



NOTA TÉCNICA

Estudo técnico de subsídio ao Poder Concedente a respeito do pedido de prorrogação antecipada do contrato de concessão nº CSPE/01/99

Responsável Técnico:

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

28 de Abril de 2020



1. Introdução

A Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Governo do Estado de São Paulo (SIMA) solicitou à Arsesp, no dia 28 de novembro de 2019, por meio do Ofício SIMA/GAB/1690/2019, análise a respeito da solicitação feita pela Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) para prorrogação antecipada do Contrato de Concessão nº CSPE/01/99.

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

Nesse sentido, a Arsesp apresentou o Ofício OF.P-0068-2020, incluindo Pareceres Técnicos das Diretorias de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados, de Relações Institucionais e de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado, que concluiu que a Comgás cumpriu as metas contratuais, realizou investimentos compatíveis ao desenvolvimento do mercado, apresentou indicadores de performance adequados aos padrões exigidos e obteve avaliação positiva dos usuários.

A Secretaria, a partir de então, encaminhou o Ofício SIMA/GAB/296/2020, em 13 de março de 2020, solicitando a continuidade das análises e realização dos estudos técnicos, visando subsidiar a decisão do Poder Concedente quanto à prorrogação pretendida.

Com base no regramento trazido pela Lei Estadual nº 16.933, de 24 de janeiro de 2019, particularmente nos artigos 4º e 7º, a Secretaria solicitou:

- i. Considerando o cenário *business as usual*, com base na evolução identificada no último processo de revisão tarifária, identificar a evolução esperada para demanda de gás canalizado na área de concessão;
- ii. Identificar os principais *upsides* e *downsides* para a demanda identificada nos itens anteriores, tais como competitividade entre energéticos concorrentes;



- iii. Identificar indicadores e parâmetros técnicos básicos a serem mantidos ou alterados no Contrato, com base na avaliação histórica pela Arsesp e principais necessidades de melhorias, incluindo, mas não se limitando, a melhoria da segurança operacional do sistema, atualização dos equipamentos e sistemas de medição, otimização do cadastro de rede e usuários e treinamento do pessoal, entre outros;
- iv. Identificar a necessidade de expansão de investimentos para atendimento do crescimento da demanda nos distintos cenários e da eventual inclusão de novos indicadores;
- v. Identificar os custos operacionais regulatórios (PMSO) associados aos investimentos e a demanda nos distintos cenários, considerando, inclusive, possibilidade de ganhos de eficiência adicionais;
- vi. Identificar indicadores e parâmetros econômico-financeiros básicos a serem mantidos ou alterados no Contrato, incluindo Termo de Ajuste K, com base na avaliação feita pela Arsesp e principais necessidades de melhorias;
- vii. Elaborar modelo econômico-financeiro, considerando os componentes anteriores e cenários alternativos;
- viii. Identificar o impacto da inclusão das pendências jurídico-regulatórias identificadas no estudo prévio sobre os resultados do modelo econômico-financeiro.

O Poder Concedente solicitou que, além das análises históricas, fossem observadas as referências técnicas das melhores práticas internacionais, considerando as particularidades da área de concessão e sua maturidade, critérios de sustentabilidade econômico-financeira e os princípios de modicidade, necessidade, prudência e qualidade. Devia-se, ainda, avaliar detalhadamente os *trade-offs* existentes entre modicidade e universalização, modicidade e qualidade e sustentabilidade. Por fim, a Arsesp deveria elaborar minuta de Aditivo Contratual.

Este Parecer Técnico inclui as análises relativas aos itens (i), (ii), (v), (vi), (vii) e (viii). Também é avaliada a consistência entre os investimentos previstos, analisados em parecer da Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado (item iv), e a evolução esperada de mercado.



Por fim, são incluídas proposições para composição do Aditivo ao Contrato de Concessão.

Cabe ressaltar que a presente análise não considera os potenciais impactos da pandemia da COVID-19 sobre a atividade econômica e sobre o mercado de gás no Estado de São Paulo.

2. Diretrizes de política pública para o mercado de gás canalizado

No contexto da elaboração das análises de antecipação da prorrogação do Contrato de Concessão CSPE 01/1999, a SIMA encaminhou à Arsesp o Plano Paulista de Energia – Capítulo Petróleo e Gás e a Política Energética do Estado de São Paulo (PPE), atualizado em fevereiro de 2020, contendo diretrizes de política pública e perspectivas para a evolução do mercado de gás canalizado no Estado.

O documento, de início, destaca o grau de incerteza associado à elaboração de cenários para evolução do mercado.

“Ressalte-se que em função da inter-relação do planejamento setorial Estadual à legislação, regulações, planos e programas Federais (dentre os quais o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE e Plano Nacional de Energia 2050), e da ausência de importantes definições envolvendo temas relevantes como a Modernização do Setor Elétrico, o Novo Mercado de Gás Natural, a certificação do Programa RenovaBio, a Geração Distribuída, entre outros, não é prudente a atualização integral do atual Plano Paulista de Energia – PPE 2020. Em que pese a defasagem existente, estimativas desconsiderando este cenário nacional podem conduzir a um planejamento equivocado e dar sinais distorcidos ao mercado, prejudicando o ambiente de negócios e desestimulando novos investimentos.” (pg. 2, PPE 2020).

O documento reforça, ainda, que o desenvolvimento do mercado depende de uma combinação de suprimento factível (competição na oferta) e condições adequadas para investimentos (segurança jurídica).



Especificamente com relação à segurança de suprimento, destaca a necessidade das seguintes medidas: foco na produção nacional *offshore* na plataforma continental; estudos para a potencial instalação de uma estação de regaseificação de GNL, na Baixada Santista, com o propósito de aproveitamento das vantagens competitivas do mercado mundial de GNL; renovação do contrato de fornecimento do gás da Bolívia; estudos para a potencial instalação de uma nova rota de escoamento do gás da Bacia de Santos para o litoral do Estado de São Paulo, conhecido como Projeto Rota 4; e conexão de usinas de biometano ao sistema de distribuição.

Tais medidas contribuiriam para a modicidade tarifária, de acordo com o PPE, pois o preço do gás e do transporte são elementos importantes na composição da tarifa final aos consumidores. O documento ainda reforça a necessidade de segurança jurídica e estabilidade regulatória como fundamentais para o desenvolvimento do mercado.

Em particular, para o Estado de São Paulo, o documento avalia que houve um aumento expressivo na produção de gás natural, e que esta deverá seguir em expansão nos próximos anos, mas é fundamental a construção de infraestrutura de escoamento, conectando os campos de produção (cerca de 300km da costa) ao mercado consumidor.

Atualmente, existem três rotas de escoamento do gás natural: Rota 1, ligando os campos do pré-sal e de Mexilhão à Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba; Rota 2, ligando os campos do *cluster* do pré-sal à unidade de Cabiúnas (RJ); Rota 3, interligando o *cluster* do pré-sal ao Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj (em construção). O projeto Rota 4 se encontra em estudo pela iniciativa privada, tendo como objetivo escoar o gás associado do pré-sal da Bacia de Santos ao litoral paulista, conectando ao gasoduto de distribuição Subida da Serra.

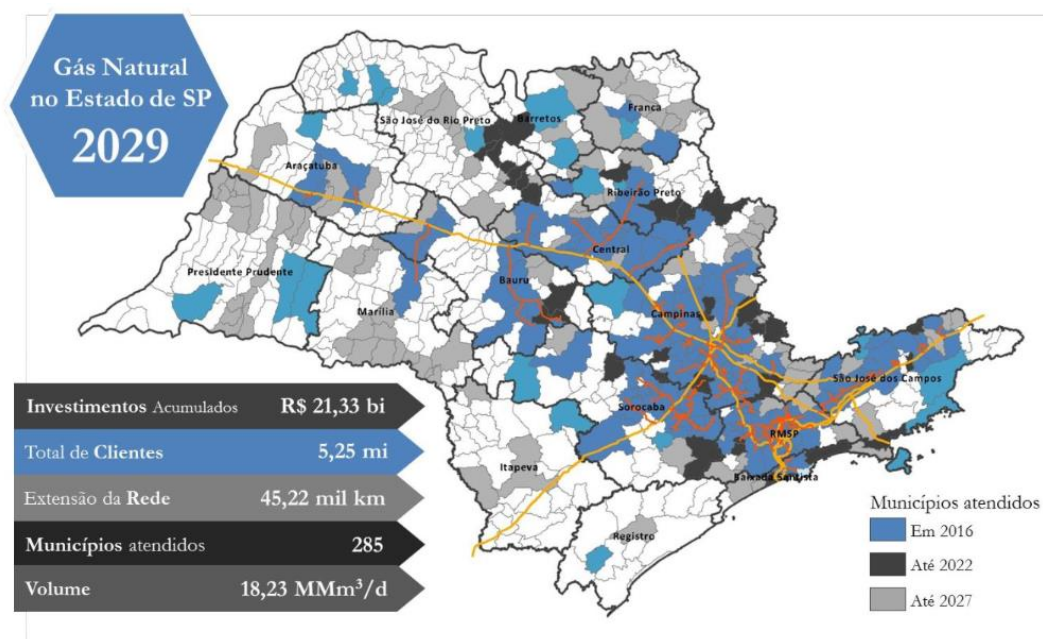
O PPE indica que a capacidade máxima atual de oferta no Estado de São Paulo é de 51 milhões de m³/dia de gás, já descontado o consumo das termelétricas instaladas – tal capacidade é cerca de três vezes e meia o consumo no Estado. A expectativa é que a produção de gás natural atinja 75 milhões de m³/dia até 2030.

Do ponto de vista da demanda, o crescimento previsto no PPE tem como premissa “a indução da penetração do gás natural nos segmentos que apresentam maior potencial de agregação de valor e

competitividade econômica, melhorias ambientais decorrentes da substituição de outros energéticos mais poluentes e aumento da eficiência energética”.

A demanda prevista pelo PPE, para 2029, deverá ser de 18,23 milhões de m³/dia, com um total de 5,25 milhões de clientes em 285 municípios. A extensão de rede chegará a 45,22 mil km e os investimentos acumulados serão de R\$ 21,33 bilhões. O gráfico abaixo, resume estas informações e apresenta a evolução de municípios atendidos até 2029.

Figura 1 – Distribuição de Gás Natural em São Paulo em 2029



Fonte: Plano Paulista de Energia - SIMA.

A geração térmica terá presença significativa, podendo no limite da capacidade, chegar próximo a 15 milhões m³/dia, considerando a entrada em operação de três usinas: UTE Lins, com potência de 1,5 GW e as duas unidades da UTE Pedreira, com 750 MW cada. A substituição de energéticos na indústria, considerando cenário técnico de deslocamento de 70% do óleo combustível, 50% do GLP e 50% do óleo diesel, com 1% de crescimento ao ano até 2030, levaria a um consumo adicional de 3,9 milhões de m³/dia.



No setor automotivo, o potencial se concentra nas frotas de veículos pesados próximos de usinas, com a utilização de biometano. As tabelas seguintes apresentam os cenários do PPE.

Tabela 1 – Projeções de mercado do Plano Paulista de Energia 2020

Volume por Segmento (Mm ³ /d)	2016	2022	2027	2029/2030
Residencial	668,88	1.057,26	1.297,11	1.393,15
Comercial	386,69	533,77	668,16	722,04
Industrial	10.901,43	10.989,43	11.991,72	12.395,31
GNC	25,30	40,16	42,61	43,66
GNV	581,06	1.020,91	1.214,14	1.291,66
Frotas Pesadas (Substituição Diesel Usinas)	-	361,24	434,68	463,10
Usina Híbrida (Cogeração)	-	107,75	385,88	497,10
Cogeração	727,87	1.294,79	1.384,95	1.421,02
Substituição	-	?	?	?
Subtotal - Mercado Convencional	13.291,21	15.405,31	17.419,24	18.227,04
Termogeração Existente	435,49	1.800,00	2.600,00	2.600,00
Termogeração Futura	-	5.000,00	9.400,00	10.600,00
Subtotal - Mercado Termelétrico	435,49	6.800,00	12.000,00	13.200,00
Total	13.726,70	22.205,31	29.419,24	31.427,04

Fonte: Plano Paulista de Energia - SIMA.

