

# SERVIÇO SOCIAL AUTÔNOMO PARANACIDADE GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ PARANACIDADE

# PLANO ESTRATÉGICO PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DO PARANÁ

PLANO CONSOLIDADO

SÃO PAULO ABRIL/2021

**RESUMO** 

O trabalho desenvolveu estudos técnicos para nortear a elaboração de um Plano

Estratégico para o Gás no Estado do Paraná.

Seu objetivo principal foi dotar o Estado do Paraná dos subsídios técnicos e

metodológicos para o atendimento da Lei Complementar Estadual nº 205/2017, que trata

da obrigatoriedade de o Estado desenvolver um plano estratégico para os serviços de

distribuição do gás canalizado no Estado, incluindo ainda o desenvolvimento da(s)

necessária(s) minuta(s) para um novo contrato de concessão, ou a renovação do contrato

atualmente mantido.

Figurou como Contratante o Paranacidade, que tem dentre seus objetivos o de executar

ações de política de desenvolvimento institucional e regional par ao Estado do Paraná,

sob a coordenação da Secretaria de Estado do Desenvolvimento Urbano – Sedu, e como

Contratada a Fipe, sendo que os trabalhos foram acompanhados pela coordenação Grupo

de Trabalho instituído pelo Decreto 1952/2019, representando o Gabinete do

Excelentíssimo Senhor Governador do Estado, cujos membros foram designados pela

Portaria 22 – CGG.

O Plano Estratégico do Gás para o Estado do Paraná foi desenvolvido através das

seguintes etapas: (i) Plano de Trabalho; (ii) Diagnóstico; (iii) Avaliação de Cenários e

Alternativas; (iv) Diretrizes; (v) Plano de Ação; (vi) Valuation; e (vii) Minuta do Contrato

de Concessão.

Foram desenvolvidas estratégias para a ampliação do gás canalizado na matriz energética

do Estado, e definição de diretrizes gerais para o Estado, bem como o Plano de Ação para

a implementação dessas diretrizes, além de uma avaliação do valor da outorga para um

novo período de concessão.

O projeto foi desenvolvido entre os meses de fevereiro e setembro de 2020, tendo sido

gerados 07 (sete) relatórios, contendo o Plano de Trabalho e 06 (seis) Produtos

específicos, em conformidade com o Termo de Referência.

**CÓDIGOS JEL: G32, K23, L5, L95** 



# **EQUIPE TÉCNICA**

Alberto José Fossa

Alison Pablo de Oliveira

Bruno Teodoro Oliva

Cylon Liaw

Denis Martins Fraga

Edmilson Moutinho dos Santos

Eduardo Zylberstajn

Elias Cavalcante Filho

Felipe Sande Cruz Mattos Filgueiras

Flavia Maria Palaveri

Gabriel Dib Tebechrani Neto

Guilherme Peloso Araújo

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Joelson Oliveira Sampaio

Marcelo Palaveri

Marilin Mariano dos Santos

Matheus Gregorini Costa (Coordenador)

Rafael Cardoso da Silva

Ricardo Akiyoshi Sakamoto

Rodrigo De Losso

Thaís Azevedo dos Santos



# SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento apresenta o Plano Estratégico do Gás para expansão do setor gasífero no estado do Paraná, em cumprimento à Lei Complementar nº 205/2017, indicando diretrizes e ações que permitirão o desenvolvimento da indústria de gás e inserção do estado na Civilização do Gás.

O Plano apresenta a proposta de antecipação da renovação do contrato de concessão com a Companhia Paranaense de Gás (Compagas) para distribuição de gás canalizado no estado, a fim de prorrogar por mais 30 anos a concessão desse serviço, mas contemplando desafios mais ousados de expansão geográfica das redes e de incremento da base de clientes em todo território paranaense. A vigência temporal da renovação contratual estudada contempla os anos de 2021 a 2050.

#### Elementos Estruturais do Plano

A referida prorrogação da outorga prevê o cumprimento pela Compagas das normas e regras estabelecidas pelo Poder Concedente e/ou pelo órgão regulador setorial, a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná (Agepar); compreende um amplo alinhamento às premissas do Novo Mercado de Gás, que se constitui na esfera Federal; e integra um plano de investimentos mínimos para expansão da base de clientes, que contém a obrigatoriedade de ampliação geográfica das redes e dos serviços, a manutenção da infraestrutura e aplicação de recursos financeiros em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) na área tecnológica e de recursos humanos.

O Plano propõe a separação societária entre a Compagas e a Companhia Paranaense de Energia (Copel), ao passo que propõe a busca de novos sócios com foco no setor de gás. Objetiva-se transformar o serviço de distribuição de gás canalizado em seu *core business* no Paraná, com independência da companhia elétrica local, inclusive com a implementação de estratégia crítica de substituição de eletrotermia por usos diretos e de alto valor agregado do gás.



Como instrumentos de ação essenciais, o Plano foca em:

- (i) Desenvolvimento de mercados diversificados, buscando promover a massificação do uso do gás no Paraná, através de políticas de "razoabilidade, transparência, publicidade e especificidade de preços e tarifas";
- (ii) Promoção de esforços de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), que aproximem os consumidores paranaenses das tecnologias de uso final do gás;
- (iii) Priorização de investimentos em usos finais do gás e em infraestrutura de acesso ao gás, buscando a ampliação e integração competitiva das redes de gás em áreas sensíveis do território paranaense; e
- (iv) Valorização de fontes de suprimento de gás competitivas, seguras e socioambientalmente aceitáveis, gradualmente promovendo a diversificação de oferta e, sempre que possível, aproveitando-se de recursos locais (principalmente a promoção do biometano produzido localmente).

Além disso, propõe-se que o estado do Paraná se alinhe aos modelos modernos de regulação por incentivo, sugerindo-se, nesse sentido, a substituição do atual modelo regulatório de *Cost-of-Service* pelo modelo alternativo de *Price-Cap*. Essa nova condição regulatória, alinhada a proposições atualizadas de renovação do contrato de concessão e a uma atuação ativa e competente do órgão regulador constituem os pilares de um arranjo regulatório ideal para o estado do Paraná.

A proposta considera incrementos nas tarifas médias dos segmentos residencial e comercial, e ligeira redução nas tarifas médias aplicadas no setor industrial (Tabela 1), garantindo a atratividade do gás nos diferentes segmentos de mercado a serem desenvolvidos, bem como o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, ao longo do período de 30 anos da renovação do contrato de concessão.

Tabela 1: Estrutura tarifária média vigente e proposta (\*) aplicáveis pela Compagas, com impostos (em R\$/m³)

Segmento	Vigente	Proposta	% Variação
Residencial	4,54	5,63	24%
Comercial	3,69	4,51	22%
Industrial	2,66	2,59	-3%
GNV	2,58	2,58	0%

<sup>(\*)</sup> Aplicáveis no primeiro período do contrato da concessão renovado e corrigidas em ciclos regulatórios pela Agepar conforme previsto nesse contrato de concessão



Considera-se que o "custo do gás" praticado deva ser inteiramente repassado aos consumidores através de uma fórmula de *pass through*.

Preserva-se o único contrato de suprimento de gás estabelecido pela Compagas junto à Petrobrás, repactuado em 2019 e que dá acesso ao gás natural transportado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) através do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Esta permanecerá a principal fonte de suprimento de gás da Compagas ao longo de todo o período de renovação da concessão.

Assume-se, complementarmente, que o suprimento de gás que permitirá o desenvolvimento da distribuição de gás na região Sudoeste do estado não será adquirido da Petrobras e sim de produtores locais de biometano (proveniente da indústria de suinocultura). O biometano será entregue pelos produtores (ou *traders* independentes) em *citygates* de cidades desta região, via carretas de gás comprimido (GNC), sendo posteriormente distribuído aos consumidores finais pela Compagas por minirredes dutoviárias.

A Tabela 2 apresenta os custos unitários assumidos para o gás natural, adquirido da Petrobras, via Gasbol, e para o biometano, adquirido de suinocultores domésticos da região Sudoeste do estado.

Tabela 2: Custos adotados para o gás por tipo de suprimento

Tipo de Suprimento	Custo (R\$/m³)
Gasbol	1,3697
Biometano de Suinocultores (para a proposta de expansão 3)	2,3307

Para efeito de simplificação, assume-se que esses custos unitários do gás são constantes ao longo do período de concessão renovada (cabendo à Agepar estabelecer os critérios de ajuste a serem utilizados), e homogeneamente repassados para todos os segmentos de consumo (exceto a cogeração *Corn*, que goza de uma política de preço especial). Por fim, este Plano Estratégico do Gás estipula que o custo unitário do gás será calculado, ano a ano, como o preço médio ponderado das duas fontes de suprimento (Petrobras e Biometano), e tendo como peso os volumes de venda segmentados. Neste cálculo do preço médio ponderado excluem-se os consumidores livres, já que estes deverão realizar a sua própria aquisição de gás.



#### Cenário Base Adotado

Este Plano Estratégico do Gás indica a obrigatoriedade da Compagas realizar um novo ciclo de investimentos com extensão de suas redes, bem como uma ampliação de sua cobertura geográfica, maior universalização do acesso às redes e intensificação na captura de consumidores. Para tanto, o Plano define condições econômicas e regulatórias que incentivem a realização desses investimentos.

Na definição do Plano de Investimento obrigatório, o qual é incorporado ao contrato de concessão que vigerá no período de 2021 a 2050, define-se um **Cenário Base** de evolução da Compagas. Nesta definição contempla-se a visão de uma distribuidora de gás canalizado que deverá enfrentar desafios distintos ao longo do novo horizonte temporal de 30 anos de concessão.

Simplificadamente, o **Cenário Base** compõe-se de estratégias de conquista de mercado que podem ser resumidas em: (i) saturação de demanda e expansão capilar em municípios que já possuem infraestrutura de distribuição de gás canalizado; (ii) busca por novos mercados potenciais que não possuem infraestrutura, através de novas linhas troncais; e (iii) universalização do uso do gás na maior quantidade de municípios possível.

Uma melhor caracterização do **Cenário Base** é apresentada na Tabela 3 e Figura 1. Adicionam-se três perfis evolutivos distintos, que requerem estratégias e abordagens de mercado igualmente próprias.

Primeiramente, há o sistema já consolidado no entorno da Região Metropolitana de Curitiba e com algumas extensões troncais, incluindo o ramal de aço até a cidade de Ponta Grossa. Esse sistema entra em uma fase de busca por maior capilarização e adensamento do nível de consumo.

Em um segundo movimento, promove-se a ampliação geográfica do acesso ao gás. Isso se dá pela expansão das redes troncais existentes rumo a outras áreas geográficas do estado, incluindo o Sudeste e Norte Central. Essa expansão das redes de distribuição é pautada em estratégias convencionais de conectar segmentos de mercado com maior consumo unitário, geradores de escala, que justifiquem a expansão dos gasodutos, e posterior saturação com novas conexões às redes.



Por fim, inclui-se uma terceira via de desenvolvimento que propõe a construção de minirredes, com coberturas limitadas a municípios ou aglomerados urbanos menores, isoladas da rede principal e alimentadas por logísticas alternativas de GNC.

Tabela 3: Caracterização do Cenário Base, que contempla três propostas de expansão do plano de investimentos da Compagas para o período 2021-2050

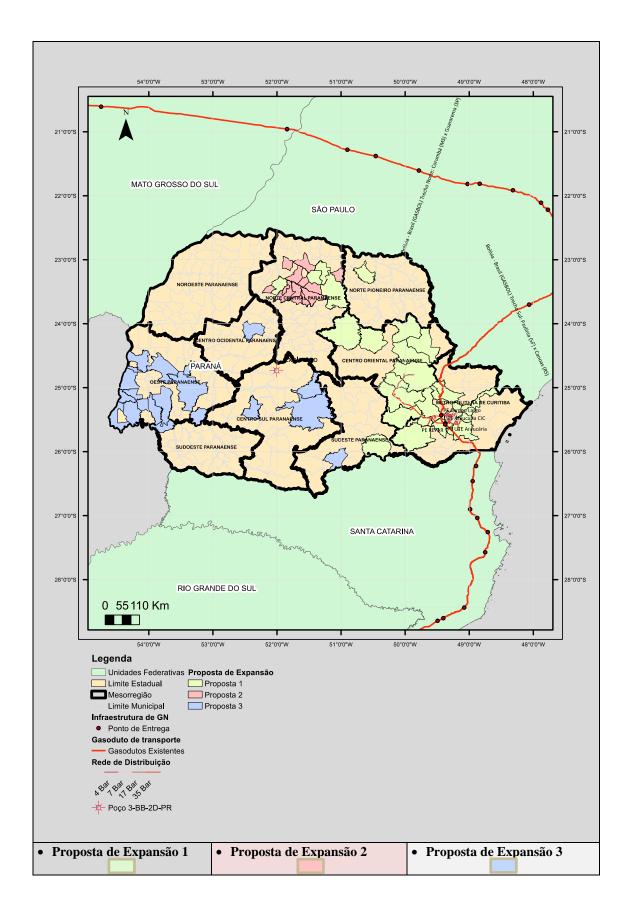
Critério	Input
Período da nova concessão	2021-2050
Fontes energéticas adotadas	Gás Natural e Biometano
Fontes energéticas	Óleo combustível, óleo diesel, GLP, eletricidade e combustíveis para
deslocadas	transporte veicular leve.
Lagística na transporta do	• Gasodutos;
Logística no transporte do GN/Biometano	Caminhões com Gás Natural Comprimido (GNC) para abastecer minirredes.
	Industrial*, Residencial, Comercial e GNV
Setores econômicos beneficiados	*Alimentos e Bebidas, Minerais não-metálicos (incluindo cerâmica e vidro), Papel e Celulose, Produtos de metal e metalurgia (Ferro e aço e metais não ferrosos), Químico (incluindo Borracha e plástico,
	Farmacêutico e Fertilizante) e Têxtil
Modelo regulatório adotado	Price-cap Induz a concessionária a monitorar e controlar seus custos, reduzindo os problemas de assimetria da informação. Seguindo direcionamento estabelecido por este Plano Estratégico, o modelo Price-Cap é acompanhado por garantias de execução de Planos Mínimos de Investimentos e de monitoração da qualidade e segurança dos serviços.
Metodologia de valoração	Fluxo de Caixa Livre (FCL) em termos reais
(valuation) da outorga	Considera que valor intrínseco do ativo é determinado pelos fluxos de
adotada	caixa esperados durante o prazo da concessão.

#### Propostas de Expansão da Demanda

**Figura 1** ilustra o mapa de expansão do sistema de distribuição de gás canalizado da Compagas considerando as três propostas de expansão ilustradas com as cores, verde, rosa e azul, respectivamente.

Modelo *top-down* aplicado a partir de dados agregados de potenciais de mercado, bem como de custos e volumes médios, para estimar os valores em resolução maior, neste caso municipal. Esta metodologia permite o desenho rápido de Planos Estratégicos, os quais permitem avaliar diretrizes, testar viabilidades ou buscar oportunidades.







Saturação da demanda e expansão capilar em municípios que já possuem infraestrutura de distribuição de gás canalizado (incluindo uma leitura mais otimista desta proposta);

Busca por mercados potenciais que não possuem infraestrutura, através de novas linhas troncais; Foco em projetos de extensão de redes troncais que já estavam mapeados e previstos pela Compagas, mas que dificilmente se materializam até 2024. São projetos com alguma maturidade no âmbito de obtenção de projeto executivo e licenciamento ambiental;

A ampliação da infraestrutura troncal de distribuição ocorre em direção à região Sudeste, até o município de São Mateus do Sul (Projeto LAPA), e em direção à região Norte Central, com foco prioritário nas cidades de Londrina e Maringá (Projetos Papeleiras + Norte do Paraná);

Nessa evolução, busca-se igualmente capturar outros consumos industriais que possam ser diretamente conectados aos gasodutos troncais ao longo dos municípios por eles cruzados.

Contempla um crescimento marginal em relação à proposta 1, assumindo uma expansão dos usos do gás natural nos municípios adjacentes a Londrina e Maringá, refletindo, desta forma, uma maior universalização do uso do gás na região Norte Central do Paraná;

Central do Paraná;
Após a chegada da malha troncal
em aço, prevista na proposta de
expansão 1, ocorre a expansão da
malha adicional, em aço e/ou
Pead, que fornece maior
capilaridade ao sistema,
esparramando-se pelos
municípios da região Norte
Central não atendidos na proposta
1;

Propõe-se uma expansão marginal da infraestrutura troncal, sempre em aço, cobrindo a mesorregião Norte Central do estado, buscando usos industriais de gás natural nos municípios adjacentes a Londrina e Maringá. Paralelamente, propõe-se a intensificação do adensamento de consumo nas novas redes, com investimentos adicionais que permitam capturar os mercados residencial, comercial e veicular nessas regiões.

A maior participação no volume adicional de venda está contida no setor industrial, seguido por GNV e residencial; Reforça-se que a proposta de expansão 2 somente é possível na

Reforça-se que a proposta de expansão 2 somente é possível na ocorrência da proposta de expansão 1, pois ambos compartilham infraestruturas essenciais.

Universalização do uso do gás na maior quantidade de municípios possível, com a participação do biometano;

Contempla a adição dos municípios situados na região Oeste do estado, em conjunto com a alguns municípios isolados contidos na região Central-Sul; Concentra-se em atender os municípios que contenham adensamento industrial e residencial, e que estejam distantes da infraestrutura existente e/ou planejada da Compagas; Enfrenta-se o desafio de se

disponibilizar moléculas de gás a preços competitivos. Nesta proposta, concebe-se um suprimento de biometano estruturado em sistemas logísticos multimodais (explicitamente caminhões) de gás natural comprimido (GNC). O biometano será produzido principalmente pela indústria de suinocultura local, devendo ser entregue à Compagas em *hubs* de chegada, que formam os *citygates* dos municípios a serem atendidos;

Esta proposta 3 pode ocorrer independentemente, mas se faz necessário uma oferta de biometano.

# Resultados Esperados até 2050

Espera-se que com a evolução completa do **Cenário Base** permita à Compagas chegar, em 2050, com um alcance geográfico ampliado. A rede de gás, em 2050, deve atingir 15% dos municípios paranaenses, os quais, atualmente, concentram 62% da população e 70% do PIB dos municípios do estado, conforme mostrado na Tabela 4. Outros resultados esperados das propostas de expansão 1 a 3 são apresentados na Tabela 5.



Tabela 4: Representatividade dos Municípios nas Propostas de Expansão Sugeridas

	Proposta 1	Proposta 2	Proposta 3	Total
# municípios	29	13	20	62
% municípios	7,3%	3,3%	5,0%	15,5%
% população	45,3%	5,3%	11,9%	62,5%
% PIB	53,0%	4,4%	12,6%	69,9%

Fonte: IBGE. Elaboração: Fipe.

Tabela 5: Resultados Esperados para os Cenários Sugeridos

	2050	2021-2050				
Cenário de Demanda	Volume adicionado (k m³/dia)	Receita Bruta Adicional (M R\$)	Capex Adicional (M R\$)	Opex Adicional (M R\$)		
Proposta 1 (3 projetos em aço)	346	6.631	1.890	N/A		
Proposta 1 otimista (Res e GNV e eletrotermia)	74	1.485	120	9		
Proposta 2	99	1.033	128	3		
Proposta 3	145	2.395	277	9		
Total	664	11.544	2.416	20		

Fonte: Fipe.

Espera-se que a recomendação de renovação antecipada da concessão garanta outros resultados decorrentes dessa estratégia. Entre as principais vantagens destacam-se:

- A ampliação da capacidade de investimento da concessionária;
- A expansão dos investimentos auxilia a retomada do crescimento econômico no estado do Paraná, gerando impactos positivos na macroeconomia da região;
- Recursos para Execução de Política Econômica Anticíclica, particularmente importante no momento atual de recessão econômica;
- Aproveitamento de um momento propício da economia para Novos Contratos de Longo Prazo.

Quando a renovação antecipada da concessão é proposta de forma integrada aos três planos de expansão acima descritos, tem-se o resultado do **Cenário Base** do Plano Estratégico do Gás proposto. A Tabela 6 indica outros resultados (valor de outorga), adotando-se a nomenclatura de Cenários (de A a I) para diferentes alternativas e combinações de propostas de expansão.



Tabela 6: Resultado de Valor de Outorga e Receitas Tributárias Esperadas para Diferentes Combinações de Propostas de Expansão, até 2050 (em R\$ milhões)

Cenário	BAU		postas xpansõ		1 Otimists	"Ter"	Outorga	Receita de	Outorga
		1	2	3	Otimista		(	ICMS	+ ICMS
Cenário A	X						1.123,2	4.722,5	5.845,7
Cenário B	X	X					571,2	5.916,0	6.487,2
Cenário C	X	X			X		594,5	6.183,3	6.777,8
Cenário D	X	X	X		X		589,6	6.375,1	6.964,7
Cenário E	X	X	X		X	X	640,7	6.422,4	7.063,1
Cenário F	X			X			1.095,7	5.176,4	6.272,1
Cenário G	X	X		X	X		566,9	6.637,3	7.204,2
Cenário H	X	X			X	X	645,6	6.230,7	6.876,3
Cenário I	X	X	X	X	X		562,1	6.829,0	7.391,1
Cenário Base	X	X	X	X	X	X	613,2	6.876,3	7.489,5

#### Notas

- i. As colunas com nomenclatura de 1 a 3 se referem às propostas de expansão, partindo-se da operação *Business as Usual* (BAU), considerando, além da expansão territorial, suas premissas operacionais;
- ii. Perspectiva Otimista para a proposta 1, com sua abrangência e premissas operacionais: informa quando a referida Proposta 1 é avaliada sob perspectiva otimista.;
- iii. Termelétrica ("Ter"): indica quando ocorre suposição de existência de termelétrica no referido cenário. Assim sendo, quando inclusa sigla "Ter" ao nome do cenário, significa que é suposta no referido cenário a inclusão da termelétrica Uega;
- iv. Valores de outorga indicam os valores pagos integralmente no primeiro ano da renovação contratual.

Conforme exposto, o **Cenário Base** se apresenta como o mais vantajoso para o estado do Paraná, considerando os valores estimados de outorga (R\$ 613,2 mi) e de receita com arrecadação de ICMS (R\$ 6,87 bi), que **totalizam R\$ 7,5 bi**.

## Conclusão

Na ótica deste Plano Estratégico do Gás, considera-se que os preços praticados no Brasil não representam restrições definitivas para a ampliação dos mercados de gás natural. A inserção na Civilização do Gás, que se pretende promover no estado do Paraná, é plenamente factível com os atuais níveis de competitividade do gás. O **Cenário Base** proposto por este Plano, contemplando etapas de expansão das redes de distribuição de gás para o período 2021 a 2050, é material e realizável.

Na indução de maciços esforços de substituição energética e de expansão dos mercados gasíferos, este Plano Estratégico prioriza a aceleração dos investimentos em redes de distribuição, com ampliação do acesso ao gás; a difusão das melhores tecnologias de uso final deste combustível em todos os segmentos de consumo (ou seja, um viés de promoção ao desenvolvimento e acesso às tecnologias); e o reforço da integração às cadeias



produtivas, aumentando a diversificação de oferta, inclusive de fontes domésticas, e o aumento da confiabilidade do suprimento.

Por fim, incorpora-se à matriz gasífera estadual, em grande escala comercial, o elevado potencial de biometano do estado do Paraná. Com isso, alinha-se as inúmeras iniciativas no país, que começam a saltar de escala. O Plano Estratégico do Gás propõe que o estado do Paraná assuma uma posição de vanguarda, deixando de restringir o biogás ou biometano a projetos pilotos e demonstrativos.

No Paraná, o biometano participa ativamente do **Cenário Base** de expansão do período de 2021 a 2050, sem representar ônus para a sociedade através de subsídios ou outras formas de incentivo. Com isso, a indústria do gás do Paraná, ainda que momentaneamente atrasada no plano nacional, inovará ao abraçar uma estratégia de suprimento de baixo carbono.



# ÍNDICE

1.	INT	RODUÇÃO	1
2.	AC	ONSTRUÇÃO DA CIVILIZAÇÃO DO GÁS NO SÉCULO 21	4
3.	EST	RUTURA SIMPLIFICADA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL	7
4. CE	_	CUSSÕES SOBRE CONSUMO DE GÁS NATURAL E BIOMETANO NO BRASIL E O O BASE PROPOSTO PARA O PARANÁ	12
	4.1	CONSUMOS DE GÁS NATURAL E BIOMETANO NO BRASIL	12
	4.2	Caracterização do Consumo Vigente de Gás Natural no Estado do Paraná	19
	4.3	Cenário Base para o Período 2021-2050	23
	4.3.	Antecipação da Renovação Contratual	23
	4.3.2	Premissas do Cenário Base	27
	4.3.	Resultados Consolidados do Cenário Base	43
5. PA		CUSSÕES SOBRE A OFERTA DE GÁS NATURAL E BIOMETANO NO BRASIL E NO	48
	5.1	ASPECTOS DA OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	48
	5.2	Infraestrutura de Suprimento de Gás Natural no Paraná	51
6.	ASF	ECTOS ECONÔMICOS DO PLANO	63
	6.1	PRINCÍPIOS ECONÔMICOS QUE REGEM AS ORIENTAÇÕES DO PLANO	63
	6.2	ALGUNS PARÂMETROS ECONÔMICOS DO CENÁRIO BASE	76
7.	TEN	MAS REGULATÓRIOS E CONTRATUAIS	91
8.	COl	NSIDERAÇÕES FINAIS	97
	ANEXO	I	_101
	ANEXO	II	_106
	Estr	utura de Capital	_106
	Cust	o de Capital Próprio	_106
	Cust	o de Capital de Terceiros	_108
	Resi	ıltado	_108



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Cadeia Produtiva do Gás Natural	_9
Figura 2: Distribuição do Consumo Global de Energia por Segmento de Uso Final e Participação de Energias Renováveis em Cada Segmento, 2016	18
Figura 3: Gás Natural Comercializado por Distribuidora $2019 - Volume  Médio  em  Milhões  de  m^3/dia\_$	19
Figura 4: Evolução da Selic e da Taxa Média de Juros para Pessoas Jurídicas	25
Figura 5: Propostas de Expansões que Compõem o Cenário Base (Mapeamento Simplificado)	36
Figura 6: Centroide dos Municípios da Região Oeste	42
Figura 7: Oferta Total de Gás Natural no Brasil – em Milhões de m³/dia	50
Figura 8: Plano Estadual de Gás – Cenário Alternativo de Gasoduto ("Gasoduto do Chimarrão")	54
Figura 9: Comparação de Preços de Gás Natural para o Consumidor Final do Segmento Industrial — Países Selecionados — Média Primeiro Semestre 2018	70
Figura 10: Comparativo de Preços ao Consumidor dos Derivados do Petróleo e Outros Energéticos	72
Figura 11: Evolução e Participação do Biometano no Custo Médio Ponderado do Gás	80
Figura 12: Tarifa de Gás Natural ao Consumidor Final por Distribuidora – Segmento Industrial 20.000 m $^3$ /dia – em US $^3$ /MMBtu – dezembro de 2019	81
Figura 13: Tarifa de Gás Natural ao Consumidor Final por Distribuidora – Segmento Residencial 12 m³/dia – em US\$/MMBtu – dezembro de 2019	81
Figura 14: Tarifa de gás natural ao consumidor final por distribuidora – segmento comercial 800 m³/dia em US\$/MMBtu – dezembro de 2019	
Figura 15: Tarifa de gás natural ao consumidor final por distribuidora – segmento automotivo (distribuidoras) – em US\$/MMBtu – dezembro de 2019	82
Figura 16: Tarifas de venda de gás natural por distribuidora – segmento industrial – ex-impostos – em US\$/MMBtu – agosto de 2019	84
Figura 17: Margens de gás natural por distribuidora – segmento industrial – ex-impostos – em US\$/MMBtu – agosto de 2019	86
Figura A1: Evolução do Volume Distribuído de GN no Cenário BAU (com térmica)/Proposta de Expansão 11	.02
Figura A2: Evolução do Volume Distribuído de GN no Cenário BAU (com térmica)/Proposta de Expansão 1 (Viés Otimista)1	.03
Figura A3: Evolução do Volume Distribuído de GN — Cenário BAU/Propostas de Expansão 1 (Otimista e 21	a) .04
Figura A4: Evolução do Volume Distribuído de GN no Cenário Base (BAU + Propostas de Expansão 1 3)	a .05



# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Demanda de Gás Natural no Brasil – Volume Médio em Milhões de m³/dia	_13
Tabela 2: Usos Finais do Volume de Biogás Produzido no Brasil, 2019	_16
Tabela 3: Distribuição do Consumo de Gás por Segmento – %	_20
Tabela 4: Consumo Médio de Gás por Cliente – m³/dia	_21
Tabela 5: Participação de População, PIB, Automóveis e Consumo de Gás dos Estados da Região Sul em %	_ 22
Tabela 6: Consumo de Gás por Habitante dos Estados da Região Sul	_22
Tabela 7: Pressupostos dos Perfis de Consumo de Gás nos Principais Mercados da Compagas	_32
Tabela 8: Municípios Paranaenses Atendidos por Infraestrutura de Distribuição de Gás Canalizado em 2050	ı 44
Tabela 9: Representatividade dos Municípios nas Propostas de Expansão Sugeridas	_45
Tabela 10: Consolidação dos resultados para os cenários sugeridos	_45
Tabela 11: Resultado de Valor de Outorga e de Receitas Tributárias Esperadas para Diferentes Combinações de Propostas de Expansão, até 2050 (em R\$ milhões)	_46
Tabela 12: Oferta de gás natural no Brasil – volume médio em milhões de m³/dia	_48
Tabela 13: Oferta importada de gás natural no Brasil (em milhões de m³/dia)	_49
Tabela 14: Potencial de produção de biogás e de energia elétrica nos diferentes setores da cadeia produtiva do biogás no estado do Paraná	_57
Tabela 15: Custos Adotados por Tipo de Suprimento	_78
Tabela 16: Tarifas Médias Vigentes e Propostas, com Impostos (em R\$/m³)	_89
Tabela 17: Custo do Capital de Terceiros	108
Tabela 18: WACC	109



# 1. INTRODUÇÃO

De acordo com a Lei Complementar 205/2017, o estado do Paraná tem, por dever legal, de fazer o planejamento estratégico do setor de gás canalizado, em operação sob o regime de concessão. Nesse contexto, o governo do estado do Paraná, por meio do Paranacidade, e a Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (Fipe) realizaram os estudos que conduziram à elaboração deste Plano Estratégico para o Setor de Distribuição de Gás Canalizado no Estado do Paraná (também citado como Plano Estratégico do Gás, ou Plano do Gás).

