



## **Parecer Técnico da Diretoria de Regulação Econômico- Financeira e de Mercados**

### **Qualificação Econômico-Financeira da Companhia de Gás de São Paulo, Comgás, para Prorrogação Antecipada do Contrato de Concessão nº CSPE/01/99**

**Março de 2020**



**Responsável Técnico:**

Edgar Antonio Perlotti – Superintendente de Análise Econômico-Financeira e de Mercados

**Equipe Técnica:**

André Luis Pinto da Silva – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos

Henrique Soares Pereira – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos

Inaê Lobo – Assessora

Jefferson Leão de Meirelles – Assessor

Mario Roque Bonini – Assessor (cedido)

Thaís Greger Tavares – Analista de Suporte à Regulação



## 1. Introdução

A Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Governo do Estado de São Paulo (SIMA) encaminhou à Arsesp, no dia 28 de novembro de 2019, o Ofício SIMA/GAB/1690/2019, que trata da solicitação feita pela Comgás para prorrogação do Contrato de Concessão nº CSPE/01/99.

Em razão do referido ofício, a SIMA solicita:

*“análise e elaboração dos estudos técnicos e econômicos necessários da Agência, para que avalie por meio de parâmetros pertinentes a procedência justificada da requerida renovação e proponha parâmetros e metas de investimentos adequados a serem adotados no Contrato que se pretende renovar, visando subsidiar a definição do Poder Concedente quanto ao pleito da aludida concessionária”.*

A pretendida prorrogação do contrato de concessão se sustenta na Cláusula Quinta, em particular nas subcláusulas Primeira, Terceira e Quarta, abaixo transcritas:

*“Cláusula Quinta - A concessão da exploração do serviço de distribuição de gás canalizado, outorgada por este Contrato e referida na Cláusula Primeira, tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contado a partir da data da sua assinatura.*

*Primeira Subcláusula - A critério exclusivo do PODER CONCEDENTE, e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, com base nos relatórios técnicos sobre regularidade e qualidade dos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, o prazo da concessão poderá ser prorrogado, uma única vez, por 20 (vinte) anos, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA.*

(...)

*Terceira Subcláusula - O PODER CONCEDENTE manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação, o PODER CONCEDENTE levará em consideração todas as*



*informações sobre os serviços prestados, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. **O deferimento do pedido levará em consideração a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados, emitidos pela CSPE, do descumprimento por parte da CONCESSIONÁRIA dos requisitos de serviço adequado.***

**Quarta Subcláusula** - *A eventual prorrogação do prazo da concessão dar-se-á mediante manifestação favorável da CSPE e comprovado o interesse público” (cf. Contrato de Concessão CSPE/01/99, grifo nosso).*

Ao analisar o pleito da Comgás, partindo de interpretação sistemática do Contrato de Concessão, a Arsesp entendeu que, inicialmente, deve elaborar avaliação qualitativa a respeito do desempenho histórico da Concessionária, com o objetivo de dar subsídio às suas possibilidades legais, para o efeito pleitear a prorrogação antecipada do contrato.

Nesse sentido, apresenta-se este Parecer Técnico, que consiste na análise de elegibilidade da Comgás ao pedido de prorrogação antecipada, do ponto de vista da regulação econômico-financeira. Este parecer será agregado aos pareceres da Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado e pela Diretoria de Relações Institucionais, de forma a compor uma Manifestação da Arsesp sobre o objeto do pedido formulado pela concessionária.

Cabe ressaltar que as diretrizes e o permissivo legal referente à prorrogação e relicitação de contratos de parceria nos serviços de competência do Estado de São Paulo, estão estabelecidas na Lei Estadual nº 16.933, de 24 de janeiro de 2019.

A prorrogação contratual e a prorrogação antecipada são tratadas nos artigos 4º a 7º da referida Lei. Em particular, o art. 7º, indica que, “*verbis*”:

**“Artigo 7º** - *Caberá ao órgão ou à entidade competente apresentar estudo técnico que fundamente a vantagem da prorrogação do contrato de parceria em relação à realização de nova licitação para o empreendimento.*



*§ 1º - Sem prejuízo da regulamentação do órgão ou da entidade competente, deverão constar do estudo técnico de que trata o “caput” deste artigo:*

*1 - o programa dos novos investimentos, quando previstos;*

*2 - as estimativas dos custos e das despesas operacionais;*

*3 - as estimativas de demanda;*

*4 - a modelagem econômico-financeira e as razões para manutenção ou alteração dos critérios de remuneração;*

*5 - as diretrizes ambientais, quando exigíveis, observado o cronograma de investimentos;*

*6 - as considerações sobre as principais questões jurídicas e regulatórias existentes;*

*7 - os valores devidos ao Poder Público pela prorrogação, quando for o caso;*

*8 - os mecanismos que demonstrem a mitigação ou resolução do desequilíbrio econômico-financeiro verificado em relação ao parceiro privado;*

*9 - as garantias que serão concedidas ao parceiro privado como forma de mitigar os riscos contratuais e diminuir os custos a eles associados.*

*§ 2º - A formalização da prorrogação do contrato de parceria dependerá de avaliação prévia e favorável do órgão ou da entidade competente acerca da capacidade de o contratado garantir a continuidade e a adequação dos serviços.*

*§ 3º - Mediante anuência prévia do órgão ou da entidade competente, os planos de investimento serão revistos para fazer frente aos níveis de capacidade, nos termos do contrato”.*

A avaliação de que trata o artigo será objeto de análise posterior pelo Poder Concedente, uma vez que este se manifeste favorável para continuidade da análise.



## **2. Análise Histórica**

Conforme indicado acima, a avaliação histórica abrange os aspectos econômico-financeiros do Contrato de Concessão CSPE/01/99, sendo posteriormente complementada pela avaliação histórica dos aspectos técnicos, institucionais e de satisfação dos usuários, a serem elaborados pelas demais Diretorias da Arsesp.

### **2.1. Histórico da Regulação Econômico-Financeira – Processos Tarifários e Contábeis**

O Contrato de Concessão nº CSPE/01/99 foi assinado em 31 de maio de 1999. Nesse momento, o regulador era a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE).

As tarifas vigentes no momento de assinatura do Contrato foram estabelecidas pela Portaria CSPE-7, de 21 de maio de 1999, sendo que a estrutura tarifária, incluindo a classificação em segmentos e o enquadramento das classes de tarifa, foi estabelecida pela Portaria CSPE-1, de 10 de março de 1999. A partir de então, as tarifas foram atualizadas seguidamente, principalmente por conta de alterações do preço do insumo.

O Plano de Contas do Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado, que padronizou as informações contábeis para fins de acompanhamento e fiscalização, foi estabelecido pela Portaria CSPE-22, de 19 de novembro de 1999. Posteriormente foi revisado pelas Portarias CSPE-273, de 23 de dezembro de 2003, CSPE-323, de 01 de setembro de 2004, CSPE-356, de 31 de março de 2005, CSPE-384, de 01 de outubro de 2005, e CSPE-403, de 04 de fevereiro de 2006.

A contabilização e controle de bens e direitos registrados no ativo imobilizado referente à concessão, incluindo a definição dos bens reversíveis, foi estabelecida pela Portaria CSPE-50, de 08 de maio de 2000. O envio mensal de balancetes e relatório de informações padronizadas foi determinado pela Portaria CSPE-49, de 08 de maio de 2000.



O primeiro reajuste tarifário anual da Comgás foi feito por meio da Portaria CSPE-57, de 02 de junho de 2000, seguido no primeiro ciclo tarifário (31/05/1999 – 30/05/2004), pelas Portarias CSPE-124, de 25 de maio de 2001<sup>1</sup>, CSPE-180, de 11 de junho de 2002<sup>2</sup>, e CSPE-238, de 28 de maio de 2003.

A primeira revisão tarifária ordinária (RTO) da Comgás foi iniciada com a publicação do cronograma da Portaria CSPE-246, de 01 de agosto de 2003, com previsão de conclusão em 13 de abril de 2004. A metodologia de cálculo da 1ª RTO (Nota Técnica nº 1) constou da Portaria CSPE-259, de 10 de outubro de 2003. O custo médio ponderado de capital (WACC) deste processo foi aprovado pela Portaria CSPE-258, de 10 de outubro de 2003, referenciado à Nota Técnica nº 2, com valor de 11,76%. O processo foi concluído em 12 de abril de 2004, com a publicação da Portaria CSPE-286 (Nota Técnica nº 5), e aprovação de margem máxima igual a 0,2654 R\$/m<sup>3</sup> e Fator X, cujo objetivo é compartilhar os ganhos de produtividade da concessionária com os usuários e utilizado como redutor da inflação nos processos de reajuste anual, de 0,89%.

Os segmentos de usuários foram consolidados na Portaria CSPE-296, de 28 de maio de 2004, e a estrutura tarifária vigente no primeiro ano do segundo ciclo tarifário foi estabelecida pela Portaria CSPE-297<sup>3</sup>, de 28 de maio de 2004. No segundo ciclo (31/05/2004 – 30/05/2009), os reajustes tarifários anuais foram autorizados pelos seguintes documentos:

- Portaria CSPE-366, de 30 de maio de 2005;
- Portaria CSPE-412, de 26 de maio de 2006<sup>4</sup>;
- Portaria CSPE-459, de 29 de maio de 2007;

<sup>1</sup> O segmento consumidor Pequena Cogeração foi criado pela Portaria CSPE-139, de 30 de agosto de 2001.

<sup>2</sup> O segmento consumidor Interruptível foi criado pela Portaria CSPE-211, de 14 de novembro de 2002, e a tabela tarifária correspondente foi publicada por meio da Portaria CSPE-222, de 20 de janeiro de 2003.

<sup>3</sup> A Portaria CSPE-301, de 31 de maio de 2004, estabeleceu a equalização das tarifas vigentes no Vale do Paraíba (que recebiam descontos em relação à tarifa teto aplicada às demais regiões da área de concessão) à estrutura tarifária vigente.

<sup>4</sup> A CSPE alterou a sistemática de aplicação tarifária dos serviços de distribuição de gás canalizado em decorrência de impacto das modificações das alíquotas e forma de apuração das contribuições: Programa de Integração Social – PIS e Programa de formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS (Portaria CSPE-399, de 30 de janeiro de 2006. Por consequência, alterou a estrutura tarifária através da Portaria CSPE-400, de 31 de janeiro de 2006.



- Deliberação ARSESP<sup>5</sup>-19<sup>6</sup>, de 29 de maio de 2008.

Ainda em 2007, a Portaria CSPE-458, de 29 de maio de 2007, fixou o valor do Termo de Ajuste K para 2008, previsto na Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão.

A Deliberação Arsesp nº 39, de 26 de janeiro de 2009, estabeleceu o cronograma de eventos para o processo da 2ª RTO da Comgás, com finalização prevista até 30 de maio de 2009. A metodologia de cálculo foi estabelecida pela Deliberação nº 46, de 17 de março de 2009 (Nota Técnica nº RTM/02/2009). O WACC para o terceiro ciclo foi estabelecido em 9,55%, com base na Nota Técnica RTC/01/2009, autorizado pela Deliberação nº 42, de 16 de fevereiro de 2009. O processo foi concluído em 29 de maio de 2009, com a publicação da Deliberação nº 63, e aprovação de margem máxima igual a 0,3052 R\$/m<sup>3</sup> e Fator X de 0,82%. O valor do Termo K para 2009 foi definido na Deliberação nº 66, de 29 de maio de 2009.

No terceiro ciclo (31/05/2009 – 30/05/2014), os reajustes tarifários foram autorizados pelos seguintes documentos:

- Deliberações ARSESP nº 142, de 28 de maio de 2010;
- Deliberação ARSESP nº 234, de 27 de maio de 2011;
- Deliberação ARSESP nº 340, de 30 de maio de 2012;
- Deliberação ARSESP nº 421, de 24 de maio de 2013.

O termo K foi definido anualmente por meio dos seguintes documentos:

- 2010: Deliberação ARSESP nº 141, de 28 de maio e 2010;
- 2011: Deliberação ARSESP nº 229, de 26 de maio de 2011;
- 2012: Deliberação ARSESP nº 338, de 30 de maio de 2012;

<sup>5</sup> A Arsesp substituiu a CSPE como regulador, com base na Lei Complementar 1.025, de 07 de dezembro de 2007.

<sup>6</sup> O segmento de prestação de serviços de Gás Natural Liquefeito (GNL) foi estabelecido pela Portaria CSPE-471, de 21 de setembro de 2007.



- 2013: Deliberação ARSESP nº 419, de 24 de maio de 2013;
- 2014: Deliberação ARSESP nº 495, de 27 de maio de 2014.

A Deliberação nº 308, de 17 de fevereiro de 2012, determinou o mecanismo de recuperação do saldo da conta gráfica em razão de variações no preço do gás e do transporte, estabelecendo inclusive o Índice Mensal da Conta Gráfica (IMCG), que representa o saldo da conta gráfica em relação à receita líquida das concessionárias. Quando o IMCG ultrapassa o valor de 3,5% ou -3,5%, pode ocorrer a atualização da parcela de recuperação da conta gráfica nas tarifas dos usuários.

A Deliberação nº 211, de 03 de março de 2011, posteriormente alterada pela Deliberação nº 633, de 17 de fevereiro de 2016, estabeleceu as condições e critérios para a autorização de projetos para prestação de serviço de distribuição de gás canalizado em regiões com atendimento por redes locais, implantadas ou a serem implantadas, que dependam de suprimento de gás por gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito (GNL) ou biometano<sup>7</sup>, no âmbito da área de concessão de cada Concessionária do Estado de São Paulo. A mesma deliberação determinou que o custo relativo à compressão/transporte/descompressão ou liquefação/transporte/regaseificação para atendimento aos respectivos sistemas de rede local seria compensado na forma de parcela adicional ao preço do gás e do transporte e repassado ao mix do gás e do transporte de todos os usuários da área de concessão, nos termos da Nona Subcláusula da Cláusula Décima Primeira dos Contratos de Concessão. O limite do custo anual para aplicação dos projetos foi estabelecido em 1% do custo total da aquisição do gás e do transporte realizado no ano civil imediatamente anterior à data de aplicação, sendo possível alterá-lo até 3,9%. A Deliberação determina que os limites seriam publicados até 30 de abril de cada ano. A apuração de custos seria cessada quando interligada a rede local ao sistema principal da concessionária ou fosse demonstrada a inviabilidade da continuação do empreendimento. As tarifas aplicadas aos usuários da rede local são as mesmas aplicadas aos demais usuários da área de concessão.

A Deliberação nº 331, de 16 de maio de 2012, definiu os descontos médios a serem aplicados na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) dos usuários livres, após a abertura da atividade de comercialização, prevista no Contrato de Concessão. Até março de 2020, existe apenas um usuário livre, do segmento de termogeração.

---

<sup>7</sup> O biometano foi incluído por meio da Deliberação nº 633/2016.



A tarifa de uso do sistema de distribuição exclusivo e específico de autoprodutor e autoimportador para a Usina Termoelétrica de Euzébio Rocha foi estabelecida pela Deliberação nº 432, de 14 de agosto de 2013. A TUSD-E para Usina São João Energia Ambiental foi estabelecida na Deliberação nº 512, de 01 de outubro de 2014. A regulamentação dos clientes livres, autoimportadores e autoprodutores foi estabelecida na Deliberação nº 231, de 26 de maio de 2011. Até março de 2020, apenas estes usuários possuem TUSD-E.

Para o processo da 3ª RTO da Comgás, foi publicada a Deliberação nº 402, de 21 de fevereiro de 2013, que estabeleceu a metodologia e os procedimentos para levantamento dos ativos em operação e sua conciliação com os registros contábeis das concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo. A Deliberação nº 429, de 01 de agosto de 2013, estabeleceu o cronograma para o levantamento dos ativos.

A Deliberação nº 493, de 27 de maio de 2014, estabeleceu o cronograma para realização da 3ª RTO, com previsão de conclusão até 29 de janeiro de 2015. Nota-se que a Deliberação já previa atraso na conclusão, justificada pelo atraso da contratação de empresa de consultoria que assistiria a Arsesp no processo. Por conta do atraso, a Deliberação nº 494, de 27 de maio de 2014, autorizou aplicação de reajuste provisório nas margens, considerando o período de aplicação entre 31 de maio de 2014 até 30 de janeiro de 2015.

A tabela tarifária foi publicada por meio da Deliberação nº 496, de 27 de maio de 2014. Posteriormente, em função dos sucessivos adiamentos da finalização da 3ª RTO, foi publicada a Deliberação nº 533, de 10 de dezembro de 2014, autorizando ajuste complementar, até 30 de maio de 2015, com publicação da tabela na Deliberação nº 534, de 10 de dezembro de 2014.

Novos reajustes provisórios foram autorizados, conforme segue:

- Em 7 de maio de 2015, por meio da Deliberação ARSESP nº 575;
- Em 23 de maio de 2016, por meio da Deliberação ARSESP nº 648;
- Em 29 de maio de 2017, por meio da Deliberação ARSESP nº 727<sup>8</sup>;
- Em 30 de maio de 2018, por meio da Deliberação ARSESP nº 798.

<sup>8</sup> A Deliberação nº 716, de 30 de março de 2017, alterou as tarifas por conta de nova alíquota do ICMS no cálculo do PIS/Cofins.



O Termo K foi estabelecido conforme segue:

- 2015: por meio da Deliberação ARSESP nº 574, de 7 de maio de 2015;
- 2016: por meio da Deliberação ARSESP nº 647, de 23 de maio de 2016;
- 2017: por meio da Deliberação ARSESP nº 726, de 29 de maio de 2017.

O Termo K não foi aplicado posteriormente, em função da judicialização do tema, conforme será abordado na próxima seção.

A proposta de metodologia para a 3ª RTO foi publicada na Deliberação nº 504 (Nota Técnica RTG nº 002/2014), de 15 de julho de 2014, e submetida à Consulta Pública. A Deliberação nº 517, de 28 de outubro de 2014, estabeleceu um WACC para a 3ª RTO de 8,04%. A Deliberação nº 700, de 15 de dezembro de 2016, invalidou o WACC da Deliberação nº 517, por conta de vício formal (Pareceres CJ/ARSESP nº 22/2015, 114/2015 e 141/2016), e reabriu o processo de consulta pública. O processo referente à revisão tarifária sofreu várias suspensões judiciais e por tal razão, somente pode ser finalizado em 2019, como se poderá constatar do relato constante da próxima seção.

A Deliberação nº 765, de 06 de dezembro de 2017, estabeleceu os critérios de cálculo da apuração de compensação na tarifa do Encargo de Capacidade e de Gás de Ultrapassagem pelas concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo, ambos previstos nos Aditivos/Contratos de Suprimento da Petrobras. Estes valores passaram a compor a conta gráfica do gás canalizado, juntamente com a conta de compensação (Deliberação nº 308) e a parcela de redes locais (Deliberações nº 211 e 633).

Nova metodologia para levantamento dos ativos em operação e conciliação com os registros contábeis foi publicada por meio da Deliberação nº 838, de 30 de novembro de 2018. O cronograma de levantamento dos ativos foi estabelecido pela Deliberação nº 850, de 20 de fevereiro de 2019, com prazo de finalização em 30 de agosto de 2019.