Tabela 2 – Resumo das projeções do Plano Paulista de Energia 2020

Item \ Ano	2016	2022	2027	2029
Investimentos acumulados (bilhões R\$)	8,54	14,31	19,33	21,33
Consumidores (milhões)	1,78	2,69	4,45	5,25
Extensão da Rede (mil km)	16,38	25,17	41,13	45,22
Municípios atendidos (número)	143	187	261	285
Volume distribuído* (MMm ³ /dia)	13,29	15,41	17,42	18,23

* Volume distribuído no mercado convencional - não inclui consumo das usinas termelétricas

Fonte: Plano Paulista de Energia - SIMA.

3. Análise econômico-financeira do cenário de distribuição de gás canalizado na área de concessão

Para a elaboração das análises solicitadas pela SIMA, a Arsesp encaminhou o Ofício OF.P-0086-2020 à Comgás, com pedido de informações sobre o mercado, investimentos e custos da concessão até 2049. As

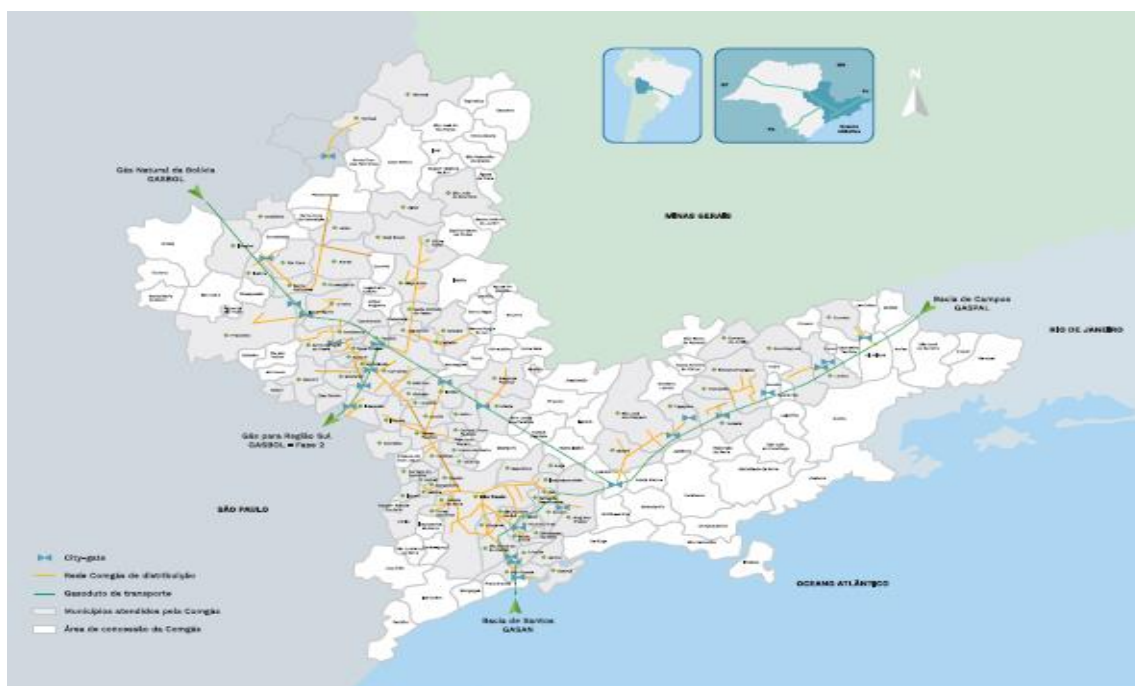
informações foram encaminhadas pela concessionária por meio do Ofício OF-CR-125/20, posteriormente complementadas por meio do Ofício OF-CR-130/20 (em resposta ao Ofício OF.GR-0030-2020).

As próximas seções avaliam as informações disponibilizadas e sua aderência ao PPE. Novamente, reforça-se que as análises não consideram os potenciais impactos da pandemia da COVID-19 sobre a atividade econômica no Estado.

3.1. Mercado

Em dezembro de 2019, a Comgás atendia 86 municípios com clientes conectados, como pode ser verificado na Figura 2. A concessionária atendia aproximadamente 2 milhões de usuários, com consumo médio de 15 milhões de m³/dia.

Figura 2 – Mapa das áreas de concessão da Comgás

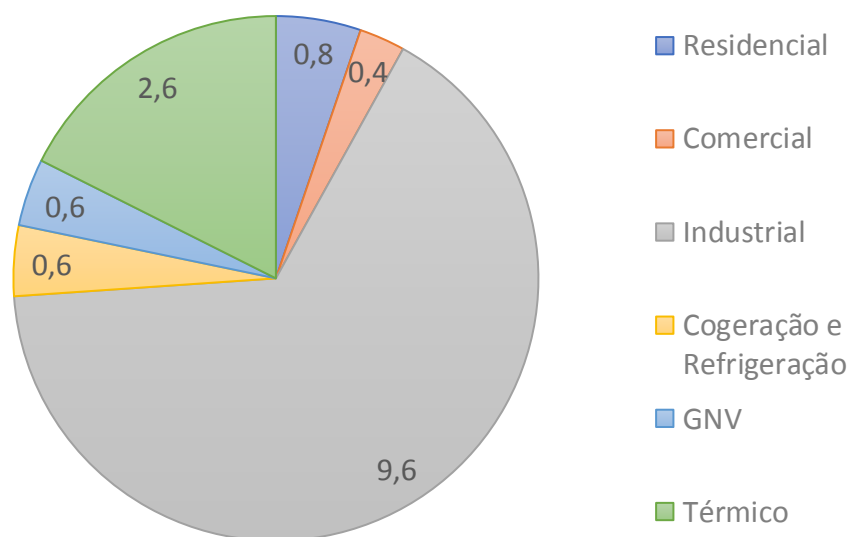


Fonte: Comgás.



A indústria respondia por 66% do consumo, seguido pela geração térmica, com 18%. Os usuários residenciais consumiram 5% do gás faturado em 2019.

Gráfico 1 – Consumo médio diário por segmento na Comgás em 2019 (milhões de m³/dia)



Fonte: Comgás.

O consumo atual é suprido por três contratos, sendo: importado firme com a Petrobrás (Bolívia), com vigência até dezembro de 2021, de 8,1 milhões de m³/dia; firme com a Petrobrás, com vigência até dezembro de 2023, sendo 4,62 milhões m³/dia em 2020, 2 milhões de m³/dia em 2021 e 6 milhões m³/dia em 2022 e 2023; *back-to-back* do programa prioritário de termeletricidade (PPT), para abastecimento de 0,3 milhão m³/dia para a Corn Products até março de 2023.

O cenário de competitividade é bastante distinto entre os segmentos consumidores. No segmento industrial, o consumo de gás natural enfrenta concorrência principalmente de biomassa, GLP e óleo combustível. Atualmente, o gás é relativamente competitivo em preços com relação ao óleo combustível e GLP. Em regiões com grande disponibilidade de biomassa existe um grande risco de perda de clientes, bem como de captação de novas indústrias consumidoras dessa forma de energia.



No segmento comercial, a competitividade se dá principalmente com o GLP e a eletricidade. O gás natural é competitivo apenas em relação aos altos níveis de consumo no caso do GLP. No caso da energia elétrica, apesar de competitivo em algumas classes, o custo de substituição de equipamentos e a necessidade de construção de instalação interna dificulta a captação. O mesmo ocorre no segmento residencial, onde a entrada de aquecedores de água a gás se dá de forma mais natural nas novas edificações, enquanto nas edificações existentes as barreiras são as mesmas do segmento comercial. Dessa forma, a penetração de gás natural depende de atuação comercial e *marketing*, utilizando inclusive descontos e políticas comerciais como o financiamento da conexão dos usuários. No segmento automotivo, o gás natural é bastante competitivo, mas exige um alto custo de entrada, por conta da conversão do sistema de combustão dos veículos.

A atuação da concessionária em relação à competitividade do gás pode ser limitada para alguns segmentos. Isso ocorre uma vez que a composição da tarifa de gás é diferente entre os usuários finais. Nos segmentos industrial, veicular e cogeração, o gás representa mais de 60% da tarifa final, enquanto no residencial e comercial o peso do gás é da ordem de 20%. Os impostos representam 24% do custo final em todos os segmentos.

Dessa maneira, entende-se que a maior penetração no segmento industrial dependerá essencialmente da disponibilidade e concorrência na produção e transporte de gás. Já no segmento residencial e comercial, principalmente de pequeno porte, ainda são necessárias políticas comerciais que visem eliminar a barreira de entrada destes consumidores – política comercial, por exemplo, aprovada pela Arsesp no ciclo tarifário 2018-2024, que incluiu os custos de conexão de usuários residenciais e comerciais na tarifa.

O plano proposto pela Comgás, em bases quinquenais, envolve:

2024 – 2029: expansão geográfica para áreas não atendidas; captura de mercado potencial, novas aplicações e mercados; expansão e conexão de clientes em grandes centros urbanos; grande relevância de conexão de prédios; nova usina termoelétrica; investimentos em automação, produtividade e segurança.

2029 – 2034 (considerando prorrogação): foco comercial na segmentação de mercado; consolidação do mercado livre; à medida que as regiões mais densas vão sendo conectadas, a conexão de cada cliente



adicional se torna mais onerosa, implicando na construção de mais km de redes para atendê-los; reforço na rede para ampliar oferta.

2034 – 2039: segue ritmo de expansão, chegando a regiões menos densas.

2039 – 2044: além de entrar em regiões menos densas, há o impacto de ligação de casas; novos *city gates* e duplicação do RETAP.

2044 – 2049: ligação de regiões com predominância de casas; redução na expansão no final da concessão.

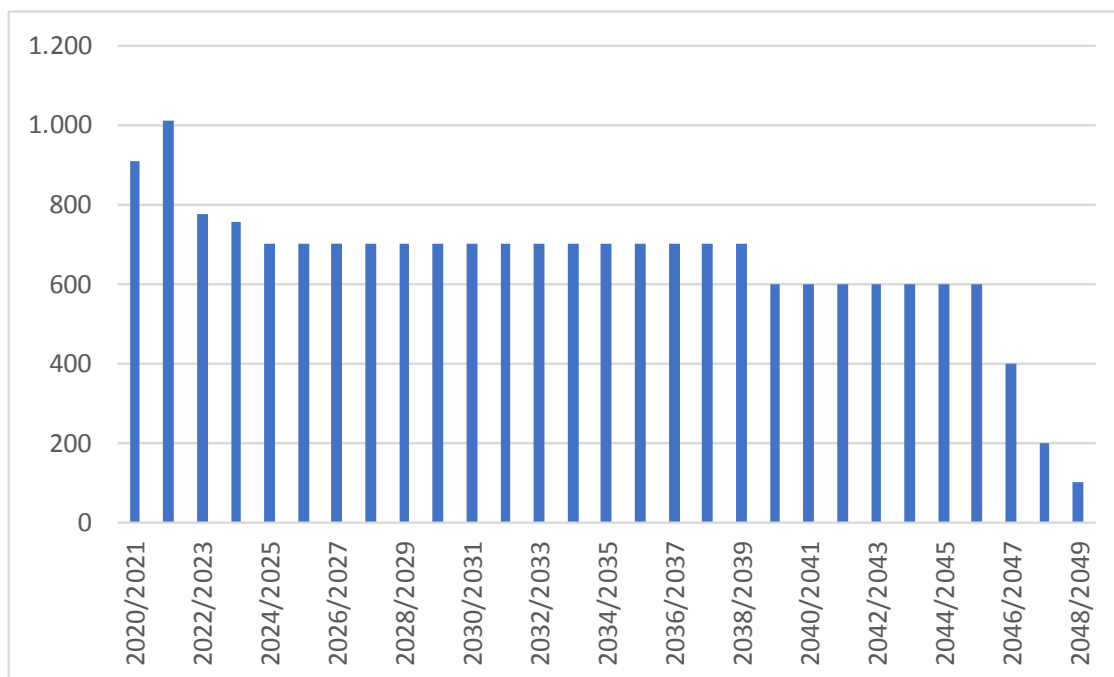
Seguindo este plano, a Comgás prevê a ligação de 48 municípios até 2049. Considerando a área de concessão, após 2049 um conjunto de 43 municípios¹ permaneceriam sem conexão.