O objetivo deste documento é indicar as principais diretrizes e ações para um novo ciclo de desenvolvimento da indústria gasífera paranaense, propondo cenários evolutivos que possibilitem a expansão e capitalização do fornecimento de gás natural para o interior do estado do Paraná.

Recomenda-se a antecipação da renovação do atual contrato de concessão, o que implica a imediata prorrogação por mais 30 anos da concessão do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado, em conformidade com a legislação estadual e atual contrato de concessão. Propõe-se igualmente que a concessão continue outorgada à Compagas, mas contemplando desafios mais ousados de expansão geográfica das redes e de incremento da base de clientes em todo território paranaense.

Com essa perspectiva de ampliação da indústria de gás local, fortalecimento do serviço de distribuição canalizada e promoção de maior universalização do serviço, o trabalho apresenta um Cenário Base desenvolvido para o período de 2021 e 2050. Este Cenário Base constitui a referência do plano de investimentos mínimo do contrato de concessão para os próximos 30 anos.

Além disso, neste documento, contextualiza-se a distribuição de gás canalizado como elemento essencial da cadeia produtiva do gás natural, e aponta-se a defasagem de investimentos no Brasil e no Paraná. Partindo-se dessa perspectiva, este Plano estabelece condições contratuais, tarifárias e regulatórias que tem como objetivo promover a aceleração desses investimentos no estado do Paraná.



O objetivo primordial do novo período de concessão (2021-2050) é garantir que o Paraná possa expandir seu setor gasífero de forma competitiva, em condições econômicas favoráveis e balanceadas entre os diferentes grupos de interesse e em sintonia com as mudanças estruturais propostas no plano federal pelo Novo Mercado de Gás.

Para sustentação do Cenário Base proposto, destacam-se componentes tecnológicos fundamentais a serem considerados, salientando oportunidades para que o estado do Paraná possa se estruturar como importante centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) no setor de gás natural, nacional e internacionalmente.

Não obstante, incluem-se análises sobre as possibilidades de oferta de gás no estado do Paraná. Enfatiza-se a importância da atual estratégia de suprimento via gasoduto Gasbol, o qual permanece como sendo a infraestrutura âncora para suprimento de gás boliviano e nacional para a região Sul do país. Outras vias de suprimento externo são apresentadas tanto para gasodutos como para terminais de gás liquefeito (GNL). Ademais, detalhamse as oportunidades para suprimento local, incluindo com maior ênfase nessa discussão, a importância do biometano, que se apresenta como fonte de suprimento local essencial dentro do Cenário Base aqui proposto.

Por fim, este plano resume elementos financeiros e econômicos essenciais do Cenário Base, bem como um comparativo com cenários alternativos.

Para isso, o Plano conta com sete seções, além desta introdução. O mesmo, em sua segunda seção, inicia-se com o detalhamento da Civilização do Gás, conceito que tem o gás natural como motor de desenvolvimento no século 21. Indica-se que o estado do Paraná se encontra atrasado na construção da indústria de gás e na sua inserção na Civilização do Gás.

Na seção 3, apresenta-se a estrutura atual da indústria brasileira de gás natural e biometano, em que é possível ressaltar a posição do estado do Paraná perante o cenário nacional. Na seção seguinte discute-se o mercado consumidor de gás natural e biometano no Brasil e, ainda nesta seção, detalha-se o Cenário Base proposto pelo trabalho para o estado do Paraná, avançando com a exposição das premissas utilizadas por este Cenário e, por fim, demonstrando seus resultados.



Na quinta seção deste documento, é realizado um diagnóstico da estrutura atual da oferta de gás natural e biometano no Brasil e, em especial, no Paraná. Por sua vez, a seção 6 foca no detalhamento dos princípios econômicos que norteiam o Plano do Gás, bem como dos parâmetros econômicos essenciais do Cenário Base.

Por fim, a sétima seção se dedica a temas regulatórios e contratuais para a viabilização do proposto, seguida pelas considerações finais do trabalho.

Este trabalho demonstra que o Cenário Base apresentado representa a estratégia mais adequada para o estado do Paraná, considerando um melhor balanceamento entre benefício econômico-financeiro e, principalmente, a expansão do acesso ao gás natural no estado, reforçando sua diversidade e segurança energética, bem como proporcionando uma transição energética efetiva rumo à construção de uma matriz energética de baixo carbono.



# 2. A CONSTRUÇÃO DA CIVILIZAÇÃO DO GÁS NO SÉCULO 21

O gás natural é pauta constante nas discussões sobre transição energética. Por meio delas tende-se a enfatizar o papel do gás na flexibilidade e sustentabilidade das matrizes energéticas globais.

Para alguns autores, o gás natural é visto como opção transitória essencial em direção às energias renováveis mais sustentáveis. Outros defendem que este período de transição pode ser suficientemente longo, permitindo uma defesa do gás como um novo combustível líder e de destino, que respaldará o desenvolvimento das nações por muitos anos.

Em ambas as perspectivas, deve-se reconhecer que o estado do Paraná apresenta condições muito favoráveis para a promoção de uma indústria de gás pujante. Aprimorar e prosseguir com esse desenvolvimento alterará para melhor as condições de suprimento energético e de sustentabilidade ambiental do estado.

Entretanto, é preciso reconhecer que o estado do Paraná, bem como todo o Brasil, mantém-se muito atrasado na construção da indústria gasífera. A variável "tempo" se mostra essencial para que as melhores oportunidades possam se materializar com plenitude.

O incremento de um setor de gás natural ainda emergente é direcionado pela ação conjunta de diferentes forças motoras (*drivers*), incluindo questões de confiabilidade (e segurança) energética, competitividade de preços, aspectos tributários, modernização de elos produtivos em cadeias complexas de suprimento de gás, e o bom aproveitamento de recursos naturais locais. Além disso, constam ainda muitos temas regulatórios e de políticas públicas distribuídos por todas as esferas governamentais.

Este Plano Estratégico do Gás tem como principal premissa o entendimento de que a expansão da indústria do gás no Paraná depende, acima de tudo, de decisões estratégicas que promovam os necessários incentivos para uma ampla evolução de caráter tecnológico. Em outras palavras, os esforços requeridos para que o estado do Paraná possa incentivar consumos robustos e sustentáveis de gás natural dependem, fundamentalmente, de escolhas tecnológicas a serem adotadas pelo Estado.



Trata-se da formação de cadeias de produção de alto valor agregado, que requerem fontes energéticas modernas, confiáveis, seguras e flexíveis. Esse processo é descrito como de integração à "Civilização do Gás", estimulando social e economicamente os setores produtivos em torno de uma matriz energética mais limpa e eficiente. Celeridade nos avanços tecnológicos para impulsionar a oferta e o consumo do gás em diversificados usos finais devem ser apontados como variáveis-chave.

O Plano destaca que o gás natural é um importante insumo para produção de eletricidade em unidades geradoras termelétricas de alto desempenho. Contudo, a abordagem aqui apresentada ultrapassa o vínculo "gás para geração elétrica". A versatilidade de utilização é a grande vantagem do gás natural, bem como seus reconhecidos benefícios ambientais e econômicos, tornando-o um competidor potencial de quase todos os demais energéticos, incluindo a eletricidade.

Reforça-se que os avanços tecnológicos nos diferentes setores econômicos requerem a disponibilidade de energia térmica com elevada qualidade, versatilidade e segurança de suprimento, fatores que favorecem o gás natural como opção mais adequada no campo da produção de calor e de frio. Assim, o gás natural revela-se como opção obrigatória no uso da energia com maior sustentabilidade no transporte, bem como nas edificações, principalmente em grandes concentrações urbanas.

O gás natural substitui fontes energéticas tradicionais como óleo combustível, óleo diesel, gases liquefeitos de petróleo (LP) e mesmo a eletricidade. Ademais, as tecnologias híbridas (ou seja, gás + renováveis), de baixo carbono, apresentam-se ao alcance do Brasil e do Paraná.

A adoção do uso térmico eficiente do gás natural é proposta como estratégia de baixo custo para diminuir emissões. Nesse sentido, a utilização mais intensa do gás é entendida neste Plano Estratégico do Gás como um caminho energético mais sustentável, que pode, gradualmente, ser associado a variado portfólio de formas renováveis de energia. Alternativas híbridas podem ser pensadas e expandidas para os setores industrial, residencial e comercial.



Estratégia-chave do Plano encontra-se no campo da tecnologia e da inovação, e nos esforços propostos para a promoção da Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Entende-se que a maior inserção na Civilização do Gás passa obrigatoriamente por importantes transformações tecnológicas a serem adotadas ao longo de toda a cadeia de suprimento e junto aos consumidores finais do gás.

O estado do Paraná, com seu sistema educacional, superior e técnico, entre os melhores do país, encontra-se em situação favorável para enfrentar e superar esses desafios de pesquisa, inovação e capacitação de recursos humanos necessários para que a indústria do gás possa se desenvolver. Este mesmo aparato científico e tecnológico poderá apresentar soluções híbridas criativas e de amplo alcance, incluindo desde aproveitamento de resíduos urbanos e agrícolas na produção de biometano; promoção de sistemas logísticos mais flexíveis para transporte e distribuição dos gases; sistemas térmicos de elevada eficiência; células a combustível e sistemas energéticos híbridos, com a participação da energia eólica e solar.

Somam-se a esses caminhos os processamentos finos do gás, por exemplo, na reforma do metano para produzir hidrogênio; a geração de energia elétrica em ciclos combinados com elevado desempenho; usos do gás como matéria-prima para a indústria química e de fertilizantes; e a maior integração na produção de calor e força motriz cogerados. Da mesma forma, em termos de suprimento, há de se identificar opções que combinem o gás natural de origem fóssil a fontes competitivas de produção de biometano, reduzindo-se, desta forma, a pegada carbônica agregada.



# 3. ESTRUTURA SIMPLIFICADA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL

A cadeia produtiva do gás natural pode ser dividida em 3 grandes segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream*. O segmento *upstream* engloba as atividades de (i) exploração e produção (E&P); e (ii) processamento de gás¹. A exploração e produção são caracterizadas pelas fases de pesquisa, descoberta e viabilização da valorização do recurso natural. São etapas que implicam alto grau de risco, principalmente quando estão associadas à incerteza de se descobrir e viabilizar novas jazidas em locais de conhecimento limitado.

A rigor, também se pode classificar como *upstream* a produção de biogás, o qual, crescentemente, tem assumido um papel de relevância como importante fonte de energia renovável. O biogás pode ser produzido a partir do processo de biodigestão anaeróbia de resíduos orgânicos. Os resíduos com potencial de produção de biogás são os resíduos urbanos (esgotamento sanitário e resíduos sólidos urbanos, resíduos de poda e varrição), os agropecuários (agricultura e pecuária) e da agroindústria (sucroalcooleira, abate animal etc.).

## Do Upstream para o Midstream

Após a fase de produção, o gás de origem fóssil passa pela etapa de processamento, em que o gás natural bruto é separado de seus componentes mais pesados e de impurezas, para atender às especificações de transporte e de usos finais. O processamento ocorre nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), as quais normalmente se encontram próximas dos gasodutos de transporte e onde ocorre a separação do metano, principal componente do gás natural, de forma a atender as exigências estabelecidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)<sup>2</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Conforme salientam Santos et al. (2002), a fronteira entre o *upstream* e o *midstream* da indústria do gás é muitas vezes motivo de controvérsia. Alguns autores localizam as atividades de processamento de gás como parte do *upstream*. Outros preferem ver essas atividades como parte do *midstream*. Consideramos esse debate irrelevante para os objetivos deste trabalho e assumimos o primeiro posicionamento.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Em muitas ocasiões as UPGNs são alimentadas por gases brutos provindos de vários campos de produção e com diferentes características físico-químicas. Quase sempre, as áreas de produção se conectam com as



Em relação ao biogás, deve-se considerar que, aos esforços para sua produção, agregamse tecnologias para a purificação do biogás, obtendo o biometano, o qual, assim como ocorre com o gás natural de origem fóssil, deve se adequar às normas de qualidade de combustível da ANP. Esses processos de transformação implicam aumento do custo de produção. Somado a isso, o monitoramento da qualidade do biometano também é uma atividade importante para qualificá-lo como substituto do gás natural.

Após a produção e o processamento (ou purificação), o gás natural (ou biometano) especificado é transportado por meio de gasodutos (ainda constituindo o segmento de *midstream*). Esses equipamentos são os responsáveis por fazer a ligação entre os produtores e os distribuidores e/ou consumidores de gás.

Contudo, é comum que produtores de gás natural em terra (*onshore*) ou de biometano não se encontrem acessíveis através de gasodutos. Para escoar sua produção são utilizados outros modais como o rodoviário, ferroviário ou hidroviário. Para seguir por esses modais alternativos, o gás natural (ou biometano) necessita passar por transformações físico-químicas, isto é, a compressão (próxima de 200 atm.) ou a liquefação (temperaturas próximas de – 160° C). Surgem, dessa maneira, oportunidades de transporte de GNC e GNL. Geralmente, tais modais operarão de forma complementar às malhas dutoviárias.

#### Do Midstream ao Downstream

O segmento do *downstream* corresponde às atividades relativas à distribuição e comercialização do gás para os consumidores finais. Essa etapa é obrigatória para a maioria dos "pequenos e médios" consumidores, que constituem o varejo. Grandes consumidores podem, eventualmente, conectar-se diretamente aos sistemas de transporte (ou até, mais raramente, a um produtor, constituindo um sistema integrado dedicado).

Entre o transportador e o distribuidor, o gás chega aos *citygates*, onde são realizadas as reduções e controle de pressão, bem como outras adequações do produto antes de chegar ao consumo final.

UPGNs através de sistemas de dutos de transferência, os quais, do ponto de vista regulatório, costumam não ser considerados como parte do sistema de transporte.



A partir dos *citygates*, o gás é direcionado para os diversos segmentos de consumo. As conexões entre os *citygates* e os consumidores finais são comumente realizadas via gasodutos, que operam com pressões significativamente mais baixas do que aquelas praticadas no segmento de transporte. A rede de dutos que se estabelece após os *citygates* constituem a companhia local de distribuição de gás canalizado<sup>3</sup>.

As redes de distribuição são geralmente compostas por dois grandes subsistemas: (i) redes troncais, quase sempre construídas em aço, que viabilizam as conexões de grandes consumidores e a integração geográfica da rede. As redes troncais envolvem importantes investimentos e transportam volumes maiores em pressões mais elevadas; e (ii) redes ramificadas, que permitem capilarizar o sistema de distribuição, voltando-se ao atendimento de vários tipos de consumidores finais. Frequentemente utilizam dutos de polietileno de alta densidade<sup>4</sup>.

A Figura 1 ilustra esquematicamente a cadeia produtiva do gás. Cada uma dessas etapas envolve elevados investimentos em ativos frequentemente pouco flexíveis. Trata-se, portanto, de uma indústria de capital intensivo e cujos retornos dos investimentos tendem a se estender em longos prazos.

Processamento de gás natural -Exploração e Unidades de Transporte em Produção (E&P) Consumidor final Citygates Processamento de gasodutos de Petróleo Gás Natural (UPGN) **Upstream** Midstream Downstream

Figura 1: Cadeia Produtiva do Gás Natural

Elaboração: Fipe.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> No caso do Paraná, até o momento, trata-se da Companhia Paranaense de Gás (Compagas).

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> A rigor, pode-se falar igualmente em outros modais de distribuição de gás, para atender consumidores distantes das redes dutoviárias de distribuição. Novamente as formas comprimida ou liquefeita, isto é, GNC ou GNL, podem ser adotadas. Ainda que não seja uma tradição brasileira, este Plano Estratégico do Gás discute sobre as possibilidades de outros modais de movimentação de gás, dentro dos segmentos de *midstream* e *downstream*, para o estado do Paraná.



A infraestrutura de gás natural no Brasil conta com uma malha de 9,4 mil km de rede de transporte e de 36,4 mil km de malha para distribuição.<sup>5</sup> A maior parte da infraestrutura de transporte de gás está localizada nas proximidades do litoral do país. Assim, diferentemente do setor elétrico, a base de infraestrutura gasífera não se encontra em sintonia com os processos de expansão econômica e populacional rumo ao interior do país.

A rede brasileira de gasodutos de transporte atingiu cerca de 4 mil km, com a construção do gasoduto Bolívia/Brasil (Gasbol) no final da década de 1990 e no início dos anos 2000. O segundo grande salto estendeu a rede a 9,4 mil km no início dos anos 2010, com o Projeto Malhas, implantado pela Petrobras, e que incluía o gasoduto Gasene, que conectou as regiões Sudeste e Nordeste. Desde então, a malha de transporte se manteve estável. Apesar de restrita, com os atuais volumes comercializados, identificam-se importantes capacidades ociosas ao longo de toda a rede de transporte dutoviário.

A rede de gasoduto de distribuição de gás natural no Brasil apresentou evolução mais expressiva e consistente entre 1999 e 2019. Segundo dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), a rede de distribuição saltou de 4 mil km, no início dos anos 2000, para os atuais 36 mil km, apresentando crescimento médio de 11,7% ao ano ao longo das últimas duas décadas. Tal expansão não se deu de forma homogênea em todo o país, em que se destaca, em 2019, os estados do Rio de Janeiro (concentrando 16,5% da malha nacional) e São Paulo (com 55,5% da malha total). Todos os demais estados da Federação se encontram atrasados na construção de uma infraestrutura de distribuição de gás canalizado que seja compatível com a estratégia de inserção plena na Civilização do Gás.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Neste documento discute-se exclusivamente sobre o caso do estado do Paraná.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Trata-se de um sistema bastante limitado e insuficiente para um país continental como o Brasil. Apenas a título de comparação, o sistema elétrico interligado nacional (SIN) detém, apenas em linhas de transmissão de alta tensão, mais de 140 mil km, devendo superar 180 mil km até 2024. Citando casos mais comparáveis, os Estados Unidos possuem 480 mil km de rede de transporte de gás. A Argentina, com extensão territorial equivalente a um terço do território brasileiro, possui uma malha 3 vezes mais longa que a brasileira. Com isso, enquanto no Brasil há apenas 1 metro de gasoduto para cada km² de extensão territorial, na Argentina essa relação é mais de 10 vezes maior e nos Estados Unidos é próxima de 50 vezes a média brasileira.



No plano regulatório, as etapas de exploração e produção, bem como de processamento e de transporte de gás natural fóssil, são regulamentadas pela ANP. Já a distribuição é regulamentada pelos estados federados, sendo que os serviços de distribuição são realizados por empresas estatais ou privadas, em regime de concessão outorgadas pelos governos estaduais.<sup>7</sup> Por essa razão, este Plano Estratégico do Gás Natural se dedica, fundamentalmente, aos aspectos de distribuição canalizada e usos finais do gás.

A regulamentação do biometano é bem menos estruturada e o papel dos estados tende a ser mais relevante. Uma série de instrumentos normativos tem sido promulgados nos últimos anos com objetivo de estipular diretrizes para o aproveitamento de resíduos urbanos e agropecuários, para transformação e produção de biogás e biometano.

Resoluções da ANP regulamentam e especificam o biometano destinado a usos específicos, como o veicular (GNV) e em instalações residenciais e comerciais. Normas do setor elétrico disciplinam, por exemplo, o uso de biogás (ou biometano) em mini e micro geração distribuída no Brasil. Em termos estaduais, busca-se estimular a produção e aproveitamento do biogás através de programas específicos.

Para o Paraná, os potenciais de produção doméstica de gás, seja fóssil (convencional ou não convencional) ou renovável (biogás ou biometano) demandam esforços de planejamento próprios. O incentivo a produções domésticas de gás deve ser entendido como uma importante estratégia energética para o Estado. Contudo, o presente trabalho se restringe a contemplar as interfaces mais diretas dessas oportunidades com o sistema de distribuição de gás canalizado. Como tal, as análises apresentadas focam apenas no gás natural fóssil e no biometano.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> No caso do Paraná, a Compagas é a empresa que detém a concessão para distribuição do gás canalizado no Estado.



# 4. DISCUSSÕES SOBRE CONSUMO DE GÁS NATURAL E BIOMETANO NO BRASIL E O CENÁRIO BASE PROPOSTO PARA O PARANÁ

### 4.1 CONSUMOS DE GÁS NATURAL E BIOMETANO NO BRASIL

O consumo de gás natural no Brasil apresentou comportamento oscilante nos últimos dez anos, conforme expresso na Tabela 1, a seguir. Em 2010, o consumo diário médio foi de 61,7 milhões de m³. Em 2019, esse volume tinha aumentado para 78 milhões de m³/dia (média de expansão de 2,6% ao ano para uma expansão média do PIB real de apenas 1% ao ano no mesmo período). Contudo, esse comportamento foi bastante heterogêneo quando analisado ao longo de dois quinquênios.

No primeiro quinquênio, de 2010 a 2014, o consumo de gás expandiu 13% ao ano. Tal crescimento superou a expansão média do PIB real, que, apesar de já apresentar perda gradual de vitalidade, ainda conseguiu expandir 2% ao ano. Já no segundo quinquênio, de 2015 a 2019, período de arrefecimento da crise econômica nacional, com sucessivas quedas no PIB, o consumo nacional de gás decresceu em média 6% ao ano.

Em 2020, o quadro econômico e energético do país se contaminou com os efeitos causados pela pandemia de Covid-19. Após um primeiro trimestre com queda de 1,54% do PIB real, demonstrando que a recuperação econômica do país começava a perder fôlego, o PIB real desabou no segundo trimestre em 9,7%, em relação aos três primeiros meses do ano, e em 11,4% em comparação com o segundo trimestre de 2019.

Os efeitos dessa súbita desaceleração econômica na demanda de gás são revelados pelas edições de 2020 do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (referentes a junho, julho e agosto de 2020).

Após um salto de retomada registrado em janeiro de 2020, que produziu, no mês, uma demanda diária média de mais de 87 milhões de m³, o mercado de gás brasileiro colapsou na mesma velocidade em que a atividade econômica freou em decorrência da implementação de medidas de distanciamento social.



Tabela 1: Demanda de Gás Natural no Brasil – Volume Médio em Milhões de m³/dia

Volume Médio anual					Crescimento						
Volume (milhões de m³/dia)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Médio (a.a.)
(+) Industrial	35,4	41,0	42,0	41,8	43,0	43,6	40,8	40,8	39,8	37,0	0,5%
(+) Geração elétrica	15,8	10,4	23,0	40,1	46,8	45,9	29,6	34,3	27,7	29,0	7,0%
(+) Residencial	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	5,4%
(+) Comercial	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	4,2%
(+) Automotivo	5,5	5,4	5,3	5,1	5,0	4,8	5,0	5,4	6,1	6,3	1,5%
(+) Cogeração	2,9	3,0	2,9	2,5	2,6	2,5	2,4	2,7	2,8	2,6	-1,1%
(+) Outros (inclui GNC)	0,7	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,6	0,5	0,4	0,9	2,7%
Demanda total	61.7	61.6	75.0	91.3	99,3	98,6	80.3	85,6	78,9	78.0	2,6%

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e TSB. Disponível no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia. Para os dados de 2010 a 2014 – Boletim de dezembro de 2016. Para os dados de 2015 a 2019 – Boletim de dezembro de 2019.

Em abril de 2020, a demanda diária média atingiu um nível mínimo, de 54,1 milhões de m³, bastante inferior ao volume de 2010. A partir de maio de 2020 registra-se uma gradual retomada do mercado gasífero brasileiro. Entre abril e agosto de 2020, a recuperação foi de 22,2% e o consumo nacional alcançou a média diária de 66,1 milhões de m³/dia. No entanto, as demandas permanecem inferiores àquelas registradas em 2012.

As novas tendências de longo prazo desses mercados ainda se mostram incertas. Conforme o consumo do período pré-pandemia, com foco no quinquênio de 2015 a 2019, observa-se, na Tabela 1, que o segmento industrial apresentava um recuo anual médio de 4,0%, possivelmente fruto da combinação de perda de vitalidade econômica e de desindustrialização do país.

O segundo segmento de maior utilização de gás natural era o de geração elétrica. Ao longo da década de 2011 a 2019, o consumo de gás no segmento de geração elétrica apresentou expansão anual média de 7%. Esse foi o único segmento de consumo que apresentou vitalidade expansiva expressiva e compatível com os crescimentos registrados no campo da oferta e da produção nacional de gás (como demonstrado abaixo).

A geração elétrica deve ser tida como essencial para ancorar a expansão da oferta e do acesso ao gás natural pelos demais segmentos de mercado, cujos volumes de consumo são reduzidos e tendem a não justificar a expansão das necessárias infraestruturas de produção, transporte e distribuição do combustível.



A Tabela 1 mostra que o segmento de termeletricidade é igualmente desafiador em sua perspectiva de gerar consumos relevantes e de longo prazo para o gás natural. Entre o primeiro e segundo quinquênios da década de 2010, as tendências de longo prazo reverteram de ascendente para descendente.

Além disso, mais do que em qualquer outro segmento de consumo, observa-se a forma errática com que a geração elétrica a gás se desenvolve ano a ano. Isso se dá em função das condições de despacho das termelétricas em um sistema de geração nacional predominantemente hidroelétrico e com participações crescentes de outras fontes renováveis, cujos despachos são prioritários (como eólica, solar fotovoltaica ou bioeletricidade).<sup>8</sup>

Duas principais questões se colocam para o segmento de geração elétrica a gás. No curto prazo, há de se considerar a volatilidade crescente na demanda de gás na medida em que o gás se torna uma fonte de reserva (*backup*) para um setor elétrico cada vez mais marcado por uma base de geração renovável e com elevada aleatoriedade de despacho das diferentes tecnologias.<sup>9</sup>

No longo prazo, o debate é ainda mais sensível e estruturante, pois, como tendência global, verifica-se um aumento de competitividade de fontes renováveis de geração elétrica. Questiona-se se a geração elétrica a gás continuará a manter um papel relevante nas matrizes de geração elétrica dos países. Nesse sentido, faz-se obrigatório acompanhar as decisões de política energética, no Brasil e no mundo, ao longo da próxima década, sob a ótica das estratégias de incentivo ou não à geração elétrica a gás.

Por fim, enfatiza-se os demais segmentos de consumo de gás, que constituem seu mercado de varejo e contribuem para estratégias de valorização do gás natural nos mercados

CI 5411 14

\_

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Assim, a título de exemplo, em 2018, o gás perdeu participação de mercado na geração elétrica e experimentou um recuo de 16% dentro de um mercado total de eletricidade que cresceu apenas 2% (de 625,7 TWh em 2017, para 636,4 TWh em 2018). Enquanto isso, todas as demais fontes renováveis de geração elétrica expandiram sua participação de mercado, algumas com taxas anuais de crescimento bastante elevadas (14% para a geração eólica; 316% para a geração solar).

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Nessa perspectiva, a demanda por geração elétrica a gás evolui em função do crescimento agregado do mercado elétrico e das sazonalidades que podem favorecer ou não gerações a partir de fontes renováveis como a eólica, solar ou hidráulica.



domésticos. O atendimento a esses segmentos tende a ser de exclusiva competência das distribuidoras locais de gás canalizado. Desta forma, constituem um foco obrigatório deste Plano Estratégico do Gás.

A Tabela 1 expõe que, de 2010 a 2019, todos os demais segmentos de consumo do gás lidaram com entraves advindos de decisões sobre estratégia energética, que influenciam a competitividade do gás natural. Por exemplo, no segmento automotivo, a atratividade de longo prazo do gás é afetada, pois há a promoção de biocombustíveis, somada às novas tecnologias híbridas e elétricas.

Entre 2010 e 2015, o mercado automotivo foi intrincado para o GNV, principalmente pelo gás voltar-se quase exclusivamente aos veículos leves. Entre 2015 e 2019, o segmento de GNV apresentava recuperações consistentes até antes dos choques de perda de mobilidade de 2020. Enquanto diretriz estratégica, este Plano indica ações que possam fazer o GNV recuperar tendências de alta no estado do Paraná. Uma vocação alternativa para o gás poderá ser a substituição do óleo diesel em veículos pesados.

Os segmentos residencial e comercial têm apresentado expansões consistentes e com robustas taxas médias de crescimento. No entanto, em 2019, ambos, juntos, representaram menos de 3% do mercado. Ademais, em 2020, foram severamente impactados pela pandemia. A velocidade de recuperação dependerá das estratégias a serem adotadas para abastecer famílias fragilizadas pela crise pandêmica.

## Produção e Consumo de Biometano

A participação do biogás (e biometano) na matriz energética nacional é ainda insignificante. De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2020 (EPE/BEN/2020), a participação do biogás representou apenas 0,1% do consumo total de energia do país em 2019.

Registra-se que, entre 2018 e 2019, a produção e consumo de biogás ampliou-se 31,8%. Tal expansão é destacável em um país cujo consumo total de energia cresceu, no mesmo período, menos de 1%. Para efeito de comparação, o gás natural manteve consumo constante no mesmo biênio. Entre as energias renováveis, a expansão do biogás perdeu



apenas para a expansão da energia solar (92,2%) e foi quase o dobro da registrada para energia eólica (15,5%).

Estima-se um número de quase 550 plantas de produção de biogás distribuídas em todo o país, com o estado do Paraná aparecendo em segundo lugar no *ranking* nacional, com o equivalente a 110 plantas (superado apenas por Minas Gerais com 190 plantas). Em 2019, apenas 76% do parque encontrava-se em operação, produzindo aproximadamente 3,7 milhões de m³/dia, cujo consumo se distribuía conforme apresentado na Tabela 2. Observa-se que a conversão do biogás em biometano representa um percentual de apenas 1% do total de biogás produzido.

Tabela 2: Usos Finais do Volume de Biogás Produzido no Brasil, 2019

Principal aplicação energética do biogás	Quantidade	Volume de biogás (mil Nm³/dia)		
Energia elétrica	439	84%	3.200	86%
Energia térmica	70	14%	362	10%
GNR/Biometano	6	1%	103	3%
Energia mecânica	6	1%	2	1%
Total	521	100%	3.667	100%

Fonte: CIBiogás (2019).

Apesar do caráter ainda emergente da indústria de biogás no Brasil, conforme dados da ABiogás (2020), para o ano de 2018, o potencial total de biogás no Brasil pode ser estimado em 84,6 bilhões de Normais Metros Cúbicos (Nm³/ano), ou 85 milhões de Toneladas de Petróleo Equivalente (Mtep)¹0, sendo, portanto, equivalente a um terço do total de energia consumida no país em 2019. Em outras palavras, trata-se de um elevado potencial latente, que pode beneficiar, principalmente, estados com forte setor agropecuário como o Paraná.