Com a proximidade do final do quarto ciclo tarifário (originalmente, 31/05/2014 – 30/05/2019), sem que tenha havido a 3ª RTO, a Deliberação nº 840, de 04 de dezembro de 2018, estabeleceu cronograma para o processo da 4ª Revisão Tarifária da Comgás, com finalização prevista para 24 de maio de 2019. Destacam-se os seguintes considerandos:



*“Considerando que, para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a ARSESP tem aprovado ajustes tarifários provisórios das margens de distribuição de gás canalizado da COMGÁS, ressaltando-se em todos eles que uma vez concluído o processo de revisão tarifária referente ao 4º ciclo os resultados obtidos serão aplicados, devendo ser realizados os ajustes e compensações devidos de todos os valores decorrentes dos ajustes provisórios realizados, garantindo-se o equilíbrio econômico-financeiro da concessão no ciclo tarifário 2014-2019;*

*Considerando a necessidade de se implementar os atos componentes da 4ª Revisão Tarifária do 5º ciclo, inobstante a solução que será dada para a conclusão da Terceira Revisão Tarifária no sentido de se ultrapassar os impedimentos que ora inviabilizam o seu andamento e conclusão;*

*Considerando que, não obstante devam ser respeitados os prazos e etapas legais e procedido o devido escrutínio pelo regulador de todos os elementos e contribuições que compõem ou venham a compor o processo de Revisão Tarifária, tais como a imprescindível disponibilização do Plano de Negócios da Concessionária para o próximo ciclo tarifário e o envio das informações que vierem a ser solicitadas pela ARSESP no seu decorrer - indispensáveis para que os prazos considerados no presente cronograma possam ser realizados na forma prevista -, é necessário imprimir celeridade ao processo de Revisão Tarifária, de modo que seu resultado ocorra dentro dos limites contratualmente estabelecidos, o que se reflete no cronograma aprovado por unanimidade em Reunião Extraordinária de Diretoria Colegiada, no dia 29.11.2018, segundo o qual a ARSESP desenvolverá simultaneamente mais de uma etapa do processo de Revisão Tarifária;*

*Considerando que, nesse sentido, a ARSESP recebeu da Secretaria de Energia e Mineração o Processo SEEM nº 485083/2018, que versa sobre proposta de solução das controvérsias judiciais e encaminhamento das Revisões Tarifárias do Quarto e Quinto Ciclos Tarifários contratuais da COMGÁS, consubstanciada em Memorando de Entendimentos do qual são signatárias COMGÁS, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP, ABIVIDRO – Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro, ABRACE -*



*Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres, ABIQUIM – Associação Brasileira da Indústria Química, ASPACER – Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimentos e a ANACE - Associação Nacional dos Consumidores de Energia, documento esse que contempla as visões das partes signatárias e representa para o Estado a possibilidade (i) de solução de questionamentos que têm impossibilitado conclusão da Terceira Revisão Tarifária (Quarto Ciclo Tarifário) até o presente momento, assim como (ii) de realização da Quarta Revisão Tarifária (Quinto Ciclo Tarifário) no seu prazo regular;*

*Considerando que tal proposta envolve, entre outros aspectos, a alteração dos períodos correspondentes aos Quarto e Quinto Ciclos Tarifários, para os quais a Secretaria de Energia e Mineração elaborou minuta que instrui o Processo SEEM nº 485083/2018 e é objeto do cronograma de eventos aprovado por unanimidade em Reunião Extraordinária de Diretoria Colegiada, no dia 29.11.2018; e*

*Considerando que referido Memorando de Entendimentos será apresentado, em seu inteiro teor, como contribuição à Revisão Tarifária, em regular processo de consulta pública, observado o cronograma que ora se apresenta, após o que, suas premissas, uma vez validadas à luz da legislação aplicável e das regras regulatórias e contratuais vigentes, incorporar-se-ão ao resultado da presente Revisão Tarifária, consoante resposta encaminhada pela ARSESP à Secretaria de Energia e Mineração (Ofício OF.P-0110-2018)” (cf. Deliberação ARSESP nº 840, de 04 de dezembro de 2018)”.*

A Deliberação nº 856, de 22 de março de 2019, alterou o prazo para finalização da 4ª RTO, que foi concluída em 23 de maio de 2019, com a publicação da Deliberação nº 873. Foi autorizada uma margem máxima de 0,5182 R\$/m<sup>3</sup> e Fator X de 0,5241%. A 4ª RTO também estabeleceu metodologia para cálculo e os valores da TUSD e TUSD-E para usuários livres. O período do quarto ciclo tarifário foi alterado por meio do 6º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para 31 de maio de 2014 a 30 de maio de 2018 (quatro anos), enquanto o quinto ciclo passou a compreender o período de 31 de maio de 2018 a 30 de maio de 2024 (seis anos).

Justamente em virtude da formalização do 6º Termo Aditivo, houve a necessidade de aplicação de reajuste anual de tarifas logo após a finalização da 4ª RTO. A tabela tarifária reajustada foi publicada por meio da



Deliberação nº 875, de 30 de maio de 2019. O próximo processo de reajuste tarifário anual está previsto para 31 de maio de 2020, enquanto o próximo processo de revisão tarifária deverá ser finalizado até 31 de maio de 2024.

Cabe destacar, nesse período, a movimentação tarifária promovida pelas Deliberações nº 849, de 31 de janeiro de 2019, e nº 852, de 26 de fevereiro de 2019, sendo que, em razão das definições da Deliberação nº 308/2012, a Arsesp atualiza as tarifas aos usuários, considerando o preço do gás e do transporte e a parcela de recuperação da conta gráfica, sempre que o IMCG, mencionado anteriormente, ultrapassa 3,5% e há pedido formal da concessionária.

Em janeiro de 2019, houve a necessidade de atualização, principalmente por força da aceleração do valor do saldo da conta gráfica, gerando expressivo aumento tarifário. Diante disso, a Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente enviou o Ofício SIMA/GAB/0151/2019, no qual solicitou à Arsesp que avaliasse a possibilidade de atendimento de pleito formulado junto ao Governo do Estado de São Paulo por associações de usuários, no sentido de se praticar diferimento da aplicação do ajuste da Deliberação nº 849.

A Comgás, por meio do Ofício OF-CR-110/19 concordou com o diferimento, propondo a retirada das tarifas da parcela de recuperação do saldo da conta gráfica, substituindo-o pelo valor anterior (publicado na Deliberação Arsesp nº 798/2018), "...até a data base de atualização das tarifas da Comgás em 31/05/2019, quando a parcela de recuperação correspondente (maio/19) será reincorporada às tarifas, de forma a permitir, a partir de então, a recuperação do saldo acumulado da conta gráfica".

Destarte, o valor foi de fato reincorporado por meio da Deliberação nº 875, porém, a Comgás novamente concordou com a recuperação do saldo em um período de 18 meses (superior ao usual, de 12 meses), de modo a minorar o impacto sobre a tarifa dos usuários.

Em 04 de setembro de 2019, foi firmado Termo de Compromisso entre Arsesp, Comgás, Gás Natural São Paulo Sul (Naturgy), ABRACE e ABIVIDRO, todos que figuraram como Partes nos processos relacionados com a 3ª RTO, como será abordado na seção seguinte. Tal avença possibilitou o início dos trabalhos correspondentes à mencionada revisão, com a renúncia e/ou suspensão das ações judiciais. Nessa mesma



data, foi publicada Deliberação nº 901, que aprovou o cronograma para a 3ª RTO, com finalização prevista até 16 de dezembro de 2019.

O resultado da 3ª RTO foi finalmente publicado, por meio da Deliberação nº 933, de 6 de dezembro de 2019, em data anterior àquela prevista como prazo original, possibilidade prevista na Deliberação. Assim, considerando as particularidades deste processo, que foi realizado de forma posterior ao quarto ciclo tarifário, em virtude de impedimento relacionado às determinações judiciais, a Arsesp optou pela adoção de metodologia de cálculo baseada nos dados realizados pela Concessionária ao longo do quarto ciclo, e não valores projetados, como é o usual, pela evidência do tempo decorrido, que não mais permitiu o implemento de metodologia prospectiva. Assim, estabeleceu a taxa WACC em 8,59% para o período e determinou margem máxima de 0,5349 R\$/m<sup>3</sup>. A comparação da receita requerida para o quarto ciclo com a receita efetivamente obtida pela Concessionária, resultou na necessidade de ajuste compensatório, em favor da Concessionária, no importe de R\$ 697 milhões, em moeda de abril de 2018, sem as devidas capitalizações pelo atraso.

Na ocasião, o Poder Concedente, por meio do Ofício SIMA/GAB/169/2019, de 28 de novembro de 2019, determinou que: “se a aludida compensação vier a se verificar, o tratamento a ser aplicado deverá ser não tarifário, sendo que a forma da aplicação desta compensação será definida por esta Secretaria [Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente] e informada a essa Agência em tempo e forma que garantam sua implementação até 31 de maio de 2020”. Assim sendo, o valor indicado acima não teve impacto tarifário e seu tratamento será objeto de análise específica pelo Poder Concedente e pela Arsesp.

Cabe ressaltar que os resultados da 3ª e 4ª RTOs são provisórios, uma vez que não houve a conclusão do processo de fiscalização da base de ativos, entregue pela Concessionária, conforme o cronograma, em novembro de 2018. Em fevereiro de 2020, as fiscalizações de campo da base de ativo foram concluídas e estão pendentes de análise contábil, que deverá ser concluída até maio de 2020. Diante dos resultados preliminares, já é possível afirmar, que não deverá ocorrer variação relevante entre os resultados das revisões já apresentados.

Com a conclusão da fiscalização, os valores finais, com as devidas compensações, deverão ser publicados pela Agência.



## 2.2. Histórico da Regulação Econômico-Financeira – Questionamentos Judiciais e Administrativos

Esta seção é destinada ao histórico de questionamentos judiciais e administrativos, que foram apresentados pela Comgás individualmente ou em conjunto com outras concessionárias e/ou grandes usuários, com relação aos aspectos da regulação econômico-financeira. O objetivo de tal relato é o de identificar as principais intercorrências e seus impactos sobre o processo regulatório ao longo do Contrato de Concessão.

Os primeiros registros relevantes de questionamentos jurídicos e administrativos ocorreram no âmbito da 3ª Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Comgás. Como mencionado na seção anterior, o andamento do processo foi conturbado. De fato, houve judicialização por parte da Comgás, e também da concessionária Gás Natural São Paulo Sul (Naturgy) e de associações de consumidores industriais (ABRACE, ABIVIDRO e COGEN), o que provocou atraso no cronograma, fazendo com que sua conclusão ocorresse apenas ao final de 2019 – ou seja, mais de cinco anos após a previsão contratual.

Houve um primeiro atraso da RTO relacionado ao processo de contratação de consultoria especializada para apoio ao processo. A licitação foi aberta em setembro de 2013 e teve duração de quatro meses, tendo sido concluída em janeiro de 2014, data muito próxima da data de referência (31 de maio de 2014) para realização da revisão. Assim, a Arsesp optou por publicar cronograma postergando o processo para janeiro de 2015 (Deliberação nº 493, de 27 de maio de 2014) e autorizar reajuste tarifário provisório (Deliberação nº 494, de 27 de maio de 2014), mencionados na seção anterior.

Em julho de 2014, a Comgás solicitou abertura de processo administrativo, com pedido de que não fosse aplicado reajuste provisório nos moldes definidos pela Deliberação nº 494. A referida deliberação aplicava reajuste inflacionário proporcional ao período de atraso (8 meses, maio a janeiro) e não cumulativo de 12 meses. A CJ-ARSESP opinou pela invalidação do reajuste proporcional, no que foi seguida pela Diretoria Colegiada da Agência – cabe lembrar que diante de novo atraso, de todo modo, foi aplicado reajuste da inflação anual (Deliberação nº 533, de 10 de dezembro de 2014).

Na sequência foram abertos processos de Consulta Pública para avaliação do custo médio ponderado de capital e da metodologia a ser aplicada na 3ª RTO.



Por conta de divergências quanto ao critério de tratamento da base de remuneração regulatória, a Comgás solicitou, então, adiamento da Consulta Pública, requerendo que os critérios utilizados para composição da base de remuneração de ativos fossem mantidos iguais aos utilizados nos processos de revisão anteriores.

Cabe aqui um rápido descritivo do tratamento da base de remuneração ao longo da Concessão. Como será abordado na próxima seção, as tarifas vigentes no início do Contrato, em maio de 1999, foram mantidas pelo então regulador, a CSPE.

Na 1ª RTO, a CSPE determinou que a base de remuneração de ativos seria composta pelo Valor Econômico Mínimo (VEM) do processo de licitação, calculado em maio de 1999, adicionado dos ativos incrementais a partir de então, até a data da revisão. O VEM foi baseado no valor mínimo do processo licitatório, adicionado da dívida de longo prazo da Comgás no momento da privatização. Este valor representaria uma base líquida (ou seja, excluídos os valores depreciados), convertida em base bruta (ou seja, incluindo os valores depreciados) a partir da relação base bruta e base líquida do balanço da Comgás no mesmo período. Após a inclusão dos ativos incrementais, a base bruta na data de referência da 1ª RTO foi convertida em base líquida pela referência de depreciação regulatória.

No processo de revisão tarifária, a base de remuneração regulatória líquida (BRRL) é utilizada como referência para cálculo da remuneração regulatória da Concessionária, considerado o produto da BRRL por uma taxa de remuneração, conhecida como WACC, cujos valores aprovados em cada processo foram descritos na seção anterior.

Na 2ª RTO, em maio de 2009, já executada pela Arsesp, o método anterior foi mantido. À BRRL da 1ª RTO foram agregados, os ativos incrementais entre 2004 e 2009.

Contudo, na 3ª RTO, a Agência entendeu que já não havia a necessidade de manutenção do conceito de VEM na composição da BRR. Assim determinou que a base de remuneração para a revisão seria composta exclusivamente pelos ativos em serviço. Esta opção metodológica gerou críticas por parte das três concessionárias de gás canalizado do Estado e, como indicado, levou ao pedido de adiamento da Consulta Pública por parte da Comgás.

Houve um primeiro parecer da Consultoria Jurídica da Arsesp que concluiu que o entendimento da Agência na 3ª RTO estaria aderente às hipóteses contratuais. A Subprocuradoria Geral do Estado não aprovou tal



Parecer e indicou que o tratamento dado nas primeiras revisões era aderente ao Contrato e que a base de ativos só poderia substituir o VEM no cálculo da BRRL, quando o valor contábil da base de ativos superasse o valor do VEM – entendimento baseado em resposta dada em função de uma consulta no processo de licitação da Comgás (Pergunta 98 ao Edital de Licitação). Em 2017, a Subprocuradoria emitiu o último Parecer, consolidando o entendimento de que o VEM deveria ser incluído na base de remuneração de ativos, considerando uma amortização completa até outubro de 2023. A referência de amortização surge a partir de análise da evolução da base de ativos da Concessionária e que, posteriormente, seria incluída no Memorando de Entendimentos, assinado entre a própria concessionária e associações de usuários industriais, cujo objetivo era produzir uma proposta para conclusão da revisão tarifária judicializada – também mencionado na seção anterior.

O último Parecer acima mencionado, foi reiterado pelo Parecer SUB-CONS nº 62/2017 da Subprocuradoria Geral, sedimentando a definição do VEM e da BRRL, que viria a ser utilizado já no contexto de cálculo da 4ª RTO. Para a retificação do conceito e sua aplicação na 4ª RTO, foi assinado o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão (cf. despacho publicado no Diário Oficial do Estado de 15 de dezembro de 2018), para a ratificação do critério.

A Comgás também ingressou com pedido administrativo de invalidação do custo médio ponderado de capital (WACC), constante da 3ª RTO (Deliberação nº 517) alegando a existência de vício formal, uma vez que não houve publicação prévia do relatório circunstanciado de análise das contribuições à Consulta Pública, antes da publicação da Deliberação. Houve parecer da CJ-ARSESP favorável à invalidação. As associações de consumidores industriais se manifestaram contrários à invalidação, mas a ARSESP manteve o opinativo, amparada em parecer da CJ-PGE.

A Associação Brasileira das Indústria de Vidro (ABIVIDRO) impetrou um Mandado de Segurança (Processo nº 1019326-42.2015.8.26.0053), que tramitou pela 6ª Vara da Fazenda Pública e foi o primeiro processo judicial relacionado ao andamento da 3ª RTO, cuja sentença de primeiro grau reconheceu que os atos atacados não eram ilegais e, tampouco, violaram qualquer direito da impetrante ou de suas associadas, motivo pelo qual a segurança foi denegada. Entretanto, em segundo grau de jurisdição, houve provimento parcial do recurso proposto pela Impetrante, que culminou na determinação do encerramento do processo



da 3ª RTO em até noventa dias. Porém, restou mantida a decisão de prosseguir com os reajustes provisórios, objeto do mandado de segurança, contra o qual se insurgiu a Impetrante.

Em dezembro de 2016, processo similar foi também objeto de Mandado de Segurança impetrado Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres (ABRACE) - Processo nº 1020259-15.2015.8.26.0053 -, que tramitou pela 1ª Vara da Fazenda Pública, cuja sentença de primeiro grau julgou improcedente a ação, adotando integralmente como razão de decidir, o que chamou de “... excelentes argumentos consignados na exauriente sentença de fls. 887/893 (Proc. nº 1019326-42.2015) ...”

Contudo, em segundo de grau de jurisdição, deram parcial provimento ao recurso para determinar que a conclusão do processo da 3ª RTO ocorresse em 90 dias, e, em eventual descumprimento, assinalou a pena de multa no valor de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) por semana de atraso.

A Arsesp, por sua vez, reabriu a consulta pública do cálculo do WACC da 3ª RTO, em dezembro de 2016, mas o respectivo processo foi suspenso em seguida, em razão da propositura da ação judicial nº 1056347-18.2016.8.26.0053, que tramitou na 14ª Vara da Fazenda Pública, com pedido de antecipação de tutela em face desta Agência, bem como em face da pessoa física do Senhor José Bonifácio de Souza Amaral Filho, então Diretor de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados da Arsesp, que estava no exercício cumulativo da Presidência, solicitando o seu afastamento dos atos da revisão tarifária. A primeira decisão determinou a manifestação dos réus em 15 dias e também a suspensão da revisão tarifária. Após, em nova decisão, ainda ao exame da tutela, reconheceu como insuficientes as alegações da Autora e indeferiu o pedido, que foi sentenciado e julgado improcedente, com determinação de extinção do processo, decisão que foi mantida em segundo grau de jurisdição.

O atraso da revisão teve sede também em medida liminar concedida em Mandado de Segurança - Processo nº 1059048-14.2016.8.26.0053, impetrado pela Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN).

Nova tentativa de abertura do processo foi feita em maio de 2017, mas Comgás e Gás Natural São Paulo Sul (Naturgy) apresentaram pedido de instauração de processo administrativo para invalidação da decisão, com efeito suspensivo. O pedido foi negado pela Diretoria da Arsesp, com base em Parecer da CJ-ARSESP.

A revisão foi suspensa por decisão judicial em nova ação movida pela Comgás e pela Naturgy, impedindo o andamento da 3ª RTO (mandado de Segurança nº 1048346.10.2017.8.26.0053), interposto contra o ato



praticado pela Diretoria Colegiada da Arsesp, tendo em vista o pedido formulado para deferimento de provas, as mesmas requeridas no processo 1038777.82.2017.8.26.0053, que foram indeferidas em Juízo e que foram objeto do questionamento constante do processo PA 266/2017. O juiz, por sentença, mandou extinguir o processo sem julgamento do mérito, por carência de ação, por falta de interesse de agir, ressaltando que não existiu direito líquido e certo.

As Autoras ingressaram com recurso de Apelação, que esteve pendente de julgamento. Este recurso originariamente não tem efeito suspensivo, entretanto as Autoras conseguiram tal efeito por meio de pedido formulado ao Relator, cuja decisão monocrática foi consolidada pelo Desembargador Nogueira Diefenthaler (fls. 1208 a 12011) dos autos.

Quanto ao status da referida ação, relata-se que o Juiz determinou às partes que informem acerca da realização do acordo. O prazo para pronunciamento das Partes está em trâmite. Assim, as Partes devem providenciar o pedido de extinção do Processo em virtude do acordo celebrado.

Ressalte-se que esta decisão impediu a realização da Revisão Tarifária, que somente poderia ser retomada após o julgamento do recurso de Apelação, fato que não ocorreu. Na verdade, a revisão somente teve seu prosseguimento a partir do implemento do Termo de Compromisso celebrado em 04 de setembro de 2019, entre Arsesp, Comgás, Naturgy, ABRACE e ABIVIDRO, na forma acima descrita.

Em abril de 2018, Comgás, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), Associação Brasileira das Indústrias de Vidro (ABIVIDRO), Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUIM), Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimentos (ASPACER) e Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE) assinaram um Memorando de Entendimentos, no qual propunham diretrizes para encerramento das pendências judiciais e encaminhamento dos processos da 3ª e 4ª RTOs.

A Arsesp, como mencionado na seção anterior, utilizou o Memorando de Entendimentos como contribuição prévia no processo de cálculo da 4ª RTO, que foi concluída em maio de 2019. Em razão da assinatura do 6º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, uma das proposições do referido Memorando, além do mencionado 5º Termo Aditivo que incluiu o VEM no cálculo da BRRL, houve uma mudança nos prazos dos quarto e quinto ciclos tarifários, que passaram a ter, respectivamente, quatro e seis anos.