A evolução dos investimentos físicos para este atendimento será objeto de análise específica do Parecer Técnico da Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás da Arsesp. Assim, apenas descreve-se o plano de expansão da rede no gráfico abaixo.

¹ Águas de São Pedro, Analândia, Arapeí, Areias, Bananal, Canas, Caraguatatuba, Conchal, Corumbataí, Cunha, Franco da Rocha, Igaratá, Ilha Bela, Itapeperica da Serra, Itobi, Juquitiba, Lagoinha, Lavrinhas, Monte Alegre do Sul, Monteiro Lobato, Morungaba, Natividade da Serra, Nazaré Paulista, Pedra Bela, Peruíbe, Pirapora do Bom Jesus, Pirassununga, Potim, Praia Grande, Queluz, Redenção da Serra, Roseira, Salesópolis, Santa Izabel, Santa Maria da Serra, Santo Antônio do Pinhal, São José do Barreiro, São Luís do Paraitinga, São Sebastião, São Sebastião da Grama, Silveiras, Tuiuti, Ubatuba e Vargem.



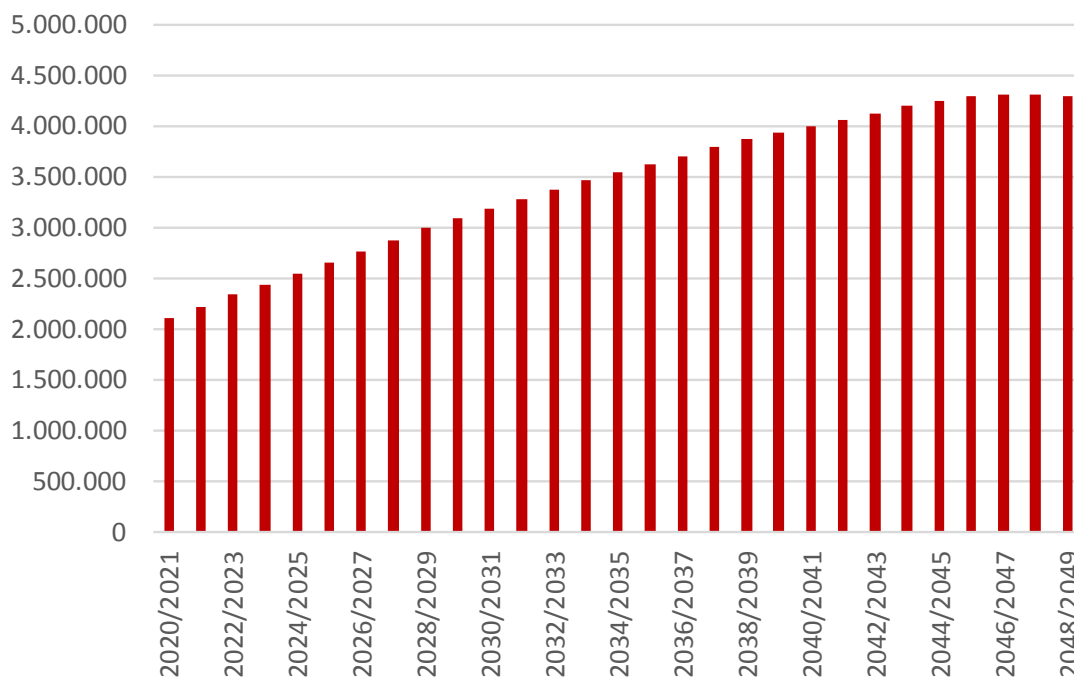
Gráfico 2 – Adição de extensão de rede por ano regulatório (km)



Fonte: Comgás.



Gráfico 3 – Evolução da base de clientes por ano regulatório



Fonte: Comgás.

O plano de expansão da Comgás considera as metas já previstas para o ciclo entre 2020 a 2024 na 4ª Revisão Tarifária Ordinária (RTO). Considerando a prorrogação da concessão, o ciclo de 2024 a 2029 deverá, além de estar preparado para dotar o sistema de distribuição da capacidade de atendimento a prováveis novos volumes industriais, decorrentes da expansão de produção de plantas já existentes ou de novos polos industriais, em função da entrada de volumes de gás competitivo oriundos da Bacia de Santos, envolver a expansão e conexão de centros urbanos de maior porte, com relevância para a conexão de prédios. Nesse período, seriam ligados os seguintes municípios: Aparecida, Artur Nogueira, Guarujá, Holambra, Itirapina, Mairiporã, Morungaba, Pinhalzinho, Praia Grande, Rio das Pedra, Saltinho, São Bento do Sapucaí, Serra Negra e Vargem Grande Paulista.

No ciclo entre 2029 e 2034, a concessionária prevê o início da conexão de regiões menos densas, elevando o custo do cliente adicional e aumentando a relação entre extensão de rede por usuário. Seriam incluídos



na base: Águas da Prata, Biritiba Mirim, Charqueada, Embu-Guaçu, Jambeiro, Mombuca, Piquete, Santa Branca, Santa Cruz das Palmeiras e Vargem Grande do Sul.

Entre 2034 e 2039, o ritmo de crescimento do ciclo anterior seria mantido, mas ainda com relativa piora no indicador de extensão de rede por usuário. As redes chegariam aos seguintes municípios: Casa Branca, Engenheiro Coelho, Espírito Santo do Pinhal, Itapira, Lindóia, Piracaia, Santo Antônio do Jardim e Socorro.

O penúltimo ciclo, entre 2039 e 2044, envolve o aumento de conexão de casas (residenciais horizontais, com atendimento aos seguintes municípios: Águas de Lindóia, Brotas, Caconde, Joanópolis, Paraibuna, Santa Cruz da Conceição, São Lourenço da Serra, São Pedro, Tapiratiba e Torrinha.

Por fim, entre 2044 e 2049, seriam ligados: Divinolândia, Itanhaém, Mococa e São José do Rio Pardo. A concessionária prevê a necessidade de quase um ramal para cada conexão.

Ao final da concessão seriam atendidos cerca de 4,3 milhões de usuários. No caso do segmento residencial, esse crescimento representaria o atendimento de cerca de um terço das residências do Estado, ou 12 milhões de pessoas.

Tabela 3 – Plano de expansão de longo prazo Comgás

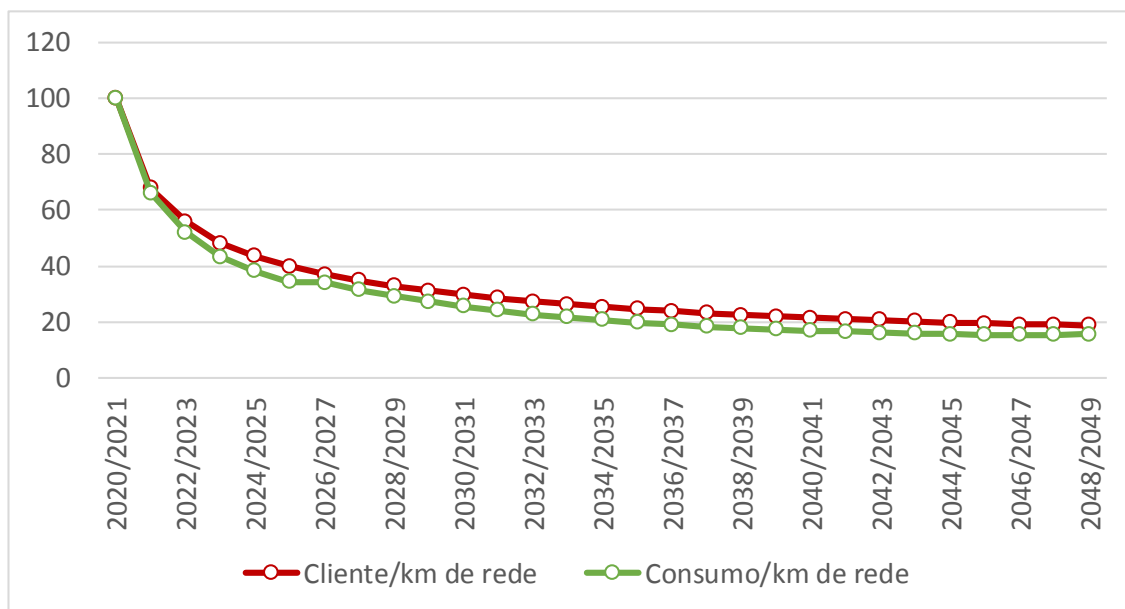
	Municípios	População média	Densidade (pop/km ²)
Atual	86	348.594	769
2024 - 2029	14	70.502	370
2029 - 2034	10	23.416	110
2034 - 2039	10	32.372	93
2039 - 2044	10	16.645	39
2044 - 2049	4	56.737	108

Fonte: Comgás; IBGE.

Note-se da Tabela 3, que a Comgás seguirá seu plano de expansão ligando municípios de menor porte e com baixa densidade populacional. Por essa razão, espera-se uma redução nos indicadores de eficiência distributivas, mensurados pela relação entre número de clientes e extensão de rede e consumo e extensão de rede, apresentados no Gráfico 4.



Gráfico 4 – Indicadores de eficiência na distribuição (índice base 2020 = 100)

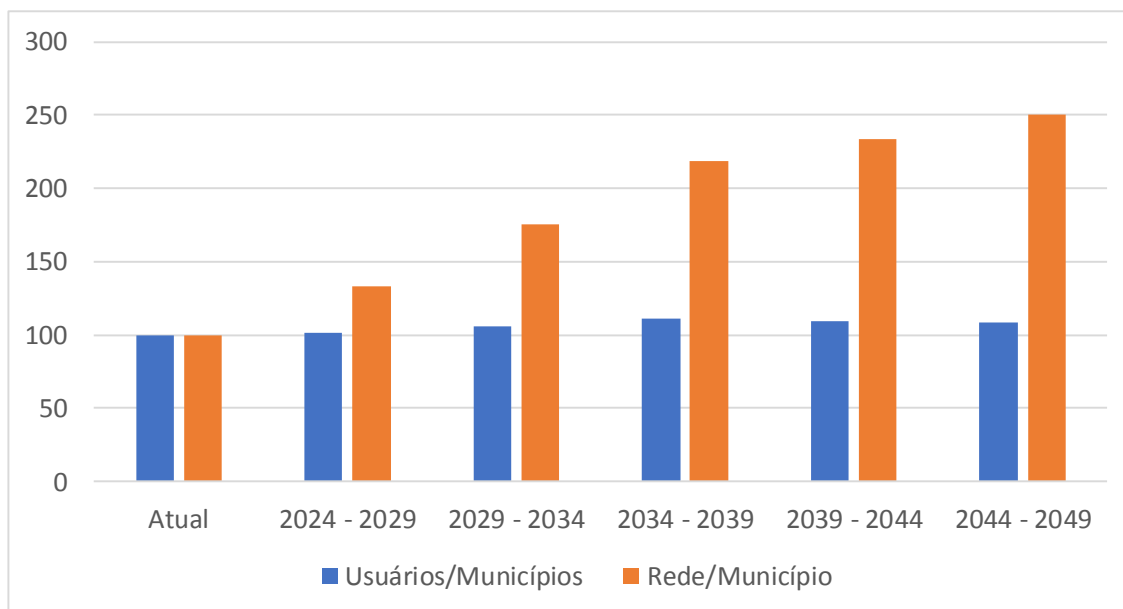


Fonte: Comgás. Elaboração: Arsesp.