O biometano, por sua vez, possui grande importância na construção do Cenário Base construído neste trabalho. Ainda que pesem incertezas sobre as possibilidades da produção local do biometano, o benefício potencial a ser extraído da alta disponibilidade de resíduos agropecuários em zonas rurais do estado justifica a adoção de uma abordagem de grande escala, uma vez que pode gerar uma série de avanços para o setor, dentre eles

Sendo 41,4 bilhões de Nm³/dia produzidos a partir dos resíduos do setor sucroenergético; 37,4 bilhões de Nm³/dia a partir dos resíduos agroindustrial; e 5,8 bilhões de Nm³/dia relativos ao saneamento.



impactos socioambientais positivos, diversidade de fontes de suprimento de gás, e alternativa doméstica ao gás natural fóssil importado do exterior ou de outras regiões do país.

De forma complementar, é importante atentar às políticas para desenvolvimento das cadeias de suprimento com foco no biometano como indutor da expansão dos mercados a serem atendidos pela concessionária de gás natural. A partir da distribuição em pequena escala, por meio de caminhões carregados com GNC, pode-se viabilizar fontes de suprimento de gás locais, de origem renovável, amplamente conectadas a setores econômicos proeminentes do estado. O Plano concebe antecipar e acelerar o acesso ao biometano mesmo em comunidades distantes das principais redes de distribuição.

## Tecnologia e as Vantagens Competitivas no Segmento Térmico da Energia

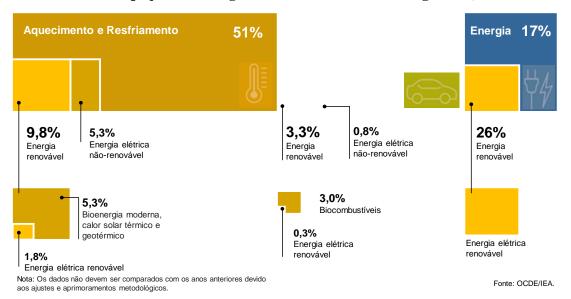
As distribuidoras de gás canalizado e os governos estaduais exercem papéis essenciais para uma ampla inserção do Brasil na Civilização do Gás. Cabe aos agentes que atuam nas atividades *downstream*, isto é, mais próximas dos consumidores finais, promover a ampliação dos mercados de gás natural. A atratividade dos negócios domésticos de produção, transporte, distribuição e comercialização de gás dependerá da capacidade do país de definir e implementar políticas e estratégias apropriadas para a consolidação e expansão do nível de demanda.

Ainda pelo lado da demanda, a Figura 2 explora aspectos positivos de uma dimensão menos conhecida do consumo global de energia. O consumo de energia térmica (na forma de calor ou frio) é dominante em comparação com os consumos de energia na forma elétrica ou para mobilidade.<sup>11</sup>

Essa característica da matriz de usos finais da energia não é muito conhecida e percebida pelo público em geral. Consumos de eletricidade e de combustíveis que promovam a mobilidade recebem maior atenção dos usuários finais, assim como da imprensa, academia e mesmo dos decisores de políticas públicas. Com isso, perde-se a oportunidade de se compreender que a maior vocação dos combustíveis gasosos se encontra justamente nos mercados térmicos em todos os segmentos de uso final da energia.



Figura 2: Distribuição do Consumo Global de Energia por Segmento de Uso Final e Participação de Energias Renováveis em Cada Segmento, 2016



Fonte: OCDE/IEA (2016).

Em escala global, o consumo de energia térmica na forma de calor e frio representa pouco mais de 50% do consumo total de energia. Em países menos desenvolvidos, essa participação tende a ser substancialmente superior. Este é o campo dos usos finais da energia no qual o gás natural tende a disputar em igualdade de condições, ou mesmo com vantagens, em relação a outras formas de energia. A conquista dessas vantagens está associada, entre outros, ao desenvolvimento e difusão de tecnologias de combustão eficiente dos gases, bem como a uma difusão de dispositivos de uso final (*appliances*) que possam atender às diversas necessidades dos mercados.

Com esta perspectiva, o Plano Estratégico do Gás para o estado do Paraná adota como premissa, posteriormente explorada em suas análises quantitativas, de que os negócios de gás natural no Brasil, em toda a sua cadeia de valor, *upstream*, *midstream* e *downstream*, tendem a ter maior atratividade quando têm como intenção principal o atendimento de consumo dominante de energia térmica (calor ou frio).

Para a realização desses consumos térmicos, deve-se promover a combustão eficiente dos gases através da difusão de tecnologias apropriadas e dedicadas aos combustíveis gasosos. A questão tecnológica é vital uma vez que, caso não haja essa adaptação instrumental, a penetração do gás irá ocorrer sob uma base tecnológica estabelecida para



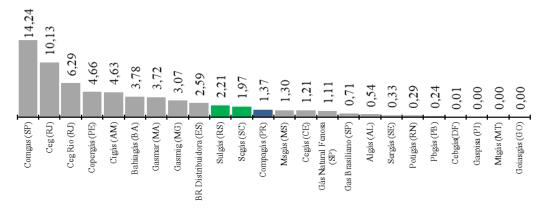
queima de combustíveis líquidos e sólidos. Nessa situação, o gás perderá suas qualidades físico-químicas e sua utilização não terá o mesmo nível de eficiência, dificultando o seu estabelecimento perante outros combustíveis de menor valor agregado.

Sustenta-se, portanto, que o Paraná introduza políticas de indução tecnológica voltadas prioritariamente aos setores industrial, residencial, comercial e misto. Tal direcionamento prioriza as perspectivas de usos finais do gás via combustão direta em alta performance, garantindo maior eficiência energética, não apenas pela substituição da tecnologia vigente, mas também pela otimização dos processos de transformação energética.

# 4.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO VIGENTE DE GÁS NATURAL NO ESTADO DO PARANÁ

A Compagas é a distribuidora da região Sul com menor volume comercializado de gás natural. Como demonstra a Figura 3, a companhia comercializou, em 2019, um volume médio de 1,37 milhão de m³/dia. 12

Figura 3: Gás Natural Comercializado por Distribuidora 2019 — Volume Médio em Milhões de m³/dia



Fonte: Abegás. Disponível no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, de dezembro de 2019, do Ministério de Minas e Energia. Nota: De acordo com o Boletim, a demanda total de gás natural apresentada é obtida por meio do somatório de: (i) demanda das distribuidoras locais de gás canalizado; (ii) consumo das refinarias e Fábrica de Fertilizantes – Fafens; e (iii) consumo de usinas termelétricas informado por outros agentes.

As distribuidoras de Santa Catarina (SCGÁS) e do Rio Grande do Sul (Sulgás) comercializaram, respectivamente, 1,97 milhão de m³/dia e 2,21 milhões de m³/dia. Assim sendo, Santa Catarina apresentou consumo de gás cerca de 44% superior ao consumo do Paraná, enquanto o Rio Grande do Sul consumiu 62% mais que a economia paranaense.



A Tabela 3, por sua vez, indica que a maior parte do gás distribuído no Paraná, assim como nos demais estados do Sul, é destinado ao segmento industrial (entre 80% e 90%). Por outro lado, há diferenças substanciais entre os percentuais de gás distribuídos e comercializados junto aos segmentos residencial e automotivo. Tendo se desenvolvido quase exclusivamente na Região Metropolitana de Curitiba, a Compagas fez um primeiro grande esforço de capilarização da sua rede, conseguindo destinar 2,5% do volume de gás para o segmento residencial. Em contraste, a participação do GNV no Paraná representa apenas 7% da demanda total estadual (contra 15,3% na área da SCGÁS, e 14,5% no Rio Grande do Sul, com a Sulgás).

Tabela 3: Distribuição do Consumo de Gás por Segmento - %

Segmento	Compagas	SCGÁS	Sulgás
Industrial	89,0%	83,7%	82,4%
Residencial	2,5%	0,2%	1,0%
Automotivo	6,9%	15,3%	14,5%
Comercial	1,5%	0,8%	2,1%
Demais	0,1%	-	0,1%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Compagas (Relatório Anual 2018), SCGÁS (Plano de Negócios 2019), Sulgás (Relatório Integrado da Administração 2018). Elaboração: Fipe. Nota: PR – Segmento Industrial inclui grandes consumidores, cogeração, matéria-prima, GNC (industrial e veicular) e GNL (industrial). SC – Segmento Comercial inclui cogeração comercial. RS – Segmento Industrial inclui cogeração PPT e não inclui Serviços de Distribuição (esses serviços de distribuição, que representa pouco mais de 18% do volume total de gás distribuído pela concessionária são prestados pela Sulgás para movimentação de gás de propriedade do cliente, entre ponto de recebimento até o de consumo final do gás).

O consumo médio de gás por cliente, detalhado na Tabela 4, destaca-se positivamente em relação aos demais estados do Sul, no segmento residencial. A Compagas apresenta volume médio de 0,7 m³/dia, sendo praticamente o dobro do observado nas áreas da SCGÁS e Sulgás. No entanto, no segmento industrial, o Paraná (com 3,7 mil m³/dia/cliente) é o estado com menor consumo médio de gás por cliente, apresentando praticamente a metade do volume observado no Rio Grande do Sul (7,9 mil m³/dia/cliente) e 54% inferior a Santa Catarina.



Tabela 4: Consumo Médio de Gás por Cliente – m³/dia

	Co	mpagas	SC	CGÁS	Sulgás		
Segmento	Consumo médio (m³/dia)	Número de clientes	Consumo médio (m³/dia)	Número de clientes	Consumo médio (m³/dia)	Número de clientes	
Industrial	3.769	171	5.786	259	7.959	149	
Residencial	0,69	43.155	0,34	11.395	0,35	48.835	
Automotivo	2.578	32	2.042	134	2.920	85	
Comercial	32	548	52	279	34	1.043	

Fonte: Compagas (Relatório Anual 2018), SCGÁS (Plano de Negócios 2019), Sulgás (Relatório Integrado da Administração 2018). Elaboração: Fipe. Nota: PR — Segmento Industrial inclui um cliente da categoria 'grandes consumidores', responsável por 41% do total industrial. Considerando apenas o segmento classificado pela Compagas como industrial, o consumo médio por cliente seria de 2.235 m³/dia.

Os consumos médios são meramente indicativos e servem para uma avaliação comparativa de empresas que operam em ambientes socioeconômicos e climáticos bastante similares. Em termos de participação de consumo de gás natural, a Compagas representa aproximadamente 25% do total distribuído pelas empresas distribuidoras do Sul. A Sulgás e a SCGÁS possuem participações superiores, com 40% e 35%, respectivamente. Para fim de termos contextualização, comparam-se os números relativos de potenciais usuários e de consumos efetivos de gás, em função dos tamanhos populacionais, das atividades econômicas e produtivas, e das frotas veiculares presentes nesses estados.<sup>13</sup>

A Tabela 5 mostra que a concessão paranaense apresenta um potencial superior de aumento de utilização de gás natural. O Paraná representa cerca de 38% da população, do PIB e da quantidade de automóveis da região Sul, mas apenas 25% do consumo de gás. Em termos *per capita*, conforme mostrado na Tabela 6, o Paraná também apresenta volume de gás bastante inferior aos demais estados da região Sul. Em 2019, o Paraná comercializou 44 m³/ano/habitante de gás, enquanto o Rio Grande do Sul e Santa Catarina

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> A população estimada do Paraná é de 11,4 milhões de pessoas, semelhante à do Rio Grande do Sul e maior do que a de Santa Catarina (7,2 milhões). O mesmo também é observado em termos de valor do produto interno bruto (PIB): Paraná e Rio Grande do Sul apresentam valores bastante semelhantes e acima do valor de Santa Catarina. Em relação à quantidade de automóveis, o mesmo se repete, isto é, em 2018, a frota no Paraná era de 4,4 milhões de automóveis, enquanto no Rio Grande do Sul era de 4,3 milhões e Santa Catarina era de 2,9 milhões. Observa-se, portanto, que os três Estados se assemelham no que se refere ao PIB per capita e ao número de veículos por habitante.



comercializaram, respectivamente, 71 m³/ano/habitante e 100 m³/ano/habitante. Isso posto, infere-se que o Paraná apresenta atraso na ampliação das redes de gás natural.

Tabela 5: Participação de População, PIB, Automóveis e Consumo de Gás dos Estados da Região Sul — em %

Estado	População	PIB	Automóveis	Consumo de gás das distribuidoras atuantes nos Estados
Paraná	38,1	37,6	37,9	24,6
Santa Catarina	23,9	24,7	25,1	35,5
Rio Grande do Sul	38,0	37,7	36,9	39,9
Região Sul	100	100	100	100

Fonte: IBGE, Ministério da Infraestrutura, Departamento Nacional de Trânsito – Denatran e Abegás. Elaboração: Fipe. Nota: Percentual da população projetada para 2019 pelo IBGE. Percentual do PIB considerou a soma do PIB de 2017 dos municípios (IBGE). Percentual de automóveis de 2018. Consumo de gás por ano considerou os volumes médios comercializados por dia pelas distribuidoras.

Tabela 6: Consumo de Gás por Habitante dos Estados da Região Sul

Estado	População – em milhões	Consumo gás – milhões m³/ano	Consumo gás por habitante – m³/ano/habitante
Paraná	11,4	499,0	43,6
Santa Catarina	7,2	718,0	100,2
Rio Grande do Sul	11,4	808,1	71,0

Fonte: IBGE e Abegás. Elaboração: Fipe. Nota: População projetada para 2019 pelo IBGE. Consumo de gás por ano considerou os volumes médios comercializados por dia pelas distribuidoras multiplicado por 365, em 2019.

Aproximadamente 60% da malha de distribuição da Compagas é composta por gasodutos de aço de média (4 e 7 bar) e alta (35 bar) pressões. Estes gasodutos proporcionam o escoamento do gás a partir dos pontos de entrega (*citygates*) e permitem conectar clientes de setores que demandam elevado consumo diário, além de formarem a rede troncal para futura capilarização. O restante da malha, aproximadamente 40%, é composto por gasodutos de polietileno de alta densidade (Pead) de média (4 e 7 bar) e baixa (1,2 e 2 bar) pressões. Estes gasodutos são os vetores de inserção do gás em mercados com menor demanda diária.

Concessões de distribuição de gás canalizado, em suas fases iniciais de desenvolvimento, como ocorre com a Compagas, tendem a apresentar uma maior participação de gasodutos troncais em seu portfólio de ativos. Conforme a concessão desenvolve maior capilarização e adensamento de consumidores conectados à rede, a extensão de ramais construídos com as tecnologias voltadas à baixa e média pressão adquirem proeminência.



O investimento por unidade adicional de volume a ser agregado à demanda total aumenta e isso requer tarifas atrativas que viabilizem os investimentos.

#### 4.3 CENÁRIO BASE PARA O PERÍODO 2021-2050

Como já mencionado anteriormente, o trabalho aqui desenvolvido assume como pressuposto que o estado do Paraná se encontra atrasado no desenvolvimento da indústria de gás e em sua inserção na Civilização do Gás. Para acelerar esses processos, a promoção de uma transição energética assentada na utilização de gás natural requer uma percepção de urgência. Nesse sentido, recomenda-se a antecipação da renovação da outorga à Compagas, por mais 30 anos, cobrindo o horizonte temporal de 2021 até 2050.

Antes de detalhar as premissas operacionais do Cenário Base, apresenta-se o conjunto de vantagens econômico-financeiras para o Poder Concedente, a Concessionária, a economia, os usuários do sistema e para os contribuintes do estado. Essas vantagens são os motivadores da recomendação de renovação antecipada da concessão.

# 4.3.1 Antecipação da Renovação Contratual

A recomendação de renovação antecipada do contrato de concessão tem suporte nas vantagens decorrentes identificadas a partir dessa estratégia. Tais vantagens são apresentadas a seguir.

#### 4.3.1.1 Capacidade de Investimento da Concessionária

Dentre as vantagens da renovação antecipada, a ampliação da capacidade de investimento da concessionária está entre as consequências mais claras e diretas obtidas neste processo.

Como o atual contrato vencerá em 2024, a capacidade de investimento da concessionária é reduzida, pois o prazo para encerramento do contrato é curto para a amortização de novos investimentos. Em um contexto de renovação antecipada, a concessionária tem sua capacidade de investimento ampliada, pois, diferente de um contexto de contrato próximo do fim, o horizonte de tempo para amortização dos novos investimentos é ampliado.



Além disso, como o projeto já está em andamento e com histórico de receitas conhecido, o cenário de renovação antecipada implica em melhoria imediata na percepção das instituições financeiras sobre capacidade de pagamento futura da concessionária<sup>14</sup>, facilitando a obtenção de mais recursos de crédito no mercado para arcar com as novas exigências de ampliação e melhorias da infraestrutura.

# 4.3.1.2 Impactos Macroeconômicos

A renovação antecipada da concessão viabilizará de forma imediata a realização de novos investimentos, com melhores condições de captação de financiamento, gerando um cenário macroeconômico mais favorável para o estado do Paraná.

Com a alocação de recursos para ampliação da infraestrutura de gás canalizado no estado do Paraná, esperam-se benefícios tanto de ordem social como econômica. Os benefícios sociais se dão principalmente na forma de redução dos custos e aumento na segurança de oferta de energia para os usuários.

Do ponto de vista macroeconômico, há ganhos relacionados à indução da atividade econômica provocada pela demanda por insumos para realização dos investimentos – isto é, impactos direto e indireto em outros setores da economia paranaense – e pela demanda por mão de obra para execução dos investimentos. Além disso, o suprimento de gás também por fontes domésticas que é previsto no Cenário Base, a partir do biometano produzido da suinocultura localizada no Sudoeste do estado, gera efeitos multiplicadores advindos da monetização desse recurso natural.

Assim, a ampliação dos investimentos será positiva para a retomada do crescimento econômico no estado do Paraná uma vez que irá gerar diversos impactos positivos na economia da região, elevando os indicadores de emprego, renda e PIB.

A prorrogação antecipada da concessão tem o potencial de ensejar investimentos mais rapidamente do que a realização de nova licitação após o fim do prazo da concessão que

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Essa maior percepção de segurança tem impacto sobre o custo de captação de empréstimos (reduzindo-o), o que diminui os custos de oportunidade no setor e potencializa a avaliação de novos investimentos.



está em vigor atualmente (2024), além de tender a possuir um menor custo de capital (conforme será explicado adiante), o que, em última instância, beneficia os usuários.

# 4.3.1.3 Momento Propício da Economia para Novos Contratos de Longo Prazo

Contratos de longo prazo devem ser acompanhados de avaliação do contexto econômico atual. Nesse sentido, são diversas as variáveis que indicam que o contexto atual é propício para negociações de novos contratos de longo prazo.

Dentre as principais evidências que embasam essa informação pode-se destacar:

(i) Taxa de juros atual: A taxa de juros atualmente se encontra no nível mais baixo da história, conforme mostra a Figura 4. Esse fato tem diversas consequências, dentre elas a redução do custo de oportunidade dos investidores e o aumento do apetite de risco em busca de novas alternativas de investimento.

25,00

20,00

20,00

15,00

5,00

0,00

11,111

10,000

11,112

10,000

11,113

10,000

11,118

10,000

10,000

11,118

10,000

10,000

11,118

10,000

10,000

10,000

11,118

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

10,000

Figura 4: Evolução da Selic e da Taxa Média de Juros para Pessoas Jurídicas

Fonte: Banco Central do Brasil (BCB). A taxa média de juros para pessoa jurídica reflete a média das taxas livres e direcionadas.



(ii) Interesse dos investidores por licitações de concessões: Potencialmente também relacionado a queda de juros e maior apetite de risco dos investidores, os contratos de concessões têm atraído interesse dos investidores<sup>15</sup>.

# 4.3.1.4 Vantagens da Renovação

Sob abordagem econômica, faz-se importante considerar que os estudos da Fipe apresentaram resultados preliminares de diversos cenários, considerando as possibilidades de renovação da atual concessão ou realização de nova concessão em 2024.

Na ocasião, verificou-se que o Valor Presente Líquido (VPL) da renovação da atual concessão é superior ao caso de nova concessão. Um dos fatores que justificam esse resultado é o benefício fiscal decorrente da depreciação da base de ativos da concessão atual. Ou seja, ao considerar a depreciação destes ativos, reduz-se os impostos sobre o lucro, produzindo efeito positivo sobre o fluxo de caixa livre do projeto. Esse benefício fiscal decorrente da depreciação dos ativos da concessão atual não seria obtido em cenário de nova concessão.

A renovação antecipada somente deixaria de ser interessante caso fosse assumida a ocorrência de um cenário em que o estado obtivesse ágios expressivos com um eventual processo licitatório competitivo do serviço de distribuição de gás canalizado. Contudo, esse cenário é de baixa previsibilidade e envolve incertezas de difícil estimação 16.

CI 5411 26

\_

<sup>15</sup> Como exemplo desse comportamento, pode-se destacar três processos recentes que obtiveram ágios expressivos: (i) a concessão de rodovias, no estado de São Paulo, do Lote Piracicaba-Panorama (Pipa) cujo licitante vencedor ofertou R\$ 1,1 bilhão, ante o valor de outorga mínima de R\$ 15 milhões; (ii) o leilão da concessão regionalizada dos serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário da Região Metropolitana de Maceió, em que a proposta vencedora foi de mais de R\$ 2 bilhões, muito acima do valor mínimo de R\$ 15,1 milhões definido do edital; e (iii) dentro do próprio estado do Paraná, a venda da Copel Telecom, em novembro de 2020, cujo vencedor do leilão pagará R\$ 2,395 bilhões pela empresa que tinha sido avaliada em cerca de R\$ 1,4 bilhão, proporcionando um ágio de quase R\$ 1 bilhão.

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> Como elemento comparativo, diferentemente dos cenários de incerteza apresentados acima para o consumo nacional de gás natural, os negócios de telecomunicações caminham em sentido de muito maior robustez, reforçada ao longo do período de pandemia de Covid-19, que acelerou os projetos de transformação digital dos agentes econômicos; aumentou a percepção da importância desses serviços em diversas atividades de trabalho, escolar, de medicina e de entretenimento; e produziu, consequentemente, uma expansão de 41% no uso de serviços de telecomunicações durante o período de quarentena (entre março e maio).



# 4.3.1.5 Recursos para Execução de Política Econômica Anticíclica

A situação fiscal do estado do Paraná, embora tenha melhorado no período recente, ainda é preocupante e a renovação antecipada da concessão da Compagas irá propiciar a obtenção de recursos financeiros para que o Governo do Estado realize política econômica anticíclica para recuperar a economia da atual crise mais rapidamente.

Segundo o Boletim de Finanças dos Entes Subnacionais de agosto de 2020, publicado pela Secretaria do Tesouro Nacional<sup>17</sup>, o estado do Paraná incorreu em déficit primário nos últimos quatro anos: R\$ 726 milhões em 2016, R\$ 2,99 bilhões em 2017, R\$ 1,02 bilhão em 2018 e R\$ 156 milhões em 2019.

Os sucessivos déficits aumentaram o montante de endividamento do estado. Em 2016, sua dívida consolidada era de R\$ 21,65 bilhões: R\$ 17,75 bilhões de dívidas com a União, R\$ 1,3 bilhão com bancos federais, R\$ 1,3 bilhão de dívida externa e R\$ 4,2 bilhões referentes a outras dívidas. Em 2019, essa dívida consolidada aumentou para R\$ 27,43 bilhões (equivalente à 70,85% da Receita Corrente Líquida): R\$ 20,69 bilhões de dívidas com a União, R\$ 1,2 bilhão com bancos federais, R\$ 2,0 bilhões de dívida externa e R\$ 3,4 bilhões referentes a outras dívidas.

No final de 2019, 92,96% da Receita Corrente Ajustada do Estado estava comprometida com o pagamento de despesas correntes.

Portanto, a renovação antecipada da concessão irá propiciar entrada de recursos no caixa do estado do Paraná, ampliando a capacidade do mesmo de realizar políticas anticíclicas no momento atual de recessão econômica.

# 4.3.2 Premissas do Cenário Base

Implementada esta proposta jurídica e contratual, conforme argumentado nas seções anteriores, o Plano indica a obrigatoriedade da Compagas realizar um novo ciclo de investimentos para ampliação da extensão de suas redes e universalização do acesso ao

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Disponível em: https://sisweb.tesouro.gov.br/apex/f?p=2501:9::::9:P9\_ID\_PUBLICACAO:34026



gás natural. Para tanto, o Plano define condições econômicas e regulatórias que incentivem a antecipação desses investimentos.

Na definição da extensão territorial da nova outorga, reconhece-se que cabe ao órgão concedente estadual estabelecer essa abrangência. Partindo-se de exercícios comparativos com os demais estados e dados os números encontrados no Paraná, verifica-se que, neste momento, inexistem as necessárias escalas para que o estado adote mais de uma concessão de distribuição de gás canalizado. A atual ausência de uma estrutura independente de suprimento de gás para o interior paranaense também sugere que a concessão deve continuar a ser tratada de forma única e promovendo a maior integração possível das redes aos pontos de abastecimento vinculados ao Gasbol.

Assim, para todas as demais discussões que daqui seguem, assume-se que a concessão a ser desenvolvida ao longo do período de 2021 a 2050 terá abrangência estadual. Preserva-se, desta forma, o modelo vigente de um único operador. Alterações nesse desenho institucional poderão ser realizadas após o final da concessão, em 2050. Com o encerramento da outorga, e em função dos volumes e das dispersões das ofertas e demandas de gás natural a serem agregadas entre 2021 e 2050, o Paraná poderá adotar modelos alternativos que contemplem mais de uma concessionária, com diferentes coberturas regionais.

A estratégia de concessionária única deve conservar suas margens operacionais, já que volumes maiores de negócios e de usuários possibilitam economias de escala e de escopos, com o uso otimizado dos recursos e um maior poder de negociação junto aos fornecedores de gás, materiais e serviços.<sup>19</sup> Antecipa-se que o Plano conta igualmente

CI 5411 28

\_\_\_

Observando as práticas adotadas em outros estados, nota-se que apenas São Paulo e o Rio de Janeiro, possuidores de mercados mais consolidados e históricos empresariais bem mais longos, adotaram a divisão territorial e criaram mais de uma concessionária em seus respectivos territórios. São Paulo comporta 3 concessionárias (Comgás, Gás Brasiliano Distribuidora (GBD )e Gás Natural São Paulo Sul(GNSPS)). O Rio de Janeiro divide seu mercado, sob responsabilidade da CEG e da CEG-RIO, ambas pertencentes à Naturgy. Cabe exclusivamente à autoridade estadual a prerrogativa de propor uma eventual separação geográfica da concessão do serviço de distribuição de gás no Paraná.

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> Em um negócio de elevados investimentos em ativos fixos e pouco flexíveis, para a ampliação das redes, bem como uma cadeia de suprimento com elevado nível de concentração nas etapas anteriores de produção e transporte de gás, o distribuidor conta com a escala como importante vantagem competitiva a ser preservada. Isso é obtido, entre outros, pela conservação da unidade territorial da concessão estadual.



com regulação para capturar e distribuir aos consumidores eventuais ganhos de eficiência a serem obtidos pela Compagas.

Isso posto, o Cenário Base apresentado a seguir contempla a visão de que a distribuição de gás canalizado deverá enfrentar desafios distintos ao longo de um horizonte temporal de 30 anos. Este Cenário reflete estratégias de conquista de mercado que podem ser resumidas em: (i) saturação de demanda e expansão capilar em municípios que já possuem infraestrutura de distribuição de gás canalizado; (ii) perseguição de mercados potenciais que não possuem infraestrutura, através de novas linhas troncais; e (iii) universalização do uso de gás natural na maior quantidade de municípios possível.

Na elaboração do Cenário Base, foram utilizados como referência os dados do Plano de Negócios e de Investimentos da Compagas para o período que se encerra em 2024. Identificam-se nesse Plano dois perfis evolutivos distintos, que requerem estratégias e abordagens de mercado igualmente próprias.

De um lado, há o sistema já bem consolidado, construído no entorno da Região Metropolitana de Curitiba e com algumas extensões troncais, incluindo o ramal de aço até a cidade de Ponta Grossa. Esse sistema entra em uma fase de busca por maior capilarização e adensamento de consumos.

De outro lado, almeja-se promover a ampliação geográfica do fornecimento de gás via expansão das redes troncais existentes em direção a outras áreas geográficas do estado, incluindo o Norte Central, para abarcar as cidades de Londrina e Maringá. Essa expansão é pautada em estratégias convencionais de conectar segmentos de mercado com maior consumo unitário, geradores de escala, que justifiquem a expansão dos gasodutos, e posterior saturação com novas conexões às redes.

Neste Plano Estratégico do Gás, inclui-se uma terceira via de desenvolvimento, pouco explorada pela Compagas, e que propõe a construção de minirredes, com coberturas limitadas a municípios ou aglomerados urbanos menores, isoladas da rede principal e alimentadas por logísticas alternativas de GNC.

A seguir apresentam-se as expansões territoriais graduais propostas para a Compagas para o período 2021 a 2050. Para cada etapa de expansão, apresentam-se os racionais de



desenvolvimento e as eventuais premissas específicas. Foram estimados para o horizonte temporal de 30 anos: (i) volumes; (ii) custo unitário do gás; (iii) receita unitária; (iv) despesas operacionais; e (v) investimentos. Esses dados são utilizados como *inputs* na análise de valoração da concessão (*valuation*).

O Cenário Base parte da operação *Business as Usual* (BAU) da concessionária e vai incorporando as expansões ao escopo de atuação propostas.

# Operação Business as Usual (BAU)

O ponto de partida do Cenário Base consiste na atuação chamada de *business as usual* (BAU). Esse modelo de atuação se fundamenta no pressuposto de que o grau de penetração das redes existentes da Compagas é relativamente baixo, mesmo nos municípios já explorados pela concessionária, demonstrando que o foco dos primeiros 26 anos de outorga se manteve na conquista prioritária dos grandes consumidores. Infere-se dos pressupostos apresentados na Tabela 7 que ainda existe importante potencial de expansão de consumos conectados à malha de distribuição, mesmo em municípios que já possuem infraestrutura. É dizer: ainda é possível saturar as redes existentes com novos consumidores.

Para tanto, deve ser considerado um processo de massificação da utilização de gás natural em municípios já servidos pela empresa. Essa expansão pode ser realizada sem grandes investimentos em infraestrutura troncal, porém requerendo uma ampla ramificação das redes de média e baixa pressões, e buscando conectar consumidores de menor porte.