Finalmente, para concluir o processo da 3ª RTO, que naquele momento já contava com mais de cinco anos de atraso, a Arsesp assinou, em 04 de setembro de 2019, um Termo de Compromisso com todos os envolvidos nos processos judiciais mencionados e que impactavam o andamento da revisão, para proporcionar o equacionamento de todas as demandas que foram encerradas ou suspensas e, dessa forma, foi possível concluir a 3ª RTO em dezembro de 2019.

Tais discussões em torno da 3ª RTO determinaram o mais significativo embaraço ao processo de regulação econômico-financeira observado no Contrato de Concessão. Contudo, cabe ainda mencionar, que a Comgás apresentou Recurso Administrativo solicitando revisão dos resultados da 4ª RTO, posteriormente negado a partir de Parecer da CJ-ARSESP. Também entrou com Recurso Administrativo em relação à determinação do WACC final da 3ª RTO – este ainda em avaliação técnica pela Arsesp.

Cabe observar, por oportuno, que ainda persiste em andamento junto ao Poder Judiciário, uma ação de indenização por danos materiais proposta pela Comgás em face da Arsesp e do Estado de São Paulo, que tramita pela 8ª Vara da Fazenda Pública (1053722-11.2016.8.26.0053), em segredo de Justiça, onde alega a ocorrência de falha metodológica de aplicação do Termo de Ajuste K, aduzindo que lhe causou sérios prejuízos nos 2º e 3º ciclos do contrato, tendo afetado, inclusive, seu equilíbrio econômico-financeiro.

Necessário mencionar a tal título, que o Contrato de Concessão prevê a aplicação de um termo de ajuste (Termo K) às margens de distribuição das concessionárias, quando há diferença entre a margem autorizada pela Agência e a margem obtida anualmente pela Concessionária. Até o segundo ciclo, o Contrato previa, excepcionalmente que diferenças positivas e negativas seriam compensadas. Contudo, a partir do terceiro ciclo, apenas diferenças positivas – ou seja, quando a margem obtida pela Concessionária fosse superior à margem autorizada – seriam compensadas.

Para tornar o tema mais claro, explica-se que a margem autorizada pela Agência nos processos de revisão tarifária ordinária (quinquenal) é baseada em uma projeção de mercado total para o ciclo tarifário. A Agência também autoriza a aplicação de uma estrutura tarifária que conta com diferentes tarifas para diferentes segmentos de usuários, com base nas diferenças de custos e definições de política pública. Assim, quando o mercado é efetivamente realizado pela Concessionária, pode haver diferenças na participação de segmentos em relação ao projetado, de modo que a margem média fique diferente da



margem autorizada (note-se que isto pode ocorrer mesmo quando o mercado total projetado seja igual ao mercado total realizado, mas as participações de cada classe sejam diferentes).

Na ação acima mencionada, a concessionária Comgás solicita pagamento de indenização, por conta de uma suposta aplicação equivocada do Termo de Ajuste K. Também inclui indenização por revisão do mercado utilizado no cálculo da margem de distribuição da 2ª RTO de forma unilateral pela Agência, sem justificativas no processo<sup>9</sup>, e incorreção no cálculo de compensação de descontos mandatórios para grandes consumidores com alto fator de carga.

Referida ação já conta com sentença de primeiro grau, onde foi reconhecida à Comgás, decisão favorável. Atualmente o processo aguarda seu trâmite, que contará com a apresentação de Memoriais de Alegações Finais pelas Partes e, após, acontecerá o julgamento pelo Tribunal de Justiça.

Cabe também mencionar a existência de uma última questão, que conta com processo administrativo em trâmite na Arsesp e diz respeito ao tratamento regulatório de indenização recebida pela Comgás no âmbito de acordo para encerramento de disputas judiciais com a Comgás. Cerca de R\$ 800 milhões foram recebidos pela Concessionária como compensação, em decorrência de acordo promovido nos autos de várias ações judiciais, de forma geral, por conta da prática de *by pass* (fornecimento direto de gás na área de concessão da Comgás pela Petrobras). O processo segue pendente de avaliação final pela CJ-ARSESP e decisão da Diretoria Colegiada.

### **2.3. Modelo de Regulação Econômico-Financeira e evolução das tarifas**

A Cláusula Décima Primeira do Contrato de Concessão determina que a Concessionária deverá cobrar as tarifas teto fixadas pelo regulador. Por liberalidade da Concessionária, esta pode cobrar tarifas menores que a tarifa teto, não havendo possibilidade de compensação, tendo como limite mínimo a manutenção da viabilidade econômico-financeira do fornecimento contratado.

---

<sup>9</sup> Nesse caso, cabe mencionar que o modelo adotado para cálculo de margem pela Arsesp determina que o mercado é risco da Concessionária, não cabendo ajustes compensatórios por diferenças nos volumes projetados e realizados. No geral, o mercado é proposto pela própria Concessionária em seu Plano de Negócios apresentado para realização da RTO. A Agência propõe ajustes ao mercado, a partir de análise técnica. No caso, a Concessionária alega que foi feito ajuste, sem justificativas técnicas robustas.



As tarifas teto iniciais do contrato, associadas aos processos de revisão e reajustes anuais são considerados suficientes pelo Contrato para manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. O Contrato também determina que aconteçam processos de revisão ordinária a cada cinco anos (ciclo tarifário), nas quais há revisão do nível e estrutura tarifária.

De acordo com a Sexta Subcláusula, da Cláusula Décima Primeira, a tarifa final ao usuário é decomposta em preço do gás (Pg), preço do transporte (Pt) e margem de distribuição (Md). A margem de distribuição deve ser reajustada anualmente, entre os processos de revisão ordinária.

O preço do gás e transporte podem ser agrupados na tarifa e devem ser apurados mensalmente nos contratos de suprimento, que não são objeto de regulação da Arsesp – a Agência exclusivamente homologa os contratos e suas condições, o que é objeto de análise de parecer da Diretoria Técnica.

As diferenças acumuladas entre o preço do gás e transporte incluído nas tarifas e os valores efetivamente realizados (pagos pela concessionária ao supridor) devem ser contabilizados (Subcláusula Décima Primeira). O mecanismo de contabilização e tratamento foi definido posteriormente pela Deliberação Arsesp nº 308/2012. O repasse e monitoramento dos custos com redes locais e encargo de capacidade e preço de gás de ultrapassagem também compõem a tarifa final ao usuário, por conta das Deliberações Arsesp nº 211/2011 (alterada pela Deliberação nº 633/2016) e nº 765/2017, respectivamente.

Na data de assinatura do contrato, os segmentos de usuários eram: residencial, comercial, industrial, grandes usuários (consumo médio mensal mínimo de 500.000 m<sup>3</sup>), termoelétrica, cogeração, gás natural veicular (GNV) e interruptível.

Por fim, o contrato também prevê a possibilidade de revisões extraordinárias, caso ocorram variações significativas nos custos da Concessionária.

As Cláusulas Décima Segunda e Décima Terceira do Contrato tratam especificamente das tarifas. Ficou estabelecido que o as tarifas teto seriam reguladas por meio de uma metodologia de margem máxima (ou *price cap*, no termo em inglês, mais usual na literatura). A margem máxima deve ser suficiente para obtenção de receitas que cubram os custos adequados de operação, manutenção, impostos, encargos e depreciação, bem como uma rentabilidade razoável.



A margem máxima é determinada nos processos de revisão ordinária e reajustada anualmente pela inflação acumulada, medida pelo IGP-M, e por um fator de eficiência. Este fator de eficiência, ou Fator X, deve ser calculado nos processos de revisão ordinária considerando: tendência histórica de eficiência da Concessionária, padrões internacionais de eficiência da indústria, índices de produtividade de longo prazo, economias de escala e comparações com outras concessionárias do país.

A Quarta Subcláusula da Cláusula Décima Terceira estabelece a fórmula de cálculo da margem anual e apresenta o conceito do Termo de Ajuste K. Este tem como objetivo, garantir o cumprimento da margem máxima pela Concessionária: “O Termo de Ajuste K é utilizado para corrigir os desvios anuais existentes entre a Margem Máxima (MM) e a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA e será aplicado anualmente somente quando a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA exceder a Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE. O Termo de Ajuste K reduzirá a Margem Máxima (MM) do ano t, em um montante equivalente ao valor atualizado da receita adicional obtida, quando a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA em t – 1 for maior que a Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE para esse ano” (Subcláusulas Décima Sexta e Décima Sétima da Cláusula Décima Terceira). O Termo de Ajuste K segue em discussão judicial, como mencionado na seção anterior.

O modelo regulatório adotado para o cálculo das margens apresentou pouca mudança entre os quatro processos de revisão já aplicados pelo regulador. De forma sumarizada, o modelo consiste na determinação de uma Margem Máxima (MM), cujo valor no primeiro ano do ciclo tarifário é chamado de P0, que garante o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária em toda área de atuação, com custos eficientes projetados para o ciclo tarifário, de forma a incentivar a empresa a buscar permanentemente a redução de seus custos.

A metodologia baseia-se em um modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), cujo objetivo é o de calcular a tarifa de equilíbrio (P0) que garante que o Valor Presente Líquido (VPL) do ciclo tarifário seja igual a zero, dado um custo de oportunidade igual ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, na sigla em inglês para Weighted Average Capital Cost). Os elementos que compõem o FCD são estimados a preços constantes para todo o ciclo, o que além de evitar a necessidade de projeções de inflação, calcula o valor apropriado e permite obter estimativas mais adequadas de cada componente.



A principal base de informações para o cálculo do P0 é o Plano de Negócios apresentado pela Comgás. Além disso, são utilizadas informações históricas para análise da evolução de alguns componentes e definição das metas e padrões a serem atingidos no ciclo tarifário.

A fórmula a ser adotada no cálculo do P0 está demonstrada na equação a seguir:

$$P0 = \frac{BRRL_0 - \frac{BRRL_T}{(1 + r_{WACC})^T} + \sum_{i=1}^T \frac{(1-t) \cdot [OPEX_i + ODESP_i]}{(1 + r_{WACC})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{D_i \cdot t}{(1 + r_{WACC})^i} + \sum_{i=1}^T \frac{CAPEX_i}{(1 + r_{WACC})^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{V_i \cdot (1-t)}{(1 + r_{WACC})^i}}$$

Na qual:

P0 = Tarifa média máxima que assegura o equilíbrio econômico-financeiro da Comgás no ciclo tarifário.

BRRL0 = Base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações.

BRRLT = Base de remuneração regulatória líquida ao final do ciclo tarifário atualizada por mecanismo de *rolling forward*.

OPEXi = Custos operacionais, administrativos e de comercialização no ano i.

ODESPi = Outras despesas, gastos e impostos no ano i.

Di = Depreciação no ano i.

CAPEXi = Investimentos imobilizados no ano i.

T = Número de anos do ciclo tarifário.

t = Taxa de Impostos.

rwacc = Custo de Capital real pós impostos.

Vi = Volume (m<sup>3</sup>) de gás canalizado distribuído no ano i.

A metodologia prevê a recuperação da receita de venda do serviço de distribuição pelos usuários atendidos pela concessionária (Mercado Regulado e Mercado Livre). O P0, estimado na equação anterior, é igual a TUSD média mais encargo de comercialização médio. A TUSD média é a receita requerida da atividade de Distribuição dividida pelo volume de distribuição (volume total). O Encargo de Comercialização médio é a receita requerida da atividade de Comercialização dividida pelo volume de comercialização (volume total – volume distribuído para o mercado livre). Usuários cativos são faturados pela soma dos dois componentes (TUSD e Encargo de Comercialização), enquanto usuários no mercado livre são cobrados exclusivamente pela TUSD.



Como já indicado, o modelo adotado é baseado em valores previstos para o ciclo, o que garante os devidos incentivos ao ganho de eficiência. Porém, para alguns componentes, o modelo não busca ganhos de eficiência pelo valor projetado, como seria o caso, por exemplo, de outras receitas, cujo incentivo para execução é o compartilhamento de apenas um percentual dos valores auferidos, e dos impostos. Nesse caso, não seria razoável que os consumidores ou a própria Concessionária arcassem com impactos tarifários decorrentes de erros na projeção destes componentes – o que não traria nenhum incentivo de eficiência.

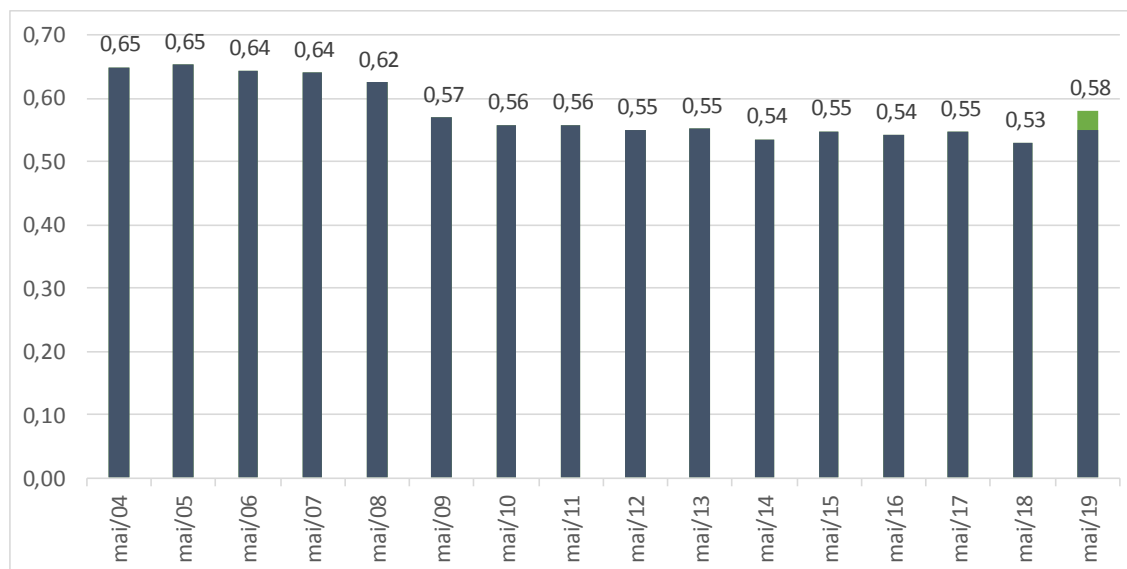
Por tal razão, ao final do ciclo, são feitos ajustes compensatórios com base nos valores observados dos seguintes componentes: impostos, investimentos físicos, base de remuneração e outras receitas. Os demais componentes, incluindo volume distribuído, não são objeto de ajuste compensatório.

Como descrito na seção 2.2, o regulador determinou que as tarifas teto vigentes à época da privatização fossem mantidas no início do Contrato. A partir de então, elas passariam a ter as margens de distribuição reajustadas anualmente e revistas a cada cinco anos. O preço do gás e do transporte passaram a ser ajustados conforme evolução do saldo da conta gráfica (a partir da Deliberação nº 308/2012).

O Gráfico 1 mostra a evolução das margens de distribuição, em moeda constante de dez/19.



Gráfico 1 – Evolução da margem máxima de distribuição da Comgás (R\$/m<sup>3</sup>, sem ICMS, moeda de dezembro/19)



Fonte:

ARSESP. Em maio de 2019, foi implementada a 4ª RTO. O valor destacado no gráfico diz respeito ao incremento na margem por conta da alteração no tratamento da base de remuneração regulatória, conforme detalhado no texto a seguir.

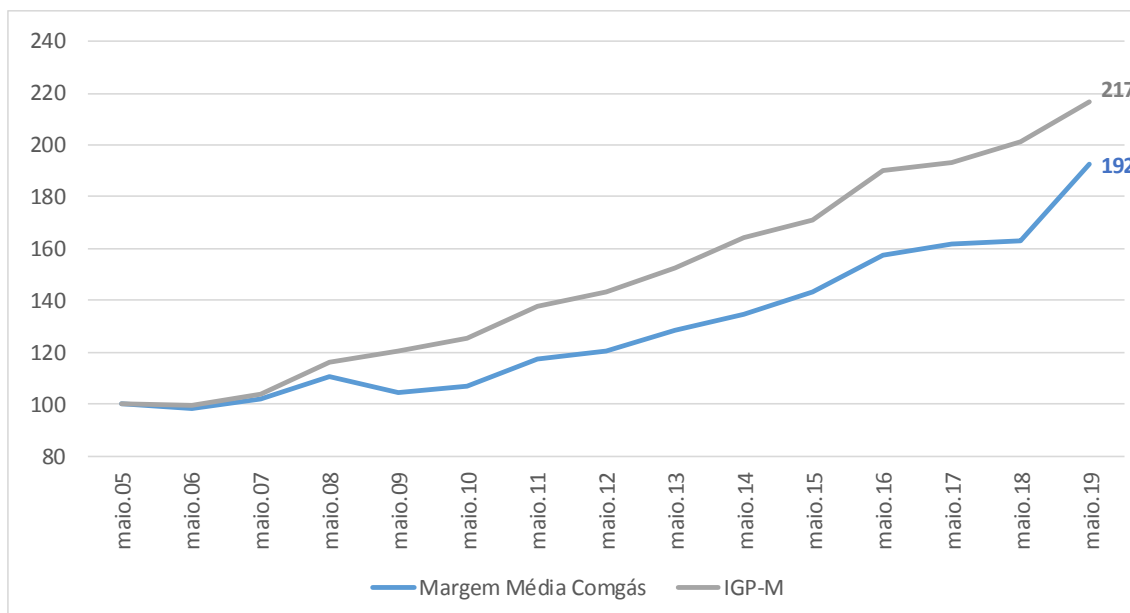
Como pode ser observado no Gráfico 1, os preços se mantiveram praticamente constantes ao longo da concessão, com variações um pouco maiores nos momentos de revisão ordinária (mai/09 e mai/19) – a variação média anual foi de -0,7% a.a.

O aumento observado em maio de 2019 está relacionado, principalmente, à mudança no tratamento da base de remuneração regulatória (BRR), discutido brevemente na seção anterior. De forma sumarizada, refere-se à mudança no tratamento da amortização do componente Valor Econômico Mínimo (VEM), que deixou de ser amortizado no mesmo ritmo da depreciação dos ativos físicos e passou a ser completamente amortizado até outubro de 2023, e não até o final do período de concessão (abr/29), por conta dos efeitos do 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão – resultado do Memorando de Entendimentos assinado entre Comgás e associações de usuários industriais.

O Gráfico 2 mostra de forma mais clara que a evolução da margem de distribuição seguiu abaixo da inflação (conforme o índice contratual, o IGP-M). Essa movimentação se justifica pela aplicação do Fator X.



Gráfico 2 – Evolução nominal da margem máxima de distribuição da Comgás e IGP-M (base mai/05 =100)



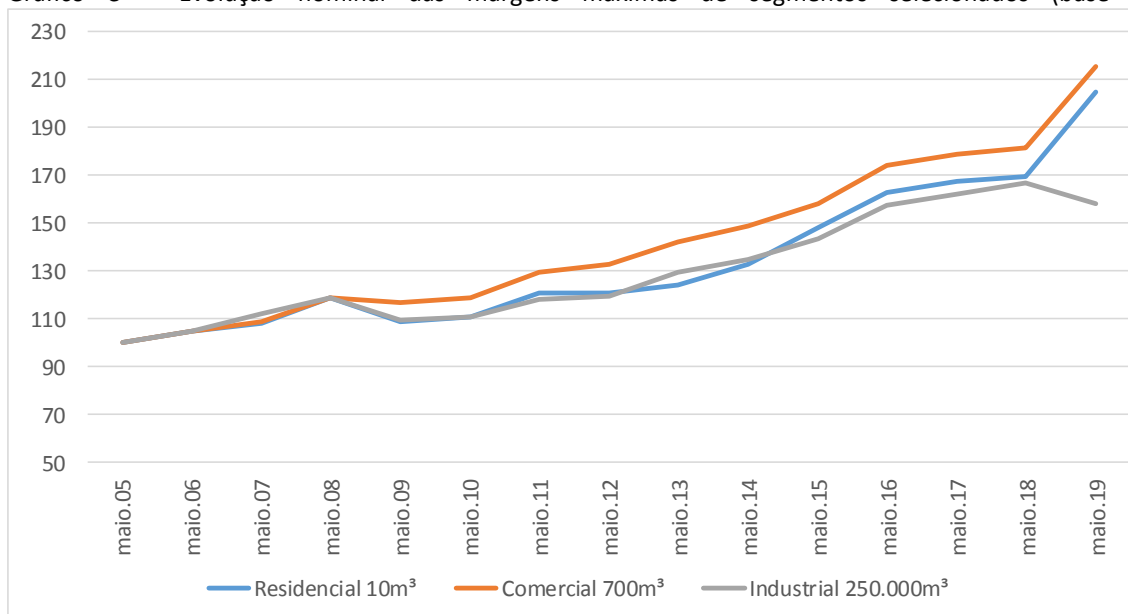
Fonte: ARSESP e IPEADData.

