



ESTADO DE SANTA CATARINA

Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina – ARES

**Minuta da
Nota Técnica ARES nº 0xx/2017**

Metodologia da Revisão Tarifária da Concessionária SCGÁS

Índice

1. Objetivo	4
2. Contextualização	4
3. Aspectos gerais.....	6
4. Composição da tarifa	8
5. Determinação da margem da concessionária	8
5.1. Receita requerida	8
5.2. Índice de reposicionamento tarifário.....	11
5.3. Mercado	12
5.4. Custos operacionais eficientes.....	12
5.4.1. <i>Outros custos operacionais</i>	12
5.4.2. <i>Custos operacionais eficientes totais</i>	14
5.5. Despesas de comercialização.....	15
5.5.1. <i>Perdas</i>	15
5.6. Base de Remuneração Regulatória	16
5.6.1. <i>Avaliação dos investimentos históricos</i>	17
5.6.2. <i>Evolução da Base de Remuneração Regulatória</i>	17
5.6.3. <i>Outros componentes da BRR</i>	17
5.6.4. <i>Depreciações</i>	18
5.7. Controle dos Investimentos	19
5.8. Taxa de custo de capital.....	20
5.9. Serviços Taxados	20
5.10. Outras Receitas	20
6. Proposta tarifária.....	21
6.1. Aspectos gerais.....	21
6.2. Composição da tarifa	22
6.2.1. <i>Encargos tarifários</i>	22
6.3. Tarifa de uso do serviço de distribuição e do serviço de comercialização	24
6.3.1. <i>Cálculo da TUSD e TSC</i>	26
6.4. Tarifas com descontos.....	27
6.5. Tarifas do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador	27
7. Reajuste das tarifas.....	27
7.1. Metodologia geral para o reajuste anual da margem da concessionária.....	27
7.1.1. <i>Índices de preços</i>	28
7.1.2. <i>Fator X</i>	28
7.1.3. <i>Custos transferíveis aos usuários</i>	28



ESTADO DE SANTA CATARINA

Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina – ARES C

7.2.	Preço do gás e transporte e metodologia geral de ajuste	29
7.2.1.	<i>Parcela de Recuperação</i>	29
7.3.	Taxa de Fiscalização de Serviços Públicos Concedidos	30
8.	Revisão Tarifária Extraordinária	30
9.	Referências	32

1. Objetivo

A presente Nota Técnica 2 ARESC 2017 apresenta os procedimentos gerais e a metodologia propostos pela ARESC para serem aplicados no cálculo do reposicionamento tarifário e da estrutura tarifária na Primeira Revisão Tarifária Periódica da SCGÁS - Companhia de Gás de Santa Catarina.

A Nota Técnica estabelece a metodologia de cálculo e definição dos seguintes pontos:

- As tarifas limites ou máximas estabelecidas pelo Regulador, a serem aplicadas pela concessionária aos usuários na prestação do serviço de distribuição de gás natural canalizado.
- As atualizações e ajustes periódicos das tarifas máximas.
- Os indicadores, parâmetros, metodologias e demais elementos relacionados com a determinação das tarifas máximas.
- As tarifas para uso do sistema de distribuição no âmbito do Mercado Livre de Gás de Santa Catarina.
- O sistema de Revisões Extraordinárias.

Esta Nota Técnica será complementada com anexos que detalharão a metodologia dos principais componentes do cálculo, tais como: Custos Operacionais Eficientes, Base de Remuneração Regulatória, Fator X, Estoque, Inadimplências, Perdas e Controle dos Investimentos.

Dessa forma, o objetivo principal do regime regulatório proposto é a compatibilização da maximização do bem-estar social sujeito à oportunidade da concessionária do serviço de gás canalizado obter uma rentabilidade razoável compatível com atividades de risco similar. Trata-se, em linhas gerais, de criar um sistema de incentivos que induza a concessionária a comportar-se de maneira que persiga a maximização de seus resultados, bem como cumpra com os objetivos fixados pelo Regulador e garanta a prestação do serviço regulado.

A presente Nota Técnica procura atingir os seguintes objetivos:

- Estabelecer condições e regras eficazes, previsíveis e transparentes.
- Propiciar que a atividade regulada seja desenvolvida de forma eficiente, de acordo com princípios de uniformidade, homogeneidade, regularidade, segurança e continuidade.
- Promover a aplicação de tarifas adequadas para os usuários.
- Resguardar o princípio do equilíbrio econômico do contrato de concessão.

2. Contextualização

Em termos gerais, podem-se identificar dois tipos de regulações:

- i) A regulação por custos ou regulação tradicional;
- ii) A regulação por preço ou regulação por incentivos.

A regulação tradicional procura atingir uma eficiência alocativa, onde os preços refletem os custos de prestação do serviço. As regulações tradicionais (“Cost of Service” ou “RoR” ou “Cost Plus”) têm como objetivo permitir que a Concessionária atinja seus custos e obtenha um retorno razoável, porém tem a característica negativa de não incentivar a redução de custos, produto do esforço gerencial e do progresso tecnológico, uma vez que os ganhos de eficiência e reduções dos custos não são transferidos ao usuário imediatamente.

Como alternativa, surge a regulação por incentivos, que procura induzir a eficiência produtiva (redução de custos). Segundo Araújo e Oliveira (2005) a regulação por incentivos surgiu, precisamente, como resposta às limitações da regulação por custo de serviço¹, quando foram privatizadas as empresas britânicas de serviços públicos², na primeira metade dos anos 80.

A metodologia de regulação por incentivos foi adotada como uma alternativa ao método de tarifação pela taxa interna de retorno (ou regulação por custo de serviço), tendo em vista a avaliação negativa deste critério por parte dos novos reguladores. As desvantagens encontravam-se no elevado custo de regulação e a ausência de incentivos para uma conduta eficiente da empresa regulada, tais como a busca da inovação tecnológica, além do estímulo de incorrer em alguns casos em investimentos redundantes e ineficientes (LITTLECHILD, 1983).

O objetivo dos reguladores ingleses, ao implementar a regulação por incentivo, era eliminar os riscos e custos da ação reguladora, dispensando, entre outras coisas, controles que necessitassem de informações custosas como no caso do critério da taxa interna de retorno.

Dessa forma, a adoção do método por incentivos contribuiria para reduzir o risco de captura das agências reguladoras, ao não expô-las a uma situação de assimetria de informações, e para incentivar a ação eficiente das firmas, uma vez que, com preços (receitas) fixos, estas poderiam apropriar-se da redução de custos que viesse a ocorrer entre os períodos revisionais. Tal que a firma regulada é induzida a minimizar os custos de produção como se fosse uma empresa tomadora de preços em uma concorrência perfeita, para assim obter maiores ganhos.

Além disso, o método tarifário proporciona regras mais simples e transparentes, fornecendo maior grau de liberdade de gestão para as empresas em regime de monopólio natural, como também estimulando ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores.

¹ A regulação por custo de serviço é a forma mais antiga e mais difundida de regulação econômica de monopólios naturais. Ela também é chamada de regulação por custo histórico, por custo contábil ou “à taxa de retorno fixa”. A presente Nota Técnica não tem intenção de aprofundar sobre a metodologia de custo de serviço, no entanto cabe nesse ponto uma definição resumida da metodologia.