A operação BAU contempla essa estratégia de procurar pela maior saturação industrial, residencial e de GNV, conforme indicado no Plano de Negócios e de Investimentos da Compagas, para o período até 2024.

A partir disso, assume-se apenas extensões acessórias de rede, bem como investimentos e desenvolvimentos de mercados em situações com menor incerteza, isto é, adjacentes a infraestrutura local existente e cuja obtenção de autorizações e licenças ambientais não exijam prolongados processos administrativos. Dessa forma, não se contemplam grandes gasodutos troncais em aço (que necessitam de projetos ambientais detalhados em virtude de interferências e dificuldades técnicas importantes de traçado).



Também é assumido que esse processo apresenta uma consolidação até 2024 e, depois, se desenvolve apenas com crescimentos orgânicos e marginais ao longo dos demais 26 anos da concessão renovada. Assim, completa-se a saturação industrial, residencial e de GNV nos municípios com infraestrutura existente ao longo dos próximos 30 anos da concessão.

Dita saturação da rede existente permite o atendimento de um mercado potencial a ser ampliado em Curitiba, em sua região metropolitana e em Ponta Grossa, mas sem conceber elevados investimentos em redes troncais para promover uma ampliação geográfica do fornecimento de gás.

Nestas condições, assume-se os seguintes indicadores: (i) apenas 10 km de rede nova ao ano; (ii) aproximadamente 56 mil UDAs (unidades consumidoras) conectadas no segmento residencial; (iii) 37 novas indústrias, com volume médio de 4.000m³/dia; e (iv) manutenção de um crescimento orgânico para o GNV.

Como observado nas Figuras A1 a A4 do Anexo I, o volume total distribuído pela Compagas dentro da operação BAU (que inclui as expansões acima descritas, o atual volume de vendas da empresa, já com a recuperação da Covid-19, e um suprimento estimado para a Usina Elétrica a Gás de Araucária (Uega)), representará sempre mais do que 50% do volume total distribuído e comercializado pela empresa até 2050.

Por sua vez, a Tabela 7 detalha os perfis de consumo dos principais mercados da Compagas.



Residencial

Tabela 7: Pressupostos dos Perfis de Consumo de Gás nos Principais Mercados da Compagas

	idenciai	T I ( ) I (CNV)						
	á atendidos pela	Industrial	Veicular (GNV)					
	npagas)							
	para os aproximados	Existem 489 indústrias, com	No mercado automotivo,					
	lomicílios existentes,	CNPJ ativo e mais de 50	estima-se que a frota convertida					
	os municípios que já	vínculos empregatícios.	ao GNV no estado do Paraná					
	infraestrutura de	Destas, apenas 176 indústrias represente apenas 1,6						
	gás, com a base de	encontram-se conectadas à	frota total. Em 2019, essa baixa					
	nciais da Compagas	malha da Compagas, as quais	participação de veículos					
	s municípios, isto é,	representam uma inserção do	convertidos ao GNV fez com					
aproximadamente	e 46,4 mil domicílios,	gás neste setor de apenas 36%.	que o consumo de GNV no					
tal relação result	a em captação média	Território novo ainda quase	estado fosse de apenas 81,2 mil					
de apenas 3% d	o mercado potencial	inexplorado pela Compagas	m³/dia. Isso faz com que a					
contido nes	ses municípios.	refere-se às micro e pequenas	Compagas sequer apareça entre					
No plano de exp	oansão da Compagas	indústrias. Estes mercados	os principais <i>players</i> do					
	a conexão de novos	podem ser altamente	mercado de GNV no Brasil.					
	os existentes ou novas	prolíficos, porém envolvem	Em 2019, a participação da					
	itações.	desafios ainda maiores já que	Compagas nos mercados de					
	os usos finais para o	requerem abordagens mais	GNV restringiu-se a apenas					
	sejam os de cocção e	sofisticadas e de maior	10% (dentro da região Sul) e					
	igua, na forma central	conteúdo de inovação.	irrisórios 1,2% do total					
	dividual.	,	brasileiro.					
		na Seção 4.1. o consumo de gás pa	ara geração elétrica tem tido papel					
		nte no Brasil. Contudo, o Paraná, até 2019, não se revelou como hub						
		ração termelétrica a gás. Apesar de estudos em curso, capitaneados						
	pela Copel <sup>(*)</sup> , que vislumbram a construção de eventuais novas termelétricas a gás costa e no interior do estado, este trabalho considera, para o período de 2021 a 20:							
		nativa de despacho e de consumo o						
	apenas ama estin	existente no município de Ar						
	A Usina Elétrica a Gá		na termoelétrica de propriedade da					
		obras (20%). Foi idealizada e cons						
		rama Prioritário de Termelétricas						
		lada em 469 MW (podendo consu						
		íbicos diários de gás natural forne						
		étrica classificada como <i>Merchan</i>						
		o ao sistema hidrotérmico brasileir						
Termelétrico		o de consumo de gás, já que essa						
Termeretrico		sina para o horizonte temporal de 3						
		rmações pretéritas compartilhadas						
		e despacho para os próximos 5 ano						
		os últimos 10 anos. Os primeiros						
	despacho da dsina d	repetidos até o término da con						
	Passalta sa qua os 10	) anos passados contemplam perío						
		mo de abundância e de profunda c						
		ssidade de despacho de unidades t						
		cios mais elaborados necessitariar						
		s futuros de despacho da usina nos						
		epetição dos eventos acima aponta						
		133 MW médios, para o período d						
	considerada para a C	ompagas, na movimentação de gá	s para suprir a Dega, e de 0,0403					
		R\$/m³.						



(mercados ja	idencial á atendidos pela npagas)	Industrial	Veicular (GNV)
Veicular Pesado	Embora exista poten como caminhões e Estratégico do Gás, expansão do GN transformar-se em ur	cial para ampliação dos usos de C e ônibus, tais possibilidades não es que considera somente a conversã V como substituto ao diesel na fro na excelente oportunidade. Contu- ção de barreiras e consolidação de	stão contempladas neste Plano ão de automóveis e utilitários. A ota de veículos pesados pode do, tal perspectiva ainda depende
Residencial (novos mercados)	A estimativa de con atendidos pela Co definição de fatores o que os usos finai  Nota-se que mais de concentrados em 17  Utiliza-se o concentrados no municín registrado no municín registrada nos municates estima-se um adense Estes fatores refletores refletores fatores refletores fatores que a confirma estima de gás,  Ademais, adota-se	exão de novos consumidores nos compagas considera o levantamente de conversão desses clientes nos mas para esse setor residencial continua quecimento de água. E 75% dos domicílios contidos no municípios, dos quais 8 já possue esto de fachada média para incorpeio. A fachada média para incorpeio. A fachada média nos novos municípios já atendidos pela Compagasamento de domicílios e, portanto, tem o ajuste de adensamento nece elação ao benchmark, o município expansão para novos municípios, a tende a demandar maior quantidad de consumo.	mercados residenciais ainda não o de domicílios existentes e a nunicípios analisados. Entende-se nuam focados na cocção e no es 64 municípios avaliados estão em infraestrutura de distribuição. Por o grau de verticalização nunicípios é menor do que aquela as. Assim, para cada município fatores de conexão de clientes. Essário para cada município em o de Curitiba. Ainda não contemplados pela de de rede para cada nova unidade de rede, o ritmo de conexões do de 30% no primeiro ano, 75% no
Recuperação de mercados (Pós-Covid 19)	recuperar mercados p vendidos pela Compa de Covid-19. Assum partir de 2022, os	ios propostos, há de se adicionar o verdidos (com consequentes reduça gas), impactados pelas medidas s e-se que esses impactos serão sente efeitos da pandemia já terão sido a	os esforços necessários para se ões nos volumes movimentados e anitárias impostas pela pandemia tidos nos anos de 2020 e 2021. A
Notas	(*) Estes estudos i	não foram disponibilizados na data Estratégico do Gás.	a de encerramento deste Plano

Elaboração: Fipe.

# **Expansões Previstas**

O Cenário Base é construído a partir de propostas de expansões, tomando a operação BAU como ponto de partida. As expansões previstas contemplam as informações contidas no Plano de Negócios e de Investimentos da Compagas (até 2024) e vão além. Neste caso, a materialização das três expansões propostas apenas pode se realizar com investimentos importantes no aumento da extensão da malha troncal da empresa, seguidos de estratégias de adensamento de consumo nas novas regiões de consumo.

Adotam-se as estimativas de custos unitários de rede utilizadas pela Compagas. Para os trechos de rede propostos em cada expansão, aplica-se o método simplificado de



multiplicação de fachadas médias pelo custo unitário por metro de gasodutos em aço ou polietileno de alta densidade (Pead). Entende-se que, em municípios que contenham indústrias conectadas, são contemplados gasodutos em aço para conexão das mesmas e se considera o Pead para os demais setores.

Além dos custos de rede, são considerados custos de conexões definidos pelo ramal e medidor de cada cliente conectado. No caso do setor residencial, observa-se que é possível dividir o custo unitário de um ramal pelo número de domicílios atendidos. Para os demais setores, o ramal é alocado individualmente.

O dispêndio do total de investimentos contempla a produtividade<sup>20</sup> de 5 km de assentamento de dutos de aço por mês e 1 km de assentamento de dutos de Pead por mês. Nota-se que o impacto urbano, refletido em licenças e autorizações mais complexas e demoradas, conduz à menor produtividade do Pead, normalmente utilizado dentro dos centros urbanos.

Todas as premissas de custos e de fachadas médias, bem como as quantidades adotadas de cada tipo de rede em cada município, são estimadas em função dos mercados a serem desenvolvidos em cada segmento de consumo.

As despesas operacionais são compostas por elementos variáveis que evoluem em função da conexão de clientes. Além destes custos, entende-se que a expansão geográfica das redes, principalmente aquela que se afasta da rede principal já existente, pode acarretar acréscimo de custos operacionais, como instalação de novas bases operacionais para atendimento, emergência e manutenção, ampliação de centrais de atendimento ao cliente, ampliação do quadro de pessoal para áreas relacionadas à expansão e execução dos investimentos previstos como vendas, engenharia, planejamento e operações.

Isso posto, adota-se como premissa uma métrica de rateio linear para distribuição dos custos operacionais. Assume-se que as despesas operacionais não sejam superiores a

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Entende-se como produtividade a capacidade histórica de execução de assentamento de gasodutos da Compagas. Reconhece-se que inúmeras variáveis podem influenciar estes números como, por exemplo, ampliação de frentes de trabalho simultâneas, antecipação de licenciamentos etc.



8,5% da receita bruta a partir do momento em que as despesas operacionais sejam superiores as previstas até 2024.

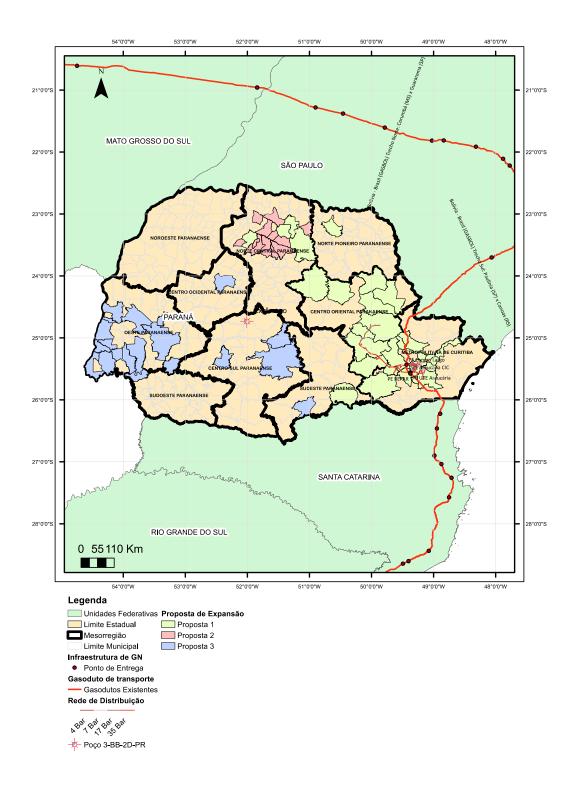
Este valor percentual é inferior à prática histórica da Compagas (12,5%), entretanto a base de cálculo é ampliada significativamente em virtude das expansões contidas nas propostas de expansão. Entretanto, o novo contrato de concessão deve prever que a ação regulatória indique algum índice de redução de despesas operacionais, de forma a refletir ganhos em eficiência das operações.

As propostas de expansão que compõem o Cenário são ilustradas na Figura 5. Trata-se das rotas de evolução previstas e que vão além da leitura de futuro disponibilizada pela Compagas em seu Plano de Negócios. São realizadas três propostas de expansão que se somam. A execução completa do Cenário Base permitirá expandir substancialmente o alcance da indústria do gás no estado do Paraná.

No primeiro período da nova concessão, isto é, de 2021 a 2024, conforme descrito na Tabela 7, enfatiza-se que a Compagas deverá enfrentar os impactos da Covid-19 e desenvolver esforços para reverter importantes reduções de mercado. Em 2024, outra perda relevante deverá ser registrada, em função da desconexão do cliente de cogeração Corn. Há também um impacto negativo na receita bruta em virtude da migração do cliente do setor de matéria-prima para o mercado livre em 2022. Este impacto é observado apenas na receita, mas não no volume distribuído. São casos pontuais, que podem ser revertidos com novas políticas públicas. No entanto, tais reversões encontram-se fora do radar deste Plano Estratégico do Gás.



Figura 5: Propostas de Expansões que Compõem o Cenário Base (Mapeamento Simplificado)



Elaboração: Fipe.



### Proposta de Expansão 1

A proposta de expansão 1 está indicada na cor verde, na figura anterior. A proposta converge com os pressupostos previstos na operação BAU, os quais são assumidos como realizáveis.<sup>21</sup> Ademais, essa expansão também inclui os planos de aumento da extensão de redes troncais previstos pela Compagas em seu Plano de Negócio e de Investimentos (até 2024) e projetos com alguma maturidade no âmbito de obtenção de projeto executivo e licenciamento ambiental (a partir de 2024).

A ampliação da infraestrutura troncal de distribuição ocorre em direção à região Sudeste, até o município de São Mateus do Sul (Projeto Lapa), e em direção à região Norte Central, com foco prioritário nas cidades de Londrina e Maringá (Projetos Papeleiras + Norte do Paraná). Nessa evolução, busca-se capturar consumos industriais que possam ser diretamente conectados aos gasodutos troncais ao longo dos municípios por eles cruzados.

O Projeto Lapa prevê uma expansão de gasodutos em aço de 10" (polegadas), por 132 km, até o município de São Mateus do Sul, para a captação de potencial de 60 mil m³/dia com investimentos de R\$ 223 milhões. Este projeto já possui EIA-RIMA, Licença Prévia e Projeto Executivo. Trata-se, portanto, de um projeto que apresenta maior maturidade dentre os projetos apresentados.

O Projeto Papeleiras, com 287 km em aço, requer R\$ 719 milhões de investimento para conquistar um potencial de mercado de 295 mil m³/dia. Por fim, o Projeto Norte do Paraná, que depende da execução prévia do projeto Papeleiras, contempla 318 km de rede em aço, com investimentos de R\$ 948 milhões, e busca um potencial de mercado de 75 mil m³/dia. Os projetos Papeleiras + Norte do Paraná permitem acesso aos mercados dos

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Em resumo, contemplam-se os municípios já atendidos pela Compagas, para os quais se prevê uma maior saturação das redes existentes, através de um adensamento de conexões residenciais, comerciais e para usos veiculares, além de um crescimento previsto para o setor industrial, em busca de uma maior universalização no atendimento desse segmento. Da mesma forma permanece válido o pressuposto de consumo de gás da termelétrica Uega.



municípios com maior adensamento populacional, depois de Curitiba, sendo eles Maringá e Londrina.<sup>22</sup>

No agregado, os três projetos acima descritos adicionam 737 km de gasodutos em aço à base de ativos da Compagas, com um investimento estimado de R\$ 1,79 bilhão e buscando um potencial de demanda adicional de 346 mil m³/dia (exclusivamente com foco industrial). Estes valores ampliam o tamanho da empresa significativamente, tanto no quesito amplitude da malha de rede, com 86% de aumento (em relação aos 848 km existentes); como no volume diário potencial a ser adicionado, mais de 35% em relação ao volume estimado pela empresa para 2024.

Os 3 projetos industriais acima citados são projetos que já se encontram mapeados pela concessionária. Tratam-se, nesse sentido, de propostas que envolvem menores riscos de execução. Contudo, envolvem desafios de longo prazo e incertezas, os quais precisarão ser mais bem equacionados pela nova concessionária.

Ainda que já contemplados no Plano de Negócios da Compagas, esses projetos dificilmente se desenvolveriam dada a aproximação do final do primeiro período de outorga da concessão. Os prazos dos investimentos ultrapassam o ano de 2024 e, portanto, os investimentos só se materializam no cenário de outorga renovada.

Considerando um viés otimista desta primeira proposta de expansão, também são contemplados crescimentos orgânicos de demandas em setores industrial, comercial e de GNV já atendidos, com taxas de 1% ao ano para o setor industrial e de 2% ao ano para os setores comercial e de GNV. Reflete-se, assim, a expansão do consumo de gás nesses setores em função da expansão econômica. Não obstante, uma vez que a malha troncal esteja construída nos municípios novos a serem atendidos, pode-se contemplar a expansão da rede adicional para outros setores de consumo, buscando um adensamento antecipado de consumo nas novas redes.

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Importante a observação de que Londrina já possui alguma infraestrutura de distribuição, a qual foi concebida para ser abastecida por GNL proveniente da planta de liquefação situada nas proximidades de Campinas, SP. Esta operação encontra-se descontinuada.



A conexão dos mercados residencial, comercial e de GNV nesses novos municípios é contemplada como parte desta primeira proposta de expansão, considerada otimista. Nesta mesma perspectiva mais otimista atribuída à proposta, incorpora-se, igualmente, a conversão parcial de eletrotermia por queimas diretas do gás natural em todas as indústrias contidas na operação BAU e proposta de expansão 1. Como consequência, sob perspectiva otimista, prevê-se, em 2050, um volume médio adicional de 78 mil m³/dia, conquistados a partir de investimentos de R\$ 120 milhões ao longo do período considerado.

As Figuras A1 e A2 apresentadas no Anexo I ilustram a evolução temporal das demandas previstas neste primeiro momento de expansão, sob viés conservador e otimista. As figuras demonstram as datas previstas de entrada dos três projetos âncoras citados, assumindo premissas de assentamento de rede anual compatíveis com os patamares atuais.

O início da distribuição de gás aos consumidores do Projeto Lapa ocorre em 2027, seguido pelos projetos Norte e Papeleiras nos quais a captação inicial é prevista para 2029 e concluída em 2039. O amplo espaço temporal para conexão dos clientes do projeto Norte e Papeleiras decorre na quantidade expressiva de gasoduto em aço a ser assentado e o número de municípios onde a infraestrutura será instalada. Desta forma, os volumes adicionados correspondem à evolução da instalação dos gasodutos ao longo do projeto.

Na versão otimista da proposta de expansão 1, a adição dos volumes oriundos da substituição de eletrotermia inicia-se em 2025, por ser contemplada em todo a base de clientes industriais, inclusive naqueles que constituem a operação BAU, e se estende ao longo do desenvolvimento dos projetos de expansão.

Na comparação das Figuras A1 e A2, evidencia-se que os três projetos âncoras acima descritos são essenciais para a viabilização da expansão troncal proposta. Por sua vez, essas mesmas redes permitem a inclusão dos volumes dos setores residenciais, GNV e substituição de eletrotermia.



### Proposta de Expansão 2

A proposta de expansão 2 está indicada na cor rosa na Figura 5 e contempla um crescimento marginal em relação à proposta 1, assumindo uma expansão dos usos de gás natural nos municípios adjacentes a Londrina e Maringá. Destaca-se que apenas municípios com mais de 35 mil domicílios estão previstos como receptores de infraestrutura de distribuição, de modo a proporcionar uma abordagem conservadora.

Essa expansão caracteriza maior universalização do uso do combustível na região Norte Central do Paraná. Esta perspectiva não é contemplada no Plano de Negócios e Investimentos da Compagas (até 2024). Portanto, não há referências a projetos específicos previamente delineados pela empresa.

Após a chegada da malha troncal em aço, prevista na proposta de expansão 1, ocorre a expansão da malha adicional, em aço e Pead, que fornece maior capilaridade ao sistema, alcançando municípios da região Norte Central não atendidos na proposta 1.

Contemplam-se duas perspectivas de crescimento marginal de demanda em relação a proposta de expansão 1. Por um lado, propõe-se uma expansão marginal da infraestrutura troncal, sempre em aço, cobrindo a mesorregião Norte Central, buscando usos industriais nos municípios adjacentes a Londrina e Maringá. Por outro lado, propõe-se, paralelamente, a intensificação do adensamento de consumo nas novas redes, com investimentos adicionais que permitam capturar os mercados residencial, comercial e veicular nessas regiões.

Estima-se que a proposta de expansão 2 possa adicionar 99 mil m³/dia ao volume diário médio distribuído. Aqui também, a maior participação deste volume está contida no setor industrial, seguido por GNV e residencial. Essa adição de volume pode ser obtida com uma extensão estimada de 66 km de gasodutos, cuja construção requer um investimento total estimado de R\$ 128 milhões.

A Figura A3, apresentada no Anexo I, ilustra a evolução temporal das demandas previstas na proposta de expansão 2. Assume-se que, nesta proposta, por sua dependência da execução da proposta 1, o suprimento de gás e a expansão marginal da demanda só ocorrerão a partir de 2037. Ao final do período, esses mercados estarão integrados à malha



principal da Compagas e servidos por meio dos contratos de suprimento assinados junto ao Gasbol. <sup>23,24,25</sup>. Assim como na proposta de expansão 1, adotam-se estimativas de assentamento de gasodutos similares às atuais, e as curvas de conexão de clientes captáveis distribuídas em 3 anos a partir do início da instalação da infraestrutura no município do cenário.

# Proposta de Expansão 3

A proposta de expansão 3 está indicada na cor azul na Figura 5. Essa proposta considera expansão marginal em respeito às primeiras propostas de expansão e adiciona municípios situados na região Oeste do estado, em conjunto com a alguns municípios isolados contidos na região Central-Sul. Esta terceira proposta resulta de mapeamento de potenciais clientes industriais identificados pela base de dados da Fipe, com mais de 20 vínculos empregatícios, CNPJ ativo e para os setores de atividade relevantes. A pesquisa de campo realizada pela Compagas para indústrias em diversos municípios é utilizada para calibrar o potencial de volume a ser convertido.

A base de dados contemplada considera municípios cuja estimativa de consumo não foi identificada em pesquisa de campo, em conjunto com o adensamento potencial de domicílios, de GNV e de indústrias na região.

CI 5411 41

\_

parceiros.

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Esta mesma hipótese de suprimento é adotada para a proposta de expansão 1. Nesta evolução, priorizase o acesso ao gás transportado à região Sul do país via Gasbol, buscando benefícios para a região que poderão advir das transformações em curso no *upstream* e no *midstream* da indústria gasífera nacional. A consolidação de mercados mais concorrenciais em todas as atividades anteriores aos *citygates* pode abrir possibilidades de suprimentos mais atrativos e ao alcance das distribuidoras locais de gás canalizado. Além disso, busca-se estabelecer gradualmente uma rede integrada única, essencial para o crescimento da infraestrutura do setor.

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Enfatizar que a região Norte Central do estado do Paraná dispõe de oportunidades de oferta de biometano, cuja produção está associada ao setor sucroalcooleiro e outros setores econômicos locais. Assim, alternativamente, pode-se conceber outras estratégias de suprimento de gás para a proposta de expansão 2. Pode-se estudar com maior profundidade diferentes condições de inserção de biometano no *mix* de suprimento gasífero esperado para a proposta 2. Em linha com essa mesma estratégia, pode-se conceber um sistema de suprimento de biometano integrado e abastecendo conjuntamente cidades do interior do Paraná e do interior paulista. Tais análises precisam ser realizadas de forma abrangente, contemplando as diferentes facetas em cada situação estudada. Desta forma, fontes alternativas locais para o suprimento de biogás e biometano permitem, eventualmente, postergar investimentos em redes troncais de maior custo. <sup>25</sup> Observa-se que esta proposta 2 também pode ser revisitado à luz de eventuais materializações de projetos estruturantes interiores, principalmente de geração termelétrica capitaneados pela Copel ou outros



Esta proposta se concentra em atender os municípios que contenham adensamento industrial e residencial e que estejam distantes da infraestrutura existente ou planejada da Compagas. É possível verificar a existência de 20 municípios, dos quais 15 estão concentrados na zona Oeste do Paraná e cinco na região Central. Embora estes municípios detenham algum potencial de utilização de gás, não aparecem no Plano de Negócios da Compagas (até 2024) pelo fato de estarem distantes da infraestrutura principal da empresa.

O maior desafio para a materialização desta proposta é a disponibilização de molécula de gás a preços competitivos. Nesta proposta, concebe-se um suprimento de biometano estruturado em sistemas logísticos multimodais (com foco em caminhões) de gás natural a granel (GNC). O biometano será produzido principalmente pela indústria de suinocultura local.

Para efeitos de análise, assume-se que o biometano é entregue em *hubs* de chegada, que formam os "*citygates*". Considera-se a centroide de cada município como um centro de carga e a partir do qual se espalha a minirrede local para atendimento dos potenciais clientes próximos. Esta simplificação permite que se estime a potencial demanda e o investimento em sistema local. A Figura 6 ilustra este sistema nos municípios contidos na região Oeste do estado.

Figura 6: Centroide dos Municípios da Região Oeste



Elaboração: Fipe.

A Figura A4 apresentada no Anexo I ilustra a evolução temporal das demandas previstas na proposta 3. Apesar desta proposta ser encarada aqui como uma expansão marginal em relação às propostas 1 e 2, assume-se que a proposta 3, por ter execução física independente da execução das propostas 1 e 2, pode ser antecipada para 2030 ou mesmo antes. Observa-se que o volume diário potencial capturado na proposta de expansão 3



pode acrescentar 145 mil m³/dia no volume da companhia, com extensão estimada de 161 km e investimento total de R\$ 276 milhões.

Ao final do período da nova concessão, esses mercados comporão diversas de minirredes de distribuição isoladas, com muitas delas já em vias de integração regional. Apenas em um segundo estágio de desenvolvimento concebe-se a integração de todas essas minirredes à malha principal da Compagas. O assentamento das minirredes segue as premissas atuais e a captura de clientes potenciais ocorre em três anos após o início da instalação da infraestrutura. Permitindo-se então que os municípios isolados considerados neste cenário sejam conectados à infraestrutura até 2042 e, a partir de 2037, em paralelo à execução da proposta de expansão 2.

#### 4.3.3 Resultados Consolidados do Cenário Base

A evolução completa do Cenário Base permitirá à Compagas chegar em 2050 com um alcance geográfico ampliado. A Tabela 8 indica as cidades que estarão servidas com infraestrutura de distribuição de gás canalizado, em cada uma das propostas de expansão. Observa-se que, sendo o Paraná constituído por 399 municípios, a rede de gás, em 2050, terá atingido 15% dos municípios paranaenses. Apesar de representatividade reduzida em número de municípios, este percentual representará 62% da população e 70% do PIB dos municípios paranaenses, conforme mostrado na Tabela 9.<sup>26</sup>

Outros resultados consolidados das propostas de expansão 1 a 3 são apresentados na Tabela 10, a qual possibilita verificar a parcela adicional de volume diário distribuído esperada no último ano de análise (2050); a receita bruta e líquida adicional, por proposta de expansão, ao longo do período 2021 a 2050; e o investimento e custeio necessários para o desenvolvimento destas propostas. Reforça-se que a proposta de expansão 2 somente é possível na ocorrência da proposta de expansão 1, pois ambos compartilham

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> No final de 2050, ao se estabelecer uma nova concessão para o Estado, novos desafios estarão à espera em busca de uma ampliação ainda maior da inserção do Estado na Civilização do Gás. Caminhar rumo a uma universalização completa talvez jamais se concretize via redes canalizadas. Até lá, novas tecnologias poderão ser exploradas, incluindo GNC e GNL em escalas ainda menores; ou ampliação do uso do GLP ou do BioGLP como pontes complementares do processo de universalização de acesso aos gases.



infraestruturas essenciais. A proposta 3 pode ocorrer independentemente, mas se faz necessário uma oferta de biometano.

Destaca-se, por fim, que o Cenário Base descarta a ampliação da rede troncal em direção às cidades costeiras, as quais permanecem não atendidas ao longo de todo o período de análise.<sup>27</sup>

Tabela 8: Municípios Paranaenses Atendidos por Infraestrutura de Distribuição de Gás Canalizado em 2050

Municípios paranaenses atendidos pela infraestrutura de distribuição de gás canalizado em 2050 Proposta 1 Proposta 2 Proposta 3								
-	-							
Araucária	Apucarana	Cafelândia						
Arapoti	Arapongas	Campo Mourão						
Balsa Nova	Astorga	Capanema						
Cambé	Cambira	Cascavel						
Campina Grande do Sul	Ibiporã	Céu Azul						
Campo Limpo	Jaguapitã	Entre Rios do Oeste						
Carambeí	Jandaia do Sul	Foz do Iguaçu						
Castro	Mandaguari	Guarapuava						
Colombo	Marialva	Itaipulândia						
Cornélio Procópio	Paiçandu	Laranjeiras do Sul						
Curitiba	Sabáudia	Marechal Cândido Rondon						
Fazenda Rio Grande	Santa Fé	Matelândia						
Itaperuçu	Sarandi	Medianeira						
Jaguariaíva		Missal						
Lapa		Santa Helena						
Londrina		São Miguel do Iguaçu						
Maringá		Toledo						
Ortigueira		Três Barras do Paraná						
Palmeira		Turvo						
Pinhais		União da Vitória						
Piraí do Sul								
Piraquara								
Ponta Grossa								
Quatro Barras								
Rio Branco do Sul								
Rolândia								
São José dos Pinhais								
São Mateus do Sul								
Telêmaco Borba								
Total 1: 29 municípios	Total 2: 13 municípios	Total 3: 20 municípios						

Elaboração: Fipe.

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Tal Cenário pode ser revisitado em função de uma eventual materialização de projetos estruturantes costeiros, principalmente de geração termelétrica, capitaneados pela Copel, ou de terminais de Regaseificação de GNL. Essas opções não se apresentam como propostas materiais deste Plano Estratégico do Gás. Contudo, recomenda-se que estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental sejam aprimorados e incorporados em versão futura e atualizada deste Plano Estratégico do Gás para o estado do Paraná.