Novamente, com o ajuste na base de remuneração de ativos, conforme mencionado anteriormente, houve um aumento mais expressivo em maio de 2019. Sem o efeito deste ajuste, o valor observado para a margem média seria de 182 ao final do Gráfico 2.

Como já indicado, nos processos de revisão tarifária ordinária, a Arsesp pode alterar a estrutura tarifária, o que pode levar a evoluções distintas das margens médias de cada segmento de usuários. O Gráfico 3 mostra essa evolução. Note-se que, no último processo de revisão tarifária, houve um movimento oposto entre as margens industriais e as dos pequenos volumes – esse movimento se deveu a avaliação da Arsesp de que os segmentos residencial e comercial atingiram uma base de consumidores e volumes consumidos suficientes para poderem seguir seus crescimentos sem demandar a manutenção de subsídios cruzados, reduzindo-se, portanto, os níveis das margens da classe industrial.



Gráfico 3 – Evolução nominal das margens máximas de segmentos selecionados (base mai/05 =100)

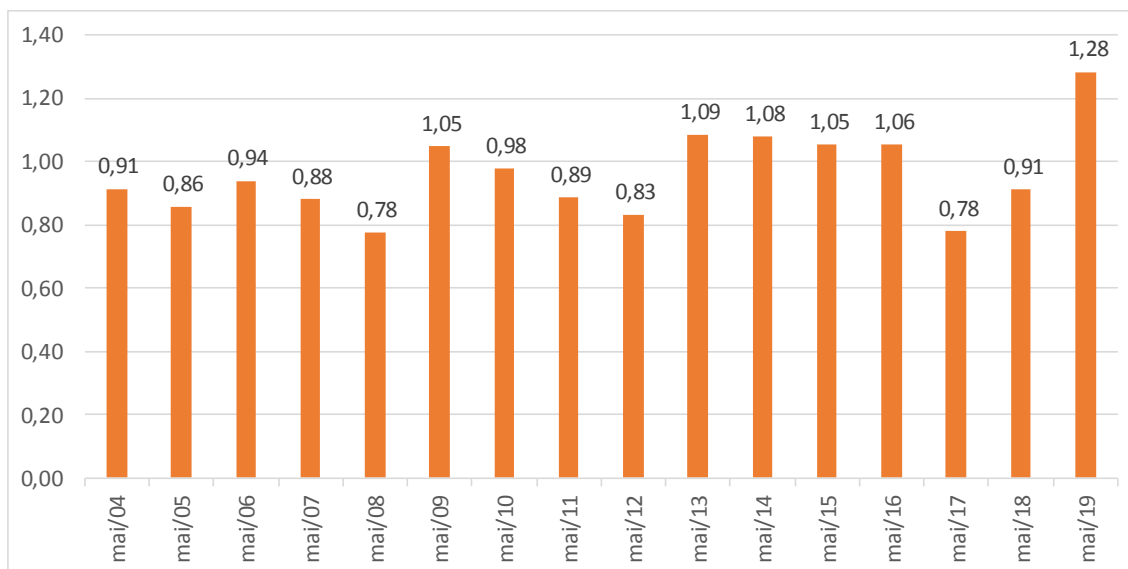


Fonte: ARSESP.

Ao contrário das margens de distribuição, o preço do gás e do transporte tiveram aumento real médio de 3,8% a.a. no período. Seus valores são objeto de negociação bilateral entre Concessionária e Supridor, que majoritariamente é a Petrobras. A discussão a respeito dos contratos de suprimento é objeto de análise da Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Gás Canalizado.

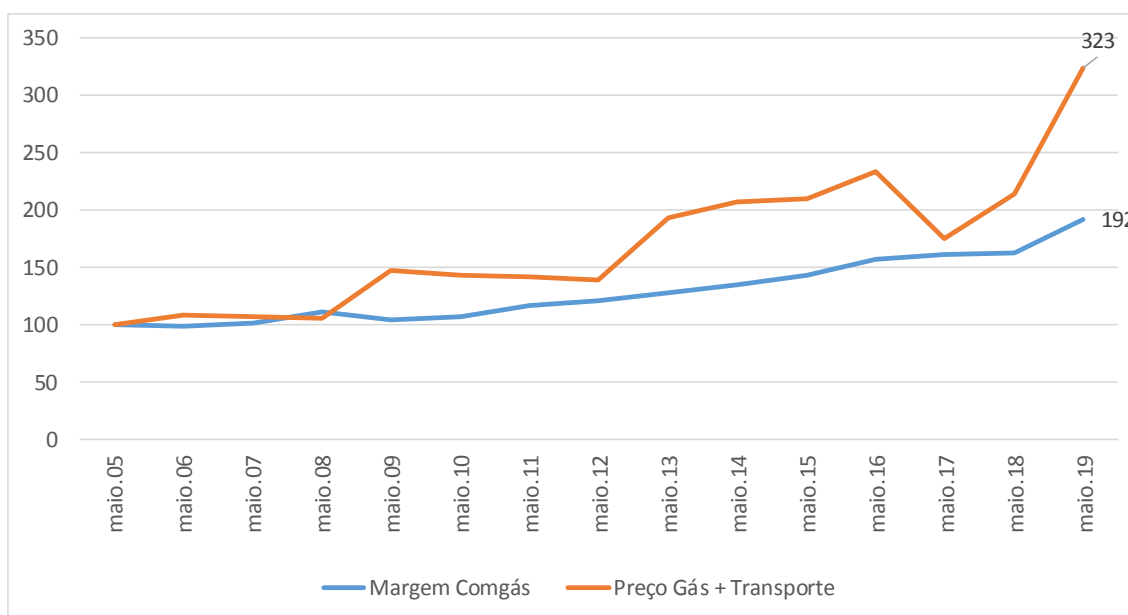


Gráfico 4 – Evolução real do preço médio do gás e transporte (R\$/m<sup>3</sup>, sem impostos, moeda de dezembro/19)



Fonte: ARSESP.

Gráfico 5 – Evolução nominal do preço médio do gás e transporte e da margem de distribuição da Comgás (sem impostos, base mai/05 =100)

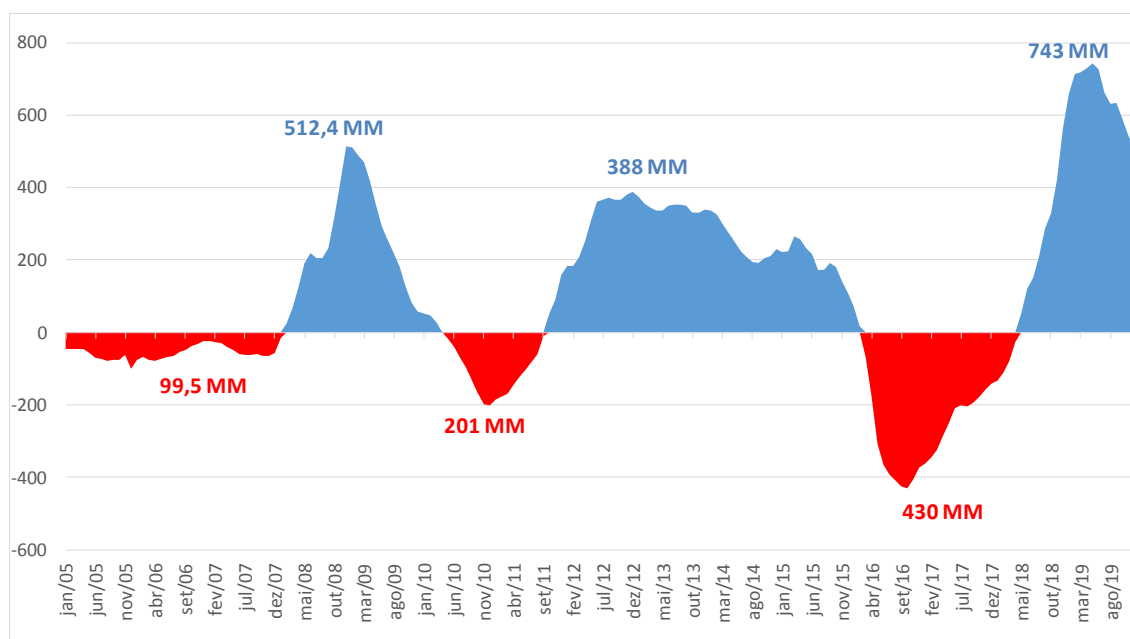


Fonte: ARSESP.



As diferenças entre os preços do gás e transporte incluídos na tarifa e os preços efetivamente faturados pelo supridor são acumuladas em uma conta gráfica, conforme Deliberação nº 308/2012, já mencionada. Os valores são capitalizados pela Selic, mensalmente, até seu repasse na tarifa dos usuários. O Gráfico 6 mostra o acúmulo de saldo da conta gráfica da Comgás ao longo da concessão.

Gráfico 6 – Evolução do saldo da conta gráfica da Comgás (R\$ milhões, valores capitalizados pela Selic nominal)



Fonte: ARSESP. Os valores indicados representam os picos (positivos e negativos) de acúmulo de saldo.

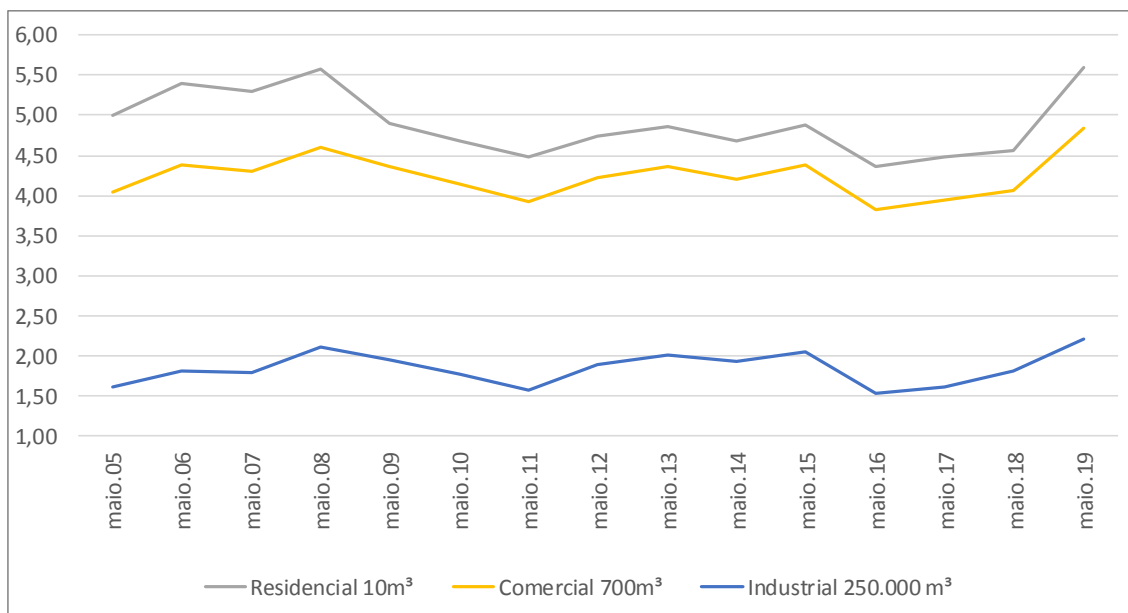
Convém notar que os saldos tendem a ser bastante representativos, implicando em um esforço de caixa da Concessionária ou da base de consumidores.

As tarifas finais ao usuário, como já indicado, são obtidas pelo somatório da margem de distribuição, do preço do gás e transporte, das parcelas de conta gráfica e dos impostos. Note-se, no

Gráfico 8, que a tarifa industrial apresenta um peso mais significativo do preço do gás e, portanto, apresenta suas variações mais alinhadas ao preço da commodity, enquanto o residencial tende a evoluir em linha com a inflação.

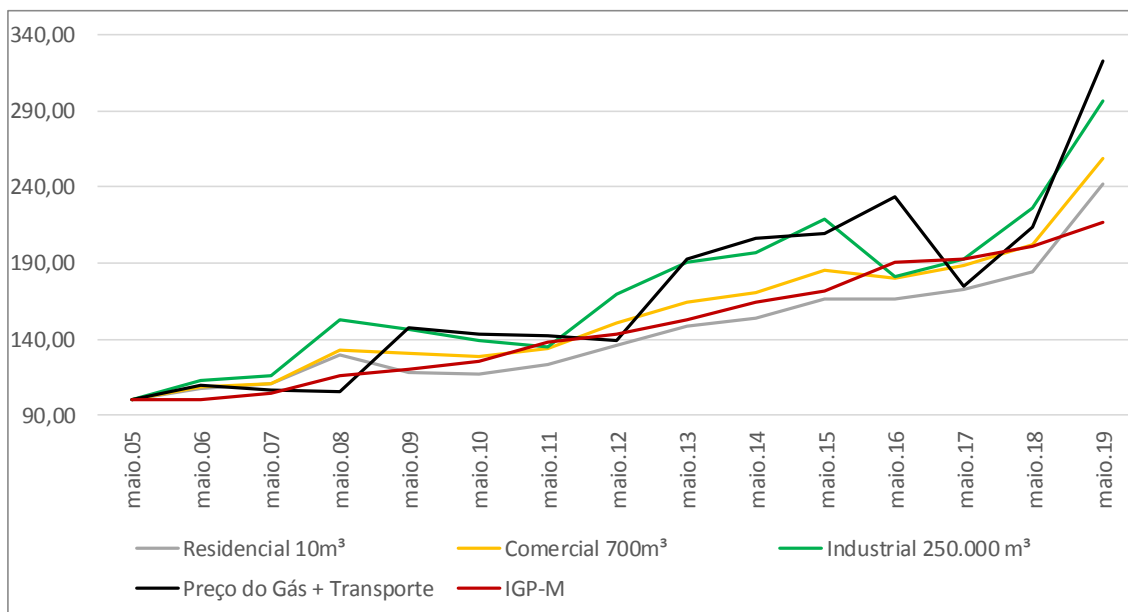


Gráfico 7 – Evolução real das tarifas médias de segmentos selecionados (R\$/m<sup>3</sup>, sem impostos, preços de dez/19)



Fonte: ARSESP.

Gráfico 8 – Evolução nominal das tarifas médias de segmentos selecionados (sem impostos, base mai/05 =100)

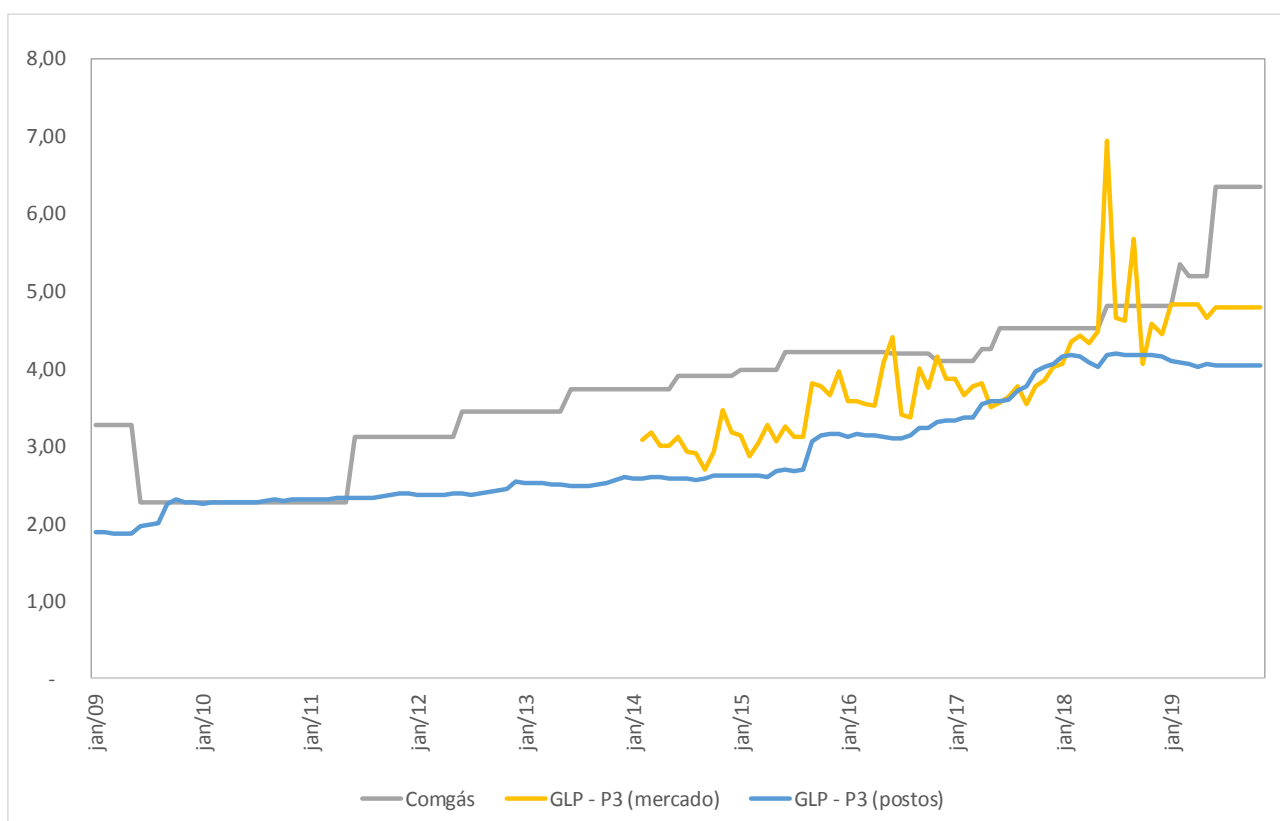


Fonte: ARSESP.



De modo a avaliar a estrutura tarifária da Concessionária, a Arsesp também acompanha a evolução da competitividade das tarifas finais aos usuários de gás canalizado nas áreas de concessão. Para os consumidores residenciais típicos, o possível substituto energético é o gás liquefeito de petróleo (GLP), vendido em cilindros de 13kg, popularmente chamados de botijões. Mesmo com o recente movimento de alta nos preços do GLP, este ainda é mais barato que o gás natural. Vale ressaltar que o histórico recente da evolução do custo do gás natural, associado à diferença de alíquotas de ICMS entre os dois energéticos concorrentes, acentuaram essa diferença. A diferença de preços é um importante desafio para as concessionárias no Estado.

Gráfico 9 – Evolução nominal das tarifas de gás natural para clientes residenciais com consumo de 10 m<sup>3</sup>/mês e GLP P13 (botijão de 13kg) (R\$/m<sup>3</sup>)

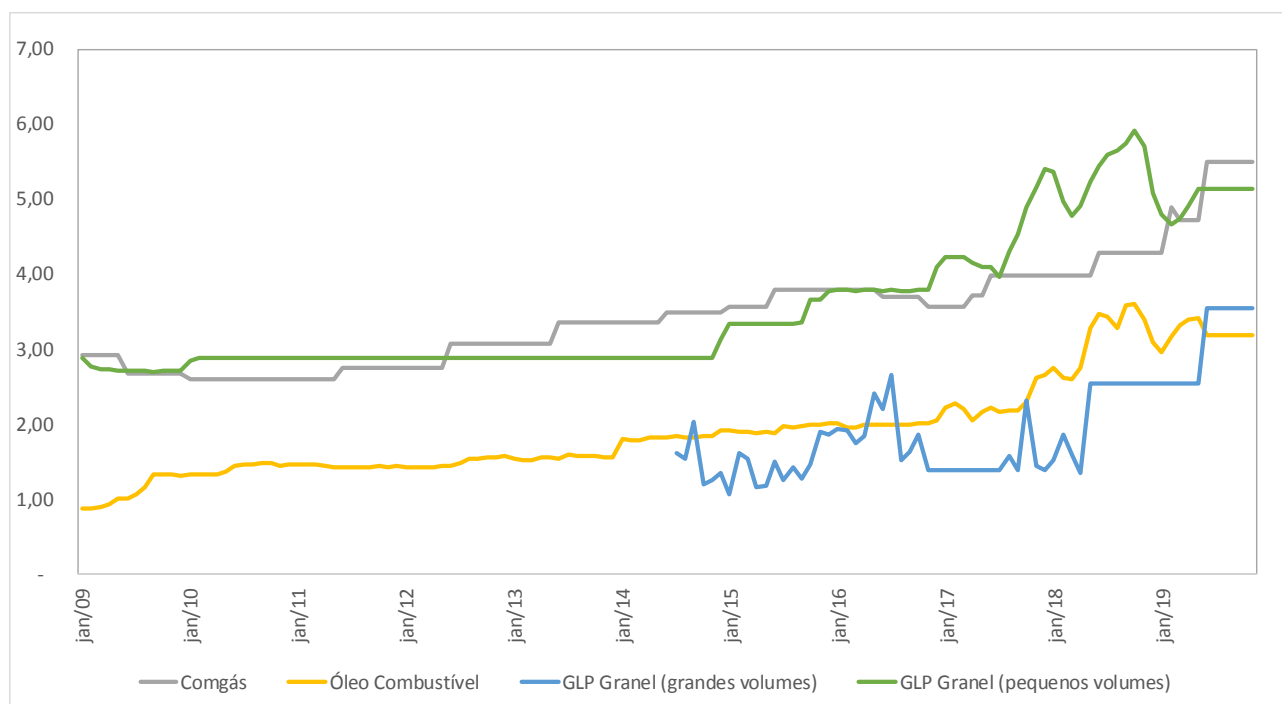


Fonte: ARSESP.