A queda nestes indicadores, como mencionado, é característica da expansão do mercado de gás canalizado. Porém, é importante que esta redução não seja acompanhada de piora em outros indicadores de eficiência, como a relação entre número de usuários e municípios atendidos e extensão de rede por município. Tais indicadores são apresentados no Gráfico 5.



Gráfico 5 – Indicadores de eficiência na captação e abrangência (índice base 2020 = 100)



Fonte: Comgás. Elaboração: Arsesp.

A melhora nestes indicadores ao longo do tempo representa ganhos de modicidade tarifária, o que é fundamental para que se possa garantir a expansão do mercado como prevista no plano.

O consumo previsto no plano da concessionária envolve as seguintes premissas: (i) residencial: queda de 0,5% a.a. no volume médio consumido, em linha com a expansão para regiões de menor desenvolvimento e menor renda, com crescimento na base de usuários; (ii) comercial: crescimento, vegetativo e adição de novos clientes, de 7 milhões de m³/ano; (iii) industrial: crescimento, vegetativo e adição de novos clientes, de 2% ao ano; (iv) veicular: por conta de um “choque de energia barata”, aumento de 10% a.a. até 2029, seguido de queda gradual com fim dos motores à combustão; (v) cogeração e refrigeração: crescimento de 4% a.a. após 2024; (vi) térmico: entrada em operação de novas usinas.

Seguindo esta premissa, o mercado da concessionária chegará a cerca de 27 milhões de m³/dia (22 milhões de m³/dia, sem volume térmico), com um consumo médio por usuário de 2,3 mil m³ (1,9 mil m³, excluindo o consumo térmico). O crescimento do consumo é da ordem de 2,0% ao ano, com queda de 0,6% no consumo médio, quando excluído o consumo térmico.



Tabela 4 – Plano de expansão de mercado da Comgás

	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049
Residencial	0,76	1,07	1,29	1,45	1,58	1,67	1,67
Comercial	0,41	0,51	0,61	0,71	0,80	0,90	1,00
Industrial	9,61	10,07	11,14	12,30	13,58	14,96	16,56
Cogeração	0,63	1,07	1,31	1,59	1,94	2,35	2,86
GNV	0,61	0,69	1,12	0,86	0,51	0,30	0,18
Térmico	2,57	2,99	4,50	4,50	4,50	4,50	4,49
Total	14,59	16,40	19,97	21,42	22,91	24,67	26,75
Consumo por usuário (mil m³/usuário, sem térmico)	2,26	1,93	1,83	1,74	1,71	1,74	1,89

Fonte: Comgás.

Conforme mencionado, em termos qualitativos, o crescimento de mercado está sustentado nas premissas de redução de preços do gás, substituição técnica dos energéticos na indústria, entrada em operação de novas usinas térmicas e redução das barreiras a entrada do gás nos segmentos residencial e comercial de pequeno porte. Considerando o peso dos segmentos, o maior risco se concentra na premissa de redução de preços e seu efeito sobre o mercado industrial.

Para verificar se o cenário proposto pela Comgás é aderente ao cenário de expansão do PPE, foram comparados os mercados por segmentos. Como pode ser observado na Tabela 5, as participações dos volumes previstos pela Comgás no volume total do Estado de São Paulo se mantêm constantes, indicando que ambos os cenários apresentam taxas de crescimento similares.



Tabela 5 – Plano de expansão de mercado da Comgás e do PPE

	2022			2029		
	Comgás	PPE	Rel. %	Comgás	PPE	Rel. %
Mercado Residencial	375	1.057	35%	482	1.393	35%
Mercado Industrial	3.677	10.989	33%	4.149	12.395	33%
Mercado Comercial	181	534	34%	230	722	32%
Mercado Veicular	243	1.382	18%	388	1.755	22%
Mercado Cogeração	380	1.295	29%	475	1.421	33%
Mercado Termoelétrico	1.095	6.800	16%	1.643	13.200	12%
Total	5.967	22.057	27%	7.387	30.886	24%

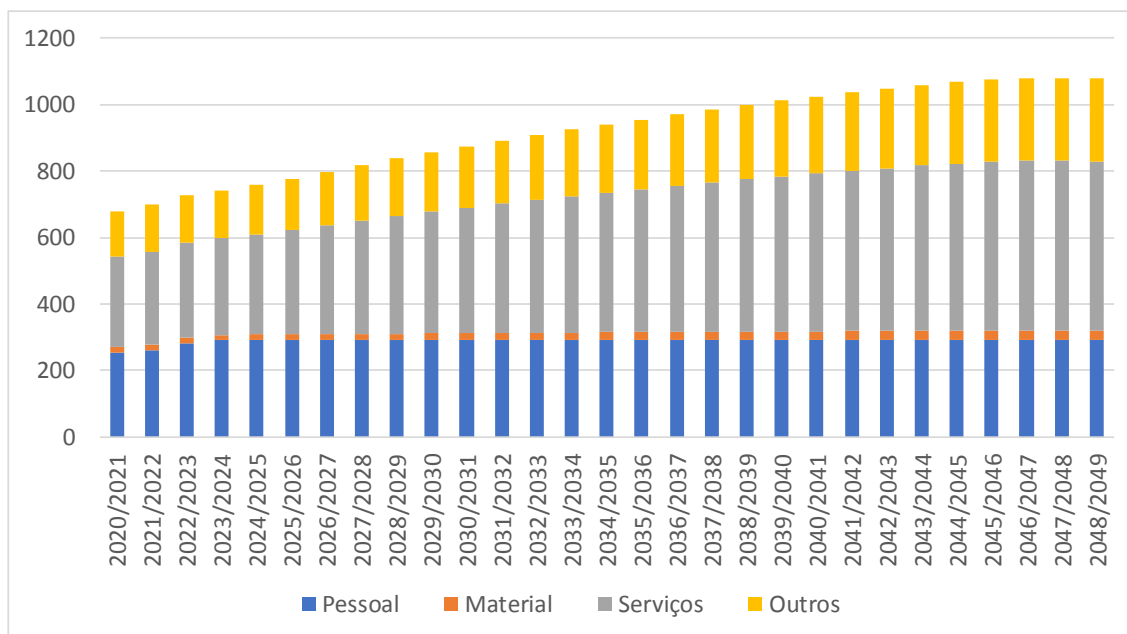
Fonte: Comgás.

3.2. Custos Operacionais

A Comgás propôs um cenário de crescimento dos custos operacionais alinhados ao crescimento da base de usuários. Para o segmento de pessoal, a concessionária apontou a possibilidade de ganhos de produtividade ao longo do tempo, de modo que é possível manter o nível atual de gastos. As demais despesas cresceriam de acordo com a expansão da base de usuários. A concessionária propõe um ganho anual de eficiência de 1% nas despesas com serviços de terceiros e outras despesas.



Gráfico 6 – Despesas Operacionais (R\$, milhões)

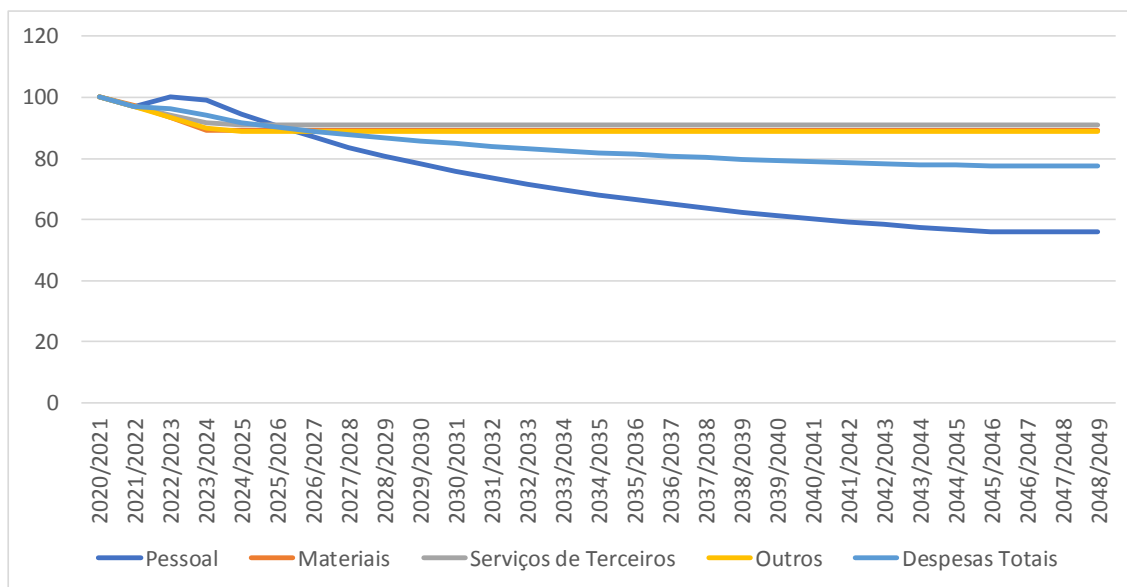


Fonte: Comgás.

Nesse cenário, a eficiência das despesas operacionais, mensurada pela relação com o número de usuários avança em torno de 1% a.a., conforme gráfico abaixo.



Gráfico 7 – Eficiência das despesas operacionais em relação ao número de usuários (índice, base 2020=100)



Fonte: Comgás.

3.3. Investimentos

A análise da expansão dos investimentos e sua aderência aos aspectos técnicos e metas contratuais não é objeto desta análise. Na sequência, são avaliados os valores investidos e sua relação à expansão de usuários.

A concessionária apresentou um plano de investimentos de longo prazo, considerando sua subdivisão em expansão, suporte operacional e suporte administrativo. No período entre 2020 e 2024, os investimentos já foram previstos no processo da 4ª RTO da Comgás e inclui, por exemplo, o projeto de rede de distribuição Subida da Serra.

No ciclo entre 2024 e 2029, considerando a prorrogação da concessão, o cenário envolve a ligação de centros urbanos mais densos, a implantação de uma nova termoeétrica e intensificação dos investimentos na área de tecnologia e automação, visando ampliar produtividade, segurança nas operações e satisfação dos usuários.

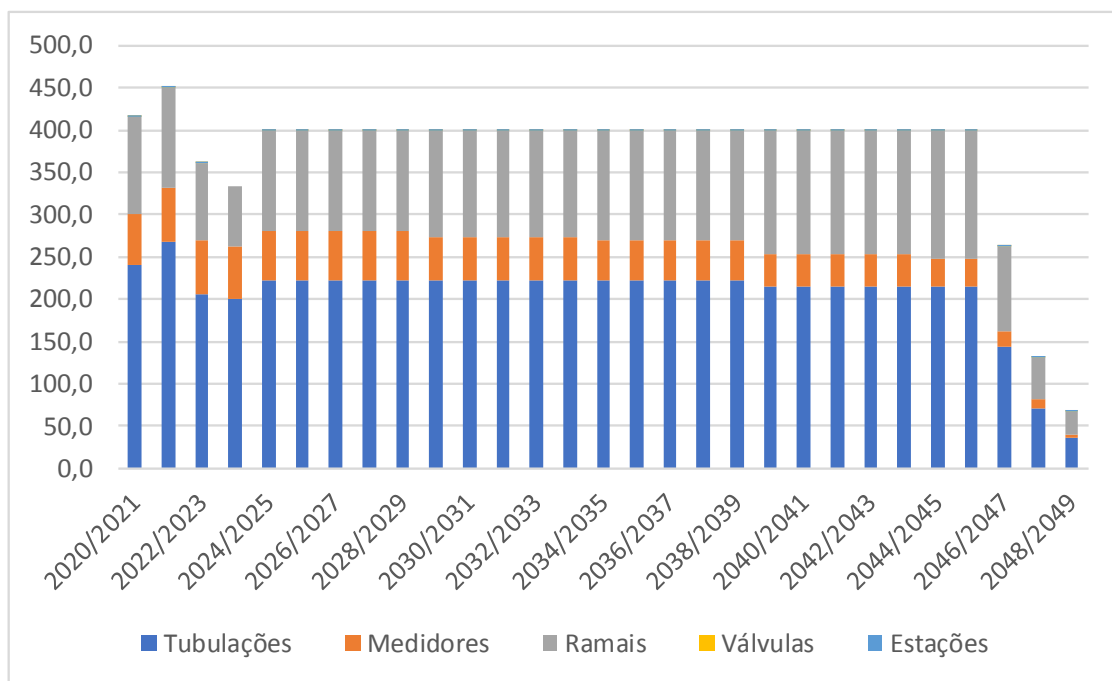


Entre 2029 e 2039, a expansão chega em municípios menos densos, envolvendo custos mais expressivos. Além disso, considerando a perspectiva de mudança de eixo do suprimento de gás para o Estado de São Paulo, deslocando-se do interior (gás boliviano) para o litoral (pré-sal, pós-sal e GNL), será necessária a construção de um grande reforço da malha de aço (RMSP --> Interior e RMSP --> Vale do Paraíba) para ampliar a oferta de gás em toda área de concessão e demais concessionárias, garantindo segurança de abastecimento e competitividade de molécula para os clientes.