Tabela 9: Representatividade dos Municípios nas Propostas de Expansão Sugeridas

	Proposta 1	Proposta 2	Proposta 3	Total
# municípios	29	13	20	62
% municípios	7,3%	3,3%	5,0%	15,5%
% população	45,3%	5,3%	11,9%	62,5%
% PIB	53,0%	4,4%	12,6%	69,9%

Fonte: IBGE. Elaboração: Fipe.

Tabela 10: Consolidação dos resultados para os cenários sugeridos

	2050	2021-2050						
Cenário de Demanda	Volume adicionado (k m³/dia)	Receita Bruta Adicional (M R\$)	Capex Adicional (M R\$)	Opex Adicional (M R\$)				
Proposta 1 (3 projetos em aço)	346	6.631	1.890	N/A				
Proposta 1 otimista (Res e GNV e eletrotermia)	74	1.485	120	9				
Proposta 2	99	1.033	128	3				
Proposta 3	145	2.395	277	9				
Total	664	11.544	2.416	20				

Fonte: Fipe.

# Valoração das Propostas de Expansão e do Cenário Base

A seguir, apresenta-se o resultado da valoração de diferentes combinações de proposta de expansão. Quando todas as propostas são consideradas, tem-se o resultado do Cenário Base do presente Plano. Os resultados são apresentados na Tabela 11, que considera a nomenclatura de Cenários de A a I para diferentes combinações de propostas de expansão.

O Cenário A na Tabela 11 representa a operação *Business as Usual* (BAU), conforme descrito acima. Na condição *Business as Usual* não se executam expansões geográficas e novos investimentos troncais. Desta forma, sem incluir novos compromissos relevantes de investimento, a concessionária dos serviços de distribuição de gás usufruirá de um negócio maduro, com baixos riscos operacionais e receitas anuais asseguradas.

O Cenário A gera o maior valor de outorga, devido ao baixo nível de investimentos. Porém, desenvolvendo-se com crescimentos muito limitados das demandas a serem atendidas e das receitas a serem geradas, este Cenário se revela pouco promissor para o estado do Paraná em termos estratégicos (técnicos) e de geração de receitas tributárias via pagamento de ICMS.



Tabela 11: Resultado de Valor de Outorga e de Receitas Tributárias Esperadas para Diferentes Combinações de Propostas de Expansão, até 2050 (em R\$ milhões)

		Propost	as de Ex	pansões	1			Receita	Outongo
Cenário	BAU	1	2	3	Otimista	"Ter"	Outorga	de ICMS	Outorga + ICMS
Cenário A	X						1.123,2	4.722,5	5.845,7
Cenário B	X	X					571,2	5.916,0	6.487,2
Cenário C	X	X			X		594,5	6.183,3	6.777,8
Cenário D	X	X	X		X		589,6	6.375,1	6.964,7
Cenário E	X	X	X		X	X	640,7	6.422,4	7.063,1
Cenário F	X			X			1.095,7	5.176,4	6.272,1
Cenário G	X	X		X	X		566,9	6.637,3	7.204,2
Cenário H	X	X			X	X	645,6	6.230,7	6.876,3
Cenário I	X	X	X	X	X		562,1	6.829,0	7.391,1
Cenário Base	X	X	X	X	X	X	613,2	6.876,3	7.489,5

#### Notes

- A. As colunas com nomenclatura de 1 a 3 se referem às propostas de expansão, partindo-se da operação BAU, considerando, além da expansão territorial, suas premissas operacionais: A abrangência dessas propostas e suas premissas operacionais seguem definições estabelecidas neste documento;
- B. Perspectiva Otimista para a proposta 1, com sua abrangência e premissas operacionais: informa quando a referida Proposta 1 é avaliada sob perspectiva otimista.;
- C. Termelétrica ("Ter"): indica quando ocorre suposição de existência de termelétrica no referido cenário. Assim sendo, quando inclusa sigla "Ter" ao nome do cenário, significa que é suposta no referido cenário a inclusão da termelétrica Uega;
- D. Valores de outorga referem-se a valores pagos integralmente no primeiro ano de outorga.

Elaboração: Fipe.

O Cenário A ou BAU não representa o melhor *trade-off* para o Paraná, já que, neste cenário, o estado renunciará, por cerca de 30 anos, qualquer iniciativa de expansão mais universal do uso do gás. Com essa disposição, dificilmente o Paraná poderá construir sua inserção sustentável na Civilização do Gás.

Observa-se, igualmente, que nenhuma das combinações apresentadas na Tabela 11 apresenta valor de outorga inferior a R\$ 562,1 milhões. Em termos comparativos, o Cenário A, como já foi dito, gera o maior valor de outorga, porém o menor montante de receitas de ICMS. No agregado, trata-se da solução menos favorável para o estado do Paraná, ainda que se reconheça a atratividade do elevado valor de outorga que pode ser obtido em um eventual processo de transferência da concessão ao setor privado.

Por outro lado, em nenhum dos cenários apresentados na Tabela 11 o valor agregado será superior àquele registrado para o Cenário Base, indicado como aquele mais adequado para o estado do Paraná, contando com melhor equilíbrio econômico-financeiro entre valor de outorga e total de receitas a serem arrecadadas por meio de ICMS.



Como pode ser observado pela análise da penúltima linha da Tabela 11, os resultados apresentados para o Cenário I representam apenas parte do escopo previsto no Cenário Base, uma vez que o Cenário Base incorpora todas as propostas de expansão descritas, também inclusos no Cenário I, porém com a adição do efeito do consumo termelétrico previsto na Uega<sup>28</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> Para detalhes da Usina, conferir Tabela 7.



# 5. DISCUSSÕES SOBRE A OFERTA DE GÁS NATURAL E BIOMETANO NO BRASIL E NO PARANÁ

#### 5.1 ASPECTOS DA OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A oferta de gás natural no Brasil é formada pela produção nacional que chega aos mercados domésticos (oferta nacional) e pelos volumes importados (oferta importada), como mostrado nas Tabelas 14 e 15).

Observa-se que a oferta nacional aumentou consideravelmente ao longo da década de 2010 a 2019. Esta passou de 31 milhões de m³/dia, em 2010, para 56,5 milhões m³/dia em 2019, apresentando taxa média de crescimento anual de 6,9%²9. Isso ocorreu a despeito dos aumentos igualmente importantes da utilização do gás nas áreas de produção, as quais foram parcialmente atendidas com reduções significativas das queimas e das perdas.

Tabela 12: Oferta de gás natural no Brasil – volume médio em milhões de m³/dia

3(1)		Volume médio anual								Crescimento	
Volume (milhões de m³/dia)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Médio (a.a.)
(+) Produção nacional	62,9	66,0	70,6	77,2	87,4	96,2	103,8	109,9	111,9	122,4	7,7%
(-) Reinjeção	-12,0	-11,1	-9,7	-10,6	-15,7	-24,3	-30,2	-27,6	-35,1	-43,2	15,3%
(-) Queima e perda	-6,6	-4,8	-4,0	-3,6	-4,4	-3,8	-4,1	-3,8	-3,7	-4,4	-4,5%
(-) Consumo nas unidades de E&P	-9,7	-10,2	-10,6	-10,9	-11,5	-12,2	-12,9	-13,4	-13,7	-14,2	4,3%
(-) Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	-3,6	-3,4	-3,5	-3,6	-3,6	-3,8	-4,2	-4,6	-4,3	-4,2	1,9%
Oferta nacional	31,0	36,5	42,9	48,6	52,2	51,2	52,4	60,5	55,1	56,5	6,9%

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e TSB. Nota: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia. Para os dados de 2010 a 2014 — Boletim de dezembro de 2016.

Para os dados de 2015 a 2019 — Boletim de dezembro de 2019.

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Em termos de volumes de produção, o Brasil apresentou aumento ainda mais expressivo nos últimos anos, passando de 65,9 milhões de m³/dia, em 2011, para 122,4 milhões de m³/dia em 2019 (crescimento médio de 8,0% ao ano). A título de comparação, o PIB do Brasil cresceu, em média, 0,7% ao ano nesse mesmo período. A taxa média de crescimento da produção de gás natural no Brasil é superior à taxa de crescimento da produção mundial e à taxa de crescimento das principais regiões geográficas. De 2010 a 2018, por exemplo, a produção mundial de gás natural cresceu, em média, 2,6% ao ano. Na América do Norte, no mesmo período, cresceu 3,9% ao ano, e na América Central e do Sul cresceu 1,2% ao ano.



Tabela 13: Oferta importada de gás natural no Brasil (em milhões de m³/dia)

X/1 (91 ~ 1 3/P)	Volume Médio anual								Crescimento		
Volume (milhões de m³/dia)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Médio (a.a.)
(+) Importação - Bolívia	26,9	26,8	27,5	31,8	32,8	32,0	28,3	24,3	22,1	18,7	-4,0%
(+) Importação - Argentina	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-
(+) Regaseificação de GNL	7,7	1,7	8,5	14,6	19,9	17,9	3,8	5,1	6,9	8,3	0,9%
Oferta importada	34,6	28,5	36,0	46,5	52,9	50,4	32,1	29,4	29,0	26,9	-2,7%

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e TSB. Nota: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia. Para os dados de 2010 a 2014 – Boletim de dezembro de 2016.

Para os dados de 2015 a 2019 – Boletim de dezembro de 2019.

A oferta importada, por sua vez, diminuiu de 34,6 milhões de m³/dia para 26,9 m³/dia no mesmo período, com queda média de 2,7% ao ano. Gradualmente, a indústria de gás no Brasil experimenta um processo de substituição de importações, conforme ilustrado pela Figura 7.

A substituição de importações não tem afetado de forma equitativa todos os canais de importação. No caso do gás natural importado da Bolívia, após um aumento sistemático das importações, ao longo da primeira metade da década, registrou-se uma queda acentuada de, em média, 12,6% ao ano no período de 2015 a 2019. Já em relação às importações de GNL, o comportamento revela-se mais errático e traduz o vínculo desse canal de oferta principalmente às demandas de gás para geração de eletricidade.

Como resultado agregado, a oferta total de gás natural aumentou de 65,5 milhões de m³/dia, em 2010, para 83,5 milhões de m³/dia em 2019 (crescimento médio de 2,7% ao ano). Tal crescimento revela-se bem menos pujante e traduz uma realidade na qual não se registram restrições de oferta e sim mercados que têm apresentado dificuldades para expandir e absorver a produção crescente. Tal tendência é importante elemento deste Plano Estratégico do Gás, já que permitem descartar eventuais restrições de suprimento que poderiam inibir as propostas expansões de mercado acima apresentadas.



105,1 102,6 95,1 89.8 100 84,5 84,1 83,5 78,9 80 65,5 65,0 52,9 50,4 29.4 46,5 29,0 26,9 32,1 60 36,0 28,5 34,6 40 60.5 55,1 56,5 48,6 52,2 52,4 51,2 42,9 20 36.5 31,0 0 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 ■ Oferta nacional Oferta importada

Figura 7: Oferta Total de Gás Natural no Brasil – em Milhões de m³/dia

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e TSB. Nota: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia. Para os dados de 2010 a 2014 – Boletim de dezembro de 2016.

Para os dados de 2015 a 2019 – Boletim de dezembro de 2019.

Por sua vez, o gás boliviano sempre constituiu a principal oferta de gás para o estado do Paraná. Nos cenários de mercado analisados, assume-se como premissa que este ofertante manterá seu papel de suprimento âncora para o estado do Paraná. Porém, em uma eventual escassez de suprimento desta fonte ou perda de sua competitividade, pode-se prever que ofertas alternativas rapidamente ocuparão espaço e serão trazidas para os consumidores da região Sul através do próprio Gasbol.

No âmbito nacional, o maior estado produtor é o Rio de Janeiro, responsável por 56% do total produzido no Brasil em 2019. O estado de São Paulo apresenta forte crescimento na última década, cuja produção passou de 3,57 milhões de m³/dia, em 2011, para 18,34 milhões de m³/dia em 2019 (crescimento médio de 22,7% ao ano). Nesse ínterim, São Paulo tornou-se, em números agregados, autossuficiente e mesmo exportador líquido de gás natural.

Com isso, pode-se assumir como premissa que a produção nacional de gás se aproximou geograficamente do estado do Paraná. Ainda que a comercialização da produção *offshore* de gás no Brasil permaneça como desafio a ser superado, é razoável aceitar que o Paraná, assim como os demais estados da região Sul, poderá beneficiar-se de soluções que venham a ser encontradas para São Paulo e demais estados da região Sudeste.



#### 5.2 Infraestrutura de Suprimento de Gás Natural no Paraná

Como exposto, a infraestrutura de transporte gás natural no Brasil conta com uma malha de apenas 9,4 mil km de redes de alta pressão, o que é pouco dada as dimensões continentais do país. Além disso, a maior parte dessa infraestrutura percorre áreas próximas do litoral do país, o que denota uma defasagem na expansão econômica e populacional rumo ao interior.

Todos os estados da região Sul observam essa mesma estrutura, já que todos os seus mercados foram desenvolvidos a partir de uma única fonte de suprimento, o gasoduto Gasbol. Na ausência de sistemas de estocagem e de reserva emergencial para gás, no Brasil e no Paraná, os desenvolvimentos de mercado realizam-se na confiança que se tem na disponibilidade do Gasbol. Contudo sem sistemas de segurança e sem garantia de suprimento, dificulta-se o avanço de cenários de maior universalização do consumo.

# Rotas alternativas de gasodutos no Paraná

Vários projetos têm sido propostos ao longo dos anos visando expandir e diversificar a infraestrutura de transporte de gás para a região Sul do país. Muitos desses projetos são concepções relativamente antigas, do início dos anos 2000, quando o Brasil, junto com as nações vizinhas, encarava a região Sul como corredor de passagem obrigatória de uma infraestrutura de gás que promoveria uma maior integração energética sul-americana.

Contudo, ao longo de quase duas décadas, entre 2000 e 2020, as condições para a integração energética sul-americana via gás se deterioraram a tal ponto que, a este Plano Estratégico do Gás, resta apenas reconhecer o atual "isolacionismo gasífero" da região Sul, o qual deverá perdurar por muitos anos à frente.

A região perdeu (pelo menos temporariamente) sua vocação de corredor de passagem obrigatório para grandes projetos de integração internacional. Com isso, enfrenta as dificuldades geográficas de se localizar distante das zonas de produção de gás da região Sudeste, bem como de se constituir como "final de linha" para projetos de expansão da logística de gás nacional.



É dentro desta ótica que se justificam olhares relativamente céticos vis-à-vis estudos, inclusive oficiais, que apontam com otimismo diversas opções alternativas de suprimento de gás via gasoduto, principalmente para o interior dos estados da região Sul.

De acordo com o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), de 2019, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética do Ministério de Minas e Energia (EPE/MME), há cerca de 2.100 km de novos gasodutos planejados e já autorizados pela ANP. O investimento estimado para esse aumento de 20% na malha de transporte de gás no Brasil é de R\$ 17 bilhões.<sup>30</sup>

Confia-se que esses investimentos poderão materializar-se em decorrência de uma Nova Lei do Gás Natural, após a aprovação pelo Senado de um novo marco regulatório do gás já aprovado na Câmara dos Deputados em 02 de setembro de 2020.

Neste Plano Estratégico do Gás recomenda-se que o governo do Paraná monitore esses desdobramentos jurídicos e procure influenciar a sua normatização e implementação. Contudo, em referência ao Cenário Base aqui proposto, recomenda-se precaução em relação a futuros projetos de suprimento que podem impactar as condições de suprimento de gás para o estado. As evoluções esperadas devem ocorrer apenas dentro de janelas de longo prazo. Investidores potenciais ainda deverão observar como a economia brasileira reage frente à recessão imposta pela pandemia de Covid-19, bem como aguardar melhores definições sobre a retomada dos mercados energéticos no Brasil e no mundo.

Especificamente em relação aos projetos indicados pelo PIG 2019 da EPE, enfatiza-se que os projetos de expansão de malha sugeridos estão concentrados em Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Evidente que o Paraná poderá se beneficiar pela maior estrutura de gasodutos na região e pelo aumento da oferta de gás nas áreas vizinhas. Contudo, na visão de médio e longo prazo adotada neste Plano Estratégico do Gás, focado na realidade

<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> Alguns desses projetos de expansão são gasodutos localizados na região Sul do Brasil. São eles: (i) gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS; (ii) Gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS; (iii) Gasoduto Terminal Gás Sul (TGS)/SC – Gasbol; (iv) Gasoduto Terminal Imbituba/SC – Gasbol; e (v) Gasoduto Mina Guaíba/RS – Triunfo/RS. Somados, esses investimentos podem gerar expansão de quase 1.000 km de gasodutos e investimento de R\$ 8 bilhões. Ou seja, do total de projetos de gasodutos anunciados pelo PIG 2019, a região Sul concentra praticamente metade do valor do investimento e da expansão de rede prevista.



paranaense, considera-se que tais projetos pouco podem contribuir para aprimorar as condições de suprimento propostas nos Cenários BAU e Base acima apresentados.

A única opção alternativa de gasoduto contemplada neste Plano Estratégico do Gás refere-se a um projeto antigo, que data de meados dos anos 2000, conhecido como "gasoduto do chimarrão" (ilustrado esquematicamente na Figura 8). Trata-se de um projeto que, se viabilizado, poderá ter importantes impactos positivos nos processos de interiorização do gás nos estados do Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e mesmo São Paulo. Contudo, este gasoduto sequer aparece no PIG 2019.

A ideia de um gasoduto do interior, correndo em paralelo ao Gasbol, de norte a sul, e com acesso tanto ao gás boliviano como ao gás nacional da Bacia de Santos, está na agenda dos estados do Sul. Como tal, foi contemplado entre os Cenários propostos neste Plano, podendo beneficiar a Compagas, bem como outras três companhias locais de distribuição de gás canalizado.

A eventual influência do "gasoduto do chimarrão" é analisada dentro da perspectiva otimista assumida para a evolução dos Cenários Base e BAU. A disponibilização de um gasoduto cruzando o interior do estado do Paraná, transfere uma parte relevante dos investimentos em linhas troncais da Compagas para o eventual transportador. Isso permitiria o abastecimento antecipado das adjacências de Londrina e Maringá (hipótese que se reflete em uma antecipação da proposta 2), bem como dos municípios contidos na proposta de expansão 3 deste Plano Estratégico.



MS CAMPO GRANDE Gasoduto do Chimarrão CURITIB (Diferentes trajetos propostos) SC FLORIANÓPOLIS RS ORTO ALEGRE

Figura 8: Plano Estadual de Gás – Cenário Alternativo de Gasoduto ("Gasoduto do Chimarrão")

Fonte: CBIE (2019).

Pode-se igualmente assumir como premissa que o novo gasoduto promove o deslocamento do biometano como fonte supridora da proposta 3. Para isso ocorrer, parte-se da hipótese de que o custo do gás a ser entregue pelo novo gasoduto poderá ser mantido no mesmo patamar dos atuais contratos de suprimento junto ao Gasbol. Então, com a construção do "gasoduto do chimarrão", assume-se que os mercados de todas as regiões do Estado serão supridos com gás ofertado nas mesmas condições já apresentadas para a região de Curitiba.



Reconhece-se, portanto, que o Cenário Base de demanda será impactado favoravelmente se o "gasoduto do chimarrão" se materializar e criar uma opção de ampliação de oferta de gás no interior do Paraná. Contudo, este documento aponta os desafios que são inerentes a projetos tais como o esquematizado na Figura 8.

A concepção do "gasoduto do chimarrão" passa necessariamente por um planejamento integrado de infraestrutura energética no interior do Paraná e demais estados do Sul. Deverá ser estabelecido consumidores âncora que possam gerar as demandas requeridas.

Em particular, qualquer novo gasoduto na região Sul deverá exigir uma maior integração entre os setores de gás natural e de energia elétrica. No atual cenário de dificuldade para implementação de novas hidrelétricas na região, as termelétricas a gás surgem como alternativa para ampliar a capacidade de oferta elétrica regional.

Termelétricas a gás oferecem a confiabilidade de suprimento, bem como minimização de perdas elétricas e de investimentos em transmissão, por estarem estas usinas localizadas mais próximas dos centros de carga. Contudo, nenhum projeto sugerido pela Copel como opção de geração elétrica no interior do Paraná foi contemplado, já que todas as opções sugeridas ainda se encontram em fase preliminar de estudo e planejamento. Desta forma, sem previsões de novas termelétricas da Copel, este Plano descarta igualmente (ainda que temporariamente) as possibilidades de construção e operação de um "gasoduto do chimarrão".

# Panorama do suprimento de biometano via GNC no Paraná

O estado do Paraná tem uma forte vocação econômica pautada na agropecuária, extração vegetal e silvicultura, segmentos importantes de geração de resíduos orgânicos juntamente com o de saneamento urbano. A importância do agronegócio no estado pode ser ilustrada comparando-se o PIB do agronegócio paranaense com o do Brasil.

No ano de 2017 o agronegócio do estado representou 33,9% de seu PIB, enquanto o do Brasil foi 21,4% do produto interno bruno nacional. Esses números reforçam a importância do agronegócio no PIB nacional e paranaense (Ipardes, 2020). Ressalta-se que o estado do Paraná representa 6,4% do PIB nacional.



No contexto do biogás, essas atividades são importantes fontes de geração de resíduos e, portanto, fontes de energia, seja ela pela grandeza do potencial, por ser renovável, pelos impactos socioeconômico e ambientais ou pela segurança energética. A Tabela 16 apresenta os potenciais de produção de biogás e energia elétrica estimados pelo Grupo de Trabalho de Biogás e Biometano do estado do Paraná.

Quanto ao uso do biogás na forma de biometano e como substituto perfeito do gás natural fóssil em seus diversos usos, considera-se que o volume de biometano possível de ser produzido a partir do biogás no Paraná será de 4.305 milhões de m³/ano.³¹ Tal situação coloca a proposta de expansão 3 deste Plano Estratégico do Gás em condições de ser suprido com grande folga, ao se vislumbrar os números agregados.

Os potenciais de produção do biometano por mesorregião devem ser analisados com o objetivo de relacionar os potenciais de oferta com as demandas mapeadas e a infraestrutura existente para movimentação do gás no interior de cada região.

CI 5411 56

\_

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> No cálculo foi considerado que a concentração de metano no biogás é 50% e 97% no biometano.



Tabela 14: Potencial de produção de biogás e de energia elétrica nos diferentes setores da cadeia produtiva do biogás no estado do Paraná

Setor	Produto	Potencial de geração de Biogás (10 <sup>6</sup> m³/ano)	Potencial energético (GWh/ano) *
Pecuária <sup>32</sup>	Avicultura	114,2	237,0
	Bovinocultura	546,1	1.133,5
	Suinocultura	255,3	529,2
Indústria e Agroindústria	Álcool e Açúcar	167,7	239,9
	Biodiesel	3,0	4,3
	Fecularia	0,5	0,7
	Laticínios	0,8	1,1
	Cítricos	5,8	8,3
	Papel e Celulose	468,5	670,2
	Cervejarias	5.790,9	8.281,0
	Abatedouros e Frigoríficos	518,6	741,6
Resíduos Urbanos	Resíduo Sólido Urbano	255,3	365,0
	Efluente Líquido (Esgoto)	19,8	28,3
	Resíduos de Varrição e Poda	200,1	286,2
	Resíduos Ceasas	5,7	8,2
TOTAL		8.352,3	12.534,5

<sup>\*</sup> Para o cálculo da disponibilidade de eletricidade foi considerado que a concentração de metano no biogás é 50% (média das fontes geradoras).

Fonte: Paraná (2019), modificada pela Fipe.

As regiões Sudoeste, Oeste, Noroeste e Norte Central do Paraná são as com maiores potenciais. Juntas, essas regiões apresentam um potencial de 1.434,2 milhões de Nm³/ano de biogás, considerando bovinos de corte, bovino leiteiro, aves de corte, aves poedeiras, suínos e abate de animais. No que se refere ao potencial de biogás da agroindústria, denota-se também que as regiões Sudoeste, Oeste, Noroeste e Norte Central são as que apresentam os maiores potenciais.

Além de potenciais de produção elevados, é preciso considerar que, para o biometano ser aproveitado de forma eficiente, é necessário que as regiões de produção e consumo sejam cobertas de forma significativa por infraestrutura de escoamento e movimentação do biometano.

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> Referência do trabalho Potencial de produção de biogás na Agroindústria do Sul do Brasil, Projeto Aplicações do Biogás na Agroindústria Brasileira-GEF Biogás, 2019.



Neste quesito as regiões Sudoeste, Oeste, Noroeste e Norte Central do Paraná deixam a desejar e isso impõe maiores dificuldades para se explorar os grandes potenciais existentes de biogás.

Na ausência de infraestrutura de gás canalizado para injeção do biometano na rede de distribuição, este Plano Estratégico do Gás propõe-se a explorar outros possíveis caminhos que permitam contornar a questão da movimentação do biometano até os *citygates* de recepção a custos de produção aceitáveis. Evidencia-se que, apesar das barreiras serem de difícil superação, a adoção do biometano na proposta de expansão 3 foi viabilizada ao ser acoplada à solução logística mais apropriada do GNC, com transporte multimodal. Reconhece-se que tal solução incrementa os custos de produção e de suprimento do biometano.<sup>33</sup>

Assume-se aqui que o biometano será disponibilizado via GNC em um ponto de entrega (hub regional), transformando-se em um único "citygate" de entrega do biometano em cada sistema local. Pressupõe-se que esses hubs se localizem nos centroides dos municípios a serem atendidos, conforme mostrado na Figura 6.

Os custos do biometano consideram os custos da molécula e aqueles de condicionamento, isto é, os custos de purificação do biogás em biometano, os custos de compressão, transporte por caminhões, estocagem e descompressão, somados aos impostos.

Em relação aos custos unitários da molécula previstos para biometano produzido nas diferentes regiões, devido à ausência de referências nacionais pertinentes, os valores utilizados são valores médios apresentados na literatura. Enfatiza-se que o custo da

CI 5411 58

\_

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Contudo, tentativas de se adotar a inserção de redes, conectando os *citygates* às plantas de produção de biometano, conduzem a aumentos de custos, de Capex e de riscos técnicos e financeiros aos produtores. Pelo momento, o GNC comprovou-se a solução mais adequada dado os limitados volumes de biometano a serem movimentados. A longo prazo, pode-se estudar a estratégia alternativa de substituição do suprimento multimodal de GNC por um suprimento multimodal de GNL. Essa solução não foi contemplada nos exercícios de valoração da concessão pelo fato da escala de consumo adicional esperada na proposta de expansão 3 ser insuficiente para justificar sistemas de GNL em pequena escala. Porém, no futuro, pode-se conceber cenários de demanda mais agressivos ou, do ponto de vista dos avanços tecnológicos aplicados à indústria do gás, sistema de GNL em micro escala podem ser concebidos em condições economicamente mais favoráveis.



molécula de biometano é função da capacidade instalação da planta de produção de biometano (fortemente influenciada por economias de escala).

Valores de biometano também foram considerados na Região Metropolitana de Curitiba, nas regiões Norte e Noroeste do estado, e na região Sudoeste do estado. Decidiu-se descartar o suprimento do biometano para as propostas de expansão 1 e 2, já que estas propostas contam com opções de oferta de gás mais competitivas a partir do Gasbol. Por outro lado, aceitou-se o suprimento a 100% de biometano na proposta de expansão 3, ainda que não tenham sido confirmados os interesses junto aos produtores locais.

Os custos de compressão, transporte e descompressão também se baseiam na literatura internacional. Não se pôde obter valores praticados pela Compagas em experiências similares. Tais parâmetros no modelo podem ser facilmente atualizados caso se disponibilizem informações de custos mais próximas da experiência local.

Por fim, a proposta 3 incorpora uma ação de promoção de maior segurança de suprimento para os consumidores. Assim, foi garantida uma redundância de GNC para segurança de suprimento das redes isoladas a serem construídas. Estimou-se o maior volume diário de um município da proposta 3 em 32 mil m³/dia; a maior distância entre a ponta de rede e um município da proposta 3 foi estimada em 430 km. Concebeu-se, então, um sistema de *backup* cujo período de operação máximo será de 4 meses ao ano, para efeito de cálculo de Opex da nova concessionária. Assim, somou-se nas planilhas de cálculo referentes à proposta 3 um Capex adicional de R\$ 4,5 milhões e um adicional de Opex anual de R\$ 1,1 milhão.

## A não Perspectiva para os Gases não Convencionais no Paraná

Reservatórios de petróleo ou gás natural não convencionais são reservatórios com baixíssima permeabilidade e que exigem estimulação para a produção de hidrocarbonetos. São recursos petrolíferos e gasíferos em que a tecnologia deve ser utilizada para aumentar a permeabilidade das rochas e a vazão. Taxas comerciais de fluxo somente podem ser obtidas através do aumento da permeabilidade das rochas e isso é realizado principalmente através da perfuração horizontal e do *hydraulic fracking* (ou fraturamento hidráulico).



Neste Plano Estratégico do Gás, salientam-se as condições potencialmente favoráveis no estado do Paraná, para que a E&P de hidrocarbonetos não convencionais, através do fraturamento hidráulico<sup>34</sup>, abra uma nova janela de oportunidade de suprimento doméstico de gás para o Paraná. Contudo, barreiras legais, contratuais e ambientais ainda se apresentam como insuperáveis e inflexíveis.

A rigor, há muitos recursos naturais fósseis que podem ser classificados como não convencionais. O Paraná cedia a mais importante atividade de produção de *oil shale* no município de São Mateus. Trata-se, porém, de projeto cuja competitividade tem sido questionada há muitos anos e sobre a qual não se discutirá neste documento, já que suas interfaces com a indústria de gás são limitadas.

A produção de recursos naturais não convencionais é fenômeno antigo nos EUA. Contudo, aquela que passou a ser chamada como a "revolução do gás de folhelho dos Estados Unidos" é um fenômeno relativamente recente, que se desenvolveu a partir do início do século XXI. Pode-se dizer que a revolução do *shale gas* norte-americana surpreendeu não apenas os EUA, mas também o resto do mundo e mesmo os mais sofisticados sistemas de planejamento energético do planeta, inclusive aquele da Agência Internacional de Energia (AIE).

O *boom* do gás de folhelho nos EUA começa a se acelerar a partir do início dos anos 2000, devido à diminuição da produção de gás convencional no país, bem como ao crescimento da demanda de gás natural em muitos setores. Para tanto, o governo americano adotou fortes ações de pesquisa e desenvolvimento tecnológico voltadas aos recursos não convencionais de gás, particularmente ao *shale gas*. Esses esforços foram

CI 5411 60

a exploração de recursos de baixa permeabilidade.