Para clientes comerciais, a tarifa de gás natural é competitiva em relação à venda de pequenos volumes de GLP a granel. Contudo, é mais cara que a venda de GLP a granel em grandes volumes e o óleo combustível.

Gráfico 10 – Evolução nominal das tarifas de gás natural para clientes comerciais com consumo de 700 m<sup>3</sup>/mês e GLP granel e óleo combustível (R\$/m<sup>3</sup>)

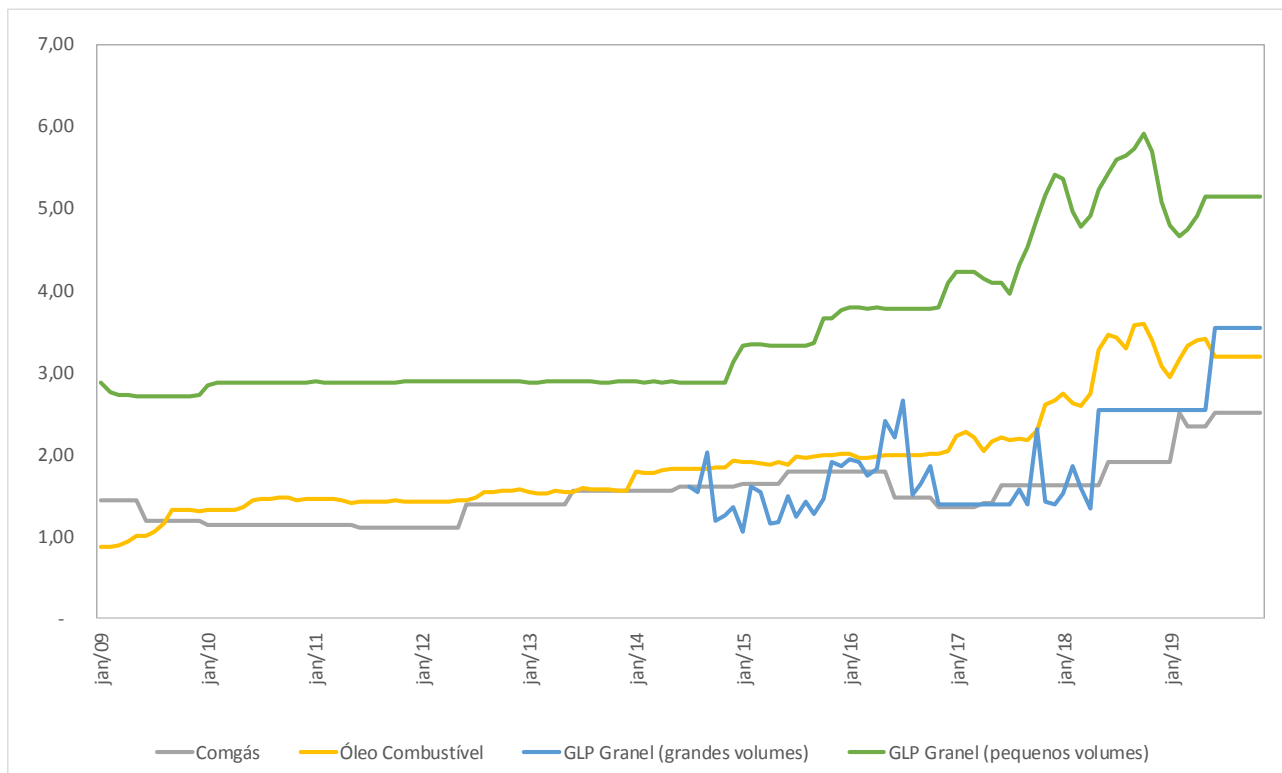


Fonte: ARSESP.

Por sua vez, os clientes industriais obtêm tarifa mais barata para gás natural que para o GLP a granel em pequenos volumes e competitiva em relação ao óleo combustível e GLP a granel em grandes volumes.



Gráfico 11 – Evolução nominal das tarifas de gás natural para clientes industrial com consumo de 250.000 m<sup>3</sup>/mês e GLP granel e óleo combustível (R\$/m<sup>3</sup>)

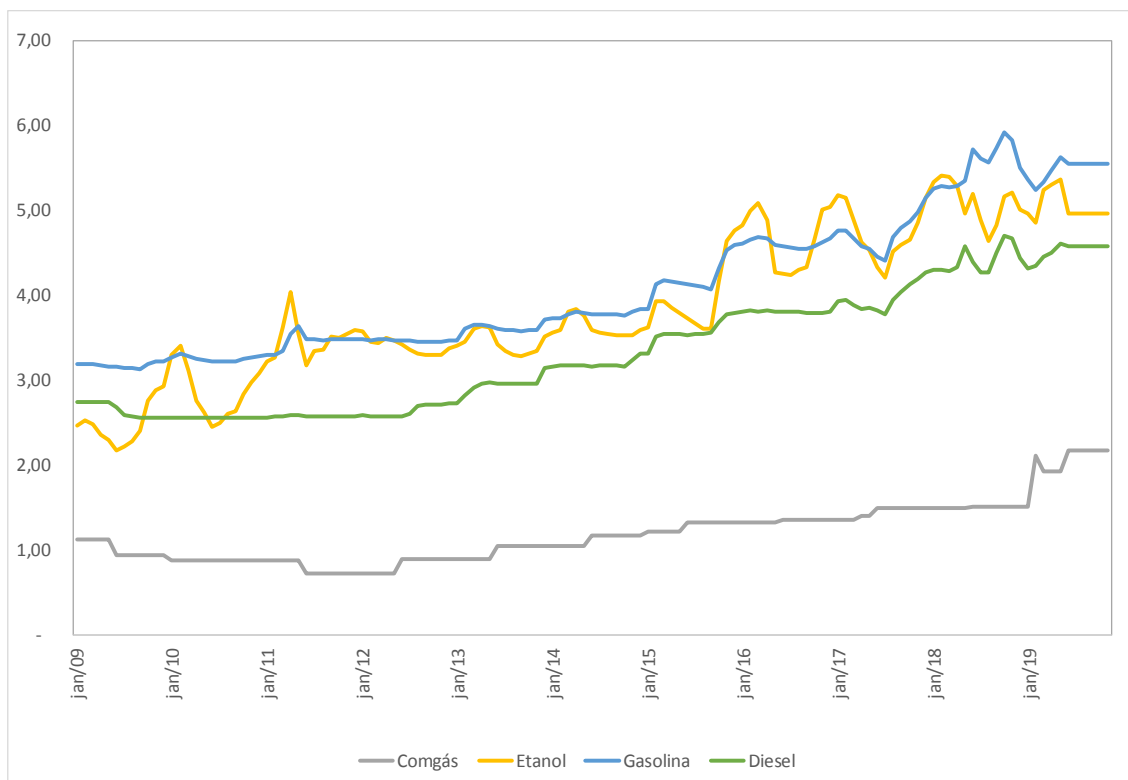


Fonte: ARSESP.

Por fim, para o segmento automotivo, o GNV (gás natural veicular) segue sendo a opção mais competitiva, considerando a equivalência de rendimento do combustível.



Gráfico 12 – Evolução nominal das tarifas GNV e combustíveis substitutos (R\$/m<sup>3</sup>)

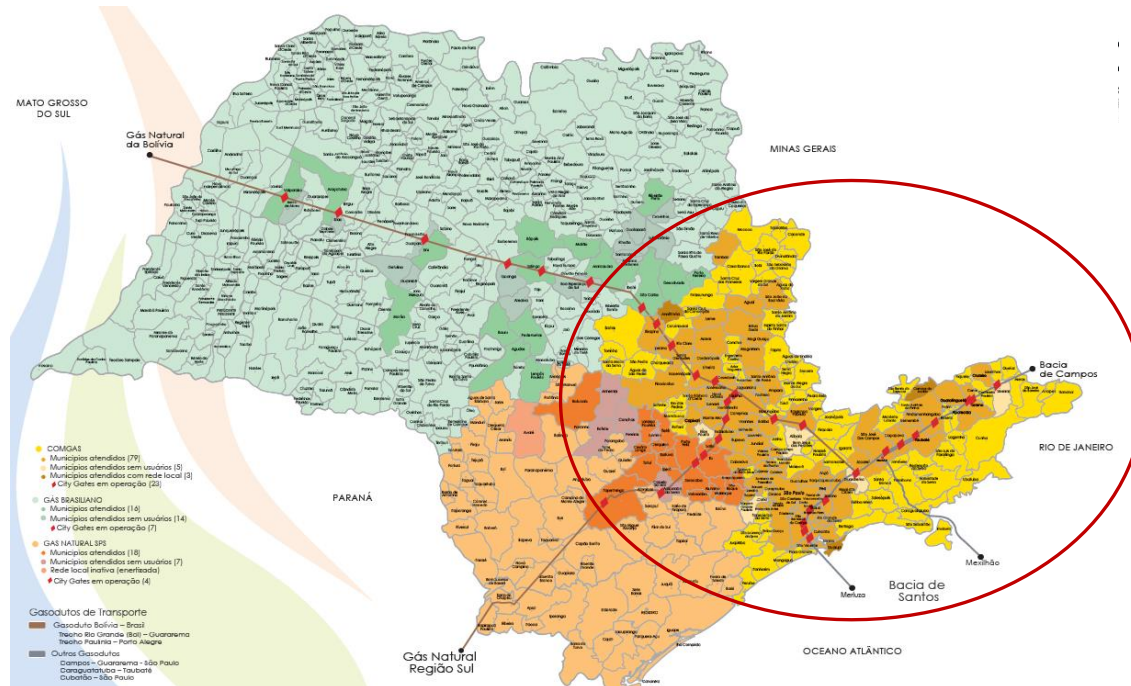


Fonte: ARSESP. Considerando 10km/litro de gasolina, 7km/litro de etanol e 13km/m<sup>3</sup> de GNV.

#### 2.4. Evolução histórica do mercado na área de concessão

Em dezembro de 2019, a Comgás atendia 17 municípios com clientes conectados. Em dezembro de 2019, ela atende 90 municípios.

Figura 1 – Mapa das áreas de concessão das distribuidoras de gás canalizado do Estado de São Paulo, com destaque para área de concessão da Comgás e indicação do traçado dos gasodutos de transporte e city gates

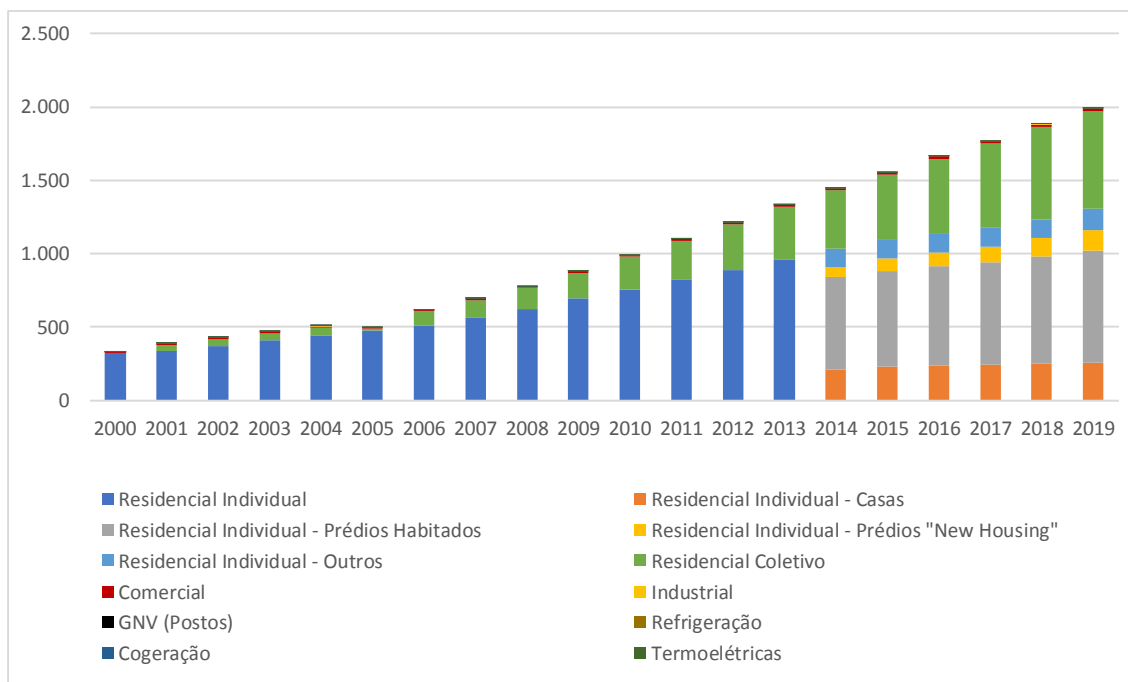


Fonte: ARSESP.

O número de consumidores passou de cerca de 330 mil para 2,0 milhões nesse período – em número de usuários, a classe residencial nunca foi inferior a 98% do total de unidades consumidoras no período. Em 2019, a classe residencial com medição individual representou cerca de 65% dos consumidores totais, enquanto o residencial com medição coletiva chegou a 34% (em 2000, este segmento era 10% dos consumidores totais). A classe com medição coletiva possui cerca de 45 unidades consumidoras por medidor instalado.



Gráfico 13 – Evolução do número de unidades consumidoras por segmento (milhares)

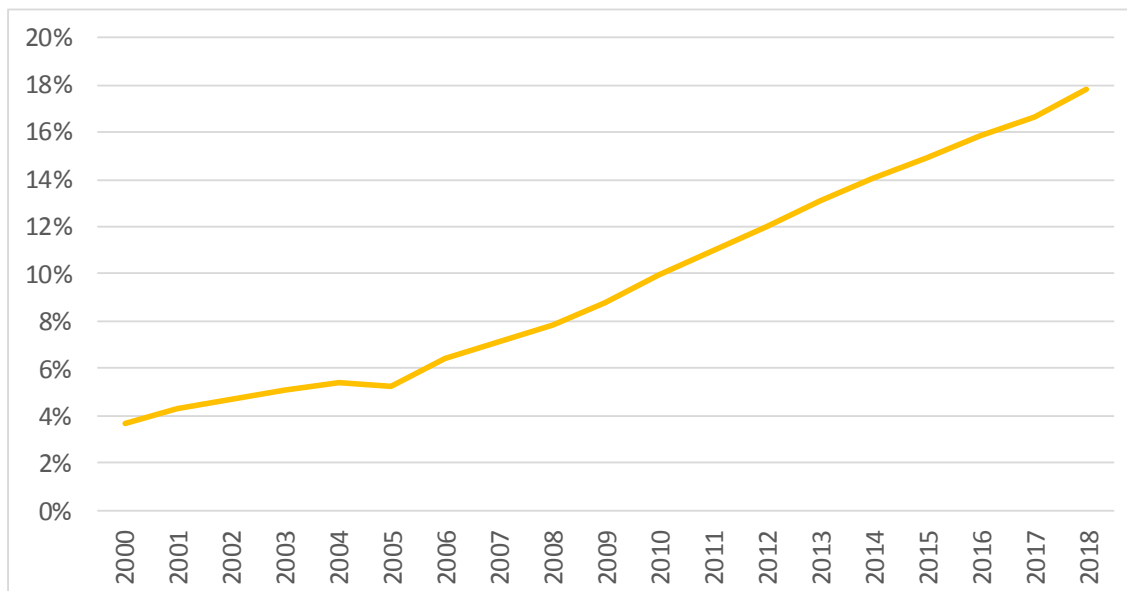


Fonte: ARSESP. *Informações detalhadas sobre os usuários residenciais individuais estão disponíveis a partir de 2014.*

Especificamente com relação ao residencial, é possível notar uma expansão constante da ordem de 9,6% a.a. nas novas ligações. No período mais recente, entre 2014 e 2019, o crescimento médio ainda foi de 6,9%, bastante expressivo considerando a mudança de patamar de usuários – atualmente são quase 2 milhões de usuários, frente ao pouco mais de 300 mil no início da concessão.



Gráfico 14 – Evolução do *Market share* da Comgás no mercado residencial (número de ligações residenciais em relação ao número de domicílios na relação de municípios atendidos pela Comgás em 2019, %)



Fonte: ARSESP e IBGE.

A população nos municípios da área de concessão da Comgás é da ordem de 32 milhões de habitantes ou, aproximadamente, 10 milhões de domicílios. Como pode ser observado no Gráfico 14, a Comgás atende cerca de 18% destes domicílios. Enquanto os prédios, com medição coletiva ou individual, são 87% dos usuários residenciais, as casas ainda representam apenas 13%.

Com isso, é possível evidenciar o espaço ainda existente para expansão da distribuição de gás canalizado. Convém considerar, como já mencionado, que a expansão de gás canalizado no segmento residencial é dificultada pela baixa competitividade com o GLP. Também vale considerar a dificuldade de penetração por conta de aspectos culturais na substituição do GLP pelo gás natural. Nesse sentido, a Arsesp no processo da 4ª RTO da Comgás, autorizou Programa Comercial que visava subsidiar, na tarifa, a instalação de gás natural para o segmento residencial – as despesas com instalação, em condições normais, não são despesas regulatórias e são de responsabilidade do usuário.

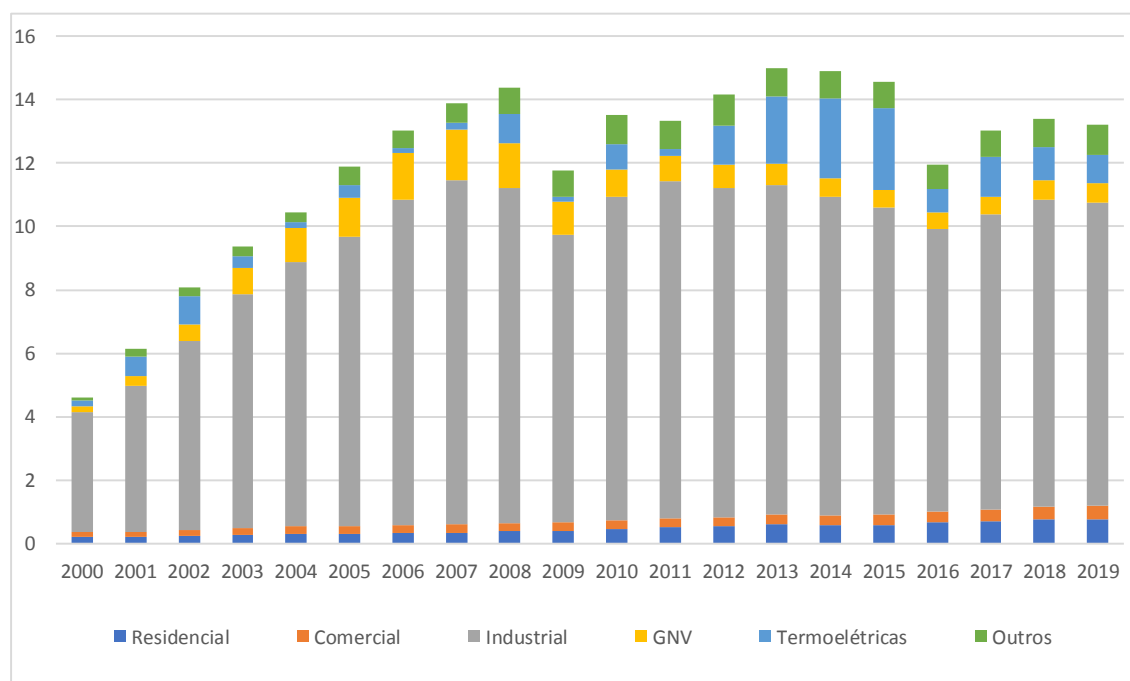
No caso do segmento comercial, o espaço para ganho de mercado é ainda maior. Com base nos dados de empresas comerciais nos municípios do Estado de São Paulo, é possível afirmar que a Comgás atende



apenas 4,1% destes. Aqui também devem ser considerados os mesmos aspectos de competitividade elencados no caso residencial.