Entre 2039 e 2044, além dos reforços e renovações rotineiros, prevê-se investimentos em novos *city-gates* e a duplicação do RETAP para garantir a segurança do abastecimento da RMSP.

Os investimentos em expansão por usuário crescem em torno de 3% ao ano, em termos reais. O valor total investido é da ordem de R\$ 400 milhões/ano.

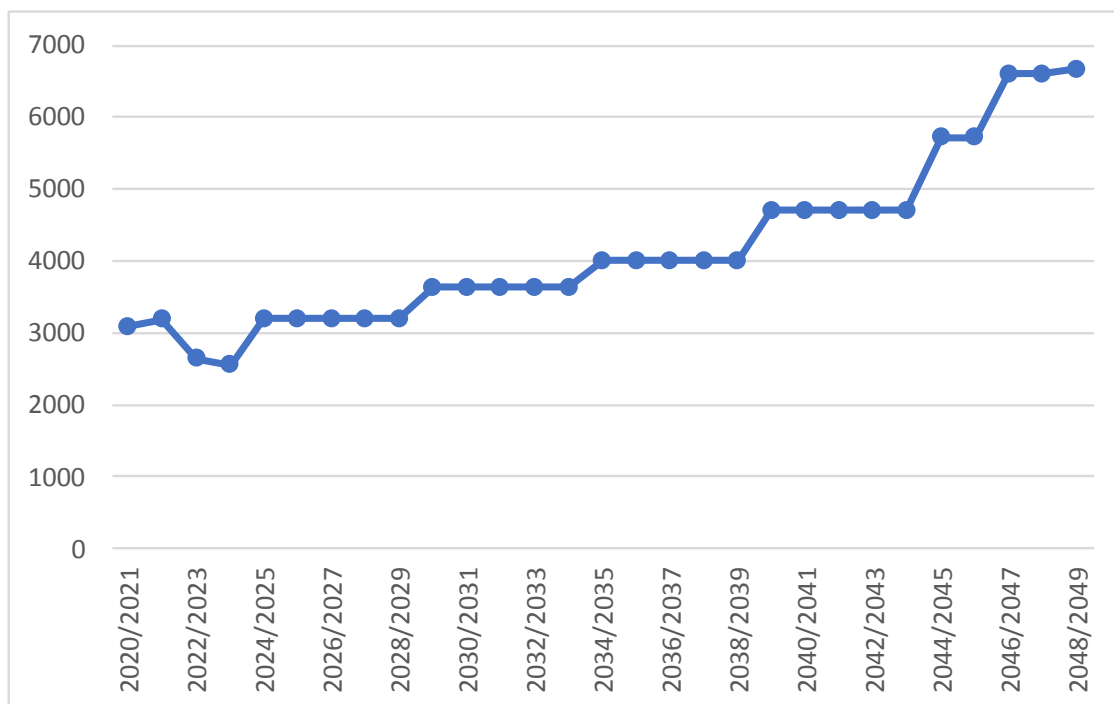
Gráfico 8 – Investimentos em Expansão (R\$ milhões)



Fonte: Comgás.



Gráfico 9 – Investimentos em Expansão (R\$ milhões/Usuário Adicional)



Fonte: Comgás.

Os investimentos em suporte operacional e administrativo crescem, em média, 4% ao ano. Os investimentos em reforço são os mais significativos, representando cerca de um quinto dos investimentos totais em suporte. Além disso, os reforços para nova termoeletrica, no RETAP, na rede entre a região metropolitana e interior e Vale do Paraíba têm importância em alguns dos ciclos.



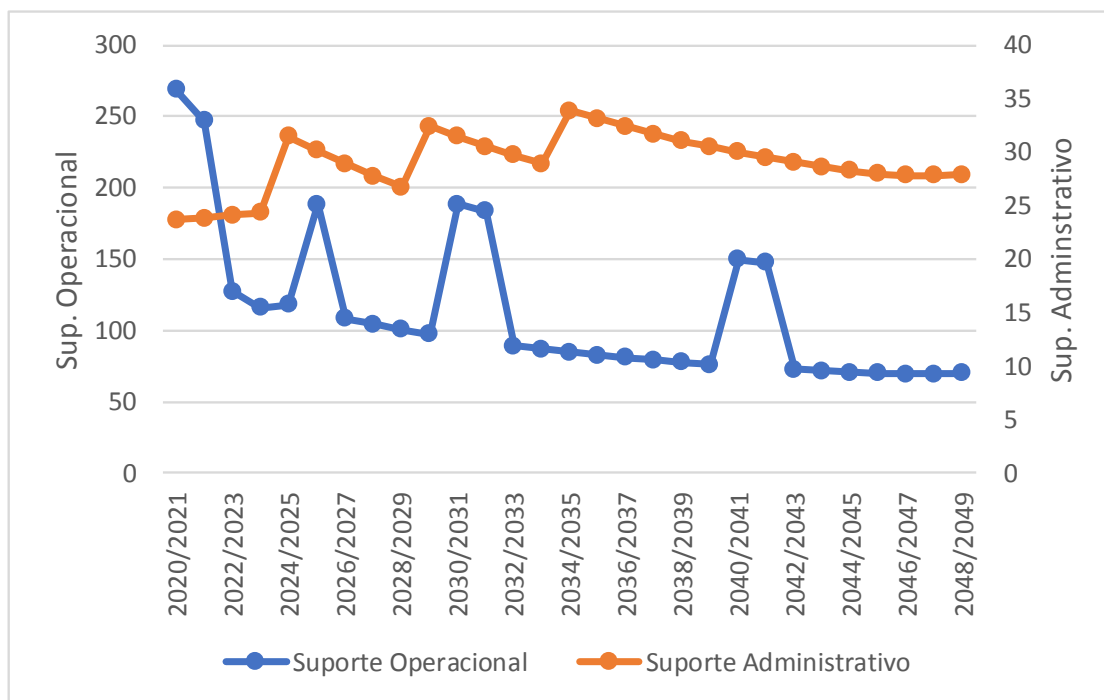
Tabela 6 – Plano de investimento em suporte (R\$ milhões)

	2020 - 2024	2024 - 2029	2029 - 2034	2034 - 2039	2039 - 2044	2044 - 2049	%
Projeto Subida da Serra	444	-	-	-	-	-	4%
Reforço nova termoelétrica	-	200	-	-	-	-	2%
Reforço RMSP => Int. / Vale	-	-	600	-	-	-	6%
Reforço RETAP + novos c.gates	-	-	-	-	600	-	6%
Renovação de Redes e Ramais	212	264	264	264	264	264	14%
Medidores	124	156	311	311	311	311	14%
Estações \ Válvulas	146	273	182	182	182	273	12%
Remanejamento	124	155	155	155	155	155	8%
Reforço	516	514	389	389	389	297	24%
Indicadores de Qualidade	2	3	3	3	3	3	0%
SCADA	2	2	63	63	63	63	2%
Projetos de Manutenção	53	66	66	66	66	66	4%
Espaço Confinado	15	-	-	-	-	-	0%
Aplicação de Novas Tecnologias	-	-	-	-	-	-	0%
Ramais TER	27	34	34	34	34	34	2%
Instalações	5	6	6	6	6	6	0%
Móveis e Utensílios	1	1	1	1	1	1	0%
Outros	21	26	26	26	26	26	1%
Suporte Operacional	1.691	1.700	2.100	1.500	2.100	1.500	100%
Informática	187	361	461	561	561	561	92%
Veículos	31	39	39	39	39	39	8%
Suporte Administrativo	218	400	500	600	600	600	100%

Fonte: Comgás.

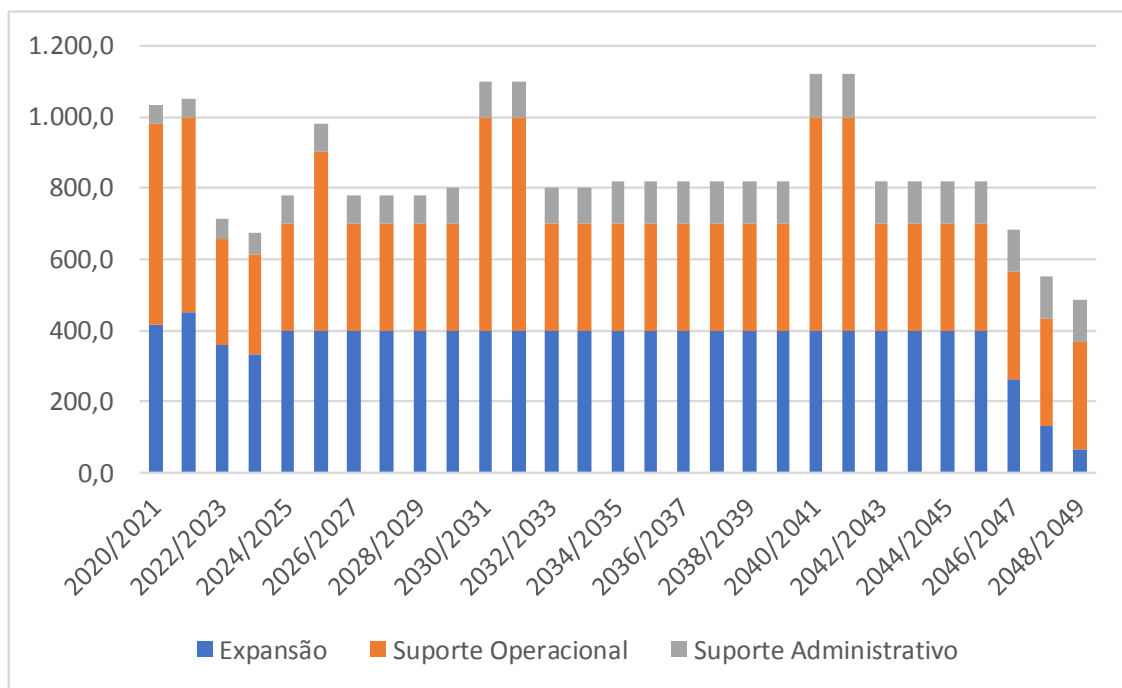


Gráfico 10 – Investimentos em Suporte (R\$ milhões/Usuário Adicional)



Fonte: Comgás.

Gráfico 11 – Investimentos (R\$ milhões)



Fonte: Comgás.

O plano da concessionária é de redução de cerca de 1,3% ao ano do ritmo de investimentos, que ficam, em média, em R\$ 840 milhões/ano. Conforme se verá adiante, este ritmo de investimentos em relação à expansão prevista para os usuários colabora com os ganhos de modicidade tarifária.

3.4. Modelo Tarifário e Modelagem Econômico-Financeira

O Contrato de Concessão nº CSPE/01/99 trata das questões econômico-financeiras, essencialmente as questões tarifárias, nas cláusulas décima primeira, décima segunda e décima terceira. A primeira subcláusula da cláusula décima primeira, já determina que o modelo de tarifação será baseado em tarifa teto a serem fixadas pelo regulador.