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> A literatura internacional sobre non-conventional é extensa e dispensa qualquer citação em particular. Para a realidade do Brasil, sugerem-se as seguintes referências: Valle, Arthur (2014). Da revolução do gás não convencional nos EUA tendo como substrato uma interferência governamental persistente no estímulo à atividade econômica e no fomento às inovações tecnológicas afetas ao setor (Dissertação de mestrado profissional – Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, Centro de Formação Acadêmica e Pesquisa, Fundação Getúlio Vargas, 31 f); Amec Foster Wheeler (2015). Shale Gas Study (Doc Ref. 35779rr) (Acesso em: h:\projects\35779 shale gas study\1client\reports\report\final\shale gas study \_final.docx); KPMG Brazil – Global Strategy Group (2018). Uma revolução não convencional brasileira (www.kpmg.com.br); Cadernos FGV Energia (Fev 2019). O shale gas à espreita no brasil: desmistificando



liderados prioritariamente por pequenas e médias empresas, as chamadas "empresas de petróleo independentes", que ocupam papel histórico no ambiente industrial americano.

Graças ao desenvolvimento do gás não convencional (gás de folhelho ou *shale gas*), as reservas de gás natural nos EUA aumentaram acentuadamente. Desde 2005, a produção de gás de folhelho aumentou rapidamente no país e ajudou os EUA a ultrapassarem a Rússia e a se tornarem, depois de muitas décadas, o maior produtor de gás do planeta.

Todos esses desenvolvimentos encontraram condições muito favoráveis para se desenvolver. Além das reservas abundantes de gases não convencionais, a revolução do *shale gas* nos EUA contou com o sistemático apoio de inovações tecnológicas, políticas favoráveis, livre mercado, infraestrutura desenvolvida e as vantagens das condições geológicas.

Observando todos esses desdobramentos nos Estados Unidos, outros países também passaram a incentivar a produção de gás de folhelho, tentando gerar condições econômicas análogas. Até 2015, apenas Estados Unidos, Canadá e Argentina apresentavam produções relevantes de gás de folhelho. Porém, observam-se iniciativas relevantes em muitos outros países, incluindo, por exemplo, o Reino Unido, China, Argélia, Polônia, Rússia, África do Sul, Austrália e México.

#### Reflexões para o Brasil e o Estado do Paraná em Relação ao Shale Gas

Pouco difundida no Brasil, a exploração de gás de folhelho ainda não pode ser considerada sequer como emergente em nosso país. Apesar disso, a literatura internacional estima que o Brasil talvez pertença ao clube de 10 países que, coletivamente, detêm quase 80% dos recursos estimados tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho em todo o mundo. No entanto, em comum com muitas outras nações que também fazem parte desse clube, o desenvolvimento proposto de gás de folhelho no Brasil tem levantado preocupações quanto ao potencial de efeitos deletérios ao ambiente.

Em escala muito menor daquilo que se observa nos EUA ou nos demais países que já produzem *shale gas* em volumes relevantes (Canadá e Argentina), os elementos que justificam um olhar privilegiado aos gases não convencionais pelo estado do Paraná são similares àqueles que se apresentam em outras nações, isto é: (i) necessidade de conhecer



a base de recursos naturais passíveis de serem explorados comercialmente; (ii) maior segurança e maior acesso ao suprimento de gás com o desenvolvimento de recursos domésticos; (iii) potencial de colher vários frutos econômicos diretos e indiretos, conforme apresentados para a realidade norte-americana; e (iv) representar o principal eixo de retomada de produção de óleo e gás *onshore* no país, com as consequentes possibilidades de geração de emprego e de novas empresas.

Apesar desses aspectos positivos, em novembro de 2013, o juiz da 1ª Vara Federal de Cascavel determinou a suspensão por tempo indeterminado da 12ª Rodada de Licitações realizada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), para a exploração de gás de folhelho, também chamado de gás de xisto, na Bacia do Rio Paraná. A decisão atendeu pedido do Ministério Público Federal (MPF-PR), que alertou sobre os riscos e os perigos associados ao *fracking*. As áreas de concessão que haviam sido licitadas espalhavam-se, principalmente, pelo Oeste, Sudoeste e Noroeste do Paraná, envolvendo vários municípios. Sua eventual produção teria impactos sensíveis nas propostas de expansão do Cenário Base apresentado neste Plano Estratégico do Gás.

Contudo, a Lei estadual nº 18.947 de 22/12/2016 suspendeu pelo período de dez anos toda a exploração de gás de folhelho, através do método de perfuração horizontal seguido de fraturamento hidráulico (*fracking*), no estado do Paraná. Esta Lei foi revogada pela Lei nº 19.878 de 03/07/2019, que foi além nas medidas de precaução anti-*fracking*. Através desta nova Lei, o estado do Paraná "disse não ao uso do *fracking* na exploração do gás de folhelho". O estado do Paraná foi o primeiro Estado da federação a se posicionar contra o fraturamento hidráulico como técnica para extração do gás de folhelho.

Com isso, este Plano Estratégico do Gás não pode contar com as oportunidades que os gases não convencionais poderiam representar para o estado do Paraná e para o Brasil. Recomenda-se apenas ao governo do estado que continue a pesquisar e a enriquecer os conhecimentos técnicos sobre o tema.

Sem querer adotar medidas precipitadas e apontar cenários excessivamente otimistas, sugere-se que, nos próximos anos, o Paraná possa flexibilizar a sua postura política e legal em relação ao *fracking*, e adotar pequenas atividades em escala comercial, ainda que seja como exercício piloto, que poderá ser observado e estudado por todos os *stakeholders*.



# 6. ASPECTOS ECONÔMICOS DO PLANO

Nesta seção, apresentam-se aspectos econômicos essenciais deste Plano Estratégico do Gás. Os tópicos são distribuídos em dois conjuntos principais de reflexões. Inicia-se com alguns princípios econômicos que sustentam as orientações deste Plano Estratégico do Gás. Em seguida, expõem-se alguns parâmetros econômicos do Cenário Base. A definição desses parâmetros decorre dos estudos realizados previamente e das diretrizes estabelecidas pelos especialistas.

## 6.1 PRINCÍPIOS ECONÔMICOS QUE REGEM AS ORIENTAÇÕES DO PLANO

## Da Metodologia Adotada na Construção das Propostas de Expansão

A metodologia empregada neste Plano para a construção das propostas de expansão de demandas pode ser considerada de cima para baixo (*top-down*). A partir de dados agregados de potenciais de mercado, bem como de custos e volumes médios, estimam-se os valores em resolução maior, neste caso municipal. Esta metodologia permite o desenho rápido de planos estratégicos, os quais permitem avaliar diretrizes, testar viabilidades ou buscar oportunidades. Entretanto, abordagens *top-down* apresentam incerteza com relação aos valores adotados. Experiências observadas em estudos similares sugerem potenciais variâncias nesses valores da ordem de ±30% a ±50% (TOWLER; SINNOTT, 2013).

Futuramente, para evoluir das propostas de expansão apresentadas neste Plano ao estágio de planos táticos e de execução de investimento, recomenda-se a abordagem de baixo para cima (*bottom-up*), que consiste em mapeamento detalhado do potencial de mercado, por meio de pesquisa de campo, cujo objetivo seja capturar realisticamente os potenciais de conversões dos setores e dimensionar de maneira mais detalhada os gasodutos de distribuição necessários, bem como seus custos.

Esta abordagem também permite identificar questões ambientais e de execução de obras, as quais podem alterar traçados de rede e modificar os custos e demais premissas. Entretanto, abordagens *bottom-up* são mais demoradas, envolvem equipes maiores e se



desenvolvem com maior custo, devendo ser empregadas quando forem oportunas e viáveis.

A análise do setor industrial por meio de indicadores permitiu identificar que, através da substituição de óleo combustível, GLP e eletricidade em processos térmicos, uma demanda potencial de gás natural da ordem de 930 mil m³ por dia pôde ser estimada, com base em valores atualizados de consumo de energia de 2019. Essas substituições provocariam uma redução na demanda total de energia primária de 4.300 TJ (2% da demanda dos setores industriais considerados) e uma redução total das emissões de CO<sub>2</sub> de cerca de 360 mil toneladas de CO<sub>2</sub> (16% das emissões associadas ao uso de óleo combustível, GLP e eletricidade nos setores industriais considerados).

Em outras palavras, trata-se de promover uma maior penetração do gás natural na matriz energética paranaense, porém em condições tecnológicas adequadas e que promovam ganhos de eficiência energética e de aumento de sustentabilidade global.

Dos onze setores industriais considerados pela Compagas como os principais eixos de crescimento no uso do gás natural no Paraná, nove estão incluídos direta ou indiretamente nas análises apresentadas: Alimentos e Bebidas, Minerais Não-metálicos (incluindo cerâmica e vidro), Papel e Celulose, Produtos de Metal e Metalurgia (Ferro e aço e metais não ferrosos), Químico (incluindo Borracha e Plástico, Farmacêutico e Fertilizante) e Têxtil. Dois setores não foram incluídos por limitações da metodologia utilizada (Automotivo e Produtos de madeira).

Considerando os dados da Pesquisa Industrial Mensal de Produção Física (PIM-PF) Regional do IBGE, os setores incluídos na análise representam 46% da produção física do estado do Paraná. Já os outros dois setores considerados pela Compagas e não incluídos na análise somam 25%. Essa observação aponta para uma oportunidade adicional de aumento de demanda nesses setores não cobertos pela análise técnica.

Outra observação adicional sobre a metodologia de análise refere-se aos tipos de uso final considerados na análise. Este Plano se dedica prioritariamente aos processos térmicos (produção de calor), que representam a componente mais importante do consumo de



energia. Como tal, trata-se da aplicação mais usual analisada quando se estuda a inserção do gás natural na indústria e em outros segmentos de consumo.

Porém, os gases combustíveis apresentam grande versatilidade de aplicações e pesquisas bottom-up mais amplas podem melhor caracterizar os usos finais a serem conquistados pelo gás. Por exemplo, no segmento residencial, identifica-se a cocção e aquecimento de água (e, eventualmente, climatização de ambientes) ou mesmo aplicações hibridas com outras fontes renováveis (como gás e solar); no campo da energia mecânica, explorou-se o mercado veicular leve, porém não foi inserido o mercado veicular pesado para aplicações de força motriz na indústria. Desprezou-se também as oportunidades de inserção do gás para fins de refrigeração.

Com relação a grandes consumos, impulsionados por projetos estruturantes e desenvolvimentistas, assinalou-se a importância do gás natural com *input* para geração elétrica. No entanto, para fins das avaliações de mercado realizadas, restringiu-se as oportunidades a um cenário de relativo baixo despacho da termelétrica operada pela Copel, a Uega. Além disso, assumiu-se como definitiva (e não reversível) a decisão de saída do sistema da planta de cogeração da Corn. Da mesma forma, nenhuma proatividade foi concebida no sentido de se promover projetos estruturantes no Estado, por exemplo no campo dos fertilizantes ou da indústria química, ambos fortes demandantes de gás como matéria-prima.

Todas essas aplicações podem ser pertinentes para o estado do Paraná e merecem ser estudadas com maior detalhamento no futuro. Devido à importância do setor industrial de Alimentos e Bebidas, recomenda-se, particularmente, aprofundamento de pesquisas no segmento de frigoríficos, no qual a cogeração de força motriz (que pode, eventualmente, ser convertida em eletricidade) e frio, ou mesmo a geração de frio com *chillers* acionados diretamente a gás natural, deve ser considerada como possível estratégia adicional para expansão do uso do gás natural.

#### Da Metodologia Adotada para Mensuração do Valor Econômico da Outorga

Um exercício fundamental indicado por este Plano Estratégico do Gás se refere ao cálculo estimado do valor da outorga da concessão de gás, para fins de sua renovação para o



período de 2021 e 2050. Esse exercício de *valuation* se fundamenta nas propostas de expansão descritas, as quais são assumidas como premissas a serem adotadas no modelo.

Valuation é o processo de medição de valor de qualquer ativo, seja ele financeiro ou real. Seu principal uso é dado em processos de avaliação de empresas ou negócios. Há diversos modelos de avaliação, os quais são baseados em abordagens intrínseca ou relativa. Em termos gerais, a abordagem relativa utiliza como base de cálculo a comparação de preços de mercado de ativos semelhantes. Por sua vez, a abordagem intrínseca se baseia na projeção futura dos fluxos de caixa que o ativo tem o potencial de proporcionar. A avaliação intrínseca é o método mais utilizado, principalmente na avaliação de empresas (e projetos) e é a abordagem utilizada neste trabalho.

O valor intrínseco de um ativo é determinado tanto pelos fluxos de caixa esperados durante sua vida útil, quanto pelo grau de incerteza associado a esse ativo. Por exemplo, ativos com fluxos de caixas altos e estáveis devem valer mais do que ativos com fluxos menores e mais voláteis.

Em termos metodológicos, utiliza-se o método de Fluxos de Caixa Livre (FCL), que pode ser resumido nas seguintes etapas:

- (1) Projeção de fluxo de caixa: a partir dos fluxos de caixa passados e já consolidados, ou a partir de expectativas de evolução de receitas e despesas, realiza-se projeção dos fluxos de caixa futuros;
- (2) Cálculo da taxa de desconto: calcula-se o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC ou WACC), que é a taxa de desconto representante do custo de oportunidade de cada fonte de capital (próprio ou de terceiros), ponderado pela participação de cada fonte no capital total da empresa;
- (3) Mensuração do valor da empresa ou do projeto: calcula-se o Valor Presente Líquido (VPL) do fluxo de caixa livre projetado, descontado pela taxa de desconto do WACC.

A descrição minuciosa do Método de FCL pode ser encontrado em qualquer livro clássico de Análise de Investimentos. Os itens principais que servem como parâmetros para o



cálculo do *valuation* realizado para a concessão de distribuição de gás canalizado no estado do Paraná entre os anos de 2021 e 2050 são detalhados na seção 6.2.

#### Da Prioridade aos Investimentos em Tecnologias e na Expansão do Acesso

Todos os melhores aproveitamentos dos gases entram no campo da inovação tecnológica. Isso vale principalmente naqueles usos que podem ser classificados como não convencionais do gás natural. Os esforços de PD&I para induzir mercados nunca foram explicitamente consideradas nos processos de *valuation* da concessão de distribuição de gás canalizado no estado do Paraná. Porém, como estratégia essencial deste Plano, introduzem-se diretrizes que estabelecem compromissos obrigatórios da concessionária com verbas e atividades de PD&I, regulamentadas pela Agepar.

Com isso, este Plano Estadual de Gás reconhece que a construção da Civilização do Gás, proposta como um dos pilares do Plano, representa, antes de tudo, um compromisso prioritário com o desenvolvimento e adoção de novas tecnologias. Mesmo em segmentos onde o uso do gás já se encontra consolidado, como no caso do GNV para veículos leves, as tecnologias adotadas no Brasil se encontram defasadas e têm potencial para aprimoramento e inovação.

Esse processo construtivo de uma política pública de longo prazo, orientada para o desenvolvimento tecnológico, passa pelo alinhamento de expectativas e percepções setoriais dos entes públicos e privados. Nesta colaboração participam centros de pesquisa e universidades, em uma estrutura de governança em rede para promoção do gás natural em âmbito estadual e, posteriormente, nacional e mesmo internacional.

Com a previsão de atividades de capacitação profissional e prestação de serviços especializados, a formação de um centro de tecnologias voltado para o Gás Natural, a exemplo do Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis (CTGAS-ER) e do *Gas Technology Institute* (GTI), expandirá as fronteiras do conhecimento para além do contexto dos usos térmicos convencionais. Soluções integradas de alto desempenho podem deslocar a eletrotermia e consolidar o gás natural como catalisador de modernidades, associadas à eficiência energética e ao baixo impacto nas emissões de carbono.



Além da tecnologia, o Plano Estratégico do Gás se propõe a ampliar as condições de acesso dos consumidores às redes de gás. Para isso, as propostas de expansão do Cenário Base são incorporadas no novo contrato de concessão, como Plano Inicial de Investimentos Obrigatórios. Além disso, impõe-se como exigência à concessionária a entrega periódica de revisões dos Planos de Investimento, que serão avaliados e monitorados pela Agepar, devendo espelhar claramente: (i) os compromissos com o desenvolvimento tecnológico, segurança e qualidade do serviço, em busca permanente da satisfação dos usuários, existentes e potenciais, dos diferentes segmentos de mercado, em toda a área de concessão; (ii) a eficiência econômica na realização dos serviços; e (iii) o alinhamento com os objetivos e princípios propostos neste Plano Estratégico do Gás.

A indução tecnológica setorial, a qualidade e conformidade nos padrões de serviços, a segurança operacional, a emergência rápida e efetiva, bem como a eficiência e a sustentabilidade, deverão constar da pauta de negociações entre concessionária, Agepar e Poder Concedente ao longo de todo o período de concessão.

De fato, todos esses aspectos traduzem condição *ex-post* obrigatória e vinculada à decisão prévia de se renovar a concessão por mais 30 anos com a Compagas. Estas obrigatoriedades encontram-se disciplinadas pela legislação estadual, especialmente pela Lei Complementar nº 205 de 17 de dezembro de 2017, a qual, em seu Artigo 17, estabelece as condições para a renovação da outorga por um novo período de 30 anos:

Art. 17. A prorrogação prevista no art. 16 desta Lei Complementar <u>dependerá da aceitação</u> expressa das seguintes condições pela concessionária:

I – critérios de remuneração definidos pela Agepar, por delegação do poder concedente;

 II – submissão às metas, padrões de qualidade e de desempenho do serviço fixados pelo poder concedente e acompanhados pelo ente regulador;

III – execução do plano de investimentos, que deverá refletir as diretrizes de planejamento econômico e social do Estado do Paraná a ser aprovado por ato do Chefe do Poder Executivo e integrar novo contrato de concessão;

IV – termos do novo contrato de concessão e dos demais instrumentos contratuais, inclusive acordo de acionistas, apresentados pela Administração Pública.

O Cenário Base mais do que triplica o número de municípios atendidos pela Compagas ao longo do novo período de outorga de 2021 a 2050. Contudo, no final do período na



nova outorga, a Compagas terá atendido apenas 15,5% dos municípios paranaenses, demonstrando que a universalização do acesso ao gás requer esforços bem definidos, regulamentados e incentivados pelo Poder Concedente, coerentes e com continuidade no longo prazo.

# Da Competitividade do Gás para Promover a Inserção na Civilização do Gás

Análises comparativas em relação ao preço do gás natural ganharam evidência internacional principalmente como consequência da revolução do *shale gas* norte-americano, que promoveu substancial redução do preço do gás nos EUA. Isso tem gerado preocupações em todas as demais nações, que se veem ameaçadas de perder investimentos industriais, principalmente em importantes segmentos industriais intensivos no uso de energia, nos quais os EUA têm recuperado competitividade global, depois de décadas de retração e de exportação de investimentos para nações emergentes.

No Brasil o debate ganhou protagonismo desde o lançamento do Programa Federal "Gás para Crescer", posteriormente transformado no "Novo Mercado de Gás", que passou para a esfera legislativa através da discussão e aprovação de um Novo Marco Regulatório do Gás (também chamado de Nova Lei do Gás).

É interessante que iniciativas acerca da expansão do setor tenha ocupado o topo da agenda de reformas do governo federal. Promoção de maior competição em todos os segmentos da cadeia de suprimento do gás, buscando, assim, maior oferta e quedas de preço para os consumidores de gás são formas de acelerar o desenvolvimento de mercados gasíferos.

Não cabe aqui discutir o Projeto de Lei (PL) 6.407/2013, logo, destaca-se a seguinte passagem: "busca-se proporcionar uma oferta de gás natural a menores preços para indústria, comércio e consumidores em geral, estimulando o aproveitamento racional do petróleo e do gás natural no Brasil e garantir segurança jurídica para os investidores do setor".

O preço do gás natural no Brasil é formado por 4 componentes principais: (i) o preço da molécula; (ii) a tarifa de transporte; (iii) a margem de distribuição; e (iv) os impostos, tributos e outras contribuições incidentes. De acordo com estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética do Ministério de Minas e Energia (EPE/MME), a molécula – o



primeiro dos componentes citados – contempla maior parcela na composição do preço ao consumidor final (46%), sendo seguida pelos impostos, tributos e contribuições (24%), a margem de distribuição (17%) e as tarifas e custos com transporte do gás natural (13%)<sup>35</sup>.

Quando se compara o preço do gás natural comercializado no Brasil com o produto comercializado em outros países (como pode ser visto na Figura 9, que compara o preço ao consumidor final do segmento industrial em diferentes países), verifica-se que o produto brasileiro está entre os mais caros do mundo. Isso revela uma certa baixa competividade relativa do gás natural brasileiro no plano internacional. O preço do produto brasileiro figura entre os mais caros com ou sem impostos.

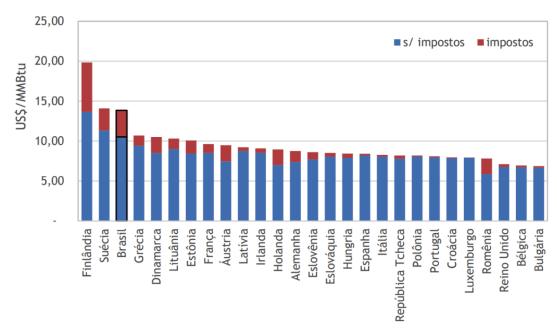


Figura 9: Comparação de Preços de Gás Natural para o Consumidor Final do Segmento Industrial — Países Selecionados — Média Primeiro Semestre 2018

Fonte: EPE. Disponível em 'Comparação de preços de gás natural: Brasil e países selecionados' elaborado pela EPE/MME, em abril de 2019.

A situação mostrada na Figura 9 parece incompatível com a situação de oferta crescente da produção *offshore*, em concorrência direta com gases importados, via gasoduto e GNL, e todos em busca de mercados mais pujantes. Sem dúvida há espaço para que forças

<sup>&</sup>lt;sup>35</sup> Comparação de preços de gás natural: Brasil e países selecionados, 2019 elaborado pela EPE/MME de abril de 2019.



competitivas possam reposicionar valores ao longo de toda a cadeia de suprimento, estabelecendo novos patamares de preço mais condizentes com uma realidade que deveria ser mais favorável aos consumidores.

Contudo, neste Plano Estratégico do Gás, procura-se afastar de leituras simplistas da temática dos preços. Assume-se como pressuposto que "choques de preço" para baixo são pouco plausíveis como instrumento de política pública, bem como inefetivos para se promover a inserção mais rápida do país na Civilização do Gás.

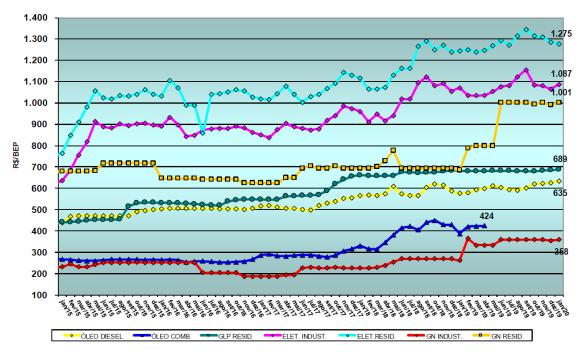
Em todas as etapas da cadeia de suprimento gasífera, o Brasil necessita investimentos massivos, que requerem longos períodos de maturação, devendo contar com poupanças externas para promovê-los. As bases de ativos já depreciadas são restritas e, portanto, há pouco espaço para se conceber preços que sejam ao mesmo tempo atrativos para os consumidores e os investidores dessas infraestruturas. Além disso, com as contas públicas deterioradas em todas as esferas governamentais, principalmente depois da pandemia de Covid-19, a redução da carga tributária do setor energético possivelmente não é vista como opção viável.

Mais importante do que comparar o preço do gás natural no Brasil com aqueles praticados em outros países, é entender a dinâmica e as variações recentes de preços relativos entre as fontes energéticas observadas no Brasil, as quais são ilustradas na Figura 10.



Figura 10: Comparativo de Preços ao Consumidor dos Derivados do Petróleo e Outros Energéticos

Mercados Residencial, Comercial e Industrial: GLP, óleos diesel e combustível, gás natural, energia elétrica industrial e residencial – Em R\$ por Barril Equivalente de Petróleo (R\$/bep)



OBS: preços do gás natural da Comgas (SP).

Fonte: MME (2020).

Observa-se que, desde meados de 2015 até o final de 2018, os preços praticados para o gás natural (industrial e residencial) permaneceram relativamente estáveis e até demonstrando ligeiras tendências de queda. Com isso o gás ganhou competitividade relativa frente aos principais energéticos alternativos, isto é, diesel, óleo combustível, GLP e eletricidade, e junto aos principais usuários finais.

No início de 2019, os preços do gás foram corrigidos em saltos ao mesmo tempo que os demais energéticos experimentaram estabilização de preços. Com isso o gás perdeu, em curto espaço de tempo, competitividade relativa.

A Figura 10 mostra, porém, que o gás natural vendido a cliente industrial sempre permaneceu mais competitivo do que o óleo combustível, o óleo diesel e a eletricidade. Aliás, em relação à eletricidade, o gás natural mantém-se substancialmente mais competitivo. Isso justifica a abordagem deste Plano Estratégico do Gás de promover a substituição da eletrotermia por usos diretos e eficientes do gás natural.



No campo do consumo residencial, o gás natural, que vinha recuperando competitividade em relação ao GLP, de repente teve preço deslocado para cima e se afastou subitamente do seu principal concorrente para usos térmicos. Assim, o gás natural passou a ser precificado mais próximo da eletricidade.

Em resumo, na ótica deste Plano Estratégico do Gás, considera-se que os preços praticados no Brasil não representam restrições definitivas para a ampliação dos mercados de gás natural. A inserção na Civilização do Gás que se pretende promover no estado do Paraná é plenamente factível com os atuais níveis de competitividade do gás. O Cenário Base desenvolvido para o período 2021 a 2050 é material e realizável.

# Da Razoabilidade, Transparência, Publicidade e Especificidade de Preços e Tarifas

Ao invés de focar excessivamente no princípio da "modicidade tarifária" para delinear um novo ciclo de desenvolvimento da indústria de gás no estado do Paraná, há preferência pelo reforço dos princípios da "razoabilidade, transparência, publicidade e especificidade dos preços e das tarifas". Tais princípios são implementados para a nova outorga através de vários instrumentos, dos quais se enfatizam os principais.

Conceito de pass through dos custos de molécula e de transporte

Neste Plano, garante-se o repasse para os consumidores paranaenses de todas as condições de preço mais favoráveis (ou desfavoráveis) que venham a ser obtidas e praticadas no mercado de gás brasileiro.

Como explicado acima, os custos da molécula de gás e do transporte representam quase dois terços do preço final pago pelos consumidores. Em todas as normativas estaduais aplica-se o princípio de repasse direto desses custos aos consumidores (*pass through*). Procura-se preservar as capacidades operacionais e de investimento da Compagas mitigando riscos de variações do preço do gás e do transporte.

Adota-se, como princípio, o *pass through* desses riscos de forma homogênea para todos os consumidores. No entanto, cabe a Agepar o eventual estabelecimento de fórmulas econômicas que diminuam os efeitos negativos para classes de consumo socialmente mais precárias; ou que deem conta de políticas públicas estabelecidas para segmentos de consumo que se deseja incentivar. Sempre que possível, caberá igualmente à Agepar



garantir a dinâmica de competitividade do gás frente a outros energéticos em momentos de maior volatilidade dos preços relativos.

De outra parte, porém, repassa-se o risco de outras cláusulas comerciais do contrato de suprimento à concessionária, como a incidência de penalidades referentes a eventuais cláusulas de *take-or-pay* ou *ship-or-pay*.

Conceito de custo médio do gás e limites para os sobrecustos aceitos

Diretrizes referentes ao custo do gás tornam-se mais robustas quando se trata da definição de valores aceitos para o custo do gás no caso de disponibilização de diferentes fontes supridoras. Duas condutas prevalecem como princípios impostos por este Plano, quais sejam:

- A. O primeiro preceito estabelece o conceito de "custo médio ponderado" do gás, aplicado homogeneamente a todos os consumidores conectados à rede de distribuição. Ressalvam-se aqui políticas de preços especiais, que venham a ser definidas por diferentes agentes governamentais, e que se direcionem a incentivar consumos privilegiados por políticas públicas;
- B. A segunda instrução procura disciplinar valores máximos de sobrecusto que podem ser repassados aos consumidores no caso de adição de fontes supridoras exógenas aos contratos de suprimento inicialmente vigentes. Este regramento pode ser fundamental para alavancar, por exemplo, o uso de biometano no *mix* de suprimento.

O custo médio ponderado do gás harmoniza os custos de gás para toda a área geográfica da concessão de forma que a materialização da proposta de expansão 3 no Cenário Base tornou-se economicamente atrativa, deixando de prejudicar a rentabilidade do fluxo de caixa total. Aqui se apresenta um *trade-off* essencial visto que o custo de biometano, como fonte de suprimento da proposta de expansão 3, é superior ao custo do gás suprido pelo Gasbol e praticado nas demais propostas. A não harmonização do preço do gás para toda a concessão poderia inviabilizar a materialização da proposta 3. Assim, a modelagem privilegia a universalização do uso dos gases no estado do Paraná.



De acordo com essa diretriz, aumenta-se marginalmente o custo médio ponderado do gás nas áreas geográficas cobertas pelas propostas de expansão 1 e 2. O acréscimo médio, entre 2030 e 2050, é de apenas 0,2% no custo de gás considerado. De forma complementar, dilui-se significativamente o custo médio da molécula adotado na proposta 3. Além disso, essa diretriz permite lançar um desenvolvimento em grande escala da indústria do biometano no estado.

Diversifica-se e interioriza-se parcialmente o suprimento de gás para a concessão, contribuindo para o aumento da segurança de suprimento e do uso de fontes renováveis. Em outros termos, o *trade-off* proposto parece bastante favorável.

Enfatiza-se que um tratamento da proposta de expansão 3, estanque do desenvolvimento previsto para a concessão como um todo, reduziria a competitividade do gás frente aos combustíveis alternativos justamente nas áreas geográficas menos favoráveis ao gás.

Dentro de uma ótica de mais longo prazo, esta diretriz do Plano também poderá permitir a inserção de novas fontes supridoras domésticas no futuro. Não se deve negligenciar uma eventual revisão pelo Estado da atual política de moratória ao *fracking* e à exploração dos aparentes abundantes recursos não convencionais da Bacia do Paraná.