Em volume, a distribuição da Comgás passou de 4,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 13,2 milhões m<sup>3</sup>/dia, crescimento médio anual de 6,5%. Em 2016 houve uma redução importante no consumo, principalmente por conta da redução do consumo de usuários de termogeração.

Gráfico 15 – Evolução do volume distribuído por segmento (milhões m<sup>3</sup>/dia)



Fonte: ARSESP.

No período decorrido entre 2000 e 2019, o segmento residencial passou de 4% para 6% do volume total, enquanto a indústria reduziu sua participação de 82% para 73%. Ainda assim, a indústria segue sendo o segmento que mais contribui para as variações de volume da concessionária.

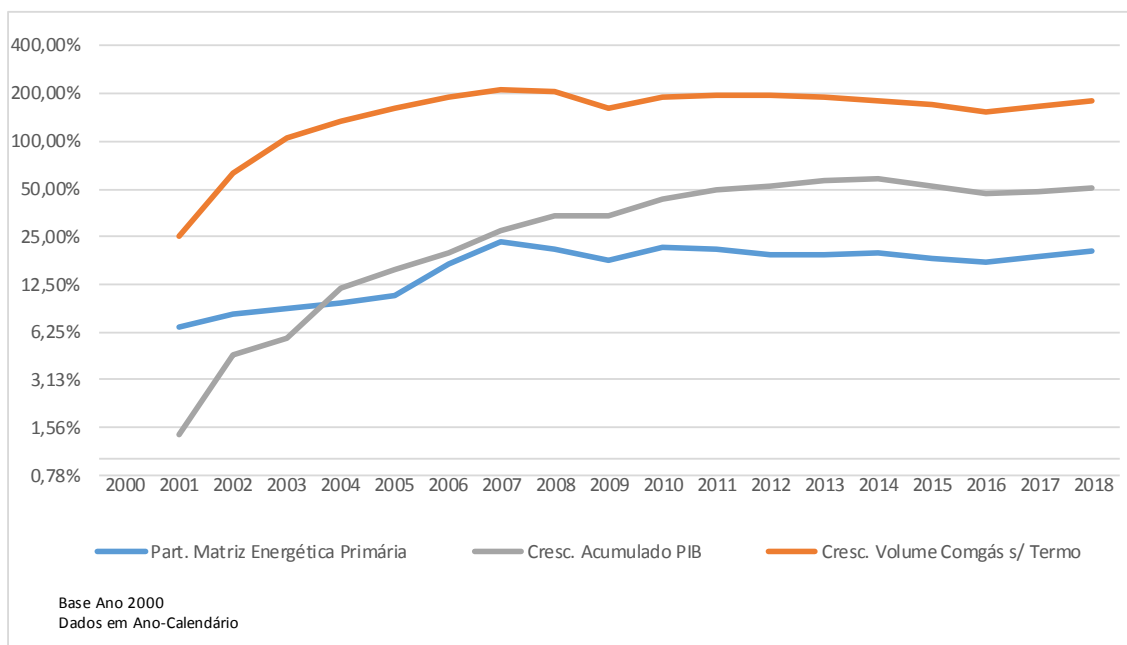
Informações da Comgás indicam que os principais setores industriais atendidos pela Concessionária são: Químico e Petroquímico, Cerâmico, Vidros e Cristais e Papel e Celulose. Juntos, estes setores, representam atualmente 68% do consumo industrial de gás canalizado.



As termoeletricas, que passaram de 4% para 7% do volume distribuído durante a concessão, tiveram crescimento médio no volume de quase 70% a.a., com bastante volatilidade, chegando a quase 20% do volume em 2015. Os segmentos de cogeração e refrigeração, que juntos chegam a 7% do volume em 2019, cresceram em média 18% a.a. O GNV apresentou crescimento muito expressivo no início da concessão, mas vem reduzindo sua participação nos anos mais recentes, mesmo com a evidência de competitividade do preço, como mencionado anteriormente, chegando a 5% do volume distribuído total, com crescimento médio na concessão de 9,9% a.a.

O Gráfico 16 mostra um comparativo do crescimento do volume distribuído pela Comgás com o crescimento da economia nacional e da penetração do gás natural na matriz energética, evidenciando o desempenho bastante acelerado de ganho de mercado pela Concessionária.

Gráfico 16 – Crescimento do volume distribuído da Comgás (exclusive segmento térmico), da participação do gás natural na matriz energética primária brasileira e do PIB (var. %, em base logarítmica)



Fonte: ARSESP, IBGE e BEN-EPE.

Por fim, cabe mencionar que para o cálculo da margem de distribuição, o volume de mercado é variável essencial e tende a ser a que apresenta maior impacto no resultado. O Contrato de Concessão determina



que a concessionária deve encaminhar a projeção de mercado por meio de um Plano de Negócios para a Arsesp durante os processos de revisão tarifária ordinária. A Arsesp deve avaliar as projeções de mercado de acordo com a consistência interna do Plano, as tendências históricas e comparação com parâmetros nacionais e internacionais.

Como mencionado anteriormente, a Agência aprova então o volume de mercado, com ou sem ajustes, e este é utilizado no cálculo da margem. Esta aprovação envolve uma análise da composição do volume por segmentos. O modelo considera que o risco de mercado é da concessionária, não cabendo ajustes compensatórios por diferenças entre o projetado e o realizado. Atualmente, o único mecanismo de ajuste é o Termo K, que compara a margem obtida com a margem autorizada na RTO – note-se que, como mencionado anteriormente, esta comparação envolve exclusivamente a participação dos diferentes segmentos na realização do mercado, uma vez que estes podem ter tarifas diferenciadas e levar a margens médias distintas da margem máxima autorizada.

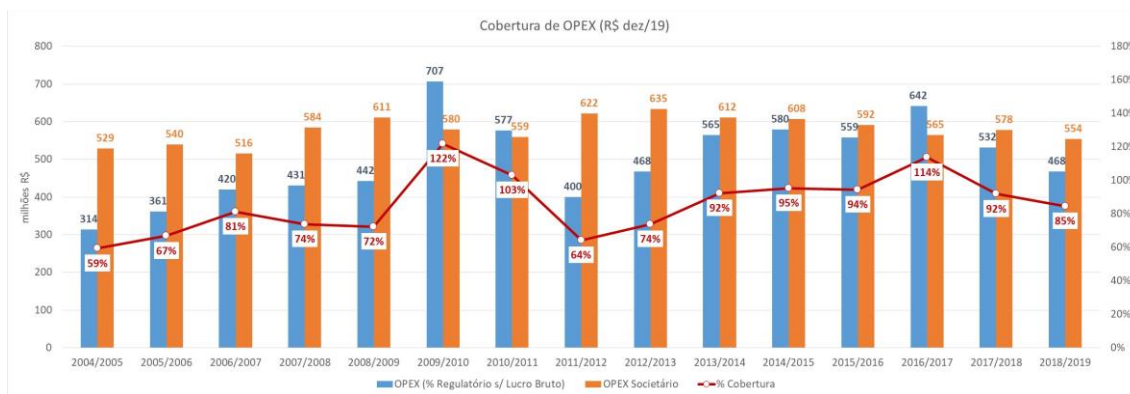
Convém ressaltar também que há ainda discussão em torno da necessidade ou não de ajustes compensatórios nas situações em que o regulador altera as projeções de mercado do Plano de Negócios da concessionária – tema que deverá ser objeto de reavaliação técnica pela Agência, junto ao papel do Termo de Ajuste de K.

## **2.5. Evolução histórica dos custos operacionais**

Os custos operacionais regulatórios diferem dos custos operacionais apresentados em balanço societário pela concessionária. Isso ocorre uma vez que os custos regulatórios devem considerar exclusivamente aqueles adequados à operação e manutenção dos serviços de distribuição de gás canalizado, conforme a Primeira Subcláusula da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão.



Gráfico 17 – Relação entre despesas operacionais regulatórias e societárias em anos regulatórios (junho – maio)



Fonte: ARSESP e Balancetes da Comgás.

O Gráfico 17 apresenta o cálculo dos custos operacionais regulatórios com base na receita efetivamente auferida pela Comgás. Ou seja, os valores não são os aprovados no cálculo da margem, mas sim o percentual dos custos projetados aprovados sobre a receita requerida aplicado sobre a receita efetiva – assim, o valor representa de fato o volume de recursos que foi recuperado pela concessionária em cada ano para cobertura dos custos operacionais. Os custos societários, por sua vez, são os gastos efetivos da concessionária, conforme seu balanço.

Um dos incentivos buscados pelo modelo de regulação tarifária é que a concessionária reduza seus custos reais, de modo a conseguir uma cobertura próxima de 100% ou até superior a 100%, caso em que ela auferirá ganhos adicionais no ciclo. Seguramente, este ganho de eficiência não pode ser acompanhado de redução dos níveis de qualidade da prestação, o que é garantido pelos processos de fiscalização.

Para efeito de cálculo da margem de distribuição, a concessionária apresenta projeções de custos operacionais para o ciclo tarifário em análise. De forma similar ao feito para o volume de mercado, a Arsesp avalia a consistência das projeções e pode propor alterações. Também como no caso do mercado, não há ajustes compensatórios posteriores para os custos operacionais, exceto para casos específicos de taxas (taxa de regulação, controle e fiscalização da Arsesp, por exemplo) ou programas específicos (como o Programa Comercial de despesas subsidiadas de ligações de clientes, mencionado na seção anterior).



O modelo adotado para análise das projeções de custos operacionais é baseado no conceito de custos unitários – a relação entre os custos operacionais e variáveis físicas (número de empregados, extensão de rede, número de usuários, volume de mercado). Esta análise garante que a eficiência efetivamente obtida pela concessionária seja mantida ao longo do ciclo tarifário. Além disso, o Contrato de Concessão determina a aplicação de um fator de eficiência, o Fator X, que mede justamente os ganhos históricos de eficiência nos custos operacionais e determina a manutenção do ganho de eficiência no próximo ciclo – ou seja, um determinado percentual de redução dos custos operacionais em relação às variáveis físicas é mandatório. Caso a concessionária não consiga reduzir seus custos, observará queda na cobertura da margem<sup>10</sup>.

Ao longo da concessão, as despesas operacionais da Comgás mantiveram crescimento real, como observado no Gráfico 18. Note-se, porém, que há uma desaceleração no ritmo de crescimento. Os custos operacionais regulatórios representam cerca de 25% da margem de distribuição (aqui, incluídas as despesas compensáveis com taxa de regulação e programas comerciais, além das despesas com inadimplência e pesquisa e desenvolvimento, não incluídas no gráfico abaixo).

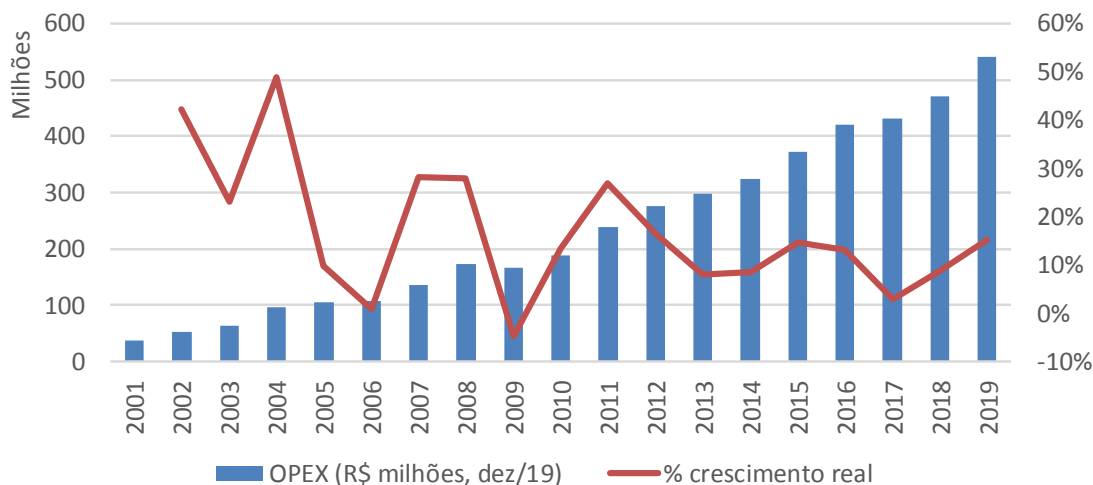
Em 2019, os custos operacionais com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros (regulatórios) somaram R\$ 560 milhões. Pessoal e serviços de terceiros representam um pouco mais de 40% cada.

---

<sup>10</sup> Convém observar que o conceito apresentado no Gráfico 17 também é afetado pelo desempenho do mercado da concessionária, não sendo imediata a avaliação de que mudanças na cobertura sejam relativas a ganhos ou perda de eficiência.

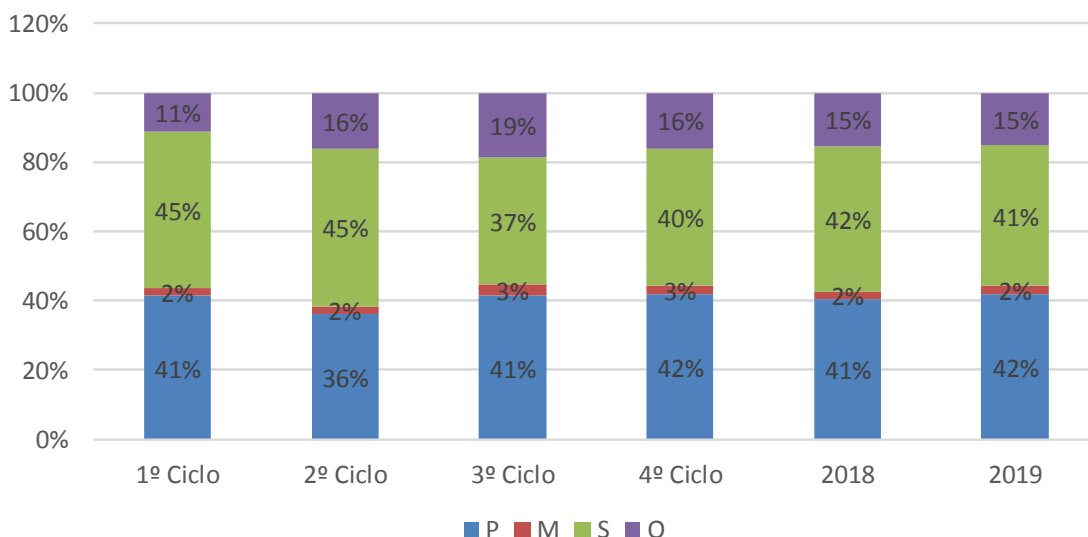


Gráfico 18 – Evolução dos custos operacionais da Comgás



Fonte: ARSESP.

Gráfico 19 – Composição dos custos operacionais da Comgás (P – Pessoal; M – Materiais; S – Serviços de Terceiros; O – Outros)

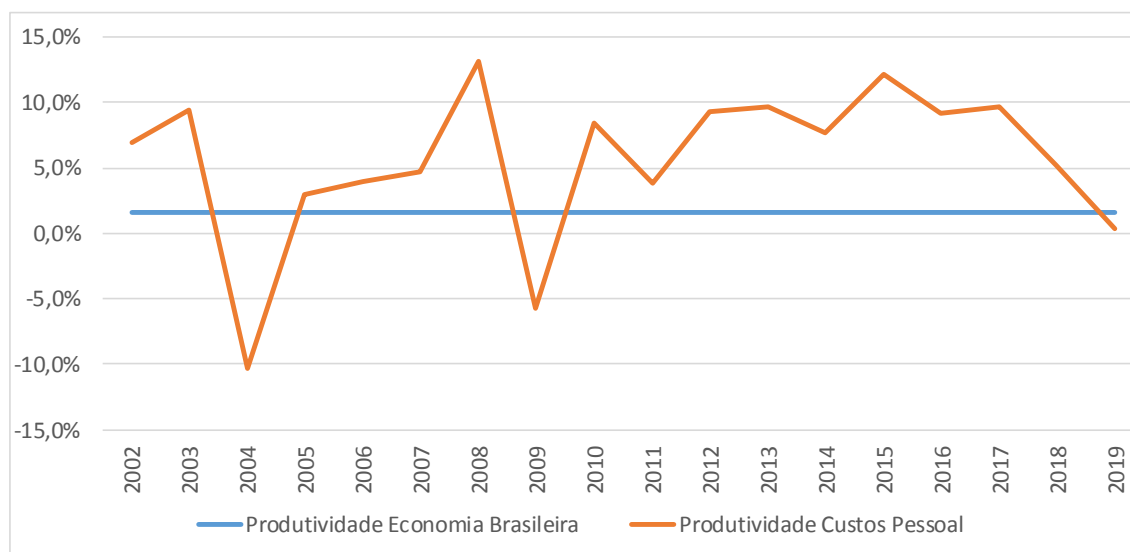


Fonte: ARSESP.



Utilizando a métrica de eficiência adotada pela Arsesp para cálculo do Fator X, que envolve o ganho de produtividade da concessionária com base na evolução de volume de mercado, número de usuários e extensão de rede, é possível avaliar o ganho de produtividade para cada item dos custos operacionais.

Gráfico 20 – Produtividade dos custos operacionais com pessoal (% de ganho de eficiência medido pelo custo em relação à expansão do volume, número de usuários e extensão de rede)



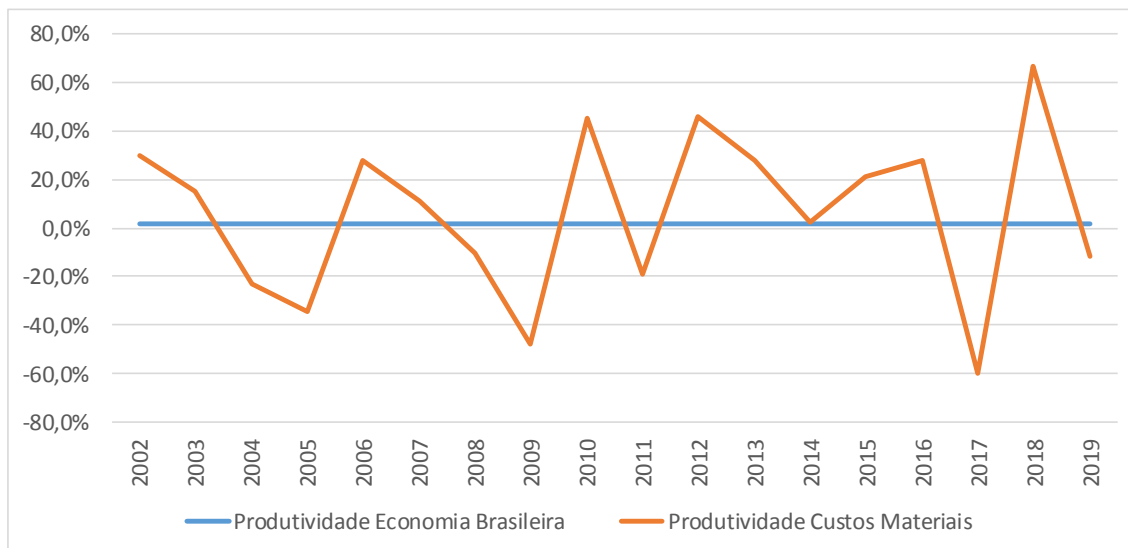
Fonte: ARSESP. O gráfico mostra a *produtividade do item em análise e uma medida de ganho médio de produtividade da economia brasileira*<sup>11</sup>.

O Gráfico 20 mostra que houve ganho de produtividade da ordem de 2% a 4% no início da concessão, passando um ritmo anual de 6%, chegando até o patamar de 10% a.a. durante o último ciclo tarifário. O ganho positivo representa que os custos crescem em ritmo inferior ao crescimento do volume de mercado, número de usuários e extensão da rede.