Na metodologia de custo de serviço é estabelecida uma taxa fixa de retorno para a concessionária que é aplicada à base de ativos regulatória (BAR) qualquer que seja o estado da natureza que venha a se realizar. A expressão matemática do modelo de custo de serviço é dada pela seguinte fórmula:

$$\text{Receita} - \text{Despesas} - \text{Depreciação} - \text{Impostos} = r (\text{BAR})$$

Sendo “r” a taxa de remuneração fixa, normalmente estabelecida em lei ou ato normativo do Regulador, e a BAR ou base de ativos regulatória do investidor é igual ao total de investimentos não depreciados desenvolvidos pela concessionária.

² O mecanismo “Price Cap” foi proposto por Stephen Littlechild, quando se privatizou a companhia telefônica “British Telecom”, implantado primeiramente nas telecomunicações em 1984, estendendo-se, posteriormente, aos setores de gás natural em 1986, aeroportos em 1987 e abastecimento de água em 1989 e 1990 (Rees e Vickers, 1995).

Sendo assim, no mecanismo de tarifação por regulação por incentivos, o regulador define um preço-teto ou receita máxima durante um período de tempo, de maneira que seja compatível com a rentabilidade adequada de uma companhia eficiente. Em seguida, o regulador estabelece um índice de reajuste anual para repor as perdas inflacionárias e uma meta anual de ganhos de produtividade, conhecida como “fator X”. Tal meta é subtraída do reajuste previamente calculado, visando beneficiar os consumidores com as reduções esperadas de custos de empresas buscando continuamente a eficiência econômica.

O princípio básico desse tipo de regulação é que os preços são fixados sobre a base dos custos eficientes de provisão dos serviços e são mantidos sem mudanças durante um período de tempo. Tendo por objetivo promover ativamente as reduções de custos e a inovação, se durante esse período, a concessionária consegue melhorar a sua eficiência, superando os níveis fixados pelo regulador, poderá obter uma rentabilidade adicional durante um tempo.

Na revisão tarifária seguinte, o regulador redefinirá os custos eficientes de prestação do serviço regulado em função das novas condições de eficiência, avanço tecnológico, situação de escala do mercado e a densidade da área de serviço.

A literatura tem sido unânime em apontar que regimes por incentivos são superiores ao regime de custo sobre o serviço e a evidência empírica tem demonstrado que os regimes por incentivo reúnem melhores características e condições para desenvolver o mercado de gás natural, incentivando uma conduta eficiente por parte da empresa regulada, como a redução de custos, a busca da inovação tecnológica e a diminuição do custo de regulação.

3. Aspectos gerais

A presente Nota Técnica propõe um regime tarifário por incentivos do tipo *tarifas teto* para cada tipo de serviço ou segmento, definindo um mecanismo de preços máximos com base nos custos eficientes da empresa projetados para o ciclo tarifário.

A regulação proposta centra-se na fixação de um limite para a tarifa que pode ser cobrada pela concessionária e na definição de diretrizes para a fixação da estrutura tarifária, sendo que as tarifas limites deverão remunerar a totalidade do custo de prestação do serviço.

As revisões tarifárias acontecerão a cada cinco (5) anos, conforme definido no Contrato de Concessão, com o objetivo de definir as tarifas máximas iniciais do quinquênio.

Em síntese, o regime regulatório proposto incorpora os seguintes componentes principais:

- Definição de Tarifa Teto para o ciclo tarifário;
- Revisão Periódica da Tarifa Teto a cada 5 anos;
- Definição de um fator que transfira parte dos ganhos de produtividade aos usuários do serviço;
- Reajustes Periódicos da Tarifa que permitam manter seu valor em termos reais e repassar ganhos de produtividade aos consumidores;
- Tratamento de Atividades não Reguladas;

- Diretrizes para a Estrutura Tarifária;
- Tratamento tarifário para o uso do sistema de distribuição no âmbito do Mercado Livre;
- Sistema de Revisões Extraordinárias.

Para calcular o preço de equilíbrio serão considerados os custos eficientes associados aos serviços regulados prestados pela concessionária e desta forma se obterá uma receita de equilíbrio. Esta será comparada com a receita esperada caso fossem aplicadas as tarifas atuais, determinando um aumento ou redução média das tarifas, denominado reposicionamento tarifário. As tarifas assim definidas prevalecerão durante o ciclo tarifário de cinco anos.

Ademais, a cada ano, a tarifa somente sofrerá os reajustes estipulados nesta nota técnica, que permitirão manter as tarifas em termos reais (considerado o efeito da inflação) e repassar aos consumidores parte dos ganhos de produtividade do período.

Finalmente, tomando em consideração os princípios definidos nesta nota técnica e o cálculo do reposicionamento tarifário, a concessionária deverá submeter para aprovação da ARES uma proposta de estrutura tarifária para o ciclo tarifário.

Como parte do processo de revisão tarifária, a concessionária deverá apresentar um plano de negócios referente aos cinco anos do ciclo tarifário seguinte, cujas informações servirão de base para o cálculo do reposicionamento tarifário.

O plano de negócios deverá conter, minimamente:

- Projeções de mercado (volumes, requerimentos de capacidade e quantidade de clientes) para o ciclo tarifário seguinte, por segmento tarifário e por tipo de serviço, indicando ainda o consumo médio de cada classe.
- Plano de investimentos detalhado caracterizando os investimentos em componentes físicos e monetários.
- Projeções dos custos operacionais.

Adicionalmente, a concessionária deverá fornecer informações históricas que permitirão avaliar seu desempenho, evolução e comparação com outras empresas do setor e auxiliem na definição de padrões e metas de eficiência a serem atingidos no ciclo tarifário. As informações históricas ainda servirão para determinar eventuais compensações tarifárias provenientes de investimentos não realizados no ciclo anterior.

Nas próximas seções desta nota técnica são apresentados os principais elementos que compõem a metodologia tarifária proposta.

4. Composição da tarifa

A tarifa total do serviço de gás natural canalizado apresenta os seguintes componentes³:

- Tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD);
- Tarifa de serviço de comercialização (TSC);
- Preço do gás⁴ e transporte;
- Tributos;
- Parcela de Recuperação;
- Taxa de Fiscalização de Serviços Públicos Concedidos;
- Encargos financeiros.

Os dois primeiros componentes correspondem à margem da concessionária (Tarifa de uso do serviço de distribuição - TUSD e a Tarifa de serviço de comercialização – TSC) e remuneram as atividades de distribuição e comercialização regulada da concessionária.

Nas seguintes seções serão descritas as metodologias e critérios a utilizar para definir as variáveis necessárias para a determinação da margem da concessionária, bem como para determinar a estrutura tarifária, a parcela de recuperação e os ajustes periódicos.

5. Determinação da margem da concessionária

5.1. Receita requerida

A receita requerida (RR) é o volume mínimo de recursos que permite à concessionária de gás natural canalizado, para cada ano do ciclo tarifário, cobrir os custos eficientes de administração, operação, manutenção e comercialização do serviço regulado (distribuição de gás natural canalizado), bem como cumprir com os serviços da dívida e obter um retorno razoável sobre o capital investido.

A receita requerida terá duas componentes: i) receita requerida do serviço de distribuição e ii) receita requerida do serviço de comercialização regulada.

- A **receita requerida do serviço de distribuição** cobre os custos e ativos relacionados com a prestação do serviço de acesso, uso, operação e manutenção do sistema de distribuição e movimentação de gás natural próprio e de terceiros. Esta receita será coberta pela aplicação da Tarifa de uso do serviço de distribuição.
- A **receita requerida do serviço de comercialização regulada** cobre os custos e ativos relacionados com a atividade de compra e venda de gás natural dos consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres que sejam atendidos pela concessionária. Esta receita será coberta pela aplicação da Tarifa de serviço de comercialização.

