰, o que reduziria a margem para R\$ 0,1653 por m³ de gás natural (Gráfico 1).

Dessa forma, a margem de distribuição sairia do pleito inicial de R\$ 0,255 por m³ de gás natural para R\$ 0,1653 por m³ de gás natural, uma queda de 34%. Além disso, a proposta mantém a base de ativos da BR Distribuidora S/A em R\$ 315 milhões, garantindo a remuneração da concessionária na nova concessão de gás natural.

Gráfico 1- Pleito BR e Proposta ARSP para margem de distribuição R\$/m³ - 2018¹¹



Elaboração: Ideies/ Sistema Findes.

¹⁰ De acordo com o Ministério de Minas e Energia - MME, o preço do gás natural para as térmicas segue metodologia própria de acordo com a política energética nacional. O serviço de distribuição do gás natural para as térmicas gera uma receita acessória para a concessão de distribuição do gás natural no Espírito Santo. Contudo, essa receita acessória ainda não foi destacada em nota técnica da ARSP.

¹¹ Margem de distribuição calculada de acordo com dados preliminares apresentados pela ARSP em reunião do dia 21/11/2017 sobre a concessão dos serviços públicos de gás canalizado no ES

Ao analisar os números apresentados segundo o entendimento da ARSP, a Findes elaborou esta nota técnica com a intenção de sugerir uma decisão mais justa entre consumidor e concessionária.

5.2. Pleito da FINDES

A ARSP informou que a consultoria contratada para análise da base regulatória chegou ao valor de R\$ 252 milhões. Em contrapartida, a BR Distribuidora informou que sua base regulatória contempla o valor de R\$ 315 milhões. O pleito da Findes é que seja ratificado o valor de R\$ 252 milhões, evitando que ocorra uma remuneração duplicada nestes ativos. A entidade acredita que, caso fosse aceito o valor proposto pela Petrobras Distribuidora S/A, os consumidores estariam assumindo um ônus maior na tarifa de gás natural para os próximos anos, visto que a remuneração da base de ativos é parte do cálculo da margem de distribuição. Além disso, os consumidores remunerariam parte de um ativo que já foi pago à concessionária via receitas adicionais acumuladas reconhecidos pela Agência em nota técnica (ASTET/GGN Nº 001/2017).

A Federação apresenta como pleito a utilização do superávit de R\$ 37,1 milhões, sendo: saldo do *ex-post* vigente (R\$ 10 milhões) *ex-post* referente aos anos de 2016 (estimado em R\$ 3,1 milhões) e 2017 (estimado em R\$ 24 milhões).

Tabela 3. Resumo das sugestões da ARSP e da FINDES

Revisão Tarifária BR - 2018		
		R\$
Volume (m³)		625.000.000
Remuneração	15%	44.190.874
. Custo de Capital		37.800.000
. Custo Operacional		6.390.874
Custo Operacional		49.261.811
. Pessoal		17.112.045
. Despesas Gerais		2.998.164
. Serviços Contratados		21.377.073
. Material		865.631
. Publicidade e Comercialização		661.232
. Impostos Associados a Resultados		-
. Despesas Tributárias		2.266.249

. Despesas com perdas	454.439
. Custo Financeiro	3.526.978
Depreciação	20.769.341
Superávit/Déficit	(37.115.529)
Receita Térmica	(3.832.720)
Lucro Bruto	73.273.778
Margem Bruta de Distribuição sem superavit	0,17662
Margem Bruta de Distribuição	0,11724

Em síntese, os números aqui apontados direcionam para uma margem de distribuição na revisão tarifária de 2018 de **R\$ 0,11724 por m³**, representando uma redução de 29% em relação à margem indicada pela ARSP (Gráfico 1). A margem de distribuição calculada para 2018 considerou o custo operacional no mesmo valor aprovado para 2017, e a remuneração de 15% parte do custo operacional. Além disso, a depreciação prevista foi menor, devido à redução da base de ativos. Já para o consumo térmico a projeção considerou o volume das térmicas de acordo com a ARSP e a margem das térmicas calculada internamente¹².

A Tabela 3 resume as sugestões da ARSP e da FINDES para resolução das pendências entre concessionária e consumidores para revisão tarifária de 2018.

6. Conclusão

- I. Em dezembro de 2015 o Governo do Estado propôs Projeto de Lei, aprovado pela Assembleia Legislativa, **extinguindo o contrato de concessão de gás natural** no Espírito Santo com período de transição de 24 (vinte e quatro) meses, a partir de 01/02/2016;
- II. Desde a anulação do contrato de concessão do gás natural no Espírito Santo, em 2016, vem acontecendo **negociações entre o poder concedente e a concessionária**, com o intuito de buscar um equilíbrio econômico e jurídico entre as partes;
- III. Em meio às discussões sobre o novo modelo de concessão, também se fazem necessárias as análises e estudos sobre a **revisão tarifária para 2018**, levando em conta o cálculo da margem de distribuição;

¹² O custo com as térmicas foi informado pela ARSP.

IV. Nas negociações sobre a revisão tarifária do gás natural para 2018 há dois pontos principais em que **não há consenso entre consumidores e concessionária**, são eles: Superávit Financeiro e Base Regulatória de Ativos;

V. A ARSP apresentou como solução para as pendências: (i) anular o saldo de superávit reconhecido pela ARSP em favor dos consumidores, visto que a concessionária também pleiteia um saldo superavitário a seu favor (ii) retirado o benefício dos investimentos percebidos pelos usuários, restaria R\$ 10 milhões que seriam aplicados em modicidade tarifária (iii) a concessionária aumentaria sua base de ativos para R\$ 315 milhões, incluindo investimentos que foram pagos via superávit;

VI. Sanadas as pendências, a ARSP considera uma margem de distribuição para 2018 que seria **de R\$ 0,165 por m³ de gás natural**;

VII. A Findes pleiteia: (i) manter a base da concessionária em R\$ 252 milhões, descontados os investimentos que foram pagos via superávit financeiro da agência (ii) aplicar o superávit de R\$ 10 milhões (ex-post) à revisão tarifária de 2018 (iii) aplicar os valores de *ex-post* de 2016 e 2017, ambos R\$ 3,1 milhões e R\$ 24 milhões, respectivamente à revisão tarifária 2018 (iv) inclusão da receita adicional proveniente do segmento térmico para cálculo da Margem Bruta;

VIII. Sanadas as pendências, a FINDES pleiteia uma margem de distribuição para 2018 que seria **de R\$0,11724 por m³ de gás natural** com queda de 29% em relação à margem a princípio indicada pela ARSP para o ano de 2018.

IX. Adicionalmente, tendo em vista que a própria concessão precisa ser renovada e que o modelo atual de contrato de concessão já não atende as necessidades do momento de desenvolvimento econômico em que nos encontramos, a FINDES solicita que nova modelagem de contrato de concessão seja formatada, colocando para isso seu corpo técnico disponível para início imediato da discussão com os técnicos da ARSP e de outras entidades diretamente envolvidas, de modo que a FINDES possa contribuir na construção deste novo modelo.