Por outro lado, ao final de 2050, recomenda-se revisitar a pertinência do conceito de preço médio ponderado do gás. Com a área de concessão ampliada e fortalecida com consumos mais maduros, pode haver sinalização econômica que tende a induzir consumidores relevantes do gás a se situarem mais próximos das fontes de suprimento em condições mais favoráveis.

Por fim, o conceito de preço médio ponderado do gás não inibe qualquer vantagem competitiva que o estado do Paraná poderá obter, na medida em que concorrências mais acirradas no *upstream* e *midstream* venham a conduzir os preços para baixo. Tais concorrências podem ser esperadas no longo prazo, e referem-se ao desenvolvimento mais acentuado do pré-sal, as disputas crescentes entre gás nacional e importados nos mercados domésticos, e mesmo ao crescimento em escala e escopo da indústria do biometano.



Já em respeito à instrução que visa disciplinar os valores máximos de sobrecustos aceitos nas aquisições individuais de gás, principalmente na adição de fontes supridoras exógenas aos contratos de suprimento inicialmente vigentes, o Plano Estratégico do Gás disciplina sobre ações a serem adotadas pela Agepar e pela concessionária para conter tais sobrecustos.

Assim, por exemplo, ainda referente ao suprimento de biometano, este Plano Estratégico do Gás recomenda que sejam materializados esforços para garantir que o biometano preserve competitividade frente ao gás natural. Sugere-se quatro diretrizes indicadas para tornar o preço do biometano competitivo e em linha com o preço do gás natural, e que não oneram o estado:

- Diretriz 1: Compra de biometano pela concessionária em leilões para compra de longo prazo, definindo o custo do mix contratual de gás adquirido como preço máximo a ser pago pela concessionária;
- Diretriz 2: Adoção do IPCA como índice de reajuste do preço do biometano, reduzindo o impacto de eventuais variações cambiais, sempre presentes no preço do gás da Bolívia, por exemplo, e aumentando a previsibilidade para os consumidores;
- Diretriz 3: Concessão de crédito presumido na aquisição interna de biometano e tirar vantagem de eventuais incentivos fiscais;
- Diretriz 4: Utilização de CBios (Créditos de descarbonização), para compensar custos de compra do biometano quando necessário ou optar pela venda desses créditos no emergente mercado de créditos de carbono.

#### 6.2 ALGUNS PARÂMETROS ECONÔMICOS DO CENÁRIO BASE

# Parâmetros Econômicos e Financeiros Adotados Para Mensuração de Valor da Outorga

A seguir são apresentadas as principais premissas econômico-financeiras adotadas para realização da análise de mensuração do valor da outorga. Excluem-se as premissas operacionais.



**Prazo de análise:** Assume-se como premissa a renovação antecipada e imediata do contrato atualmente em vigor, admitindo-se um prazo máximo de 30 anos, abrangendo o horizonte temporal dos anos de 2021 a 2050, conforme argumentos apresentados na seção 4.3.1.

**Tributos:** A modelagem tributária considera o regime de Lucro Real.

Créditos de PIS/Cofins dos ativos existentes foram considerados no fluxo de caixa de impostos na renovação contratual. Os ativos, inclusive os créditos, passam a ser utilizados de forma linear ao longo dos anos do contrato. Isso evidencia a vantagem fiscal de renovação antecipada pelo uso da base fiscal. Esse é um dos aspectos positivos que justificam a renovação antecipada da concessão, conforme discutido anteriormente.

**Moeda:** O Fluxo de Caixa Livre considera todos os valores em termos reais. Os valores monetários analisados estão em moeda de dezembro de 2019.

Equilíbrio Contratual e Indenizações Devidas: o Cenário Base mensurado não pressupõe a necessidade de reequilíbrio contratual ou pagamento de indenizações devidas (e, eventualmente, ainda não apurada no contrato em vigor). O escopo da análise consiste em avaliar a concessão futura e, portanto, não considera extinção do contrato, uma vez que o estudo considera como premissa a renovação da atual concessão. Desta forma, não há indenização à concessionária por ativos que serão utilizados com a renovação da concessão.

**WACC:** Correspondente a 8,05% a.a., calculado em função das premissas apresentadas no Anexo II, considerando empresas do Setor de Gás.

#### Evolução Estimada do Preço Médio Ponderado do Gás (2021 a 2050)

Elemento fundamental nos custos operacionais variáveis de uma concessão de distribuição de gás natural é o "custo do gás" a ser entregue pela distribuidora. Considerase que o custo de gás praticado deva ser inteiramente repassado aos consumidores através de uma fórmula de *pass through*.

A Compagas possui um único contrato de suprimento de gás. Trata-se de um contrato assinado junto à Petrobrás, que foi firmado em 2019. Esta modalidade contratual segue uma formulação convencional traduzida pela fórmula abaixo:



# Custo do gás = Custo da molécula + Custo do Transporte + impostos

O custo dá molécula é o principal componente da fórmula. A rigor deve ser reajustado pela variação do preço do óleo tipo Brent, com mecanismos de amortecimento desta variação ao longo dos trimestres. Este mecanismo corresponde à aplicação no mês de reajuste (fevereiro, maio, agosto e novembro) e à média das cotações diárias dos 4°, 3° e 2° meses anteriores ao reajuste. Por exemplo, o reajuste do mês de novembro de 2019, reflete a média das cotações de julho, agosto e setembro de 2019. Além deste índice, incorpora-se a variação do câmbio no mesmo período em análise. A parcela de transporte é atualizada pela variação do IGP-M no trimestre. Os valores iniciais sem impostos da molécula e transporte são, respectivamente, 1,02 e 0,24 R\$/m³ (ANP, 2019).

Na Tabela 15, é possível observar o "custo de gás" adquirido da Petrobras e praticado pela Compagas. Para efeito de simplificação assume-se que o "custo desse gás" é constante para todos os segmentos de consumo, exceto a cogeração Corn, que é uma planta de geração de eletricidade e faz parte do PPT (beneficiando-se de uma política de preço especial). Embora seja recomendada a adoção de índices, que melhor refletem os "custos nominais do gás", todos os valores utilizados nos estudos de *valuation* são apresentados em termos reais (de 2020) e, portanto, não contemplam reajuste ao longo do período de concessão.

Tabela 15: Custos Adotados por Tipo de Suprimento

Tipo de Suprimento	Custo (R\$/m³)
Gasbol	1,3697
Biometano para a proposta de expansão 3	2,3307

Elaboração: Fipe.

Em referência à proposta de expansão 3, assume-se como hipótese que o suprimento de gás da região Sudoeste do estado não será adquirido da Petrobras e sim de produtores locais de biometano. O biometano será entregue em *citygates* das cidades via carretas de

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> Assume-se que, ao longo de todo o período de concessão, excetuando a cogeração Corn, nenhuma outra molécula de gás será transferida para a Compagas, no "*citygate*", "carimbada" para algum uso (consumidor) específico, justificado por eventuais políticas públicas ou estratégias de venda assumidas pelo produtor ou transportador.



GNC ou outros modais a granel. Somente após os *citygates* que o biometano será distribuído por minirredes dutoviárias.

Novamente, para efeito de simplificação do modelo, assume-se que todo o biometano entregue à Compagas é recepcionado em um único ponto de entrega (um *hub* situado no município de Toledo). Desta forma, para efeito de "custo do gás" do biometano a ser distribuído na proposta de expansão 3, há de se adicionar ao "custo da molécula" os custos adicionais de condicionamento. Neste estudo, avalia-se a compressão, transporte por caminhões, estocagem e descompressão, somados os impostos adicionais que serão aplicados a essas novas etapas da cadeia de suprimento<sup>37</sup>.

A Tabela 15 também apresenta a evolução temporal do "custo de biometano" comercializado na proposta de expansão 3, o qual é igualmente assumido constante ao longo de todo o período de concessão.

Por fim, este Plano Estratégico do Gás estipula que o "custo do gás" seja considerado homogêneo para todos os consumidores, e calculado, ano a ano, como o preço médio ponderado das duas fontes de suprimento (Petrobras e Biometano), multiplicadas pelos volumes de venda em cada segmento e em cada proposta de expansão, e tendo como peso os volumes de venda segmentados. Neste cálculo do preço médio ponderado excluem-se os consumidores livres, já que estes deverão realizar a sua própria aquisição de gás. A evolução estimada do preço médio ponderado do gás a ser pago pela Compagas, de 2021 a 2030, é mostrado na Figura 11.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> Em futuro mais remoto, pode-se estudar a estratégia alternativa de substituição do suprimento multimodal de GNC por um suprimento multimodal de GNL. Essa solução não foi contemplada nos exercícios de valoração da concessão pelo fato da escala de consumo adicional esperada na proposta de expansão 3 ser insuficiente para justificar sistemas de GNL em pequena escala. Porém, em futuro remoto, pode-se conceber cenários de demanda mais agressivos ou, do ponto de vista dos avanços tecnológicos aplicados à indústria do gás, sistema de GNL em micro escala podem ser concebidos em condições economicamente mais favoráveis.



1,5000 10% 9% 1,4500 8% 7% 1,4000 6% R\$/m3 1,3500 5% 4% 1,3000 3% 2% 1,2500 1% 1,2000 0% 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 ■% de Biometano no Mix -Custo do Gás Mix (R\$/m3)

Figura 11: Evolução e Participação do Biometano no Custo Médio Ponderado do Gás

Elaboração: Fipe.

#### Estrutura tarifária referencial inicial

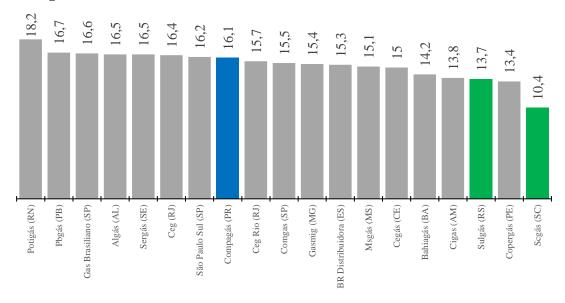
Na comparação das tarifas praticadas no mercado doméstico pelas empresas distribuidoras de gás natural, verificam-se diferenças significativas que devem ser levadas em consideração. Da Figura 12 a Figura 15 é estabelecido comparações entre as tarifas de gás natural vigentes em dezembro de 2019, segundo cada empresa distribuidora no Brasil, para diferentes segmentos de consumidores finais.

Como se nota na comparação apresentada para cada um dos segmentos, a Compagas não figurava, em dezembro de 2019, entre as empresas distribuidoras que praticavam as tarifas mais elevadas para o gás natural. A empresa paranaense posicionava-se em um nível intermediário de tarifas, ainda que em patamar superior às tarifas praticadas pelas demais empresas que operam na região Sul do país.

CI 5411

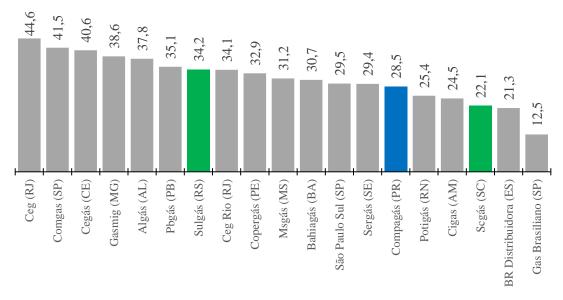


Figura 12: Tarifa de Gás Natural ao Consumidor Final por Distribuidora – Segmento Industrial 20.000 m³/dia – em US\$/MMBtu – dezembro de 2019



Fonte: EPE. Disponível em 'Boletim de acompanhamento da indústria de gás natural – dezembro de 2019' elaborado pela EPE/Ministério de Minas e Energia.

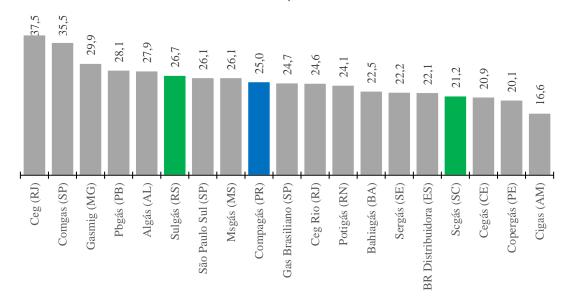
Figura 13: Tarifa de Gás Natural ao Consumidor Final por Distribuidora – Segmento Residencial 12 m³/dia – em US\$/MMBtu – dezembro de 2019



Fonte: EPE. Disponível em 'Boletim de acompanhamento da indústria de gás natural – dezembro de 2019' elaborado pela EPE/Ministério de Minas e Energia.

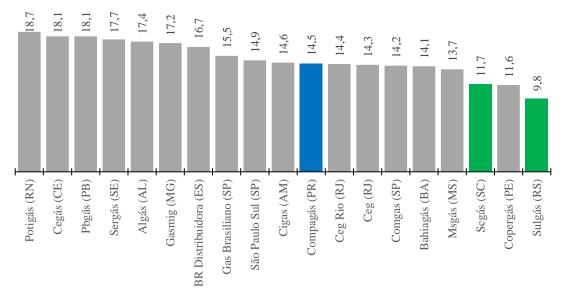


Figura 14: Tarifa de gás natural ao consumidor final por distribuidora – segmento comercial 800 m³/dia – em US\$/MMBtu – dezembro de 2019



Fonte: EPE. Disponível em 'Boletim de acompanhamento da indústria de gás natural – dezembro de 2019' elaborado pela EPE/Ministério de Minas e Energia.

Figura 15: Tarifa de gás natural ao consumidor final por distribuidora – segmento automotivo (distribuidoras) – em US\$/MMBtu – dezembro de 2019



Fonte: EPE. Disponível em 'Boletim de acompanhamento da indústria de gás natural – dezembro de 2019' elaborado pela EPE/Ministério de Minas e Energia.

Nos segmentos residencial (12 m³/dia) e comercial (800 m³/dia), a Compagas apresentou tarifas de gás natural inferiores àquelas praticadas pela Sulgás, mas superiores àquelas



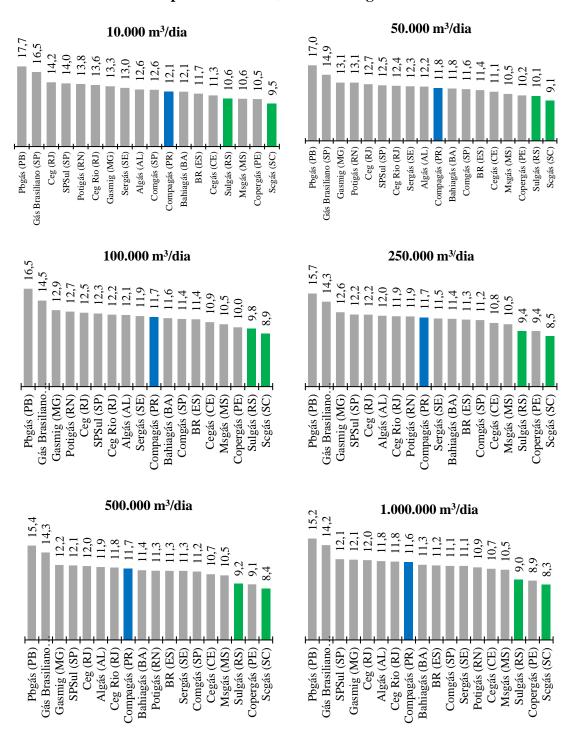
praticadas pela SCGÁS. Já no segmento automotivo (distribuidoras), a Compagas operava com tarifa acima daquela utilizada pelas congêneres da região Sul.

Finalmente, no segmento industrial (20.000 m³/dia), a Compagas, embora se posicionasse com nível intermediário de tarifa, em relação às distribuidoras do Brasil, apresentou tarifa significativamente acima àquela observada entre clientes da Sulgás e da SCGÁS. Em relação à tarifa industrial praticada pela distribuidora do Rio Grande do Sul, a Compagas adotava um valor 18% superior, enquanto que, em relação à empresa distribuidora de Santa Catarina, essa diferença chegava a 55%.

Ainda no plano tarifário adotado junto a consumidores industriais, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) também realizou estudo comparativo de tarifas de gás natural praticados pelas empresas brasileiras distribuidoras. A análise se concentrou nas tarifas do produto para o segmento industrial considerando diversos níveis de consumo de gás natural. A Figura 16 apresenta as tarifas de gás natural das diferentes distribuidoras para o segmento industrial.



Figura 16: Tarifas de venda de gás natural por distribuidora – segmento industrial – ex-impostos – em US\$/MMBtu – agosto de 2019



Fonte: Distribuidoras de gás canalizado e Agências Reguladores. Disponível em 'Relatório Técnico – Gás Natural' – setembro de 2019 da Abrace.



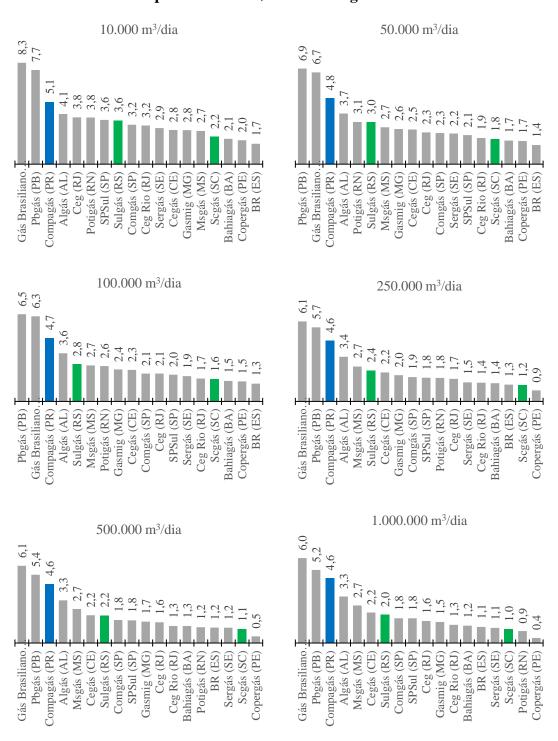
Nota-se que a Compagas praticava tarifas de gás natural para os segmentos industriais em nível intermediário, quando comparada ao total de empresas distribuidoras do país. No entanto, se comparada somente com as distribuidoras de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, as tarifas da Compagas sempre foram superiores para todas as faixas de consumo.

Complementarmente, o estudo da Abrace também avaliou o nível das margens das empresas distribuidoras que operam no mercado doméstico. A Figura 17 apresenta as margens de gás natural das diferentes distribuidoras para o segmento industrial, relativas a agosto de 2019.

Conforme a Figura 17, diferentemente dos comparativos similares já apresentados, a Compagas possui, para todas as faixas de consumo, uma das maiores margens dentre todas as empresas distribuidoras de gás natural – ficando atrás apenas da Gás Brasiliano (SP) e da Pbgás (PB). Em relação às demais empresas que operam na Região Sul, a Sulgás (RS) apresentava margem em valor intermediário na comparação nacional, enquanto a SCGÁS (SC) possuía uma das menores margens do mercado.



Figura 17: Margens de gás natural por distribuidora – segmento industrial – ex-impostos – em US\$/MMBtu – agosto de 2019



Fonte: Distribuidoras de gás canalizado e Agências Reguladores. Disponível em 'Relatório Técnico – Gás Natural' – setembro de 2019 da Abrace.



Em resumo, a avaliação das tarifas e das margens praticadas pelas empresas distribuidoras de gás natural no mercado brasileiro evidenciam que as distribuidoras de gás pesam, de fato, em geral, menos de 17% dos preços finais pagos pelos consumidores. Essa equação tem sido suficiente para sustentar investimentos altamente necessários para que essas empresas possam levar o gás a um conjunto mais universal de consumidores.

Ao se discutir temas relativos à competitividade e atratividade das concessões de distribuição de gás canalizado há sempre de se ponderar sobre o balanço que se pretende obter entre ganhos a serem oferecidos aos consumidores já conectados à rede e clientes, versus os esforços de investimento que ainda são demandados para que o gás atinja novos mercados e se despregue das zonas costeiras, tornando-se, de fato, um energético disponível no interior, com maior facilidade de acesso e poder de impacto na economia nacional.

Neste Plano Estratégico do Gás, aborda-se as questões tarifárias pela ótica do estado do Paraná e sugerem-se pequenos ajustes na estrutura tarifária inicial, a ser aplicada durante o segundo período de concessão. O conceito-chave privilegiado neste Plano é o da isonomia, transparência e adequabilidade tarifária, sem buscas exageradas por modicidades tarifárias que possam inviabilizar os requeridos investimentos de longo prazo. As modificações propostas buscam destravar inércias de investimento que têm impedido expansões mais robustas da Compagas ao longo dos últimos 40 anos.

Reforça-se que esta seção atende os pressupostos da Lei Complementar nº 205/2017. Em seu Capítulo VI, a referida lei trata da tarifa de gás a ser aplicada no Estado e estabelece que sejam utilizados fatores de indução à eficiência em seu cálculo.

As tarifas devem ser estabelecidas pelo órgão regulador estadual, no caso a Agepar, observando-se os princípios da razoabilidade, transparência e publicidade, e incluindo custos de investimento, operação e manutenção. Neste Plano Estratégico do Gás indicase à Agepar o interesse do Poder Concedente de incluir um clausulado específico relativo ao modelo de regulação tarifária a ser inserido no contrato de concessão. Assim, os novos princípios da política tarifária devem ser incorporados no contrato de concessão, incluindo a Estrutura Tarifária que valerá para o período inicial da outorga.



Observa-se que a proposta para esta Nova Estrutura Tarifária inicial garante o equilíbrio econômico-financeiro (em termos reais) da Concessão, ao longo de todo o período de 30 anos da nova outorga. Os ajustes sugeridos procuram garantir a atratividade das propostas de expansão 1 a 3 do Cenário Base.

Já o detalhamento dos demais processamentos tarifários que deverão ser implementados é de responsabilidade do Regulador, que deverá elaborar os devidos normativos específicos. Em relação aos movimentos indicados adiante, enfatiza-se que, ao Regulador, deverá ser dada flexibilidade e uma maior diversidade de opções metodológicas para que as diretrizes sejam adotadas. Assim, pode-se escalonar as mudanças sugeridas ao longo do tempo, por exemplo para contemplar o quadro ainda vigente de crise imposta pela pandemia de Covid-19. Da mesma forma, as modificações sugeridas podem ser distribuídas de forma não homogênea entre diferentes classes de consumidores.

Ao se propor que todas as alterações sugeridas sejam previamente incluídas no contrato de concessão e a elas se dê publicidade, este Plano Estratégico do Gás confirma-se alinhado à Lei Complementar nº 205/2017, em seu Capítulo VI, que trata da tarifa. Os princípios de razoabilidade, transparência, publicidade e as especificidades de cada instalação serão honrados.

Os custos de investimentos, operação e manutenção devem ser plenamente recuperáveis através das tarifas. Com essa perspectiva propõe-se um conjunto de novas tarifas médias, por segmento, que deve ser considerado como novo estado inicial, compondo uma nova estrutura tarifária inicial a ser posta em destaque no contrato de concessão. A Tabela 21 apresenta a nova estrutura tarifária proposta. Inclui-se também uma comparação com as tarifas médias praticadas pela Compagas.

Como dito acima, as propostas de modificação da estrutura tarifária mantêm-se alinhadas aos princípios estabelecidos pela Lei e garantem a materialização das propostas de expansão 1 a 3 para o sistema de distribuição de gás canalizado, conforme apresentado no Cenário Base e que constitui peça-chave do novo Plano Estratégico do Gás no estado do Paraná.



Tabela 16: Tarifas Médias Vigentes e Propostas, com Impostos (em R\$/m³)

Compagas					
Segmento	Vigentes	Propostas	% Variação		
Residencial	4,54	5,63	24%		
Comercial	3,69	4,51	22%		
Industrial	2,66	2,59	-3%		
GNV	2,58	2,58	0%		

Elaboração: Fipe.

A proposta considera incrementos nas tarifas médias dos segmentos residencial e comercial, buscando uma maior proximidade com a situação vigente na concessionária de gás canalizado da região oeste do Estado de São Paulo, que possui similaridades com a Compagas.

A tarifa média residencial vigente na Compagas é 33% inferior ao preço do GLP (considerando a equivalência energética) em Curitiba. No caso do oeste paulista, a tarifa é 17% inferior ao GLP. No segmento comercial, a Compagas apresenta tarifa 46% inferior ao GLP, enquanto a diferença em São Paulo é de 34%.

Propõem-se um incremento nas tarifas médias vigentes da Compagas, de modo a manter o mesmo nível de competitividade observado no oeste paulista. Tal reposicionamento resulta em acréscimo de 24% na tarifa média residencial e 22% na tarifa média comercial.

Propõem-se, adicionalmente, uma redução de 3% na tarifa média praticada no setor industrial, sem prejuízo aos valores de outorga obtidos nas condições atuais. Tal ajuste torna a tarifa industrial mais competitiva, favorecendo a execução do plano de investimentos proposto, que é ancorado principalmente em grandes volumes industriais.

Com isso as tarifas regulatórias projetadas mantêm-se factíveis e tendem a ganhar maior competitividade ao longo do tempo. De fato, pode-se argumentar que a atual estrutura tarifária praticada pela Compagas se encontra desequilibrada. Demonstra perda de competitividade nos mercados industriais, obrigando empresas a praticar descontos e se colocar credora junto ao poder concedente em busca de compensações tarifárias.

Por outro lado, as tarifas residenciais se mostram insuficientes para promover investimentos de maior adensamento de consumo e desenvolvimento de mercados residenciais e comerciais nas redes já existentes.



A nova estrutura tarifária corrige parcialmente essas distorções e permitirá que a nova concessão possa expandir sua base de consumo, promover adensamentos de conexões em suas redes, aumentando a competitividade do gás, bem como reduzir no médio e longo prazo sua dependência extrema aos mercados industriais.

Por fim, a proposta da Fipe está alinhada com a Lei Complementar nº 205/2017, que estabelece em seu Capítulo III, que o contrato de concessão deve incluir cláusula relativa ao "valor da tarifa e aos critérios e procedimentos para reajuste e revisão das tarifas" (cf. art. 6°, inc. IV); "aos critérios e procedimentos a serem seguidos no caso de haver necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro" (cf. art. 6°, inc. XII); e à necessidade de se observar os princípios de "razoabilidade, transparência, publicidade e as especificidades de cada instalação".



# 7. TEMAS REGULATÓRIOS E CONTRATUAIS

Optando o governo do estado do Paraná por renovar o contrato de concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado em seu território com a concessionária Compagas, nos termos aqui sugeridos, apresenta-se sinteticamente as várias das sugestões do Plano encontram redação na minuta sugerida de contrato de concessão. Não se trata de esgotar todas as cláusulas relevantes apresentadas na minuta contratual, mas sim salientar alguns elementos relevantes e intimamente relacionados com as propostas apresentadas neste trabalho.

## Da defesa dos princípios e diretrizes estabelecidos por este Plano Estratégico do Gás

Destacam-se, inicialmente, Cláusulas a serem incluídas no contrato de concessão apresentando as metas e os investimentos requeridos, com a incorporação das propostas de expansão descritas no Cenário Base definido por este Plano Estratégico do Gás. O detalhamento das obrigações de investimento a serem impostas à Compagas ao longo do novo período de concessão descrevem montantes de redes que devem ser instaladas, para diferentes tecnologias, e número de consumidores a serem conectados, por classe de consumo e por ciclo tarifário.

As metas contratuais são definidas de acordo com as perspectivas de investimentos aqui propostas. Ademais, para fins de flexibilidade, propõe-se cláusula disciplinando de modo simétrico variações a maior e a menor na execução das metas, desde que submetidas e aprovadas pela Agepar.

Ressalta-se, pela importância, a presença de Cláusulas pertinentes à inserção do biometano no custo médio ponderado do gás para atendimento do mercado, haja vista os primados da universalização do uso do gás às regiões Sudoeste e Centro-Sul do estado (que ainda não contam com o suprimento de gás convencional fóssil).

Como já foi discutido sob a ótica econômica, inseriram-se exigências contratuais e regulatórias pertinentes à entrega periódica de Planos de Investimento pela concessionária. Com isso, há previsão de entrega bianual pela concessionária do Plano Quadrienal de Investimentos e Obras.



Fundamentais são os preceitos contratuais que estipulem o compromisso da concessionária com a segurança, a qualidade, a conformidade do serviço e a busca permanente da satisfação dos usuários, existentes e potenciais, dos diferentes segmentos de mercado, em toda a área de concessão e da eficiência econômica na realização dos serviços. Mencionado Plano será avaliado anualmente para verificar o andamento das metas e investimentos.

Destaca-se, também, que foram adicionadas inúmeras cláusulas modernas referentes à indução tecnológica setorial, à qualidade e conformidade nos padrões de serviço, à segurança operacional e emergência e à eficiência e sustentabilidade, permitindo, assim, a incorporação das ações previstas neste Plano Estratégico do Gás.

## Do Modelo Regulatório Adotado e da Promoção da Eficiência Via Incentivos

O modelo de *Price-Cap* é sugerido e adotado neste Plano Estratégico do Gás para o estado do Paraná. Essa solução está conforme com o que disciplina a Lei Complementar estadual 205/2017, isto é, de se estabelecer um modelo voltado à busca da eficiência da concessão.

Este modelo é consistente com as melhores práticas do setor de distribuição de gás canalizado no Brasil e no mundo. Ademais, a busca pela eficiência espelha as diretrizes do Programa Novo Mercado de Gás (PNMG) proposto no Plano Federal. Com isso, propõe-se a substituição do atual modelo de *Cost-of-Service* por um novo modelo de *Price-Cap*. O atual modelo tende a gerar comportamentos errados do concessionário, promovendo-se, por exemplo, sub ou super investimentos, inflação de custos e subsídios cruzados.

Além disso, devido a assimetria de informação, os custos de monitoramento e de fiscalização tendem a ser altos para o Regulador dentro do modelo de *Cost-of-Service*. Aliás, tal situação revela-se especialmente crítica para o Paraná, já que se espera do novo concessionário, ainda em fase emergente de desenvolvimento, elevados investimentos em condições muito diferenciadas de tecnologia.

Já o modelo de *Price-Cap* induz o concessionário a monitorar e controlar seus custos, reduzindo os problemas de assimetria da informação. Seguindo direcionamento estabelecido por este Plano Estratégico do Gás, o modelo *Price-Cap* é acompanhado por



garantias de execução de Planos Mínimos de Investimentos e de monitoração da qualidade e segurança dos serviços.