<sup>11</sup> ELLERY JR, R. Produtividade Total dos Fatores no Brasil no Período Pós-Reformas. Economia Aplicada, v. 21, n. 4, 2017. MENEZES FILHO, N.; CAMPOS, G.; KOMATSU, B. A Evolução da Produtividade no Brasil. Insper Policy Paper, n. 12, 2014.

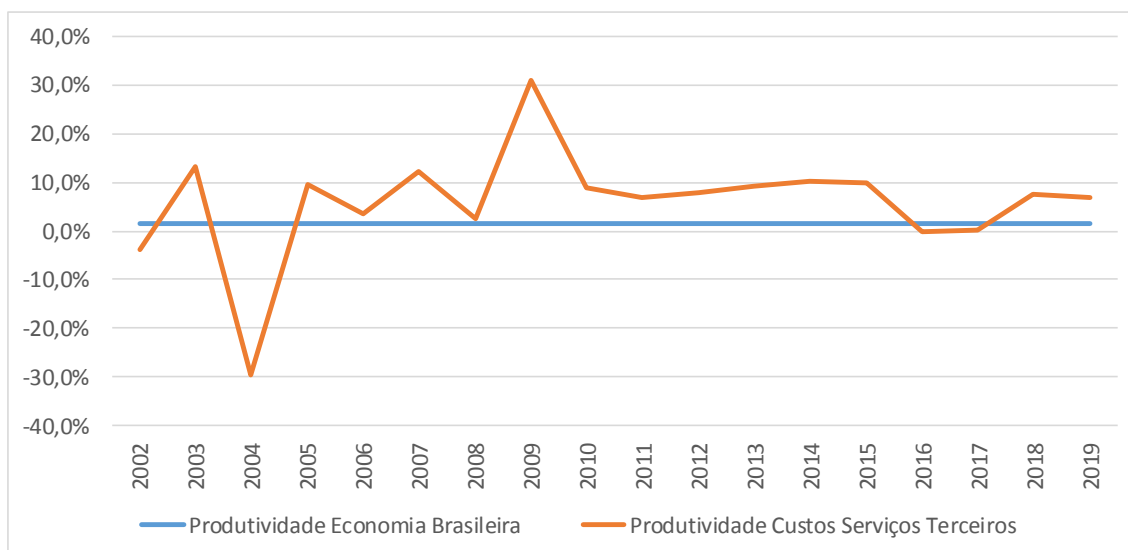


Gráfico 21 – Produtividade dos custos operacionais com materiais (% de ganho de eficiência medido pelo custo em relação à expansão do volume, número de usuários e extensão de rede)



Fonte: ARSESP.

Gráfico 22 – Produtividade dos custos operacionais com serviços de terceiros (% de ganho de eficiência medido pelo custo em relação à expansão do volume, número de usuários e extensão de rede)

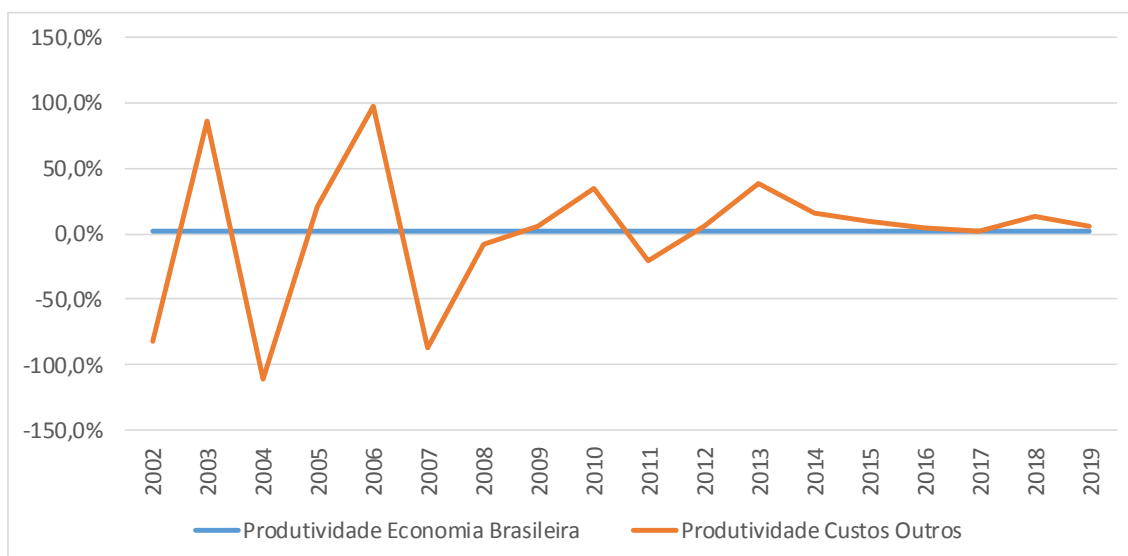


Fonte: ARSESP.



Com relação aos custos com materiais e serviços de terceiros, os ganhos de produtividade são menos expressivos, mas estão no ritmo de 6% a.a. Particularmente, a produtividade dos custos com materiais é mais volátil.

Gráfico 23 – Produtividade dos custos operacionais com outras despesas regulatórias (% de ganho de eficiência medido pelo custo em relação à expansão do volume, número de usuários e extensão de rede)

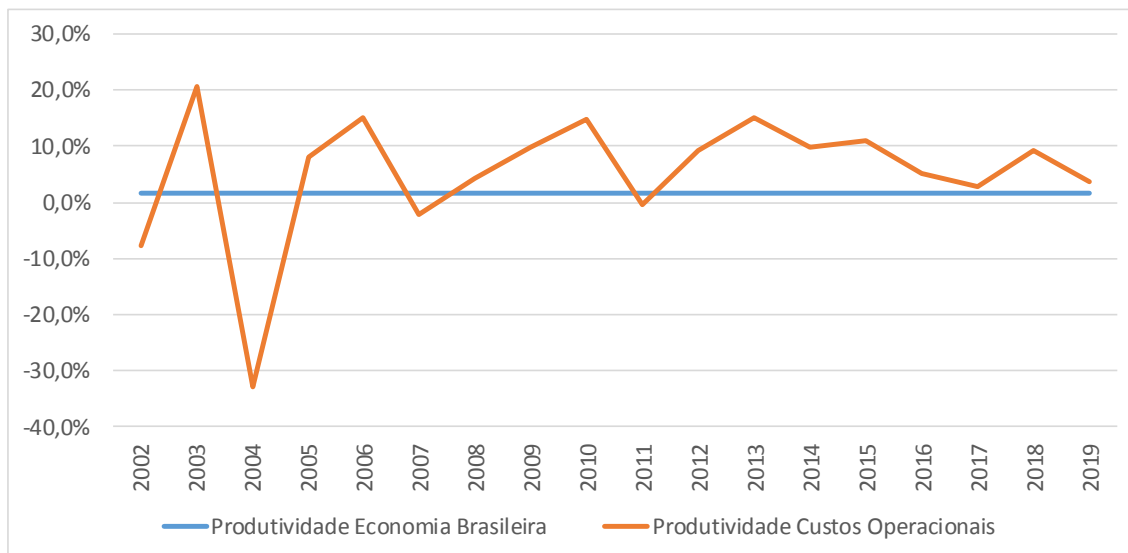


Fonte: ARSESP.

Compondo os custos anteriores, a Comgás obteve ganho médio de produtividade 5,3% a.a., acima do ganho de produtividade da economia brasileira. Quando observada uma média móvel de cinco anos, a produtividade do período mais recente apresenta ganhos da ordem de 8% a.a.

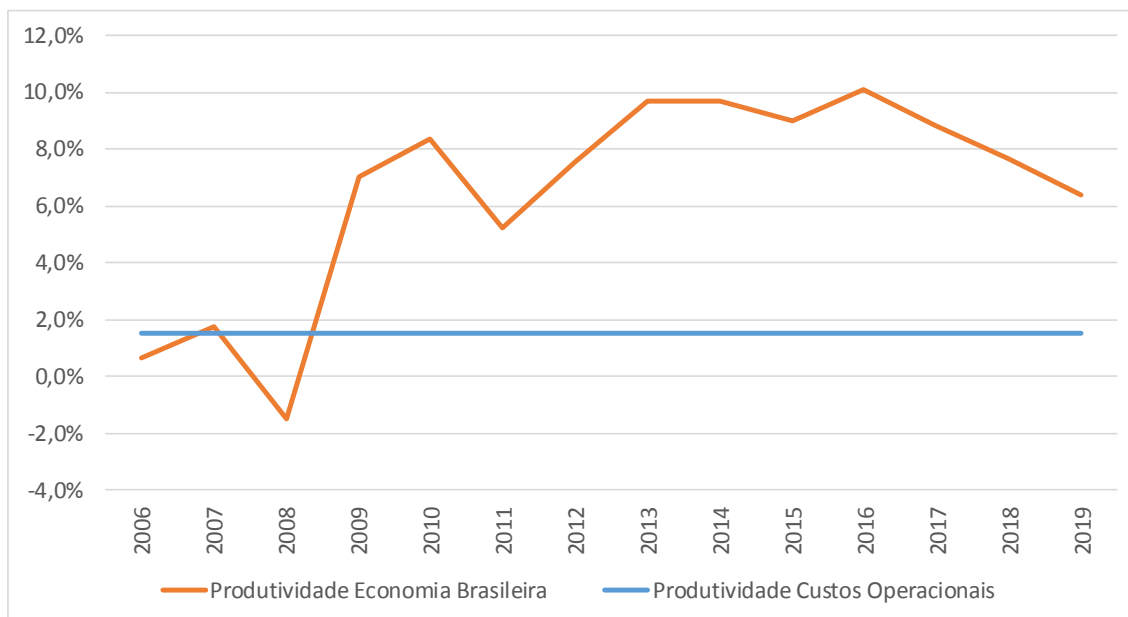


Gráfico 24 – Produtividade dos custos operacionais (% de ganho de eficiência medido pelo custo em relação à expansão do volume, número de usuários e extensão de rede)



Fonte: ARSESP.

Gráfico 25 – Produtividade dos custos operacionais (média móvel de 5 anos, % de ganho de eficiência medido pelo custo em relação à expansão do volume, número de usuários e extensão de rede)



Fonte: ARSESP.



Os ganhos de produtividade são fundamentais no modelo regulatório adotado, uma vez que leva a modicidade tarifária e a eficiência na prestação do serviço de distribuição de gás canalizado.

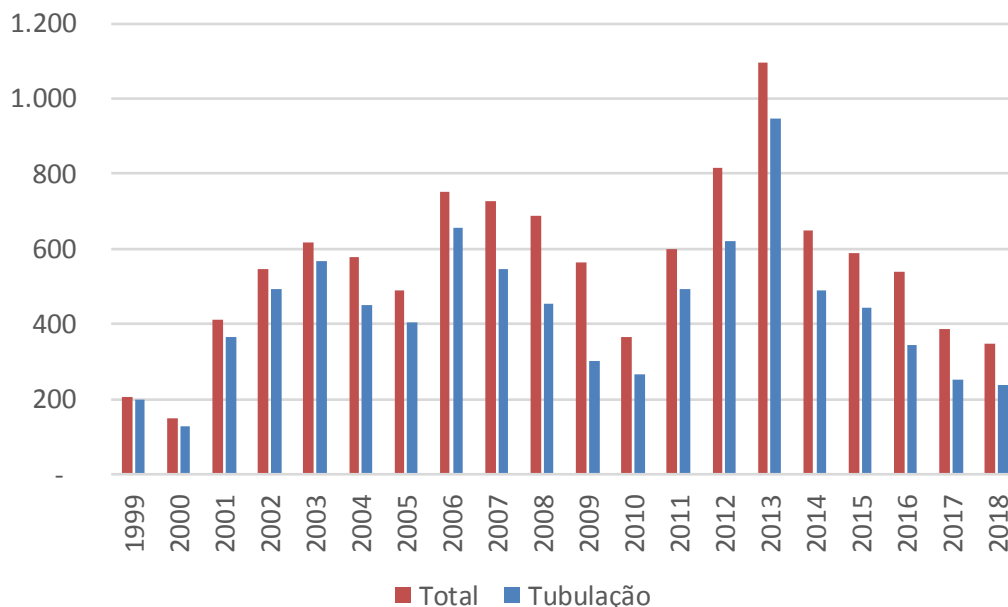
## **2.6. Evolução histórica dos investimentos**

O Contrato de Concessão prevê em sua Cláusula Sexta que a Concessionária “obriga-se a implantar novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de gás canalizado” (cf. caput da referida cláusula). As metas contratuais são estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato: 200.000 mil novos usuários nos dez primeiros anos; 400 km de rede de distribuição nos primeiros cinco anos; substituição de 65% medidores em até dez anos; renovação, em 10 anos, de 40% da rede de ferro fundido; substituição de 30% dos ramais em 10 anos; instalação de unidades de correção de medição para temperatura e pressão para todas as instalações com mais de 50.000 m<sup>3</sup>/mês de consumo em 5 anos.

A avaliação do cumprimento destas metas contratuais será realizada pela diretoria de regulação técnica e fiscalização. Para esta seção, serão avaliados os investimentos efetivamente realizados pela Concessionária no ciclo. Os investimentos compõem o cálculo da margem de distribuição por duas vias: em primeiro lugar, pela amortização dos investimentos; e, pela remuneração da base de ativos.



Gráfico 26 – Evolução dos investimentos imobilizados pela Concessionária (R\$ milhões, dez/19)



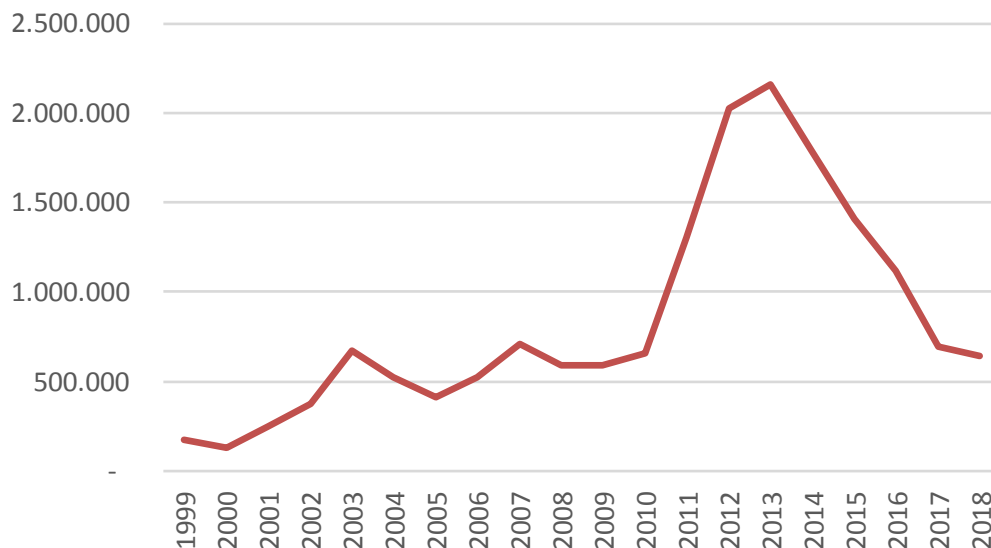
Fonte: ARSESP.

As informações do Gráfico 26 já contemplam os resultados do último processo de fiscalização da base de ativos, conforme Deliberação nº 838/2018. Os investimentos foram da ordem de R\$ 550 milhões/ano, crescimento médio real de 10,7% a.a. No período mais recente houve um movimento de redução nos investimentos, após o período de cumprimento das metas contratuais (entre 1999 e 2009), mas principalmente após o início do quarto ciclo tarifário – período de judicialização da revisão tarifária. Os investimentos em tubulação representam, em média, mais de 70% do total investido, o que é bastante usual para este tipo de indústria.

Como indicado na seção de mercado, esta redução de investimentos não esteve associada a uma redução significativa do ritmo de novas ligações, mas acompanhou uma redução importante no volume distribuído. O ritmo de adição de rede também se reduziu no período, chegando a um total superior a 18 mil km.



Gráfico 27 – Extensão de rede adicionada por ano (m adicional/ano)



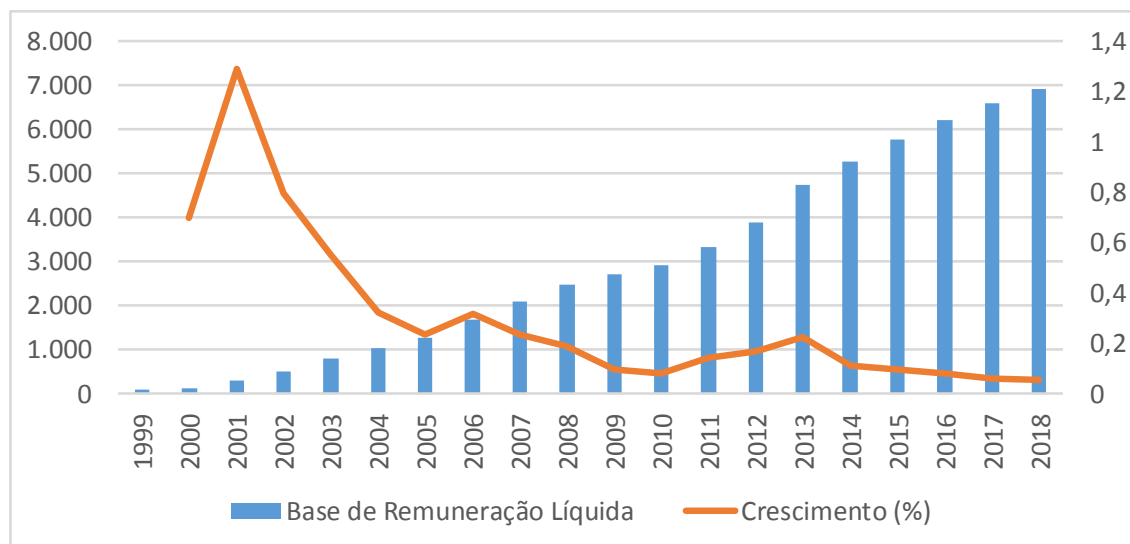
Fonte: ARSESP.

No processo da 4ª RTO, a Concessionária se comprometeu com um importante incremento no nível de investimentos, que passou a um ritmo médio anual de R\$ 800 milhões, com cerca de 60% na expansão da rede, o que representaria cerca de R\$ 2.500/nova ligação projetada para o período.

Os investimentos realizados compõem a chamada base de remuneração regulatória. Seu valor, líquido de depreciação, até o início de 2019, era da ordem de R\$ 7 bilhões.



Gráfico 28 – Evolução da base de remuneração líquida (R\$ milhões, dez/19)



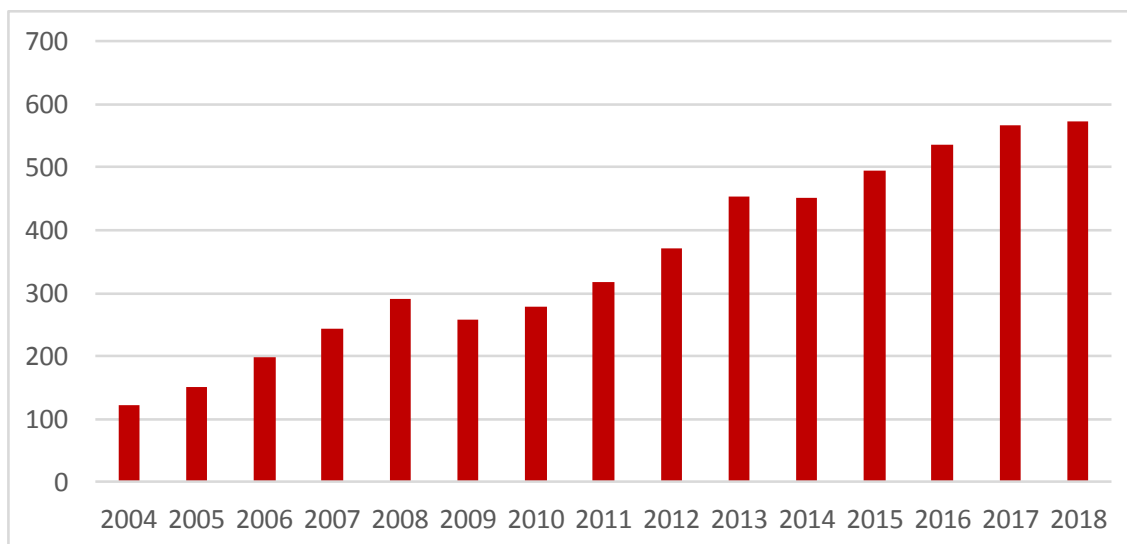
Fonte: ARSESP.