³ O preço do gás e transporte e os tributos são fixados exogenamente à estrutura tarifária, enquanto que as tarifas TUSD e TSC englobam os recursos monetários desembolsados a cargo da concessionária e necessários para o desenvolvimento da atividade de distribuição e comercialização regulada de gás canalizado, compreendendo a remuneração da concessionária para a realização dos investimentos de expansão da rede de distribuição e de sua manutenção, bem como a operação do sistema.

⁴ Inclui as perdas de gás regulatórias.

A concessionária deverá identificar a que serviço pertence cada custo e ativo do plano de negócios e a ARESC avaliará a informação apresentada para evitar um financiamento cruzado entre as atividades. A concessionária também deverá detalhar as previsões de demanda para os dois serviços (distribuição e comercialização regulada).

A equação para o cálculo da receita requerida é a seguinte:

Equação 1: Receita Requerida

$$RR_t = RR_{SD\ t} + RR_{SC\ t}; \quad t = 1 \dots 5$$

Onde:

RR_t : Receita requerida total do ano t.

$RR_{SD\ t}$: Receita requerida do serviço de distribuição do ano t.

$RR_{SC\ t}$: Receita requerida do serviço de comercialização do ano t.

Equação 2: Receita Requerida do serviço de distribuição

$$RR_{SD\ t} = OPEX_t + BRRB_{t,k} \times DEP\%_k + BRRL_t \times TCC_{ai} - RecServTax_t;$$

$$t = 1 \dots 5$$

Onde:

$OPEX_t$: Custos operacionais totais eficientes de administração, operação e manutenção do serviço de distribuição de gás natural do ano t.

$BRRB_{t,k}$: Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) do serviço de distribuição, que é o valor bruto da Base de Capital (Base empregada para o cálculo do custo de capital) do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação que não estão completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição.

$DEP\%_k$: Taxa de depreciação dos ativos, especificada por tipo de ativo k.

$BRRL_t$: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de distribuição), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição.

TCC_{ai} : Taxa de custo de capital regulada⁵ estabelecida para a concessionária em termos reais antes dos impostos.

$RecServTax_t$: Receitas do ano t , relativas à prestação dos serviços taxados.

Equação 3: Receita Requerida do serviço de comercialização regulado

$$RR_{SC\ t} = Despesas\ Com_t + BRRB_{SC\ t,k} \times DEP\%_k + BRRL_{SC\ t} \times TCC_{ai};\ t = 1 \dots 5$$

Onde:

$Despesas\ Com_t$: Despesas de comercialização do ano t . Despesas (pessoal, materiais, serviços e outros) relacionadas com a gestão dos contratos de fornecimento de gás e transporte dos consumidores cativos e potencialmente livres.

$BRRB_{SC\ t,k}$: Base de Remuneração Regulatória Bruta (do serviço de comercialização), que é o valor bruto da Base de Capital (BC) do serviço de comercialização no início do ano t .

Corresponde aos ativos eficientes em operação, que não estão completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização.

$DEP\%_k$: Taxa de depreciação dos ativos, especificada por tipo de ativo k .

$BRRL_{SC\ t}$: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de comercialização), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de comercialização no início do ano t . Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização regulado.

TCC_{ai} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais antes dos impostos.

Todas as projeções dos valores monetários deverão estar em termos reais, pois os ajustes vinculados às variações dos preços estão considerados no mecanismo de Reajuste Tarifário Anual.

Depois de calculada a Receita Requerida (RR) para cada ano do período tarifário, calcula-se a RR total do período tarifário em valor presente, à que são deduzidos os montantes da receita em excesso auferida no ciclo anterior, segundo a seguinte expressão:

⁵ Calculada com a metodologia WACC

Equação 4: Valor presente da Receita Requerida

$$VP_{RR} = \sum_1^5 \frac{RR_t}{(1 + TCC_{di})^t} - RE_{r-1} - OutrasRec_{r-1}$$

Onde:

VP_{RR} : Valor Presente da Receita Requerida.

RR_t : Receita Requerida do período t.

r: período tarifário.

RE_{r-1} : Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da tarifa do ciclo anterior. Será igual a zero na primeira revisão tarifária.

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

$OutrasRec_{r-1}$: Parcela das Outras Receitas da concessionária do ciclo tarifário anterior (ajustado por IPCA) revertida para a modicidade tarifária. Será igual a zero na primeira revisão tarifária.

5.2. Índice de reposicionamento tarifário

Para poder calcular o resultado do Reposicionamento Tarifário Ordinário (RTO) da margem da concessionária, será necessário também calcular a Receita Verificada (RV), que corresponde ao valor presente das receitas anuais calculadas pela aplicação da tabela tarifária vigente e do mercado projetado para o ciclo tarifário:

Equação 5: Valor presente da Receita Verificada

$$VP_{RV} = \sum_k \left(\sum_1^5 \frac{TUSD_vig_k * Dem_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t} + \sum_1^5 \frac{TSC_vig_k * DemC_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t} \right)$$

Onde:

VP_{RV} : Valor Presente da Receita Verificada;

$TUSD_vig_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição vigente do segmento tarifário k;

$Dem_{t,k}$: Demanda projetada para o serviço de distribuição para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada);

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos;

TSC_vig_k : Tarifa do serviço de comercialização vigente do segmento tarifário k;

$DemC_{t,k}$: Demanda projetada para o serviço de comercialização para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada).

Finalmente o resultado do *RTO* é calculado como a relação entre o valor presente da Receita Requerida e o valor presente da Receita Verificada, segundo:

Equação 6: Reposicionamento da Margem da Concessionária

$$RTO = \frac{VP_{RR}}{VP_{RV}} - 1$$

Onde:

RTO: Índice de Reposicionamento Tarifário Ordinário da margem da concessionária, resultante do processo de Revisão Tarifária Ordinária.

VP_{RR}: Valor Presente da Receita Requerida.

VP_{RV}: Valor Presente da Receita Verificada.

O *RTO* representa a variação percentual média que, aplicada sobre a margem vigente, permite ao prestador cobrir os custos operacionais eficientes, assim como cumprir com os serviços da dívida utilizados no financiamento dos investimentos e obter um retorno razoável igual à taxa de custo de capital.

5.3. Mercado

A Concessionária apresentará no plano de negócios as projeções de mercado para cada ano do ciclo tarifário (volume, capacidade e quantidade de clientes) por segmento tarifário e por tipo de serviço, indicando ainda o consumo médio de cada classe.

A ARES avaliará o mercado apresentado considerando a sua evolução histórica, as características do mercado potencial da área de concessão e as projeções macroeconômicas para o seguinte ciclo tarifário, utilizando modelos analíticos, modelos tendenciais e/ou modelos econométricos.

5.4. Custos operacionais eficientes

Os custos operacionais correspondem aos custos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Administração, Outros Custos Operacionais e Seguros relativos à atividade de distribuição de gás natural canalizado e as despesas comerciais relativas à atividade de comercialização regulada.

A concessionária apresentará as projeções dos custos operacionais no plano de negócios juntamente com as informações históricas solicitadas pela ARES. Na definição dos custos operacionais eficientes serão consideradas as características da concessionária e da área de concessão.

O cálculo do nível eficiente de custos operacionais incorporará:

- Análise detalhada dos custos operacionais reais da concessionária de períodos anteriores.
- Segregação dos custos identificando aqueles custos elegíveis e aqueles não reconhecidos.
- Análise de evolução de indicadores tais como custos unitários da concessionária e de outras empresas do setor.
- Complementação das análises com estudos de benchmarking ou eficiência comparada.