O modelo de tarifas teto, ou *price cap*, tem sido largamente utilizado na regulação nacional e internacional. Em particular, é o modelo adotado na regulação de saneamento básico no Estado de São Paulo e na regulação da distribuição de energia elétrica no país. Existem modelos alternativos, aplicados em outros países, como a regulação baseada em *performance* operacional das concessionárias, regulação baseada em receita teto e mesmo regulação baseada nos custos reais.

Tendo em vista que o modelo de tarifas teto segue sendo o mais usual no Brasil em outros segmentos e é o modelo essencialmente utilizado para regulação da distribuição de gás canalizado nos demais Estados, não será proposta nenhuma alteração neste modelo.

A cláusula décima primeira segue descrevendo que a tarifa teto será decomposta em margem de distribuição e preço do gás e transporte. A margem de distribuição deve ser reajustada anualmente (sétima subcláusula), a partir da data de assinatura do contrato (no caso, 31 de maio de 1999), enquanto o preço do gás e transporte deverá considerar os seus respectivos custos médios ponderados pelos volumes, contratados pela concessionária junto a todos os seus fornecedores (nona subcláusula). As subcláusulas décima primeira, décima segunda e décima terceira estabelecem o conceito das contas gráficas, que são objeto de regulamentação específica da Arsesp.

A cláusula décima segunda trata especificamente das tarifas aplicáveis no primeiro ciclo.

A cláusula décima terceira detalha a metodologia de cálculo de margem máxima, coerente com o conceito de tarifa teto.

“As tarifas tetos a serem aplicadas na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado serão reguladas através de uma metodologia de margem máxima de distribuição, doravante denominada Margem Máxima (MM), que dará à CONCESSIONÁRIA oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre o seu investimento.” (cf. Cláusula Décima Terceira, caput, Contrato de Concessão CSPE 01/99)

As terceira e quarta subcláusulas descrevem o mecanismo de reajuste anual da margem de distribuição, considerando a aplicação da inflação acumulada, descontada de um fator de ganho de produtividade (Fator X) e de um termo de ajuste para garantir o cumprimento da margem máxima (Termo de Ajuste K).



A cada cinco anos, o regulador deve atualizar a margem de distribuição máxima, após avaliar a receita requerida para cobrir os custos permitidos à concessionária, considerando o estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários e a oportunidade para a concessionária obter uma remuneração apropriada para os seus ativos (quinta subcláusula). O regulador deve avaliar a composição da receita requerida, levando em consideração a consistência interna de informações projetadas pela concessionária para o ciclo em análise, as tendências históricas, comparações com parâmetros nacionais e internacionais da indústria de gás e a consistência em relação às projeções realizadas para distribuidoras em condições similares.

O contrato ainda estabelece que o regulador deve considerar modelos de análise de risco financeiro para avaliar a rentabilidade. A Arsesp adotou o modelo de WACC, o mais usual nos mercados regulados.

As demais subcláusulas tratam do estabelecimento do Fator X e do Termo de Ajuste K.

Considerando-se que não há razões para alteração no modelo de regulação tarifária por meio de margem máxima, como é aplicado atualmente, o cenário apresentado pela Comgás foi avaliado dentro do modelo que vem sendo utilizado pela Arsesp para cálculo da margem.

O modelo foi simplificado com relação a alguns componentes. Não foram incluídas as receitas oriundas do mercado livre (de modo que as tarifas calculadas são conservadoras, podendo ser um pouco menores); considerou-se manutenção nos níveis atuais de inadimplência regulatória; não foram incluídas despesas de conexão (nesse caso, entende-se que sua aplicação poderá ser relevante no cenário proposto, visto que haverá necessidade de reduzir as barreiras à entrada de novos usuários residenciais, principalmente – porém, sua incorporação no cálculo dependerá sempre da análise específica do ciclo e seu impacto sobre modicidade tarifária); capital de giro seguirá proporcional ao volume faturado; depreciação técnica e contábil são iguais e fixadas nos mesmos valores do ciclo 2018-2024; não foram calculados os efeitos do Fator X e do Termo de Ajuste K, uma vez que o objeto da análise é sempre a margem máxima do ciclo e não sua evolução ano a ano.

O custo de oportunidade foi estimado pela concessionária com base em um cenário macroeconômico de referência. Seu valor é decrescente ao longo do tempo, como esperado pela expectativa de redução dos riscos associados ao negócio.



Tabela 7 - Taxa de remuneração do capital (% a.a.)

Estrutura de Capital	2018/2024	2024/2029	2029/2034	2034/2039	2039/2044	2044/2049
(A) Participação de Capital Próprio (W_E)	55,47%	55,00%	55,00%	55,00%	55,00%	55,00%
(B) Participação de Capital de Terceiro (W_D)	44,53%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%
Custo de Capital Próprio (r_E)						
(1) Taxa de Livre Risco	4,92%	4,70%	4,60%	4,50%	4,40%	4,30%
(2) Taxa de Retorno de Mercado	12,03%	11,90%	11,50%	11,00%	11,00%	10,80%
(3) Prêmio Risco de Mercado = (2)-(1)	7,11%	7,20%	6,90%	6,50%	6,60%	6,50%
(4) Beta Desalavancado	0,5345	0,5300	0,5300	0,5300	0,5300	0,5300
(5) IR + CSLL (T)	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
(6) Beta Alavancado = (4)*[1+(((B)/(A))*(1-(5)))]	0,8177	0,8162	0,8162	0,8162	0,8162	0,8162
(7) Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro = (6)*(3)	5,82%	5,88%	5,63%	5,31%	5,39%	5,31%
(8) Prêmio Risco Brasil	2,50%	2,25%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
(9) Taxa de Inflação Americana	2,09%	2,00%	2,00%	1,80%	1,80%	1,80%
(10) r_E Nominal = (1)+(7)+(8)	13,24%	12,83%	12,23%	11,81%	11,79%	11,61%
(11) r_E Real = [(10)+1]/[1+(9)]-1	10,92%	10,61%	10,03%	9,83%	9,81%	9,63%
Custo de Capital de Terceiros (r_D)						
(12) Taxa de Livre Risco = (1)	4,92%	4,70%	4,60%	4,50%	4,40%	4,30%
(13) Prêmio Risco Brasil = (8)	2,50%	2,25%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
(14) Risco de Crédito	3,42%	3,30%	3,25%	3,20%	3,10%	3,00%
(15) r_D Nominal antes de impostos = (12)+(13)+(14)	10,84%	10,25%	9,85%	9,70%	9,50%	9,30%
(16) r_D Nominal após impostos = (15)*[1-(5)]	7,16%	6,77%	6,50%	6,40%	6,27%	6,14%
(17) r_D Real após impostos = [(1)+(16)]/[1+(9)]-1	4,96%	4,67%	4,41%	4,52%	4,39%	4,26%
WACC	8,27%	7,94%	7,50%	7,44%	7,37%	7,22%

Fonte: Comgás.

Aplicado, portanto, o modelo atual de cálculo, pode-se obter a margem máxima para cada ciclo previsto.

Tabela 8 – Margem Máxima por ciclo (R\$/m³, moeda de 2020)

	WACC	PO (moeda de 2020)
Ciclo 1	8,27%	0,59
Ciclo 2	7,94%	0,33
Ciclo 3	7,50%	0,33
Ciclo 4	7,44%	0,35
Ciclo 5	7,37%	0,36
Ciclo 6	7,22%	0,36

Fonte: ARSESP.

Note-se que há uma mudança expressiva entre o ciclo 2018-2024 e o ciclo 2024-2029. Esta mudança se deve, principalmente, à saída do Valor Econômico Mínimo (VEM) da base de remuneração da concessionária – o que deverá ocorrer em outubro de 2023, conforme as notas técnicas da 4ª RTO.



Note-se que há um pequeno aumento tarifária nos últimos ciclos, reflexo da expansão para municípios de menor porte, nos quais o investimento por usuário adicionado é superior à média histórica.

Nesse cenário, a base de remuneração líquida ao final da concessão, em 2049, seria de R\$ 18,1 bilhões. Importante considerar que este valor seria a base de valoração da concessão em um novo processo de concessão.

Para análise dos efeitos dos planos de expansão da concessionária sobre a modicidade tarifária, considerou-se que não haveria expansão e que seriam mantidos apenas os investimentos em renovação de redes e ramais; renovação de medidores; renovação de estações e válvulas; remanejamento; reforço (exceto para termoelétrica e no RETAP); indicadores de qualidade; SCADA; e projetos de manutenção. As despesas foram ajustadas para o novo cenário de crescimento de usuários.

Tabela 9 – Margem Máxima por ciclo, considerando que não há expansão (R\$/m³, moeda de 2020)

	WACC	PO (moeda de 2020)
Ciclo 1	8,27%	0,59
Ciclo 2	7,94%	0,35
Ciclo 3	7,50%	0,35
Ciclo 4	7,44%	0,36
Ciclo 5	7,37%	0,36
Ciclo 6	7,22%	0,34

Fonte: ARSESP.

Veja que apenas no último ciclo (2034-2039) haveria uma margem máxima inferior ao do cenário base. Assim, pode-se concluir que os investimentos previstos para expansão contribuem para a modicidade. No período, a margem média do cenário base seria R\$ 0,003 menor que a do cenário sem expansão.

3.5. Avaliação de não prorrogação do contrato

Tendo-se em visto que este material subsidiará uma análise das vantagens relacionadas à antecipação da prorrogação, é importante considerar os impactos tarifários esperados de um cenário de não



prorrogação. Em relação aos cenários, cabe reforçar, novamente, que os impactos derivados da pandemia da COVID-19 não foram considerados. A possibilidade de expressiva redução na demanda e aumento da inadimplência podem afetar sensivelmente os resultados obtidos.

Em um primeiro cenário, assume-se que os investimentos previstos pela concessionária para o último ciclo do atual contrato (2024-2029) serão os mesmos previstos no plano de longo prazo avaliado. Esse cenário hipotético garantiria a execução dos investimentos necessários para tornar a rede de distribuição compatível para receber os volumes de gás natural previstos no PPE. Nesse caso, a margem máxima é a mesma apresentada no cenário base, ou seja, R\$ 0,33/m³. O mercado chegaria a quase 20 milhões de m³/dia e a base de remuneração regulatória ao final do ciclo seria de R\$ 9,4 bilhões. Este é o valor de referência para o custo de entrada de um novo prestador. Importante considerar que o valor de referência para um processo licitatório, de fato, deve incluir não só o valor da base de ativos, mas o potencial de ganho da empresa que assumiria a concessão – o que deve resultar de um estudo amplo e profundo de valor do negócio.

Em um cenário mais realista, supõe-se que a concessionária reduziria seus investimentos ao longo do ciclo 2024-2029, visto que não há expectativa de se manter no negócio e não há incentivo para manutenção do ritmo de expansão, que exige esforço administrativo, operacional e financeiro. Para este cenário, considerou-se que seriam mantidos apenas os investimentos em manutenção e reforço, similar ao que foi feito para a análise de modicidade do plano de investimentos. Assim, o volume ao final do ciclo seria de 15,8 milhões de m³/dia com uma base de remuneração de R\$ 5,7 bilhões. Todas as considerações anteriores sobre o valor de referência são válidas para este caso também. Neste caso, o foco deve estar na paralização da expansão do mercado de gás canalizado no Estado, em dissonância com o previsto no PPE.

Assim, é importante considerar: (i) a não prorrogação pode frear o desenvolvimento do mercado; (ii) se não houver o freio, caso pouco provável, ainda assim é importante considerar que o valor de referência para um novo processo licitatório é bastante expressivo e deverá se avaliar a existência de *players* interessados e com capacidade para o desembolso e operação com os desejados níveis de eficiência e qualidade.



3.6. Pendências do atual contrato de concessão

O relatório prévio, que avaliou a qualificação da Comgás para discussão da prorrogação do contrato, apontou para algumas pendências do atual contrato. Recomenda-se que estas pendências sejam tratadas antes de uma eventual antecipação da prorrogação.

O primeiro ponto diz respeito a um processo de indenização (Proc. Nº 1053722-11.2016.8.26.0053), que tramita, em segredo de justiça, na 8ª Vara da Fazenda Pública de São Paulo, em face do Estado de São Paulo e da Arsesp.

O pedido de indenização diz respeito a pretensão equívoca na aplicação do Termo de Ajuste K a partir do segundo ciclo do contrato de concessão, redução do volume de gás fornecido superior a 10% nos 4º e 5º anos do segundo ciclo contratual, sem ajuste de cálculo da margem efetivamente obtida, pelos indevidos descontos no segmento “alto fator de carga”, cuja apuração foi equivocada e pelos impactos da alteração unilateral do volume de gás previsto no plano de negócios realizado durante o terceiro ciclo do contrato.

A Comgás recebeu sentença favorável em primeira instância, com determinação de indenização de R\$ 419,9 milhões. O valor corrigido pela inflação (IGP-M) e capitalizado por Selic entre a data da sentença e março de 2020 é de R\$ 488.337.729.

Importante notar que a ação de indenização não enfrenta a questão das regras contratuais, de modo que mesmo uma decisão final favorável à concessionária nesse momento não resultaria em alteração automática do cálculo realizado pela Arsesp, que segue estritamente o previsto no contrato. Assim, sem a alteração contratual, a concessionária poderá entrar com novas ações no futuro.

Como se discutirá adiante, o nível de maturidade da modelagem de projeção de mercado para efeito de cálculo tarifário não exige a utilização deste mecanismo. Por essa razão, propõe-se uma alteração no eventual aditivo contratual no âmbito da prorrogação antecipada, com eliminação da aplicação do Termo K.

Contudo, é fundamental que haja o devido tratamento desta ação de indenização, cujo valor atualizado (R\$ 488.337.729) deveria ser um componente de vantajosidade a ser considerado na prorrogação, uma vez que sua consideração elimina um importante risco ao erário.



Outra pendência diz respeito ao resultado da 3ª RTO da Comgás. Este processo, por conta de diversas discussões judiciais, foi finalizado apenas em 2019, mais de cinco anos após sua previsão contratual e, conseqüentemente, após a finalização do ciclo tarifário a que dizia respeito.

Nesse sentido, a Arsesp calculou um valor de ajuste compensatório resultante da diferença entre os valores requeridos para prestação eficiente do serviço de distribuição de gás e o efetivamente dispendido pela concessionária, mas considerando o mercado realizado como referência. O valor final foi calculado em R\$ 697 milhões, que em moeda de março de 2020, com capitalização pela Selic, seria equivalente a R\$ 899.599.723.

Como já explicitado pela Arsesp em outras oportunidades, este valor será tratado de forma não tarifária por orientação da SIMA. Existem três possibilidades de tratamento não tarifário, quais sejam: (i) inclusão deste valor no cálculo da reversibilidade ao final do contrato de concessão; (ii) extensão do prazo de vigência do atual contrato de concessão, e; (iii) tratamento na prorrogação do contrato de concessão.

Recomenda-se que, uma vez que o Poder Concedente opte pela antecipação da prorrogação, este valor componha, também, os critérios de vantajosidade.

Por fim, como elemento adicional na avaliação de vantajosidade da antecipação da prorrogação do contrato, o Poder Concedente poderia considerar o valor acumulado nas contas gráficas da Comgás. A posição de fevereiro de 2020 é de R\$ 488.970.051. Tal valor é de direito da concessionária, por força do contrato, mas poderia compor o valor final de vantagem de antecipação da prorrogação, caso a Comgás concordasse por não o repassar aos usuários.

Assim, os três valores somam R\$ 1,9 bilhão que poderia compor a análise de vantajosidade em um eventual processo de prorrogação antecipada, sendo que se avalia que os itens relativos à indenização do Termo de Ajuste K e os valores da 3ª RTO devem ser tratados no contexto de antecipação da prorrogação. O item relativo às contas gráficas poderia compor o valor final, na medida em que o Poder Concedente entenda qual o volume de recursos traria vantagens suficientes para antecipação da prorrogação do contrato.



Tabela 10 – Pendências contratuais (março de 2020, R\$)

Total	1.876.907.503
Indenização Termo K*	488.337.729
3ª RTO**	899.599.723
Contas Gráficas	488.970.051
Preço do Gás	378.096.560
EC & PGU	66.304.211
Redes Locais	13.639.040
Perdas	30.930.240

Fonte: ARSESP. * R\$ 419,9 milhões, corrigido por Selic e IGP-M; ** R\$ 697 milhões, corrigido por Selic e IGP-M.

A análise e recomendações desta seção não levam em consideração os potenciais impactos da pandemia da COVID-19 sobre a situação econômico-financeira da concessão e da concessionária, uma vez que tais impactos ainda não são passíveis de mensuração. Importante notar que uma expressiva redução de demanda ou mesmo um aumento da inadimplência, com riscos de longo e/ou curto prazo, inclusive limitação de caixa para as atividades operacionais, podem exigir tratamento distinto, a ser avaliado pelo Poder Concedente.

4. Propostas de ajustes contratuais

Com base na análise prévia, não se vislumbra a necessidade de alteração do modelo de regulação tarifária, seja em um processo de prorrogação antecipada ou qualquer outro modelo a ser adotado pelo Poder Concedente.

Porém são recomendados dois ajustes contratuais, apresentados a seguir. O Anexo I apresenta uma minuta de aditivo contratual, que envolve exclusivamente os aspectos econômico-financeiros descritos abaixo, além da indicação do conjunto de *considerandos* que, entende-se, deveriam compor a versão final do aditivo contratual. As análises da Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás deverão indicar alterações adicionais ao contrato.



4.1. Termo de Ajuste K

O Termo de Ajuste K, aplicável às concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo, foi estabelecido pela Cláusula Décima Terceira dos contratos de concessão. A Segunda Subcláusula da referida cláusula determina que “quando a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA for distinta da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE será procedida a compensação da diferença, nos termos da Terceira Subcláusula desta Cláusula”.

Transcreve-se abaixo o teor das subcláusulas que descrevem o Termo de Ajuste K e sua aplicação.

“Terceira Subcláusula - A CSPE regulará as tarifas de distribuição de gás canalizado, conforme segue:

- I. inicialmente, fixando, para todos os anos do ciclo, uma Margem Máxima (MM) inicial;*
- II. a cada ano a Margem Máxima (MM) será reajustada de acordo com as variações do índice de inflação e de um fator de eficiência;*
- III. ao final de cada ano, a Margem Obtida será calculada e comparada com a Margem Máxima (MM) aprovada pela CSPE; se a Margem Obtida for maior que a Margem Máxima (MM), a CSPE compensará a diferença, reduzindo a Margem Máxima (MM) a ser aplicada no ano seguinte;*
- IV. ao final de cada ciclo serão revistos os parâmetros utilizados, com base na previsão para o próximo ciclo, determinando-se, em consequência, nova Margem Máxima (MM) inicial;*
- V. os parâmetros utilizados no cálculo da Margem Máxima (MM) inicial para cada ciclo não considerarão rentabilidades obtidas em ciclos anteriores; e*



VI. *excepcionalmente, serão aplicadas reduções ou elevações da Margem Máxima (MM), em periodicidade diferente da prevista no inciso III desta Subcláusula, conforme seguem:*

a. *será aplicada, no início do quarto ano do segundo ciclo, uma redução ou elevação na Margem Máxima (MM) com base nas Margens Obtidas, nos três primeiros anos deste segundo ciclo. Neste caso, as diferenças apuradas, do primeiro ao terceiro ano, terão seus valores atualizados, nos termos da Décima Oitava Subcláusula desta Cláusula, procedendo-se as adaptações necessárias;*

b. *será aplicada, no início do primeiro ano do terceiro ciclo, uma redução ou elevação na Margem Máxima (MM) com base nas Margens Obtidas, no quarto e quinto ano deste segundo ciclo. As diferenças apuradas, no quarto e quinto anos, terão seus valores atualizados, nos termos da Décima Oitava Subcláusula desta Cláusula, procedendo-se as adaptações necessárias.*

Quarta Subcláusula - A Margem Máxima (MM_t) para o ano t do ciclo será expressa em reais por m³ e será calculada conforme segue:

MM_t = P_t + K_t, sendo:

$$P_t = P_{t-1} [1 + (VP - X)]$$

Onde:

VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado;



X: fator de eficiência (percentual);

Pt: valor da Margem Máxima (MM) inicial (P0), expresso em reais por m³, inicial, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator (VP - X) até o ano t;

P0: valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE e definido por ocasião de cada revisão em cada ciclo. No primeiro ano de cada ciclo, o valor de P1 é igual ao de P0; e

Kt: Termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m³.

(...)

Décima Sexta Subcláusula – 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.

Décima Sétima Subcláusula – 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.

Décima Oitava Subcláusula – O Termo de Ajuste (K t) para o período t será expresso em reais por m³ e será calculado da seguinte forma:

$$K t = [(MM t-1 - MO t-1) (1 + r t-1) V t-1] / V t$$

Onde:

MM t-1: Margem Máxima (MM), no ano t – 1, expressa em reais por m³;



MO t-1: Margem Obtida, no ano t – 1, expressa em reais por m³;

r t-1: taxa de juros média anual, no ano t – 1;

V t: volume anual previsto para o ano t, expresso em m³; e

V t-1: volume anual distribuído, no ano t – 1, expresso em m³.

Décima Nona Subcláusula – A taxa de juros será indicada pela CSPE, dentre as taxas básicas de juros fixadas pelo Banco Central. Na hipótese de deixar de ser fixada uma taxa básica pelo Banco Central, a CSPE estabelecerá uma taxa alternativa.

Vigésima Subcláusula – A partir do terceiro ciclo, quando a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA, em t – 1, for menor ou igual a Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE, para esse ano, o Termo de Ajuste K será igual a zero, ressalvado o disposto na Subcláusula Vigésima Sexta desta Cláusula. Excepcionalmente, no segundo ciclo é admitido o Termo de Ajuste K positivo.

Vigésima Primeira Subcláusula – As Margens Máximas do segundo, terceiro e quinto anos, do segundo ciclo, não serão afetadas pelo Termo de Ajuste (K), mas serão reajustadas pelas variações dos índices de inflação e pelo fator X.” (cf. Contrato de Concessão CSPE 01/99).

Como se pode observar do texto do Contrato, este é muito claro quanto ao tratamento a ser dado ao Termo de Ajuste K em cada ano dos ciclos tarifários. A margem média para o ciclo tarifário (MMt) no primeiro ano de cada ciclo é obtida no processo de revisão tarifária ordinária e chamada de P0. O P0 representa a relação entre o valor presente dos volumes anuais previstos para o quinquênio relativo ao ciclo (m³) e o valor presente da receita requerida para o mesmo período, obtida conforme as regras do Contrato de Concessão e metodologia determinada pela Agência Reguladora (medido em R\$ e utilizando o WACC regulatório como referência para o cálculo do valor presente). O P0 é ajustado anualmente pela



inflação acumulada, medida pelo IGP-M, descontada de um fator de compartilhamento de produtividade (Fator X).

Conforme as regras dos contratos de concessão, o Termo de Ajuste K é obtido da comparação da margem obtida pela concessionária no ano com a margem máxima autorizada para aquele ano, sendo aplicado somente quando a margem obtida é superior à margem autorizada.

Por oportuno, menciona-se que a Comgás discute na Justiça, por meio de processo de indenização (Proc. Nº 1053722-11.2016.8.26.0053), que tramita na 8ª Vara da Fazenda Pública de São Paulo, em segredo de justiça, cuja sentença segue transcrita em parte:

“Ante o exposto, JULGO PROCEDENTE, o pedido, extinguindo o processo com conhecimento do mérito nos termos do art. 487, inciso I, do CPC, a fim de CONDENAR as rés ao pagamento de R\$ 419.900.00,00 (quatrocentos e dezenove milhões e novecentos mil reais) a título de reequilíbrio econômico-financeiro à autora, em face da equivocada aplicação do Termo de Ajuste K a partir do segundo ciclo do contrato de concessão firmado entre as partes, pela redução do volume de gás fornecido superior a 10% nos 4º e 5º anos do segundo ciclo contratual, sem ajuste de cálculo da margem efetivamente obtida, pelos indevidos descontos no segmento “alto fator de carga”, cuja apuração foi equivocada e pelos impactos da alteração unilateral do volume de gás previsto no plano de negócios realizado durante o terceiro ciclo do contrato.” (cf. fls. 3201/3207 dos autos)

A premissa do contrato de concessão para aplicação do Termo de Ajuste K era evitar um excesso de ganho da concessionária por conta de uma projeção equivocada do mercado em relação aos valores realizados.

Há que se reforçar que o mecanismo foi previsto com detalhamento nos contratos e era de amplo conhecimento, como se demonstrou. Mais ainda, o detalhamento apresentado pelo contrato não permite interpretação distinta da que vem sendo adotada pela Arsesp. Qualquer entendimento distinto, como os já esboçados pelas concessionárias ao longo de diversos processos, com relação à comparação da margem obtida e da margem máxima de cada ano do ciclo ou à comparação da margens apenas ao final do ciclo,



estariam em desacordo com as previsões do contrato e qualquer alteração exigiria Aditivo Contratual, tendo-se que observar que essa mudança afetaria, mesmo que em pequenas proporções, as condições de concorrência no edital.

Cabe, por fim, lembrar que o mencionado processo judicial proposto pela Comgás foi formulado em forma de pedido de indenização, não tendo sido enfrentada a questão dos contratos de concessão. Assim, mesmo que a decisão final permaneça favorável à concessionária, a Arsesp continuará com o dever de aplicar o mesmo método de cálculo, sob o risco de entrar em desacordo com o contrato.

Considerando-se que decorridos 21 anos após o início do contrato e estando o mercado industrial já saturado, não existe mais espaço e flexibilidade para que a concessionária possa realizar ações que a beneficiem “jogando” com os números projetados.

Como pode ser observado nas notas técnicas dos processos de cálculo tarifário, a Arsesp avalia durante o processo de RTO as projeções de mercado por segmento de forma bastante detalhada. Assim, é possível considerar que a margem máxima aprovada já contém a melhor análise possível sobre o desempenho da concessionária ao longo do ciclo.

Nesse sentido, o Termo de Ajuste K seria uma redundância, que deveria tender a zero ao longo do tempo – seguramente, não em condições de quebra expressiva de expectativas de mercado, situação na qual possivelmente deveria se adotar um procedimento de revisão extraordinária, previsto em contrato e não se contar com o Termo de Ajuste K que não avalia mudanças associadas à quebra de mercado nos custos.

Ou seja, a presença do Termo de Ajuste K não se justifica no atual momento de maturidade – sua existência fez sentido em um momento de excesso de assimetria de informação e baixa capacidade de projeção de mercados, visto a falta de histórico. Mais ainda, tal Termo não existe em nenhum outro processo tarifário de empresas regulados relevantes no Brasil. Mesmo em outros países, tal tratamento não se mostra usual atualmente².

² Historicamente, o Termo de Ajuste K foi utilizado em países latino americanos, em especial o México, também no segmento de distribuição de gás canalizado. Neste país, o Termo K já deixou de ser aplicado.



Para evitar judicialização com relação à aplicação passada do Termo K, propõe-se que seja incluída Subcláusula adicional na Décima Terceira Cláusula indicando que, a partir do novo período de concessão, o Termo de Ajuste K seria igual a zero. Sugere-se a seguinte redação:

“Trigésima Primeira Subcláusula - A partir da assinatura do 7º Termo Aditivo, o Termo de Ajuste K (Kt) deixa de ser aplicado.”

4.2. Data de processamento tarifário

A data de processamento tarifária da Comgás atualmente é 31 de maio. Usualmente esta alteração leva a um aumento tarifário nos meses de inverno, de forma coincidente com o aumento do consumo dos usuários, principalmente residenciais, dificultando uma análise mais realista dos impactos tarifários derivados dos processos pelos usuários.

Propõe-se que seja alterada a data de processamento tarifário para 10 de dezembro, coincidente com o processamento da Gás Brasileiro Distribuidora. Nesse sentido, seria necessário alterar a sétima subcláusula da cláusula décima primeira para o novo período de concessão.

Importante que seja previsto o ajuste compensatório pela mudança de datas. Para tanto, sugere-se a seguinte redação:

“Vigésima Oitava Subcláusula – A data de referência para os processamentos tarifários, incluindo reajuste anual e revisão tarifária ordinária, a partir da data de assinatura do 7º Termo Aditivo, passa a ser 10 de dezembro.”

Vigésima Nona Subcláusula – No primeiro processamento tarifário após a assinatura do 7º Termo Aditivo, a ARSESP deverá calcular os ajustes compensatórios necessários por conta da alteração da data de referência.”

Edgar Antonio Perlotti
Superintendente de Análise Econômico-Financeira



Inaê Lobo
Assessor

De acordo:

Marcus Vinicius Vaz Bonini
Diretor de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados

Código para simples verificação: 4d02923f801a46cc. Havendo assinatura digital, esse código confirmará a sua autenticidade. Verifique em <http://certifica.arsesp.sp.gov.br>



ANEXO – MINUTA DE ADITIVO CONTRATUAL³

**7º TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO Nº CSPE/01/99 PARA EXPLORAÇÃO
DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE
GÁS CANALIZADO QUE CELEBRAM ENTRE SI O
ESTADO DE SÃO PAULO E A COMPANHIA DE GÁS
DE SÃO PAULO – COMGÁS**

O ESTADO DE SÃO PAULO, doravante designado **PODER CONCEDENTE**, neste ato representado pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, conforme delegação expressa da Lei Complementar nº 1.025/2007, doravante denominada **ARSESP**, representada pelo seu Diretor-Presidente, Hélio Luiz Castro, portador da cédula de identidade RG nº 13.604.285-5 e inscrito no CPF nº 074.169.778-51, e a **COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS**, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 61.856.571/0001-17, com sede na Av. Faria Lima, 4100, 14º andar, Vila Clementino, CEP 04538-132, São Paulo/SP, neste ato designada **CONCESSIONÁRIA**, representada, na forma de seu Estatuto Social, **XXXXXX**, têm entre si ajustado o presente 7º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado nº CSPE/01/99, doravante designado apenas **ADITIVO**, que se regerá pelo Decreto nº 43.889, de 10 de março de 1999, pelas Leis Federais nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nº 9.074, de 07 de julho de 1995, pela Lei Estadual nº 7.835, de 08 de maio de 1992, pela legislação superveniente e complementar e pelas normas e regulamentos expedidos pelo **PODER CONCEDENTE** e pela **ARSESP**,

³ Esta sugestão de minuta incorpora, exclusivamente, aspectos econômico-financeiros do contrato de concessão vigente. A estas sugestões devem ser incorporadas as conclusões da Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás.



CONSIDERANDO:

Que o Contrato de Concessão nº CSPE/01/99 regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado pela **CONCESSIONÁRIA**, nos termos do Decreto nº 43.888, de 10 de março de 1999, publicado no Diário Oficial do Estado de 11 de março de 1999;

Que a **CONCESSIONÁRIA** endereçou ao **PODER CONCEDENTE**, pedido de prorrogação do contrato de concessão CSPE/01/99, por meio do Ofício CR-400/2019;

Que o pleito formulado pela **CONCESSIONÁRIA** se fundamenta na Constituição Federal, nas leis ordinárias e no próprio contrato de concessão, conforme se depreende do texto de sua Cláusula Quinta, 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 **CONCESSIONARIA**”

Que as diretrizes gerais para a prorrogação antecipada e relicitação dos contratos de concessão foram estabelecidas pelas disposições da Lei Estadual nº 16.933/2019;

Que o **PODER CONCEDENTE** solicitou à **ARSESP** a elaboração dos estudos de avaliação, com o objetivo de subsidiar sua definição;



Que os estudos necessários à avaliação da performance da CONCESSIONÁRIA foram concluídos pela ARSESP e apresentados ao PODER CONCEDENTE por meio do ofício OF.P-0068-2020, incluindo Pareceres Técnicos das Diretorias de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados, de Relações Institucionais e de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado, cuja conclusão foi de que a CONCESSIONÁRIA cumpriu as metas contratuais, realizou investimentos compatíveis ao desenvolvimento do mercado, apresentou indicadores de performance adequados aos padrões exigidos e obteve avaliação positiva dos usuários;

Que, complementarmente, a ARSESP elaborou estudos técnicos de subsídio à decisão do PODER CONCEDENTE, entregues por meio do ofício **XXXX**, incluindo avaliação técnica e econômico-financeira sobre os distintos cenários de evolução da concessão e recomendações de ajustes no contrato de concessão vigente;

Que a conclusão das análises levadas a efeito pela **ARSESP**, à luz do art. 5º da Lei acima mencionada, em especial sob a observância do advento dos novos investimentos não previstos no contrato vigente, da modicidade tarifária e equilíbrio da equação econômico-financeira do contrato, permite a manutenção do modelo regulatório proporcional, equânime, eficiente e compatível com o interesse público e dessa forma conferem à CONCESSIONÁRIA as necessárias condições para a celebração do presente termo;

Que todas as pendências administrativas e judiciais existentes até o presente momento, foram resolvidas, com a extinção das mesmas, por meio de renúncia expressa pela CONCESSIONÁRIA; e

Que o interesse público restou devidamente comprovado, conforme determina a QUARTA SUBCLÁUSULA DA CLÁUSULA QUINTA DO CONTRATO,

As Partes resolvem firmar o presente **ADITIVO** ao Contrato de Concessão CSPE/01/99, nos termos a seguir acordados:



CLÁUSULA PRIMEIRA - DA PRORROGAÇÃO ANTECIPADA

Referida prorrogação será realizada nos termos previstos no contrato de concessão, nas leis ordinárias específicas, na Lei Estadual nº 16.933/2019, bem como nos estudos realizados pela ARSESP e pelo PODER CONCEDENTE, com a identificação de todos os requisitos e exigências legais.

CLÁUSULA SEGUNDA - DA ALTERAÇÃO CONTRATUAL

Primeira Subcláusula – Por força da alteração da data de referência para os processamentos tarifários, incluindo reajuste anual e revisões ordinárias, convencionada pelas PARTES, incluem-se as subcláusulas Vigésima Oitava e Vigésima Nona, na Cláusula Décima Primeira, nos seguintes termos:

*“**Vigésima Oitava Subcláusula** – A data de referência para os processamentos tarifários, incluindo reajuste anual e revisão tarifária ordinária, a partir da data de assinatura do 7º Termo Aditivo, passa a ser 10 de dezembro.*

***Vigésima Nona Subcláusula** – No primeiro processamento tarifário após a assinatura do 7º Termo Aditivo, a ARSESP deverá calcular os ajustes compensatórios necessários por conta da alteração da data de referência.”*

Segunda Subcláusula - Em virtude da extinção do Termo de Ajuste K, na forma convencionada pelas PARTES, inclui-se a Trigésima Primeira Subcláusula, na Cláusula Décima Terceira, nos seguintes termos:



“Trigésima Primeira Subcláusula - A partir da assinatura do 7º Termo Aditivo, o Termo de Ajuste K (Kt) deixa de ser aplicado.”

CLÁUSULA TERCEIRA - DA VIGÊNCIA

O prazo de vigência do contrato fica antecipadamente prorrogado por 20 (vinte) anos, com início na data de **31 de maio de 2029**, devendo ser considerada como data válida para os efeitos de ajustes decorrentes do contrato, a data de **XXXXXX**.

CLÁUSULA QUARTA – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Ficam mantidas as demais cláusulas do Contrato de Concessão CSPE/01/99 que não contrariem o disposto neste aditivo.

E assim, por estarem justos e contratados, assinam o presente ADITIVO, em 2 (duas) vias de igual teor e forma, para um só efeito, na presença das duas testemunhas que também o subscrevem.

São Paulo, de de .

PODER CONCEDENTE

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS

Testemunhas