Com a combinação desses dois instrumentos e com uma maior capacitação do órgão regulador, que precisa se encontrar melhor habilitado em um modelo *Price-Cap*, pode-se evitar modelos alternativos, que ferem os princípios legais e deste Plano Estratégico do Gás, como *Cost-of-Service* e de Taxa Interna de Retorno, já que estes garantem remuneração para o concessionário sem induzir-lhe comportamentos e ações em busca da maior eficiência.

Por fim, em linha com a definição de instrumentos indutores da eficiência, a Minuta de contrato proposta introduziu o Fator X, que visa quantificar ganhos de eficiência e distribuí-los para os consumidores. Ainda que introduzido imediatamente, o Fator X somente incidirá a partir do 4º Ciclo, com vistas ao histórico dos ciclos anteriores serem analisados e incorporados para efeitos de aprendizagem da Agência Reguladora, o que significa o amadurecimento da metodologia de eficiência por ela aplicada.

Adicionalmente à Cláusula sobre Garantia de Cumprimento das Metas insere-se obrigação que não traz custo adicional, pois a contratação de seguros já está contemplada no Opex incluído no modelo.

Considerando, igualmente, as ações relativas aos investimentos em PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação), previstas por este Plano Estratégico do Gás, foram delineadas duas Cláusulas. A primeira referente aos encargos da Concessionária e a segunda à atribuição da Agepar para editar norma nesse sentido.

A implementação de medidas que tenham por objetivo a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico e a inovação do setor de gás canalizado, bem como programas de treinamento e capacitação, enfocando a eficiência e segurança na construção, operação e manutenção do sistema de distribuição e do uso do gás, são elementos apontados como críticos por este Plano Estratégico do Gás e definitivos para que uma indústria de gás moderna possa estabelecer-se no estado do Paraná.

Os Programa de pesquisa e desenvolvimento tecnológico e inovação do setor de gás canalizado e programas de treinamento de uso do gás levados a cabo pela concessionária



serão estabelecidos em regulamentação expedida pela Agepar e deverão manter-se alinhados com as propostas de políticas públicas emanadas do Poder Concedente.

Decidiu-se por manter cláusulas genéricas para que a Agepar, em disciplinamento específico sobre os temas de PD&I, possa ter a liberdade de buscar a melhor atuação, sem engessamento do assunto em contrato.

Por fim, tratou-se de modos alternativos de solução de controvérsias com disposições sobre conciliação e arbitragem.

## Da Separação Societária entre Compagas e Copel e da Busca de Novos Sócios

Atendendo ao comando do artigo 25 da Carta Magna, confirmou-se a elevação à condição de serviço público estadual dos serviços locais de gás canalizado. Com isso, o Art. 9º da Constituição estabelece que "cabe ao Estado explorar, diretamente ou mediante concessão, a ser outorgada após licitação pública, os serviços locais de gás canalizado, na forma da Lei" (Redação dada pela Emenda Constitucional 7 de 24/04/2000).

Em 20 de dezembro de 1996, conforme a Constituição do Estado de 1989, a Lei estadual 10.856 de 06 de julho de 1994, o Decreto estadual 4695 de 20 de janeiro de 1989, e a Lei Federal 8987/95, o estado do Paraná considerou inexigível a licitação (nos termos do artigo 25 da lei 8666/93) para firmar contrato de concessão da exploração dos serviços de gás canalizado no estado com a Compagas, denominada desde então concessionária.

Esse ajuste foi firmado pelo período de trinta anos, e teve seu marco inicial de contagem do prazo a partir de 06 de julho de 1994. O prazo de concessão do objeto do presente contrato também é de trinta anos, contados da mesma data inicial, em face ao estabelecido pela Lei nº 10856/94 em seu artigo terceiro e respectivo parágrafo primeiro.

A Lei estadual 10.856, de 6 de julho de 1994, mencionada na cláusula, outorgou à Compagas, a concessão para explorar os serviços de gás canalizado em todo o território do estado do Paraná, com exclusividade de distribuição. Transferiram-se os contidosos do Decreto nº 4.695 de 20 de janeiro de 1989 da Copel para Compagas. Conceituou-se o vigente ordenamento institucional no Paraná. A Compagas tornou-se outorgada exclusiva para exercer os serviços de distribuição de gás canalizado em todo território paranaense. A Copel passou a deter a participação majoritária na companhia de gás, em nome do



governo estadual. A rigor criou-se um vínculo de dependência entre a distribuidora de gás vis-à-vis à estatal elétrica, de maior porte.

Contudo, neste Plano, sugere-se que tais vínculos devam ser encerrados. A Ação Estruturante proposta pelo Plano sugere que o serviço de distribuição de gás canalizado no estado do Paraná conflita com os interesses da Copel. A separação definitiva das duas corporações revela-se essencial tanto para se implementar as medidas necessárias para se recuperar mercados perdidos em função da Covid-19, como para empreender os projetos de investimento, que permitirão expandir as redes e conquistar novos consumidores.

Adicionalmente, recomenda-se a transferência da exploração do serviço para um setor privado que comprove vocação gasífera e capacidade de investimento. Com essa perspectiva, recomenda-se como outra Ação Estruturante, o desinvestimento da Copel e a transferência do capital para operador com notória tradição gasífera, que possa levar a termo os projetos de investimentos indicados pelo Cenário Base.

É conhecida a argumentação histórica de que a Compagas se beneficiou do vínculo mantido junto à Copel, empresa muito maior, com maior capacidade de investimento e com vocações desenvolvimentistas, principalmente dentro do estado do Paraná.

Pode-se defender que tal vinculação tenha se mostrado coerente e instrumental para ambas as empresas a partir da segunda metade dos anos 1990, quando a diversificação se apresentava como estratégia dominante em empresas do setor de energia. Naquela época, e por cerca de uma década, empresas elétricas buscaram reposicionar-se como empresas energéticas. Dentro daquela dinâmica, a incorporação da Compagas pela Copel fazia sentido e era instrumental para ambas.

No entanto, este Plano Estratégico do Gás preconiza que, ao longo das próximas décadas, empresas energéticas (de todos os segmentos) tendem a regredir em suas estratégias de diversificação de negócios, devendo prevalecer movimentos de centralização em torno de suas atividades-alvo. Com isso, tanto para a Copel como para a Compagas há de se criar cenários de evolução independentes.

No Brasil, os modelos praticados de submissão da companhia de gás ao setor elétrico conduziram a perdas de dinamismo para o setor de gás. Tal quadro é particularmente



crítico em estados nos quais a eletrotermia ainda se apresenta forte (como é o caso do Paraná e São Paulo). Nessa situação, o gás compete marginalmente com a eletricidade. Nos cenários propostos pela Fipe, a substituição de cerca de 6% da eletrotermia é fundamental para a evolução competitiva da Compagas, sem representar um ônus de longo prazo severo para a Copel.



## 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A conclusão deste Plano Estratégico do Gás encerra um ciclo de compromissos assumidos pelo governo do Paraná frente aos pressupostos impostos pela Lei Complementar Estadual nº 205/2017. Todas as ações definidas pelo Grupo de Trabalho (GT) para o Plano Estratégico do Gás foram cumpridas como planejado e permitiram a consolidação deste documento.

No modelo de governança e no *modus operandi* definido pelo GT de Planejamento buscou-se alinhar as visões e as expectativas dos cinco Comitês Técnicos criados para assessorar o GT. As participações ativas dos especialistas membros dos Comitês foram fundamentais para o bom andamento do processo em todas as suas etapas: definição de objetivos e escopo do trabalho; estabelecimento de princípios a serem contidos no Plano; acompanhamento de cronograma e de entregáveis.

Este Plano Estratégico do Gás é a recomendação do GT para o governo do estado do Paraná. O documento acolhe proposições e *inputs* dos Comitês de suporte, bem como de especialistas da Compagas e da Copel, que puderam contribuir com suas leituras críticas e aportes materiais para a execução do Plano.

Este Plano Estratégico do Gás apresenta detalhadas análises econômicas das proposições feitas e da quantificação dos impactos no valor da concessão, valor para os consumidores, valor para o Estado e outros *stakeholders*.

Entende-se o Cenário Base indicado pelo Plano como o melhor *trade-off*, que equilibra as necessidades (nem sempre plenamente convergentes) de: (i) maximizar o valor da outorga do serviço de distribuição de gás canalizado (para uma eventual futura cessão onerosa da mesma); (ii) maximizar receitas tributárias no longo prazo, a partir de expansões consistentes dos mercados gasíferos entre 2021 e 2050; (iii) gerar condições economicamente viáveis para o desenvolvimento de recursos energéticos locais (principalmente do biometano explorável na suinocultura paranaense); e (iv) ampliar o alcance das redes de distribuição de gás, aumentando sua cobertura geográfica e garantindo a possibilidade de inserção de mais de 60% da população paranaense na Civilização do Gás.



Análises sobre as condições do mercado de gás no estado do Paraná e sobre as necessidades urgentes que o estado tem de acelerar sua inserção na Civilização do Gás, já que o Paraná encontra-se atrasado inclusive em comparação com os demais estados da Região Sul, conduzem o Plano a apresentar as seguintes ações estruturantes fundamentais:

- Manutenção de uma única concessão do serviço de distribuição de gás canalizado, com cobertura em todo território paranaense, mas com obrigatoriedades para ampliação geográfica das redes e dos serviços;
- Antecipação da renovação da concessão e prorrogação imediata da outorga junto à Compagas, para o período de 2021 a 2050;
- 3. Separação societária entre Compagas e Copel, com o empreendimento de esforços para se buscar novos sócios, já que este Plano Estratégico do Gás preconiza que a Compagas seja gerida por acionistas do setor de gás, que possam transformar o serviço de distribuição de gás canalizado em seu core business no Paraná, e que possam percorrer caminhos independentes da companhia elétrica local, inclusive com a implementação de estratégia crítica de substituição de eletrotermia por usos diretos e de alto valor agregado do gás;
- 4. Foco no desenvolvimento de mercados diversificados, buscando promover a massificação do uso do gás no Paraná, através de políticas de "razoabilidade, transparência, publicidade e especificidade de preços e tarifas", e principalmente promovendo esforços de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), que aproximem os consumidores paranaenses das tecnologias de uso final do gás;
- Priorização de investimentos em usos finais do gás e em infraestrutura de acesso ao gás, buscando a ampliação e integração competitiva das redes de gás em áreas sensíveis do território paranaense; e
- 6. Valorização de fontes de suprimento de gás competitivas, seguras e socioambientalmente aceitáveis, promovendo diversificação de oferta e, sempre que possível, aproveitamento de recursos locais (incluindo a promoção do biometano e de eventuais reanálises das condições tecnológicas de exploração de recursos não convencionais da Bacia do Paraná).



A partir das recomendações estruturantes acima elencadas, e de análises detalhadas de opções regulatórias reconhecidas pela experiência e pela literatura internacional, este Plano Estratégico do Gás propõe que o estado do Paraná se alinhe aos modelos modernos de regulação por incentivo. Nesse sentido, sugere-se a substituição do atual modelo regulatório de *Cost-of-Service* pelo modelo alternativo de *Price-Cap*.

Os principais elementos que justificam esta recomendação são extensivamente discutidos na Seção 7 deste Plano Estratégico do Gás. Responde-se às arguições elaboradas pelos Comitês de Concessão e de Regulação propondo-se novas condições regulatórias e contratuais para a renovação da outorga à Compagas.

Um modelo de *Price-Cap* associado aos instrumentos de planos de investimento mínimo obrigatórios, a serem perseguidos pela concessionária, e uma maior capacitação do órgão regulador, a Agepar, constitui o arranjo regulatório ideal para que o estado do Paraná possa aproximar-se dos estados brasileiros, e de experiências internacionais, que têm apresentado maiores taxas de investimento e mais rápidas inserções na Civilização do Gás. Ademais, há de se adotar soluções que tornem o agente regulador mais efetivo e com custos de regulação mais baixos, reduzindo problemas de assimetria de informações e os riscos de captura da regulação pela operadora concessionária.

O Plano aponta ao Comitê de Infraestrutura um Cenário Base que identifica estratégias de investimento factíveis e que propiciam o equilíbrio econômico-financeiro de longo prazo da nova concessão, sem renunciar a uma robusta proposta de ampliação geográfica das redes de distribuição.

As premissas operacionais assumidas no Cenário Base são plenamente alcançáveis com as atuais condições de suprimento de gás ao estado do Paraná. Para tal, há de se conceber soluções híbridas, que combinem a ampliação das redes troncais dutoviárias da Compagas, com muito maior capilaridade de seus ramais e adoção em escala comercial de sistemas multimodais a granel. Até 2050, possivelmente, com predomínio de sistemas de GNC (gás natural comprimido). Possibilidades de soluções a SS-GNL (gás natural liquefeito em pequena escala – *small scale*) deverão continuar no radar da concessionária, do regulador e do Poder Concedente.



O Plano indica diferentes propostas de expansão para ampliação da infraestrutura de suprimento e de transporte de gás natural para o estado do Paraná (bem como para ampliação da capacidade de produção doméstica de gases). Apesar de se reconhecer as maiores dificuldades atuais para se viabilizar tais expansões de infraestrutura na região Sul do país, sinaliza-se que a materialização das mesmas beneficiará significativamente todas as distribuidoras de gás da região Sul, inclusive a Compagas, da qual se poderá demandar planos de negócio ainda mais ousados e rápidos. Também por isso, concebe-se à Agepar, no novo modelo regulatório e contratual, a incumbência de propor revisões periódicas nos planos mínimos de investimento e nas condições contratuais como um todo.

Por fim, termina-se esta conclusão afirmando que este Plano Estratégico do Gás do estado do Paraná deve ser visto pelo como uma revolução conceitual. Primeiramente por descartar exagerados focos em "modicidades tarifárias", que apenas resultam em descapitalização do setor de gás, perdas de investimento e retardos aos consumidores em seus desafios de acesso ao gás e à Civilização do Gás.

Segundo, enfrenta-se com ímpeto o maior obstáculo à consolidação da Civilização do Gás no Paraná e no Brasil como um todo, qual seja, a necessidade de dar acesso aos consumidores às tecnologias apropriadas, que permitirão a utilização do gás com segurança, qualidade, produtividade, eficiência energética e maior sustentabilidade ambiental.

Portanto, incorpora-se à matriz gasífera estadual, em grande escala comercial, o elevado potencial de biometano do estado do Paraná. Com isso, abandona-se as inúmeras iniciativas no país inteiro que restringem o biogás e o biometano a projetos pilotos e demonstrativos. No Paraná, o biometano participa ativamente do Cenário Base de expansão do período 2021-2050, sem representar ônus para a sociedade através de subsídios ou outras formas de incentivo. Com isso, a indústria do gás do Paraná, ainda que momentaneamente atrasada no plano nacional, tenderá a ser precoce ao abraçar uma estratégia de suprimento de baixo carbono.



# ANEXO I



Figura A1: Evolução do Volume Distribuído de GN no Cenário BAU (com térmica)/Proposta de Expansão 1

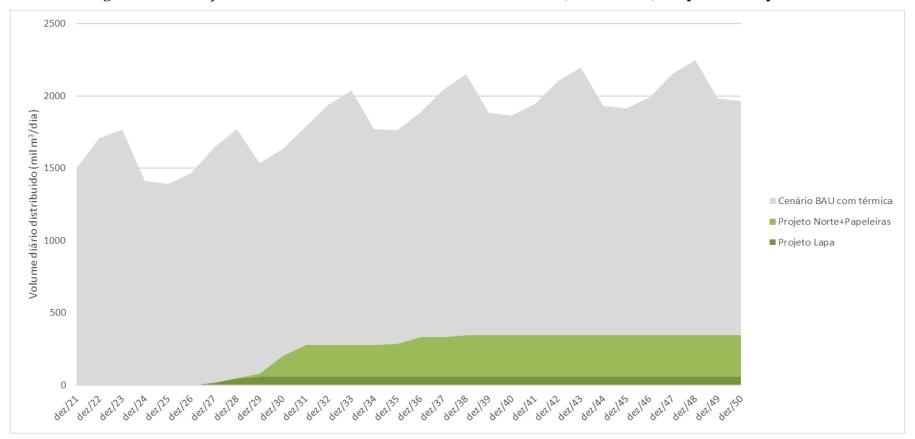




Figura A2: Evolução do Volume Distribuído de GN no Cenário BAU (com térmica)/Proposta de Expansão 1 (Viés Otimista)

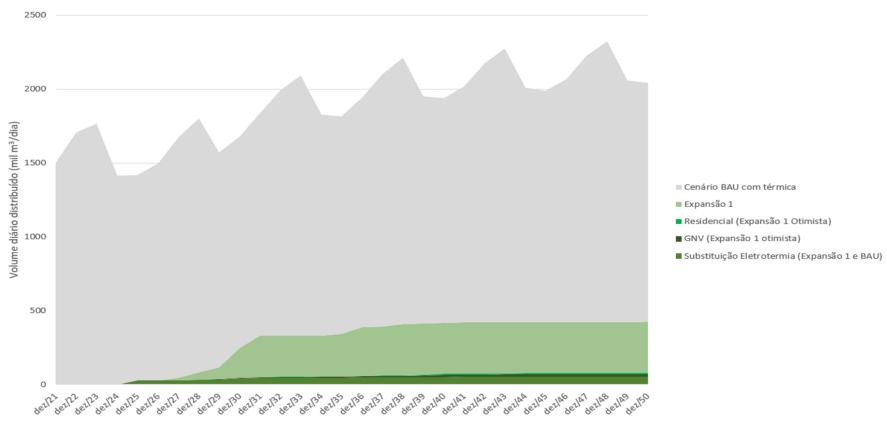




Figura A3: Evolução do Volume Distribuído de GN – Cenário BAU/Propostas de Expansão 1 (Otimista) e 2

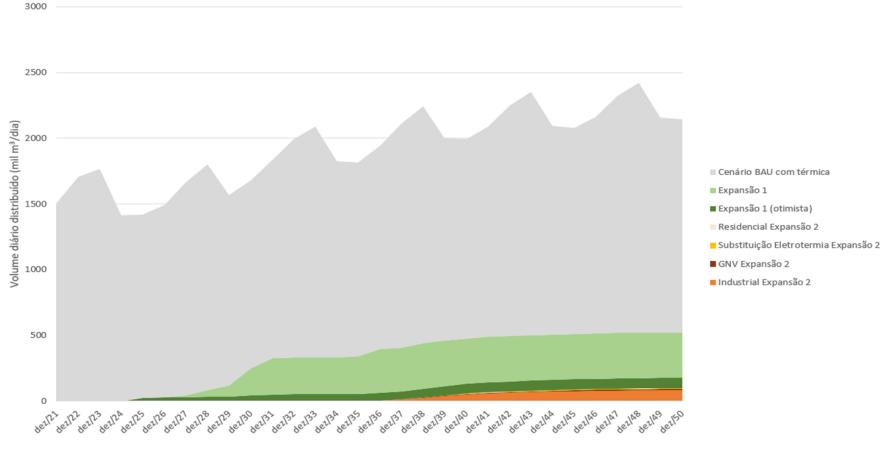
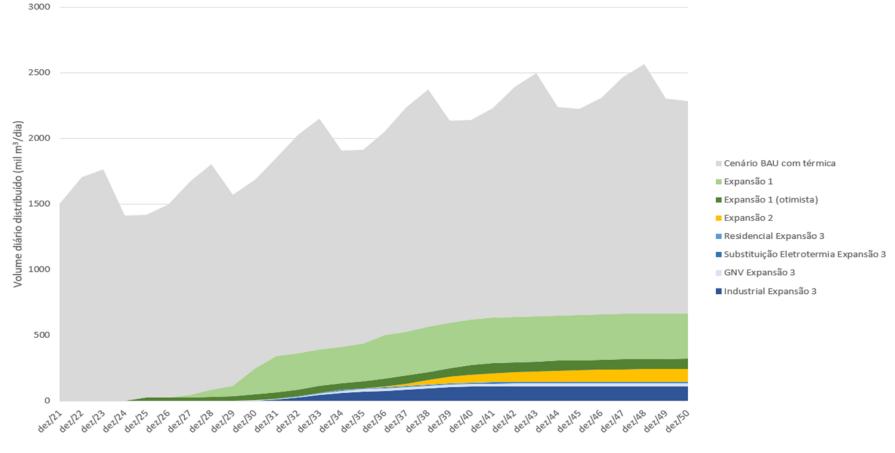




Figura A4: Evolução do Volume Distribuído de GN no Cenário Base (BAU + Propostas de Expansão 1 a 3)





#### ANEXO II

A pedido do Paranacidade, por meio do ofício 17.429.590-5 enviado em 10 de março de 2021, foi realizada a revisão de premissas macroeconômicas assumidas no estudo, considerando, em especial, os efeitos decorrentes da pandemia de Covid-19 sobre as contas públicas e nível de juros do mercado brasileiro.

Este anexo apresenta as premissas adotadas para cômputo do WACC, revisadas em virtude da alteração no cenário macroeconômico brasileiro. Por isso, o valor apresentado neste documento é divergente do apresentado nos produtos desenvolvidos pela Fipe no âmbito do contrato com o Paranacidade.

As subseções a seguir estão organizadas da seguinte forma:

- 10.1: Apresenta estrutura de Capital Utilizada;
- 10.2: Cômputo do Custo de Capital Próprio;
- 10.3: Cômputo do Custo de Capital de Terceiros; e
- 10.4: Resultado obtido para WACC.

#### Estrutura de Capital

A estrutura de capital utilizada no estudo é obtida a partir do balanço de duas grandes empresas de capital aberto do setor de Gás, a Comgás e a CEG (atual Naturgy). A utilização de empresas listadas na bolsa de valores brasileira é indicada, pois representa com maior fidedignidade esse setor no Brasil.

Considerando o valor médio do setor entre 2015 e 2019, o percentual de capital de terceiros é mensurado em 51,74%.

#### Custo de Capital Próprio

Para o cálculo do custo de capital próprio, foi utilizada a metodologia do CAPM, conforme visto na Equação 1.

## Equação 1: Capital Asset Pricing Model

$$E(r_i) = r_f + \beta_i E(Rm_t - r_f)$$



## Em que:

- $E(r_i)$  = Retorno esperado;
- $r_f$  = Taxa de Retorno Livre de Risco;
- $E[Rm_t] = Prêmio de Risco; e$
- $\beta_i = \text{Índice Beta.}$

Primeiramente, o retorno esperado representa o retorno anual que investidor espera obter pela carteira. Para esse projeto, a carteira de ativos utilizada é composta por empresas negociadas na bolsa de valores que possuem escopo de atuação que mais se aproxima da empresa em análise.

Para a taxa livre de risco, foi utilizada a NTN-B com vencimento em 2045 (média jan/21 a fev/21). A taxa livre de risco utilizada neste estudo é de 3,77%.

Por sua vez, o Prêmio de Risco representa o retorno requerido para suportar uma unidade de risco. Procedimento padrão da literatura, o prêmio de risco é calculado de acordo com a média histórica dos retornos de mercado, ou seja, a carteira de mercado em excesso da taxa livre de risco.

Neste trabalho foi utilizado o prêmio de risco do mercado americano disponibilizado no site do professor Kenneth R. French<sup>38</sup>. Optou-se por utilizar o prêmio de risco americano porque o histórico de dados do mercado brasileiro é considerado recente e, portanto, recorre-se a um mercado mais maduro, aproveitando a riqueza de dados do mercado americano. Assim, prêmio de risco de mercado utilizado é 8,17% a.a.

Por fim, o Índice Beta é uma medida utilizada em finanças que relaciona a sensibilidade de um ativo dentro de uma carteira de investimentos. Neste estudo, para realizar seu cálculo, são feitas as estimativas dos betas para as empresas CEG e Comgás, com ajuste estatístico de um desvio padrão na estimativa do beta para melhor adequar incertezas no projeto.

CI 5411

\_

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> https://mba.tuck.dartmouth.edu/pages/faculty/ken.french/data\_library.html. Acesso em 04/03/21.



## Custo de Capital de Terceiros

O custo de capital de terceiros é calculado utilizando a seguinte metodologia:

## Equação 2: Custo de Capital de Terceiros

$$K_t = (r_f + r_c) x (1 - IO)$$

Em que:

- $K_t$  = custo de capital de terceiros;
- $r_f = \text{taxa}$  de referência livre de risco;
- $r_c$  = prêmio de risco de crédito; e
- *10* = alíquota de imposto operacional que considera o IRPJ e CSLL.

Para determinar a taxa de juros nominal, são consideradas informações das empresas brasileiras que atuam no setor de Gás. A taxa de juros nominal, calculado com base nestas empresas, é de 11,06% a.a., conforme dados da Tabela 17: Custo do Capital de Terceiros. Considerando a inflação de 3,35% a.a. e imposto operacional de 34%, o valor do custo de capital de terceiros passa a ser 4,92% a.a. (em termos reais).

Tabela 17: Custo do Capital de Terceiros

Empresas	Taxas das Debêntures Emitidas
CEG	10,09%
COMGÁS	9,43%
Média	9,76%
Prêmio de Spread	1,30%
Total	11,06%

Fonte: Elaboração própria.

#### Resultado

Dado os valores apresentados nos itens acima, o WACC obtido para o setor é de 8,05% a.a., conforme apresentado na Tabela 18: WACCErro! Fonte de referência não encontrada.



Tabela 18: WACC

Informação	Fonte	Valor
Beta	Setor: Gás <sup>1</sup>	0,93
Prêmio de risco	site Kenneth R. French <sup>2</sup>	8,17%
Taxa livre de risco	NTN-B venc 2045 (média jan/21 a fev/21)	3,77%
Taxa de juros nominal	Demonstrações Financeiras Empresas do setor 4T2019 e 1T2020	11,06%
Inflação	Média expectativa focus para próximos 30 anos	3,35%
Taxa de juros real	Taxa de juros - inflação	7,46%
Alíquota IR	-	34,0%
Estrutura de Capital $\left(\frac{D}{D+E}\right)$	Média setor (2015 - 2019)	51,74%
Custo de Capital Próprio (Ke)		11,39%
Custo de Capital de terceiros (Kd)		4,92%
Custo médio ponderado de capital (WACC)		8,05%

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>Com ajuste estatístico de um desvio padrão na estimativa do beta para melhor adequar incertezas no projeto.

Fonte: Elaboração Própria.

 $<sup>^2\,</sup>https://mba.tuck.dartmouth.edu/pages/faculty/ken.french/data\_library.html$ 

Folha 1





ePROTOCOLO

17.429.590-5

Órgão Cadastro: FUNDEPAR

**Em:** 10/03/2021 13:12

**CPF Interessado 1**: 330.339.199-87

Interessado 1: ALEXANDRE MODESTO CORDEIRO

Interessado 2:

Assunto: DOCUMENTACAO/INFORMACAO Cidade: CURITIBA / PR

Palavras-chave: ASSINATURA DOCUMENTO

**Nº/Ano** 1/2021

Detalhamento: TRATA-SE DE EXPEDIENTE PARA ASSINATURA, QUE SE REFERE AO PLANO DO GÁS,

CONFORME DECRETO 1952.

Código TTD: -

Para informações acesse: https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/consultarProtocolo





Curitiba, 10 de março de 2021.

Α

Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas – FIPE

Ref.: Contrato Paranacidade n. 001/2020

Prezados Senhores.

Não obstante o encerramento do contrato em epígrafe e o integral cumprimento pela Fipe do projeto e dos produtos entregáveis previstos em contrato, em análise dos documentos encaminhados por esta Fundação, mais especificamente, as considerações ao Produto 5, enviadas por meio do ofício 10.11.2020-014/FIPE/CT00124/5411, notou-se a menção a Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL, como sendo a demandante dos temas que foram objeto de considerações efetuadas pela Fipe naquela ocasião.

Contudo, é de frisar-se que tais considerações foram oriundas de reflexões do Grupo de Trabalho do Gás - GT, instituído pelo Decreto Estadual n. 1.952 de 05 de julho de 2019, e não pela COPEL especificamente, embora o GT tenha, ao longo da execução do projeto, dialogado com as mais diversas instituições estaduais, direta ou indiretamente relacionadas ao Plano de Gás, dentre elas a COPEL.

Desta feita, a fim de que o documento enviado pela Fipe por meio do ofício supramencionado retrate a direta interação mantida pela Fipe ao longo do trabalho, ocorrida com o Paranacidade e o GT do Gás, solicita-se que seja retificado o referido documento denominado "Respostas às considerações da Copel sobre o Produto 5", devendo constar como "Respostas às considerações do Grupo de Trabalho do Gás sobre o Produto 5".

Ao ensejo renovamos protestos de estima e consideração.





Grupo de Trabalho

Alex Sandro Noel Nunes - pela Governadoria

Alexandre Cordeiro Modesto - pela Governadoria





Documento: Oficio\_FIPE.pdf.

Assinado por: Alexandre Modesto Cordeiro em 10/03/2021 13:12, Alex Sandro Noel Nunes em 11/03/2021 10:54.

Inserido ao protocolo **17.429.590-5** por: **Alexandre Modesto Cordeiro** em: 10/03/2021 13:12.



Documento assinado nos termos do art. 18 do Decreto Estadual 5389/2016.





Curitiba, 10 de março de 2021.

Α

Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas - FIPE

Ref.: Contrato Paranacidade n. 001/2020

Prezados Senhores,

Não obstante o encerramento do contrato em epígrafe e o integral cumprimento pela Fipe do projeto e dos produtos entregáveis previstos em contrato, mas, sobretudo, considerando o cenário econômico nacional, em especial, os efeitos decorrentes da pandemia de COVD-19 sobre as contas públicas e suas repercussões no ambiente macroeconômico brasileiro, e ainda, que o Estado do Paraná ainda não tomou qualquer decisão ou implementou nenhuma ação a partir da conclusão dos trabalhos desenvolvidos pela Fipe, vimos consultar esta renomada instituição acerca da possibilidade de avalição dos efeitos macroeconômicos, em especial sobre as contas públicas e nível de juros do mercado brasileiro, decorrentes da pandemia de COVD-19 sobre a precificação da outorga para renovação da concessão objeto do contrato em epígrafe.

Certos da compreensão e na expectativa de poder contar com tal apoio, renovamos protestos de estima e consideração.

Atenciosamente.

Grupo de Trabalho

Alex Sandro Noel Nunes - pela Governadoria

Alexandre Cordeiro Modesto – pela Governadoria





Documento: Oficio\_FIPE\_Consulta.pdf.

Assinado por: Alexandre Modesto Cordeiro em 10/03/2021 13:13, Alex Sandro Noel Nunes em 11/03/2021 10:54.

Inserido ao protocolo **17.429.590-5** por: **Alexandre Modesto Cordeiro** em: 10/03/2021 13:12.



Documento assinado nos termos do art. 18 do Decreto Estadual 5389/2016.