5.4.1. Outros custos operacionais

Inadimplência

As Receitas Irrecuperáveis, ou inadimplência, define-se como a parcela da receita faturada e não recebida pelo prestador (montante de inadimplência dos consumidores).

A abordagem regulatória definirá o valor de receitas irrecuperáveis a partir do método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como “aging”. Esse método consiste na observação mensal do percentual faturado no mês de referência que ainda não foi pago. Espera-se que, após alguns meses, este percentual se estabilize em um nível que corresponda ao faturamento não pago que resistiu a todas as ações e tentativas de cobrança gerenciáveis por parte da empresa regulada.

Os valores de inadimplência regulatória serão considerados como um custo operacional reconhecido. A equação de estimação da inadimplência regulatória é a seguinte:

Equação 7: Inadimplência regulatória reconhecida

$$Inad_t = \%TInad * \frac{(RR_t + \text{Custo de gás } t)}{(1 - ICMS - PIS/PASEP - COFINS)};$$
$$t = 1 \dots 5$$

Onde:

Inad_t: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t;

%TInad: Percentual regulatório de receitas irrecuperáveis calculado segundo o método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como aging;

RR_t: Receita Requerida da concessionária do ano t (reduzida pela receita em excesso auferida);

Custo de gás_t: Custo de gás e transporte no período t;

ICMS: Taxa do imposto ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços);

PIS/PASEP: Taxa do PIS (Programa de Integração Social) e PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público);

CONFIS: Taxa da contribuição COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

A parcela referente à Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programas de Eficiência Energética (PEE) permite que as concessionárias de serviços públicos de distribuição de gás natural utilizem anualmente percentuais da margem da concessionária (Tarifa de uso do serviço de distribuição - TUSD e a Tarifa de serviço de comercialização – TSC) para fins de financiamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento no setor de gás natural e programas de eficiência energética no uso final do gás natural.

A ARES, em coincidência com outras agências reguladoras do setor, considera adequado destinar uma parcela da margem da concessionária para o desenvolvimento de projetos de P&D no setor de gás natural e eficiência energética na oferta e no uso final da energia.

O montante de recursos destinados ao financiamento desses projetos será estimado como 0,4% da receita requerida do serviço de distribuição do ano t-1 ($RR_{SD\ t-1}$) e será arrecado pela Tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD) dos usuários da concessionária.

Equação 8: Parcela referente a projetos de P&D e PEE.

$$P\&D_t = 0,4\% \cdot RR_{SD\ t-1}$$

$P\&D_t$: Parcela da receita requerida da concessionária destinada ao financiamento de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programas de Eficiência Energética (PEE) no ano t;

Todos os anos, a concessionária deverá submeter para aprovação da Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (ARES) um listado de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e programas de eficiência energética (PEE) para ser financiados com a parcela de P&D. A agência reguladora só autorizará aqueles projetos que estime adequados e ajustados às áreas de interesse.

As áreas de interesse, tipos de projetos de P&D e programas de eficiência energética serão estabelecidos pela agência reguladora.

5.4.2. Custos operacionais eficientes totais

Os custos operacionais eficientes totais ($OPEX_t$) são a soma dos custos operacionais eficientes e outros custos, como especificado na seguinte equação:

Equação 9: custos operacionais eficientes totais

$$OPEX_t = CustOper_t + Outros_Cust_t \quad ; t = 1 \dots 5$$

Onde:

$OPEX_t$: São os custos operacionais totais eficientes do ano t;

$CustOper_t$: Custos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Administração e Seguros relativos ao ano t;

$Outros_Cust_t$: Inadimplência reconhecida para o ano t;

Parcela referente à Pesquisa e Desenvolvimento do ano t;

5.5. Despesas de comercialização

As despesas de comercialização são os custos de pessoal, materiais, serviços e outros relacionadas com a gestão dos contratos de fornecimento de gás e transporte dos consumidores cativos e potencialmente livres. Este item inclui as perdas de gás natural.

Equação 10: custos operacionais eficientes totais

$$Despesas Com_t = CustosPMSO_Com_t + Custo de perdas_t \quad ; t = 1 \dots 5$$

Onde,

$Despesas Com_t$ = Despesas de comercialização totais do período t.

$CustosPMSO_Com_t$ = Despesas de pessoal, materiais, serviços e outros relacionadas com a gestão dos contratos de fornecimento de gás e transporte dos consumidores cativos e potencialmente livres no período t.

$Custo de perdas_t$ = Custo de perdas de gás natural reconhecidas no período t;

5.5.1. Perdas

As perdas na distribuição de gás natural compreendem aquelas ocorridas na rede, entre o “city gate⁶”, ou ponto de recepção, até os medidores dos consumidores finais ou ponto de entrega.

As causas de perdas de gás podem ser agrupadas em duas categorias. A primeira corresponde às perdas físicas ou fugas de gás para a atmosfera devido aos escapamentos existentes nas canalizações e instalações. A segunda representa as perdas não físicas, cuja origem está associada, geralmente, a problemas na medição, problemas administrativos (categorização de clientes, faturamento, erros de cadastro) e fraude (furtos de gás natural).

Assim, as perdas totais de gás podem ser estimadas como a diferença entre o volume total de gás adquirido junto ao supridor de gás e a quantidade total de gás distribuído para os consumidores, menos o consumo próprio da distribuidora (se houver).

Para evitar que as perdas de gás natural afetem o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, a ARES estabelece um nível de perdas regulatório (IGP – Índice Global de Perdas) que será utilizado para compor a Tarifa de serviço de comercialização (TSC) dos usuários do serviço de comercialização regulada da concessionária.

As perdas de gás natural reconhecidas serão estimadas com a seguinte equação:

Equação 11: Custo das perdas de gás natural reconhecidas

$$Custo de perdas_t = Pr_t * Vr_t * IGP_{rec t}$$

⁶ CITY 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.

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 %;

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

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

O índice global de perdas (IGP) será estimado considerando valores históricos da concessionária e/ou benchmarking das perdas reconhecidas pelas agências reguladoras de outras concessionárias de gás canalizado do Brasil.

5.6. Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é o conjunto de ativos em operação investidos de forma prudente e necessários para a prestação do serviço de distribuição e comercialização de gás canalizado.

Para a apuração da Base de Remuneração Regulatória ao início do período tarifário serão considerados os ativos existentes e em operação no início do período tarifário, valorados ao Valor Original de Aquisição (incluindo os custos de frete, instalação, impostos e outros custos) atualizado conforme a evolução do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)⁷, a partir da data de entrada em serviço do ativo, e deduzida a depreciação acumulada, calculada com as taxas de depreciação regulatórias aprovadas.

Equação 12: Base de Remuneração Regulatória

$$BRRL_0 = BRRB_0 - DepAEA_j_0$$

Onde:

$BRRL_0$: Base de Remuneração Regulatória Líquida no início do período tarifário.

$BRRB_0$: Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do período tarifário.

$DepAEA_j_0$: Depreciação acumulada dos ativos em serviço, elegíveis e ajustados pela ARESC. A depreciação acumulada será calculada com base nos valores dos ativos definidos no processo de avaliação da ARESC, que analisará cada tipo de ativo ou classe de ativo e suas respectivas vidas úteis transcorridas dos ativos e as taxas de depreciação.

Serão considerados como ativos inelegíveis para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória Líquida da concessionária:

⁷ Publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

- Os ativos vinculados a doações e obrigações especiais:
 - Recursos recebidos de Municípios, do Estado e da União;
 - Doações; e
 - Investimentos feitos com a participação financeira do usuário.
- Os ativos totalmente depreciados.
- Os ativos que, embora relacionados com as atividades de distribuição de gás natural, não estejam operacionais (por ruptura, desafetação, etc.).
- Os ativos não vinculados diretamente com o serviço regulado, ou seja, não relacionados com a atividade de distribuição de gás canalizado.

5.6.1. Avaliação dos investimentos históricos

Preservando o compromisso de promover a eficiência e sustentabilidade do serviço, a ARES realizará uma avaliação dos investimentos históricos da concessionária, considerando o atendimento das seguintes premissas:

- Necessários para a adequada prestação dos serviços regulados;
- Prudentes; e
- Razoáveis.

Caso algum investimento não cumpra alguma das premissas especificadas, a ARES poderá excluir ou reconhecer parcialmente os ativos destinados a esse investimento da base de ativos regulatória.

5.6.2. Evolução da Base de Remuneração Regulatória

A evolução da Base de Remuneração Regulatória inicial será realizada conforme os seguintes critérios:

1. Incorporação dos investimentos projetados pela concessionária para o período tarifário e aprovados pela ARES.
2. Consideração das baixas de ativos no período tarifário, utilizando uma taxa de baixas histórica da concessionária sobre os valores avaliados.
3. Consideração da depreciação a ser aplicada no período tarifário, utilizando as taxas médias de depreciação definidas pela ARES.

Os planos de investimento serão apresentados pela concessionária no plano de negócios e a ARES verificará sua consistência e procederá a sua aprovação para inclusão na projeção de custos de investimento, tendo em consideração os seguintes requisitos:

- Que sejam necessários para a adequada prestação dos serviços regulados;
- Que sejam prudentes;
- Que sejam valorados de forma apropriada.

5.6.3. Outros componentes da BRR

A seguir se detalham outros itens que compõem a Base de Remuneração Regulatória:

Capital de giro

O capital de giro está relacionado com a defasagem no fluxo de caixa entre as despesas e receitas operacionais do prestador. Esta defasagem pode, eventualmente, causar a necessidade de uma aplicação de recursos denominados necessidade de capital de giro.

Neste ponto a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) considera, na Nota Técnica nº 268/2010-SRE/SFF/ANEEL, que “no setor de distribuição de energia elétrica, tanto o fluxo de pagamentos quanto de recebimentos é contínuo, o que permite a concessionária o adequado gerenciamento de suas contas. Trata-se, portanto, de um item gerenciável que para uma distribuidora torna-se desnecessário o reconhecimento de uma parcela de capital de giro a ser remunerada”. Ela ressalta que “a concessionária também auferir receitas com multas por atraso de pagamento de contas e acréscimos moratórios, que também contribuem para equilibrar o fluxo de caixa de empresa”.

Como o setor de distribuição de gás natural também apresenta um fluxo de pagamentos e de recebimentos contínuo com multas por atraso de pagamento a ARES somente reconhecerá a inclusão do capital de giro na BRR se a concessionária demonstrar a efetiva existência de defasagem entre as despesas e receitas operacionais da concessionária nos seguintes itens: i) Contas a receber de clientes (vendas curto prazo), ii) Tributos a recuperar, iii) Contas a Pagar de Curto Prazo (pela compra do gás e transporte) e iv) Tributos a recolher.

Se a ARES entender que existe uma necessidade evidente de capital de giro para a operação do negócio da concessionária, o montante será incluído na BRR e remunerado com a taxa de custo de capital.

Estoque de ativos requeridos para o atendimento de falhas e danos na infraestrutura de distribuição da rede.

Os ativos armazenados mínimos necessários para um bom atendimento de falhas na operação da concessionária e danos na infraestrutura da concessionária poderão ser incorporados na Base de Remuneração Regulatória.

O montante dos ativos em estoque que poderão ser incorporados na BRR será estimado como uma porcentagem da Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) da concessionária.

A porcentagem será estimada segundo a prática da própria concessionária ou a avaliação de outras concessionárias.

Equação 13: Estoque reconhecido na BRR

$$EstRec_t = TaxaEstR * BRRB_t; t = 1 \dots 5$$

Onde:

EstRec_t: Estoque reconhecido na BRR no ano t;

TaxaEstR: Taxa de estoque reconhecido (em %);

BRRB_t: Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do ano t.

5.6.4. Depreciações

O método para estimar a depreciação dos ativos ao longo da sua vida útil será o **Método da linha reta ou linear**. Este método gera um valor constante de depreciação durante a totalidade da vida

útil⁸ do ativo. A depreciação será estimada em forma mensal (taxa anual dividida por doze) a partir da data de entrada em serviço do ativo. Para fins de cálculo, o mês de data de entrada será considerado como mês completo.

Equação 14: Depreciação linear

$$Depreciação_i = \frac{VA}{n}$$

Onde:

Depreciação_i : Depreciação do ativo i;

VA : Valor do ativo a depreciar, em reais (R\$);

n : Vida útil do bem, em anos.

No processo da primeira revisão tarifária, a concessionária deverá apresentar uma proposta da duração da vida útil regulatória de seus ativos, considerando os seguintes fatores:

- Especificações técnicas;
- Uso específico do ativo;
- O nível esperado de utilização do ativo;
- Os requerimentos de manutenção;
- Condições ambientais de trabalho do ativo;
- Vida útil contábil.

A ARESC avaliará a proposta da concessionária usando como referência as vidas úteis regulatórias utilizadas por outros participantes da indústria no país e em outros países e determinará as vidas úteis a serem utilizadas na primeira revisão tarifária da concessionária, sendo que nas revisões tarifárias subsequentes, a concessionária poderá propor modificações nas vidas úteis regulatórias.

5.7. Controle dos Investimentos

Considerando o plano de investimentos aprovado e incorporado no processo de Revisão Tarifária, a ARESC realizará um acompanhamento da execução dos investimentos para comparar com aqueles aprovados no processo de revisão tarifária. O objetivo é comprovar, ao final do ciclo tarifário, que os investimentos comprometidos tenham sido executados em tempo, quantidade e forma previstos e identificar eventuais desvios que serão considerados para o seguinte ciclo tarifário da concessionária.

A análise está fundamentada na comparação entre as condições aprovadas e as condições realmente realizadas, surgindo assim as diferentes alternativas:

- a) Se as metas físicas estabelecidas foram atendidas, o valor investido poderá diferir do planejado originalmente. Nesse caso, o valor realmente investido somente será reconhecido na base de

⁸ A vida útil é o período estimado em que um ativo é produtivo

remuneração regulatória do ciclo tarifário seguinte, de forma que: i) Se o valor investido for superior ao valor planejado a concessionária terá uma rentabilidade menor até a próxima revisão tarifária; ou ii) Se o valor investido for inferior ao valor planejado, a concessionária terá ganhos adicionais de rentabilidade até a próxima RTP.

- b) Em caso de não atendimento das metas físicas estabelecidas a ARES, depois de analisar as razões para o não cumprimento, poderá ajustar as tarifas do seguinte ciclo tarifário penalizando o excesso de retorno obtido pela aplicação das tarifas que remuneravam esses investimentos através do cálculo da receita em excesso auferida no ciclo anterior (RE_{r-1}).

Os parâmetros (metas físicas) que serão avaliados para comprovar a execução dos investimentos serão as quantidades físicas ou especificações técnicas associadas aos projetos que tiverem impacto no custo do projeto e sua capacidade produtiva.

A seguir se apresentam as quantidades físicas que serão avaliadas nos principais ativos dos investimentos:

Tubulações:

- Extensão de rede (km de rede).
- Diâmetro da tubulação.

Estações

- Quantidade de estações.

Outros tipos ativos (a definir segundo o tipo de ativo)

5.8. Taxa de custo de capital

A taxa de custo de capital da concessionária para o primeiro ciclo tarifário é proposta na Nota Técnica ARES n°1 do ano 2017 (Em discussão na presente consulta pública).

5.9. Serviços Taxados

As receitas por serviços taxados correspondem a atividades de prestação dos serviços taxados tais como serviços de ligação, corte, reconexão, emissão de segunda via de fatura, inspeção de medidor e outros serviços.

Os custos associados à prestação destes serviços deveriam ser deduzidos dos custos operacionais e dessa forma evitar a duplicidade de receitas. Porém, como a abertura dos custos operacionais não permite identificar claramente aqueles custos associados à prestação destes serviços, será deduzida da Receita Requerida o valor correspondente à receita associada aos serviços taxados.

Para determinar os valores dos serviços taxados será analisado o comportamento histórico dos mesmos em relação às receitas tarifárias e as projeções a serem apresentadas pela concessionária, definindo um patamar que será utilizado para definir as deduções da receita ao longo do ciclo tarifário.

5.10. Outras Receitas

As outras Receitas são aquelas que não decorrem diretamente da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público

prestado ou com os bens afetos à sua prestação e que permitem a obtenção de receitas acessórias que favorecem a modicidade das tarifas e os resultados da concessionária. Dessa forma, o regulador deverá estabelecer a modalidade de compartilhamento entre usuários e empresa das receitas acessórias denominadas como Outras Receitas.

O tratamento regulatório proposto para as Outras Receitas será adotar uma metodologia “ex-post”, consistente em compartilhar o 50% dos lucros efetivamente obtidos pela concessionária com as outras receitas no período tarifário anterior.

Para a apuração das outras receitas, a concessionária deverá fornecer ano a ano um detalhe das outras atividades desenvolvidas, as receitas geradas com elas e os custos de prestação dessas atividades.

Com esses dados a ARES, no seguinte processo de revisão tarifária, definirá os lucros obtidos no período tarifário anterior estabelecerá o montante a compartilhar (50% do lucro ajustado por IPCA) que vai diminuir a receita requerida de distribuição do próximo período tarifário.

6. Proposta tarifária

6.1. Aspectos gerais

A concessionária deverá submeter para aprovação da ARES uma proposta de estrutura tarifária para o ciclo tarifário, de acordo com sua experiência e conhecimento do mercado, cumprindo com as pautas estabelecidas na presente nota técnica.

Os princípios gerais que deverão ser seguidos na proposta tarifária são os seguintes:

- Remunerar a totalidade dos custos autorizados pela ARES no processo de revisão tarifária;
- Eliminar o financiamento cruzado entre as atividades de distribuição de gás natural e comercialização regulada.
- Não discriminar com tratamento diferente usuários similares;
- Gerar estabilidade e previsibilidade aos usuários;
- Fomentar o desenvolvimento do serviço com preços finais concorrentes com os combustíveis alternativos;
- Considerar a disposição a pagar dos diferentes grupos de usuários.
- Enviar um sinal apropriado do custo da prestação do serviço que incentive o uso eficiente do recurso.

As tarifas aprovadas pela ARES serão máximas e a concessionária não poderá aplicar valores maiores que os estabelecidos na revisão tarifária. Entretanto, a concessionária poderá aplicar descontos aos consumidores.

A concessionária poderá adotar tarifas diferenciadas por segmento consumidor, a partir dos seguintes parâmetros:

- Faixa de consumo;
- Sazonalidade;
- Perfil de consumo diário;
- Fator de carga;

- Valor do energético substituto; e
- Uso do gás natural (Ex.: residencial⁹, comercial, industrial, geração de energia elétrica, cogeração, combustível automotivo, matéria prima).

As tarifas de uso do serviço de distribuição e as tarifas do serviço de comercialização não poderão ser diferentes entre consumidores por:

- Distância entre o ponto de entrega e o ponto de recepção, com exceção dos projetos com fornecimento virtual (GNC ou GNL) .
- Nível de pressão.

6.2. Composição da tarifa

As tarifas propostas pela concessionária poderão ser compostas pelos seguintes componentes:

Encargo de serviço: Encargo que a concessionária poderá cobrar do consumidor pela disponibilidade do serviço de distribuição de gás natural, independente do volume consumido.

Encargo de Uso: Encargo por unidade do volume que representa a contraprestação a pagar pelo uso do sistema considerando as quantidades de gás consumidas pelo usuário.

Encargo de Capacidade: Representa a contraprestação a pagar pela capacidade reservada para o usuário no sistema para satisfazer sua demanda em um período determinado.

Os encargos de capacidade a serem incluídos na proposta tarifária deverão ser calculados com base na capacidade necessária para prestar o serviço de distribuição de gás natural durante o período de ponta do sistema para cada grupo tarifário.

O período de ponta do sistema e a participação de cada segmento tarifário nesse período serão estabelecidos a partir de informação histórica ou de estudos de caracterização de cargas.

O encargo de capacidade somente poderá ser aplicado nos segmentos tarifários que tenham contratos de capacidade com a concessionária ou medição horária.

Uma das principais condições a ser avaliada é que a proposta tarifária da concessionária não gere nenhuma rentabilidade adicional, ou seja o desenho tarifário, considerando a demanda projetada no plano de negócios, tem que atingir a condição de equilíbrio econômico financeiro.

6.2.1. Encargos tarifários

Encargo de serviço

O encargo de serviço é fixo e arrecado pelo usuário uma vez por fatura, independente do consumo. Sua origem é a disponibilidade do serviço, e seu valor independe do seu uso.

⁹ Fogão, forno, aquecimento de água para banho, aquecimento de piscinas e outros usos.

$$ES_{m\text{ensal}-k} = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{\%RRES_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{QU_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}} * 12$$

Onde:

$ES_{m\text{ensal}-k}$	Percentagem da receita requerida que será arrecadada pelo encargo de serviço do segmento k (Encargo fixo);
$\%RRES_{t,k}$	Receita Requerida a arrecadar por encargo de serviço no ano t no segmento k;
$QU_{t,k}$	Quantidade de usuários do segmento k no ano t;
TCC_{di}	Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

Obs: a multiplicação por 12 é empregada se o faturamento for mensal.

Encargo de capacidade

O encargo de capacidade é também um encargo fixo, especificado por unidade de capacidade e é estabelecido por tipo de usuário segundo a capacidade total reservada por ele.

$$EC_k = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{\%RREC_{k,t}}{(1 + TCC_{di})^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{CR_{t,k} \cdot a}{(1 + TCC_{di})^t}}$$

Onde:

EC_k	Encargo por capacidade reservada do segmento k (Encargo por unidade de capacidade reservada);
$\%RREC_{t,k}$	Percentagem da receita requerida que será arrecadada pelo encargo de capacidade no ano k no segmento t;
$CR_{t,k}$	Capacidade reservada para o ano t do segmento k;
a	Fator de ajuste segundo a unidade da reserva de capacidade;
TCC_{di}	Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

Encargo de uso

O encargo de uso é um encargo por unidade do volume e é definido por tipo de usuário.

$$EU_k = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{\%RREU_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{Vol_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}}$$

Onde:

EU_k	Encargo de uso do segmento k (Encargo por unidade de volume);
$\%RREU_{t,k}$	Percentagem da receita requerida que será arrecadada pelo encargo de uso no ano k no segmento t;
$Vol_{t,k}$	Volume total para o ano t do segmento k;
TCC_{di}	Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

6.3. Tarifa de uso do serviço de distribuição e do serviço de comercialização

A estrutura tarifária proposta pela concessionária deverá considerar uma tarifa para a remuneração das atividades do serviço de distribuição e uma tarifa para a remuneração das atividades do serviço de comercialização.

A tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD) será aplicada a todos aqueles consumidores que utilizem o sistema de distribuição da concessionária, incluindo os consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

Considerando a demanda prevista para cada segmento no plano de negócios aprovado pela ARES para o quinquênio, as TUSD deverão recuperar os custos reconhecidos na receita requerida do serviço de distribuição, reduzida com a receita em excesso proveniente dos investimentos não realizados e considerados no cálculo da TUSD do ciclo anterior, conforme a seguinte expressão:

Equação 15: Valor presente da receita requerida do serviço de distribuição

$$VP_{RRSD} - RE_{Dist\ r-1} - OutrasRec_{r-1} = \sum_k \sum_1^5 \frac{TUSD_k * Dem_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}$$

Onde:

VP_{RRSD} : Valor presente da receita requerida do serviço de distribuição;

$RE_{Dist\ r-1}$: Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da TUSD do ciclo anterior¹⁰;

$TUSD_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento tarifário k;

¹⁰ Será igual a zero na primeira revisão tarifária

$Dem_{t,k}$: Demanda (do serviço de distribuição) projetada para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume demandado e capacidade contratada);

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após impostos.

$OutrasRec_{r-1}$: Parcela das Outras Receitas da concessionária do ciclo tarifário anterior (ajustado por IPCA) revertida para a modicidade tarifária¹¹.

A tarifa do serviço de comercialização (TSC) será remunerada pelos consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres¹² que optem por ser atendidos pela concessionária no mercado regulado.

Considerando a demanda pela concessionária para cada segmento no plano de negócios aprovado pela ARESC para o quinquênio, as TSC deverão remunerar a totalidade da receita requerida do serviço de comercialização, reduzida com a receita em excesso proveniente dos investimentos não realizados e considerados no cálculo da TSC do ciclo anterior, conforme a seguinte expressão:

Equação 16: Valor presente da receita requerida do serviço de comercialização regulado

$$VP_{RRSC} - RE_{Com r-1} = \sum_k \sum_1^5 \frac{TSC_k * DemC_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}$$

Onde:

VP_{RRSC} : Valor presente da receita requerida do serviço de comercialização;

$RE_{Com r-1}$: Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da TSC do ciclo anterior¹³;

TSC_k : Tarifa do serviço de comercialização do segmento tarifário k;

$DemC_{t,k}$: Demanda (do serviço de comercialização) projetada para o ano t do segmento tarifário k;

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após impostos.

¹¹ Será igual a zero na primeira revisão tarifária

¹² São os consumidores que podendo optar por adquirir o gás natural de um comercializador, utilizam o serviço da concessionária.

¹³ Será igual a zero na primeira revisão tarifária.

Os consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres que optem por ser atendidos pela concessionária deverão pagar as duas componentes da tarifa correspondente a seu segmento tarifário, como se apresenta na seguinte expressão:

Equação 17: Tarifa total de distribuição

$$TDist_k = TUSD_k + TSC_k$$

Onde:

$TDist_k$: Margem da concessionária para um cliente do segmento tarifário k.

$TUSD_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento tarifário k;

TSC_k : Tarifa do serviço de comercialização do segmento tarifário k;

Os consumidores livres com fornecimento de gás de comercializadoras, os autoprodutores e os autoimportadores somente deverão pagar a TUSD do segmento tarifário correspondente, pois não utilizam o serviço de comercialização regulado da concessionária.

6.3.1. Cálculo da TUSD e TSC

Considerando os princípios gerais estabelecidos no item 6.1, a concessionária deverá apresentar uma proposta de estrutura tarifária que permita recuperar os custos eficientes autorizados pela ARES, e que transmita um sinal eficiente para a utilização dos recursos.

As tarifas propostas para cada segmento tarifário deverão ter como limite inferior o Custo Marginal de Longo Prazo (CMgLP) e como limite superior o Custo da Melhor Oportunidade Alternativa (CMOA). A concessionária, junto com a proposta tarifária, deverá apresentar um estudo detalhando os cálculos do CMgLP e do CMOA para cada segmento tarifário.

No caso de ser necessária a aplicação de tarifas fora do intervalo acima estabelecido, a concessionária deverá apresentar os motivos e cálculos que determinam as tarifas. Os mesmos serão analisados pela ARES.

Custo Marginal de Longo Prazo

Matematicamente, a função do custo marginal, CMg, se expressa como a derivada da função do custo CT com respeito à quantidade Q.

No caso da distribuição de gás natural, é o custo em que incorre a distribuidora por causa de um incremento unitário de consumo. O custo marginal de longo prazo inclui o custo marginal de capital (remuneração e depreciação dos investimentos requeridos para o fornecimento adicional) e o custo marginal de operação e manutenção.

O custo marginal poderá ser estimado a partir da função de Custo Incremental Médio de Longo Prazo.

Custo da Melhor Oportunidade Alternativa

O Custo da Melhor Oportunidade Alternativa (CMOA) corresponde à melhor alternativa de fornecimento que substitui adequadamente o gás natural fornecido pela concessionária. É possível determinar o CMOA específico para cada segmento de consumidores a partir do consumo médio e do uso final do gás natural.

Para que a comparação seja válida, deve incluir os custos fixos e variáveis para cada alternativa: custos de capital, combustíveis, manutenções, impostos etc. Também deverá considerar outros aspectos como o poder calorífico de cada combustível ou a incidência de gás natural no volume de negócios de uma empresa.

6.4. Tarifas com descontos

Segundo estabelecido no contrato de concessão, a concessionária poderá adotar descontos promocionais específicos com vista a viabilizar as necessárias adaptações nas instalações dos consumidores e acelerar a ocupação do mercado. A receita não percebida pela adoção dos descontos não poderá ser compensada com ajustes posteriores nas tarifas.

6.5. Tarifas do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador

O consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador somente deverá pagar a componente TUSD da tarifa total de distribuição estabelecida para seu segmento. A diferença entre a tarifa de um consumidor atendido pela concessionária no mercado regulado e um consumidor livre, autoimportador ou autoprodutor do mesmo segmento tarifário será a TSC, sendo que a TUSD deverá ser a mesma para os dois consumidores.

7. Reajuste das tarifas

7.1. Metodologia geral para o reajuste anual da margem da concessionária

A partir do segundo ano de cada período tarifário quinquenal, as margens de distribuição serão reajustadas anualmente, segundo a seguinte expressão:

Equação 18: Reajuste da TUSD

$$TUSD_{k,t} = TUSD_{k,t-1} * (1 + I_{reajuste})$$

Onde:

$TUSD_{k,t}$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento k e ano t;

$TUSD_{k,t-1}$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento k e ano t-1;

$I_{reajuste}$: Índice de reajuste anual tarifário.

Equação 19: Reajuste da TSC

$$TSC_{k,t} = TSC_{k,t-1} * (1 + I_{reajuste})$$

Onde:

$TSC_{k,t}$: Tarifa do serviço de comercialização do segmento k e ano t;

$TSC_{k,t-1}$: Tarifa do serviço de comercialização do segmento k e ano t-1;

$I_{reajuste}$: Índice de reajuste anual tarifário.

O índice de reajuste anual tarifário será apurado anualmente de acordo com a seguinte expressão:

Equação 20: Índice de Reajuste anual tarifário

$$I_{reajuste} = (I_p - F_x) + C_{tr}$$

Onde:

I_p : Índice de preços utilizado para manter a tarifa constante em termos reais;

F_x : Fator X, ou fator de produtividade, utilizado para introduzir incentivos à eficiência e o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores;

C_{tr} : Custos transferíveis aos usuários, utilizado para trasladar despesas extraordinárias aos consumidores.

7.1.1. Índices de preços

Propõe-se utilizar como índice de ajuste de preço o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Equação 21: Variação do Índice de Preços

$$I_p = \frac{IPCA_t}{IPCA_{t-1}} - 1$$

Caso o índice escolhido não se encontre disponível no momento do cálculo, a ARESC escolherá outro índice de características similares.

7.1.2. Fator X

O Fator X tem como objetivo permitir o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores durante o ciclo tarifário.

A metodologia de estimação do Fator X será estabelecida num anexo da presente nota técnica.

7.1.3. Custos transferíveis aos usuários

Os custos transferíveis aos usuários são aqueles que a concessionária poderá transferir diretamente aos usuários.

São considerados como custos transferíveis aqueles derivados das mudanças no regime fiscal, municipal, estadual e/ou federal, que resultem aplicáveis à concessionária e não foram incluídos no processo de determinação das tarifas máximas iniciais.

A concessionária poderá repassar automaticamente para a tarifa os custos transferíveis derivados das mudanças no regime fiscal. O repasse deverá posteriormente ser apresentado e aprovado pela ARES que, caso observe necessidade de correção, decidirá o mecanismo de implementação da recuperação ou devolução das diferenças.

7.2. Preço do gás e transporte e metodologia geral de ajuste

A concessionária aplicará aos consumidores cativos e potencialmente livres o preço ou custo médio do gás e transporte contratado pela concessionária.

O preço de gás e transporte inicial será estabelecido pela ARES na revisão tarifária a partir da avaliação dos contratos da concessionária e da seguinte maneira:

- O custo do gás natural a pagar aos produtores ou fornecedores será transformado em um custo médio do gás expresso em unidades monetárias por unidade de volume (R\$/m³). O custo médio será igual ao montante total a pagar pela concessionária aos fornecedores de gás, excluindo o gás destinado ao consumo próprio¹⁴ da concessionária e incluindo o montante de perdas regulatórias reconhecidas, dividido pelo volume projetado para os clientes regulados.
- O custo do serviço de transporte a pagar ao transportador de gás natural será transformado em um custo médio de transporte expresso em unidades monetárias por unidade de volume (R\$/m³). O custo médio será igual ao montante total a pagar pela concessionária aos transportadores de gás natural, excluindo o transporte destinado ao consumo próprio da concessionária e incluindo o transporte correspondente ao montante de perdas regulatórias reconhecidas, dividido pelo volume projetado para os clientes regulados.

O preço médio do gás e transporte será atualizado a cada 6 meses. O novo preço será estabelecido pela ARES considerando as variações dos preços nos contratos de fornecimento de gás e transporte e a diferença entre os custos reais e a receita real pelo gás e transporte percebida pela concessionária no período anterior.

A metodologia deste último conceito, denominado parcela de recuperação, está determinada no próximo item.

7.2.1. Parcela de Recuperação

A parcela de recuperação corresponde à defasagem acumulada entre o valor real de aquisição do gás e transporte e o valor reconhecido nas tarifas da concessionária.

O mecanismo da parcela de recuperação deve resguardar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão gerando a neutralidade dos componentes tarifários não gerenciáveis pela concessionária e também contribuir para a estabilidade tarifária.

¹⁴ Será considerado como custo operacional

Sendo assim, a ARES estabelece que a compensação das diferenças verificadas entre os valores pagos pela Concessionária para aquisição e transporte do gás distribuído em sua rede e os valores referentes aos mesmos contidos nas tarifas homologadas para aplicação aos seus usuários deverá ser calculada tal como a metodologia descreve na Resolução ARES N°073 do 12/12/2016 “Dispõe sobre o mecanismo de atualização e recuperação das variações do preço do gás e do transporte nas tarifas dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de Santa Catarina”.

7.3. Taxa de Fiscalização de Serviços Públicos Concedidos

Conforme ao estabelecido na resolução ARES n° 067 de 03 de Agosto de 2016, A Taxa de Fiscalização de Serviços de Gás Natural Canalizado (TFGNC) fica definida como o 0,5% (meio por cento) do Benefício Econômico Auferido (BEA) e será remunerada na tarifa total do serviço.

O Benefício Econômico Auferido (BEA) é definido pela Receita Operacional Bruta dos serviços de gás natural canalizado, relativa ao Demonstrativo de Resultado do exercício fiscal do ano anterior, tal como apurada nas Demonstrações Contábeis, deduzidos da mesma, o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), a Contribuição para o PIS/PASEP, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

8. Revisão Tarifária Extraordinária

Adicionalmente aos mecanismos de Revisão Tarifária Ordinária (RTO) e de Reajuste Tarifário Anual (RTA), será incorporado um mecanismo de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que permita restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do prestador do serviço ante o acontecimento de fatos não previstos no último processo de Revisão Tarifária e que estejam fora do controle do prestador.

Em geral, os principais motivos que originam um processo de RTE são:

1. Evidência de que foram cometidos erros graves no último processo de Revisão Tarifária Ordinária, que lesionaram injustamente os interesses dos usuários ou do prestador.
2. Razões de caso fortuito ou força maior que comprometem gravemente a capacidade financeira do prestador para continuar oferecendo os serviços nas condições tarifárias previstas.

A iniciativa para a realização de uma RTE poderá ser da ARES ou da concessionária. No caso que a concessionária solicite a realização da RTE, esta deverá realizar um pedido formal à ARES descrevendo as causas que motivam a solicitação da RTE e ainda:

- Identificar os itens ou componentes do equilíbrio econômico-financeiro que estão sendo afetados pelos fatos ou eventos descritos na solicitação;
- Mensurar o impacto no equilíbrio que indique a gravidade da capacidade financeira do prestador para continuar oferecendo os serviços nas condições tarifárias previstas;
- Apresentar uma análise comparativa entre as duas situações econômico-financeiras do prestador, com a estrutura tarifária vigente e a estrutura tarifária solicitada.

Considerando a solicitação da empresa e as informações apresentadas, a ARES decidirá sobre a necessidade de uma Revisão Tarifária Extraordinária.



ESTADO DE SANTA CATARINA

Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina – ARES

Quando o processo de RTE for instaurado por iniciativa própria da ARES, esta deverá apresentar para a concessionária os motivos que fundamentam sua decisão e especificar os efeitos sobre a empresa e os usuários do serviço que pretende com as mudanças propostas.

9. Referências

ARAUJO, J. L. E OLIVEIRA, A. **Diálogos da energia reflexões sobre a última década 1994-2004**. Editora 7 LETRAS. 1ª Edição, 2005.

BEESLEY, M., LITTLECHILD, S. **The regulation of privatized monopolies in the UK**. Rand Journal of Economics, v. 20, p. 454-472, 1989.

LITTLECHILD, S. **Regulation of British Telecommunications' Profitability**. Londres, HMSO.1983

REES, R., VICKERS, J. **RPI - X price-cap regulation**. In: Bishop, M., Kay, J., Mayer, C. (orgs.). The regulatory challenge. Oxford University Press, 1995.