Esta base de remuneração regulatória é utilizada para o cálculo da remuneração de capital, considerando o produto do seu valor pelo custo médio ponderado de capital (WACC). Na 1ª RTO, o WACC autorizado pelo regulador foi de 11,76%. Nas demais foi de 9,55%; 8,59%<sup>12</sup>; e, 8,27%. A remuneração de capital foi, na média, de R\$ 350 milhões/ano, chegando a R\$ 573 milhões em 2018.

<sup>12</sup> O WACC da 3ª RTO foi calculado com base em dados realizados.



Gráfico 29 – Remuneração de capital (R\$ milhões, WACC x Base de Remuneração Regulatória Líquida, dez/19)



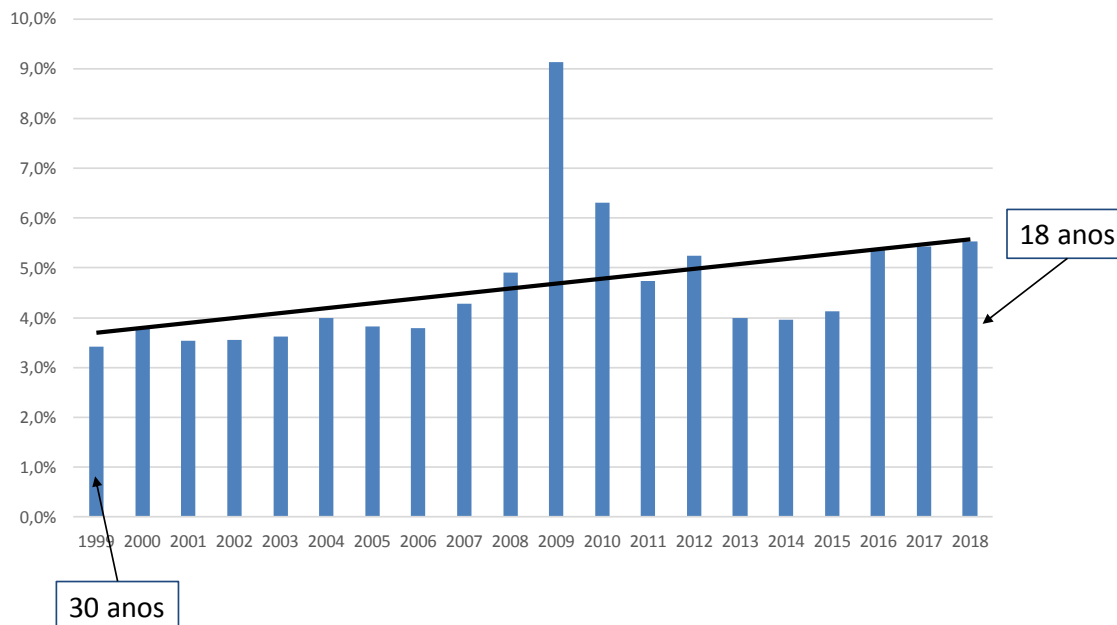
Fonte: ARSESP.

Os investimentos são amortizados ou depreciados com base nos percentuais regulatórios de depreciação determinados pela Arsesp no Plano de Contas para o setor. Eles não, necessariamente, levam a uma amortização completa da base de ativos durante o prazo da concessão, o que resultará na existência de uma base reversível ao final do Contrato.

A depreciação média no início da concessão era da ordem de 3,5%, o equivalente a 30 anos para amortização. Esse valor médio estava associado a um investimento concentrado na rede. No período mais recente, os investimentos se diversificaram e a depreciação média foi de 5,5%, ou 18 anos. Fundamental notar que, portanto, os investimentos realizados em 2018 só serão completamente amortizados em 2036, além do período do atual Contrato de Concessão.



Gráfico 30 – Depreciação média dos ativos imobilizados anualmente (% a.a.)



Fonte: ARSESP.

Tabela 1– Depreciação média dos ativos imobilizados durante a concessão (% a.a.)

1.1 - SERVIÇOS PERMANENTES	0,0%
1.2 - SOFTWARE	20,0%
2 - TERRENOS	0,0%
3 - TUBULAÇÕES	3,7%
4 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	4,9%
5 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAL	9,9%
6 - VEÍCULOS	20,0%
7 - EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS	10,0%
8 - CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO - CRM	5,0%
9 - ESTAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA	3,3%
10 - EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTOS ELETRÔNICO DE DADOS	20,0%

Fonte: ARSESP.



Juntos, remuneração e amortização de capital representam por volta de 30% da margem de distribuição.

Por fim, cabe ressaltar o papel do Valor Econômico Mínimo (VEM). Como já discutido anteriormente, o VEM foi incluído pela CSPE no primeiro processo de revisão tarifária da Comgás, em 1999, composto pelo valor mínimo do processo de licitação. Este valor deveria incluir o valor da base de ativos pré-existente ao processo de licitação.

Na 4ª RTO, com a assinatura do 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, a Arsesp definiu de forma mais clara a metodologia adotada, para inclusão do VEM na base de remuneração de ativos.

A Nota Técnica nº 4/CSPE, de março de 2004, apresenta em seu Anexo I, o cálculo do VEM. Este valor desconsidera o ágio de 119% pago no processo de desestatização, e corresponde a 100% das ações da empresa. Para efeito dos cálculos tarifários, a CSPE autorizou a inclusão da dívida de longo prazo da Companhia, em dezembro de 1999, na composição do VEM. Feita as devidas correções monetárias, o VEM estabelecido no processo de desestatização foi estimado em R\$ 1.557 milhões, em moeda de abril de 1999.

A partir de então, o VEM deveria ser amortizado por um período definido. As notas técnicas dos processos de revisão tarifária da Comgás, em 2004 e 2009, não fazem a separação precisa da base de ativos em serviço e do VEM. Tal separação foi fundamental para que se pudesse atender a condição prevista no 5º Termo Aditivo de total amortização do VEM até outubro de 2023.

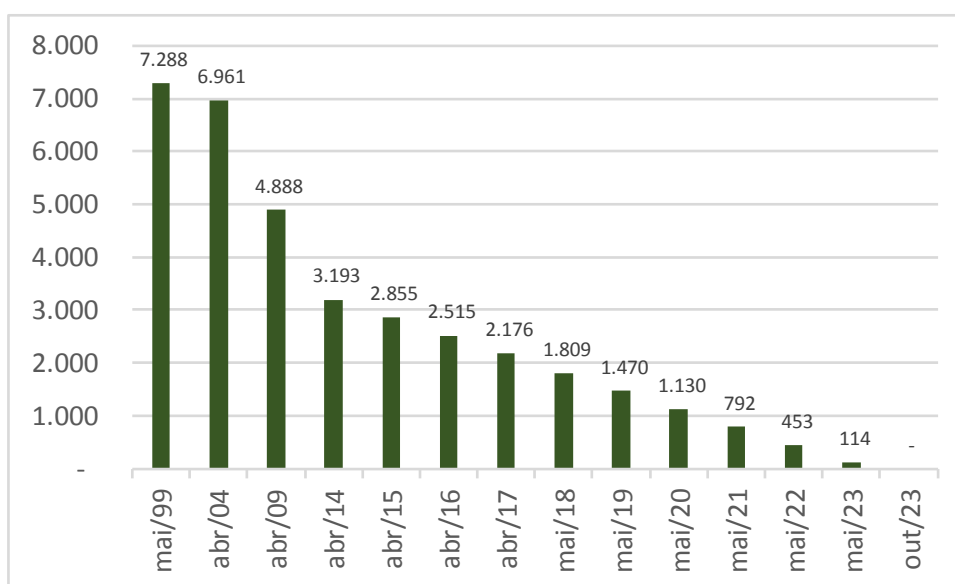
Considerando-se tal diretriz apontada pelo 5º Termo Aditivo, mas buscando manter inalteradas as decisões regulatórias pregressas, a Arsesp optou por estimar o VEM através dos seguintes passos na 4ª RTO: (i) na data base da 1ª RTO da Comgás, abril de 2004, a NT nº 4/CSPE estabeleceu uma BRRL inicial, em moeda corrente, igual a R\$ 3.601 milhões. Por definição, este valor deveria incluir uma base de ativos em serviço e o VEM; (ii) a partir do laudo de avaliação de ativos, sabe-se que a base de ativos em serviço nesta data base era de R\$ 755 milhões; (iii) por diferença, estimou-se o valor do VEM em R\$ 2.846 milhões, em moeda corrente; (iv) o mesmo procedimento foi realizado na 2ª RTO e, a NT Final da 2ª RTO de maio de 2009 (Anexo I) estabeleceu uma BRRL, em moeda corrente, de R\$ 4.934 milhões. Considerando-se o valor da base de ativos, estimado no laudo atual, de R\$ 2.276 milhões, por diferença, estimou-se o VEM em R\$ 2.658 milhões (em moeda corrente), que corrigido pelo IGP-M até abril de 2018, seria de R\$ 4.382 milhões;



e (v) dada a explicitação da data final de amortização, a metodologia adotada foi de amortização linear desde abril/2009 até a data definida (outubro/2023).

O cálculo foi descrito detalhadamente no processo da 4ª RTO e o valor anual estimado para o VEM é apresentado no Gráfico 31.

Gráfico 31 – Valor Econômico Mínimo, incluído na base de remuneração regulatória (R\$ '000, dez/19)



Fonte: ARSESP.

Como também já mencionado anteriormente, a opção do Termo Aditivo, que refletiu a opinião dos usuários industriais, como se observou no Memorando de Entendimentos, de amortizar o VEM de forma acelerada, até outubro de 2023, levou a um incremento da margem de distribuição. Ou seja, optou-se por uma margem menor nos últimos anos do ciclo e uma margem maior no curto prazo.



## 2.7. Eficiência da operação de distribuição de gás canalizado

Para avaliação global da eficiência da distribuição de gás canalizado, optou-se por uma metodologia de índices de produtividade parciais<sup>13</sup>. Para a definição dos índices foram utilizados parâmetros que possuem relação com o serviço de distribuição de gás: volume distribuído, total de usuários, extensão de rede, faturamento, em termos reais, e número de municípios atendidos.

Os índices construídos foram os seguintes:

- (1) Índice de Produtividade do Transporte: volume distribuído por extensão de rede. A polaridade deste indicador é positiva, o que significa que quanto maior o seu valor, mais eficiente é a empresa. Convém notar que este indicador deve crescer mais fortemente no início da concessão, tornando-se estável ou até caindo em mercados muito saturados ou com baixa densidade demográfica.
- (2) Índice de Produtividade Distributiva: número de usuários por extensão de rede. Também possui polaridade positiva, uma vez que um maior número de usuários na rede leva a uma redução do custo médio por usuário, colaborando com a modicidade tarifária e eficiência econômica na prestação. De forma similar ao anterior, o indicador pode decrescer na medida em que a operação segue em direção a regiões de menor densidade demográfica.
- (3) Índice de Captação de Clientes: número de usuários por município atendido. Possui polaridade positiva e reflete uma estratégia comercial eficiente.
- (4) Índice de Produtividade de Abrangência: extensão de rede por município atendido. Possui polaridade positiva e representa o adensamento da rede na área de concessão.
- (5) Índice de Efetividade de Vendas: faturamento por volume. Representa a própria margem de distribuição bruta. Sua polaridade é positiva. Por um lado, do ponto de vista do negócio, seu incremento representa resultados melhores para empresa; por outro, a expansão de mercado em direção a segmentos com tarifas mais altas, como o residencial, afeta positivamente este resultado. Este indicador responde diretamente à fixação da margem.

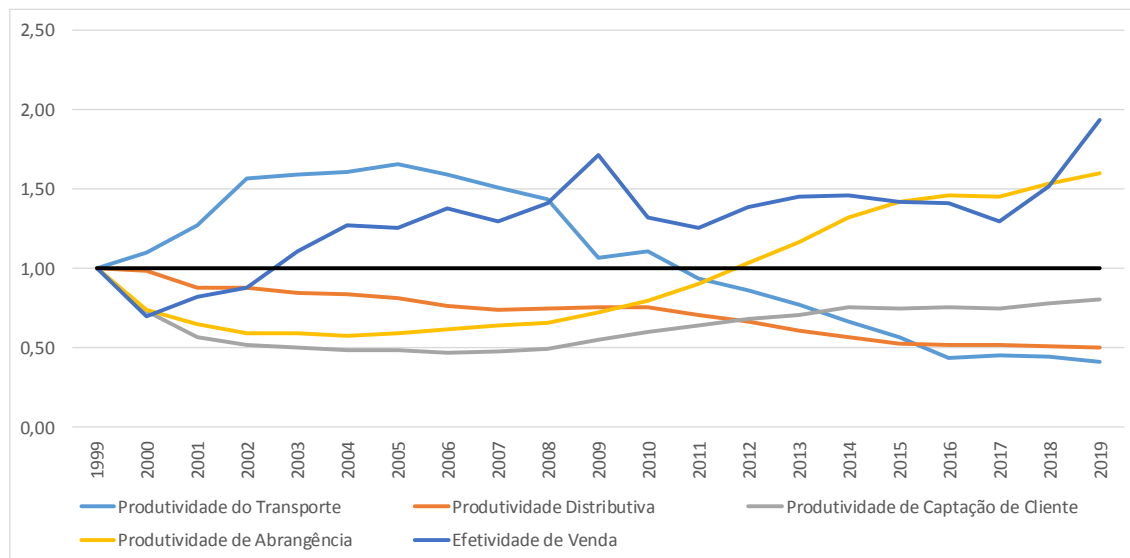
---

<sup>13</sup> O modelo foi desenvolvido com base nas teorias de administração de empresas e apresentado em nota técnica interna pelo colaborador Josué Pereira Melo da Diretoria de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados da Arsesp.



Os índices parciais são apresentados no Gráfico 32.

Gráfico 32 – Índices de Produtividade (índices normalizados com base 1999 = 1)



Fonte: ARSESP.

A Concessionária se beneficiou de um faturamento crescente em relação ao volume produzido, o que se explica tanto por uma efetividade na realização de mercado, maior que o mercado projetado pela Arseps nos processos de revisão, quanto por uma expansão das vendas em segmentos com maiores tarifas – note-se que este último efeito é posteriormente corrigido por conta da aplicação do Termo de Ajuste K.

Também apresentou ganho de produtividade no índice abrangência, adensando sua rede nos municípios atendidos.

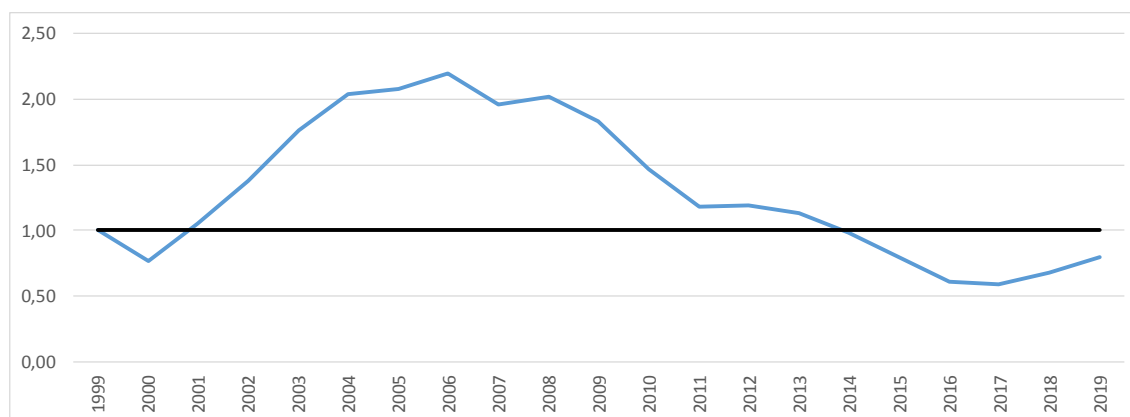
Como esperado, o índice de produtividade de transporte teve forte crescimento no início da concessão e, posteriormente, se reduziu com o atendimento de regiões com menor densidade demográfica. O índice de produtividade distributiva também se reduz ao longo do tempo, por razão semelhante.

O índice de captação de clientes mostra uma melhora nos períodos mais recentes, com maior entrada de clientes residenciais.



O índice composto é apresentado no Gráfico 33, mostrando um forte crescimento da produtividade nos primeiros anos da concessão, convergindo para um movimento mais estável.

Gráfico 33 – Índice de Produtividade (índice normalizado com base 1999 = 1, composto por índices parciais de produtividade)



Fonte: ARSESP.

### 3. Considerações Finais

As seções anteriores buscaram descrever o histórico evolutivo da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado pela Comgás, mediante aspectos de regulação econômico-financeira.

Com relação aos elementos que compõem as margens de distribuição, nota-se que houve uma expansão significativa do mercado, embora com alguma desaceleração no curto prazo, o que reflete alguma saturação nos mercados de atuação da concessionária. Apesar disso, é evidente que ainda há espaço bastante significativo para expansão da atividade, principalmente na captação de clientes residenciais.

Ocorre que este próximo movimento de expansão exigirá importantes esforços, na medida em que deverá lidar com questões ligadas à competitividade do gás natural em relação aos substitutos energéticos.

Conforme apresentado, o histórico demonstra que a Comgás já vem atuando no sentido de promover essa expansão. Também demonstra que esta expansão é acompanhada de custos mais eficientes, com ganhos de produtividade – o que é bastante favorável para a modicidade tarifária.



PARECER.TEC-0011-2020

Os investimentos têm apresentado ritmo condizente com a expansão de mercado e possuem vida útil superior ao prazo remanescente da concessão. Em um cenário de massificação do gás canalizado, a necessidade de investimentos seguirá crescente – o que não permite uma perspectiva de redução dos investimentos realizados e mesmo significativos das margens nos curto e médio prazos. Contudo, a opção por amortização acelerada do Valor Econômico Mínimo irá contribuir para uma redução de margens nos próximos anos, colaborando com a modicidade tarifária.

Dessa maneira, os elementos acima determinam a qualificação positiva da Comgás, na condição de elegível a um processo de discussão da prorrogação do contrato. Particularmente, considerando a necessidade de manutenção dos níveis de investimento, seria imprudente a interrupção do contrato, na medida em que este ato levaria a uma redução dos investimentos entre o período de finalização do contrato e a entrada de um novo prestador. Contudo, este elemento deverá ser mais bem avaliado se houver decisão do Poder Concedente em dar continuidade aos estudos.

No capítulo de descritivo histórico das questões jurídicas e administrativas, considerando o aspecto econômico-financeiro, restou demonstrado que houve uma atuação importante da Comgás durante o quarto ciclo tarifário, o que levou a atrasos nos processos de revisão. A Comgás questionou os critérios de cálculo da base de remuneração, o que posteriormente levou à reiteração pela Poder Concedente da inclusão do VEM na base; questionou aspectos formais do cálculo do WACC; ingressou com diversas demandas judiciais em face da Arsesp e Estado de São Paulo, inclusive contra o então Diretor de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados da Arsesp, que figura no polo passivo juntamente com a Arsesp, e; obteve sucessivas suspensões do processo de revisão, por vias judiciais. De outro lado, foi parte importante na busca de solução para o processo da 4ª RTO a partir de 2018 e, posteriormente, na assinatura de Termo de Compromisso para conclusão da 3ª RTO.

Do ponto de vista da Diretoria de Regulação Econômico-Financeira, tais ocorrências não são decisivas a ponto de alterar uma conclusão positiva, com relação à qualificação da Concessionária em relação à pleiteada prorrogação do contrato. Porém, recomenda-se ao Poder Concedente que avalie a conveniência de solicitar à Comgás, previamente a eventual decisão de prorrogação, que sejam finalizados todos os processos existentes, administrativos e judiciais, incluindo a demanda relativa ao Termo de Ajuste K e neutralidade das projeções de mercado. Além disso, em etapa posterior deste Estudo, espera-se elencar



um conjunto de recomendações que proporcione maior aderência do Contrato aos melhores critérios de regulação econômico-financeira.

**Edgar Antonio Perlotti**

Superintendente de Análise Econômico-Financeira

De acordo,

**Marcus Vinicius Vaz Bonini**

Diretor de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados