

Relatório do Grupo de Trabalho da Resolução CNPE 10/2024

**Gás Liquefeito
de Petróleo**



Ministério de Minas e Energia

Ministro de Estado

Alexandre Silveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco “U” – 8º andar

70.065-900 – Brasília/DF

www.mme.gov.br

Março de 2026

Representantes

Ministério de Minas e Energia

Aldo Barroso Cores Júnior (Líder do SubGT 01)
Danielle Lanchares Ornelas
Deivson Matos Timbó
Edie Andreeto Junior (Coordenador suplente do GT)
Karla Nayra Gonçalves Ribeiro
Maríthiza Gonçalves Vieira
Marlon Arraes Jardim Leal (Coordenador do GT)
Nikholas Magno Sales Segatti
Renato Cabral Dias Dutra (Coordenador do GT no período de ago/2024 a set/2025)
Rodrigo Mendonça de Lima
Ronny José Peixoto (Líder suplente do SubGT 01)
Umberto Mattei

Casa Civil da Presidência da República

Karla Branquinho dos Santos (Titular)
Euler Martins Lage (Suplente)
Jaqueline Meneghel Rodrigues

Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

Luciana Machado Rodrigues
Ricardo de Almeida Paula
Rogério Fabrício Glass

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Pedro Lopes
Ederaldo Godoy
Marcelo C. B. Cavalcanti
Gustavo Palladini
Fernando D` Angelo Machado
Rafael Barros Araújo

Ministério de Portos e Aeroportos

Bruna Roncel
Eduardo Pereira
Fernanda Coutinho
Ingrid Pantoja Machado
Ismael Gomes Netto

Ministério das Relações Exteriores

Helena Gressler
Eduardo Siebra
Sergio Hablitschek

Ministério da Fazenda

Carlos Colombo
Ravvi Madruga

Ministério da Ciência e Tecnologia

Gustavo de Lima Ramos

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES

André Pompeo do A. Mendes
Cassio Teixeira Nunes

Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade

Leonardo Jordão da Silva

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Abel Abdalla Torres
Luiz Filipe Brandão
Fernando Machado
Bruno Moura
Luiz Eduardo Esteves
Joana Duarte Ouro Alves

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	4
2. INTRODUÇÃO	4
2.1. Contextualização	4
2.2. Escopo	5
3. METODOLOGIA.....	6
3.1. Definição de perguntas objetivo	6
3.2. Da Participação Social.....	10
3.3. Da consulta aos postos diplomáticos	11
4. ANÁLISES E DISCUSSÕES	15
4.1 Panorama do Mercado Brasileiro de GLP.....	15
4.1.1 Dinâmica Setorial do Consumo de GLP no Brasil.....	15
4.1.2 Estrutura Geral da Cadeia de GLP	17
4.1.3 Estrutura da Oferta de GLP	18
4.1.3.1 Produção Nacional e Agentes do Suprimento Primário	18
4.1.3.2 Perspectiva da Oferta de GLP	21
4.1.4 Segmento de Distribuição.....	24
4.1.5 Segmento de Revenda	29
4.1.6 Regulação	32
4.2 Análise da Participação Social	34
4.2.1. Apontamentos registrados	34
4.2.1.1 Sindigás	34
4.2.1.2 Ultragaz	36
4.2.1.3 Copa Energia	36
4.2.1.4 Pay Gas	37
4.2.1.5 Petrobras	37
4.2.1.6 Abragás.....	38
4.2.1.7 Moov Gás	38
4.2.1.8 Leggio	39
4.2.2 Resultados obtidos.....	40
4.3 Do resultado da consulta aos postos diplomáticos.....	43
4.3.1 Das respostas da consulta.....	43
4.3.2 Mercado e Preço de GLP	43

4.3.3 Modelo Regulatório	47
4.3.4 BioGLP	50
4.4 Das Políticas Públicas	52
4.4.1 Experiência Nacional.....	52
4.4.1.1 Reidi	52
4.4.1.2 Debêntures de infraestrutura.....	54
4.4.2 Experiência Internacional	55
4.5 Estrutura de Formação de Preços do GLP e Modelos Internacionais	61
4.5.1 Dos Modelos de Precificação	61
4.5.2 Estrutura de Formação de Preços.....	62
4.5.3 Análise Comparativa da Estrutura de Preços do GLP em Países da América Latina	76
4.5.4 Transparência de Preços.....	81
4.5.4.1 Dados de Preços Publicados pela ANP	81
4.5.4.2 Projeto de Transparência de Preços na Revenda - PTPR	83
4.5.4.3 Revisão da Resolução ANP nº 795/2019	88
4.5.5 Tributação do GLP no Brasil	91
4.6 Da Assimetria de Transmissão de Preços de GLP	93
4.7 Das ações e medidas para redução da pobreza energética no segmento de GLP, considerando as experiências internacionais	97
4.7.1 Das iniciativas Governo Federal	99
4.7.1.1 Auxílio Gás dos Brasileiros.....	99
4.7.1.2 Auxílio Gás do Povo.....	100
4.7.1.3 Política Nacional de Cocção Limpa.....	101
4.7.2 Experiencias internacionais	101
4.8 Das ações e medidas para a promoção da concorrência e atração de investimentos no mercado de GLP, incluindo experiências internacionais	103
4.8.1. Atuais ações e medidas (AIR).....	103
4.8.1.1. Vedação a determinados usos do GLP	103
4.8.1.2. Exclusividade de enchimento conforme a marca estampada	105
4.8.1.3. Enchimento de vasilhame a varejo	109
4.8.1.4 Critério de rateio de produto em polos de entrega deficitários.....	111

4.8.1.5. Cooperação entre concorrentes no envase.....	113
4.8.1.6. Vinculação contratual entre distribuidores e revendedores.....	115
4.8.2 - Acesso à oferta primária	116
4.8.3 - Investimentos em terminais	128
4.8.3.1 – Novo Terminal de Importação de GLP no Porto de Suape	128
4.8.3.2 – Novo Terminal de Importação de GLP no Porto de Pecém	130
4.9. Do GLP Renovável – BioGLP	132
4.9.1. Das Rotas Tecnológicas.....	133
4.9.2. Matérias-primas da Produção de BioGLP	136
4.9.3. Aspectos Ambientais do BioGLP	138
4.9.4. Panorama Global – Produção e Potencialidades do BioGLP.....	140
4.9.5. Investimentos Anunciados para Produção de Biocombustíveis Avançados e Experiências Pioneiras de Produção de BioGLP no Brasil.....	146
4.9.6. A Experiência de Produção de BioGLP no Brasil.....	146
4.9.7. A Política do RenovaBio e a Lei do Combustível do Futuro	147
4.9.7.1. Da Certificação da Produção de Biocombustíveis	148
4.9.7.2. Das Metas de Descarbonização e da Geração de Créditos de Descarbonização (CBIOS)	150
4.9.7.3. A Certificação da Produção da Rota do Biometano no RenovaBio	151
4.9.7.4. O Biometano e a Lei Combustível do Futuro	152
4.9.7.5. Da Possibilidade de Inclusão do BioGLP no RenovaBio e na Lei Combustível do Futuro	153
4.9.8. Considerações Finais sobre BioGLP	155
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	156
5.1. Das conclusões	156
5.2. Das Recomendações	157
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	161

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Este relatório, elaborado de forma colaborativa pelos membros do SubGT-01, tem como objetivo subsidiar a formulação de políticas públicas para o mercado de gás liquefeito de petróleo (GLP).

Inicialmente, o documento apresenta uma contextualização da Resolução CNPE nº 10, que institui o Grupo de Trabalho (GT) e seus respectivos subgrupos, destacando os temas contemplados neste relatório, conforme o § 3º do art. 1º da referida resolução.

A seção de metodologia descreve a definição das perguntas elaboradas para a pesquisa sobre o mercado de GLP, bem como a identificação dos atores nacionais e internacionais que participaram do processo.

A parte dedicada às análises e discussões inclui estudos de contextualização do mercado nacional e internacional de GLP, além das respostas obtidas por meio de consultas a postos diplomáticos internacionais. Essas consultas visam identificar as melhores práticas adotadas globalmente no setor de GLP e acompanhar a evolução das pesquisas e da produção de BioGLP.

Por fim, conclui-se que os estudos realizados, aliados às respostas aos questionamentos formulados, permitem a proposição de medidas e políticas destinadas a fomentar e estimular o mercado de GLP.

2. INTRODUÇÃO

2.1. Contextualização

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 10, de 26 de agosto de 2024, instituiu o Grupo de Trabalho para subsidiá-lo na proposição de medidas e diretrizes para o mercado nacional de combustíveis aquaviários, combustíveis de aviação e gás liquefeito de petróleo.

O Grupo de Trabalho é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, e envolve a participação de representantes da Casa Civil da Presidência da República; do Ministério da Fazenda; do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços; do Ministério da Agricultura e Pecuária; do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; do Ministério dos Transportes; do Ministério de Portos e Aeroportos; do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima; do Ministério das Relações

Exteriores; da Autoridade Marítima Brasileira; da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP; da Agência Nacional de Aviação Civil - Anac; da Agência Nacional de Transportes Aquaviários - Antaq; do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade; da Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

Os representantes titulares e suplentes foram designados por meio da Portaria de Pessoal GM/MME nº 267, de 30 de dezembro de 2024, publicada no Diário Oficial da União em 2 de janeiro de 2025.

O referido grupo de trabalho deliberou pela divisão dos estudos em cinco subgrupos temáticos:

- SubGT-01, voltado para o mercado de gás liquefeito de petróleo (GLP);
- SubGT-02, voltado para o mercado de combustíveis fósseis de aviação;
- SubGT-03, voltado para o mercado de combustíveis de aviação sustentáveis;
- SubGT-04, voltado para o mercado de combustíveis fósseis aquaviários;
- SubGT-05, voltado para o mercado de combustíveis aquaviários sustentáveis;

O presente relatório refere-se ao SubGT-01, portanto, ao mercado de GLP.

2.2. Escopo

O escopo do trabalho foi estabelecido pela Resolução CNPE nº 10/2024, mais especificamente nos incisos de I a V do § 3º do art. 1º da mesma resolução, *in verbis*:

§ 3º O estudo referente ao mercado de gás liquefeito de petróleo deverá contemplar, no mínimo, os seguintes temas:

I - modelos de precificação do GLP, incluindo as experiências internacionais;

II - assimetria na transmissão de preços no mercado de GLP P13;

III - ações e medidas para redução da pobreza energética no segmento de GLP, considerando as experiências internacionais;

IV - ações e medidas para a promoção da concorrência e atração de investimentos no mercado de GLP, considerando as experiências internacionais; e

V - GLP Renovável - BioGLP.

3. METODOLOGIA

3.1. Definição de perguntas objetivo

Inicialmente, estabeleceu-se, para cada tema constante no § 3º do art. 1º da Resolução CNPE nº 10/2024, um conjunto de objetivos e de perguntas com o intuito de orientar os trabalhos do SubGT, bem como de delimitar o escopo do estudo. As perguntas propostas foram discutidas no âmbito do SubGT e aprovadas pelo Grupo de Trabalho deliberativo.

Para o art. 3º, inciso I - “modelos de precificação do GLP, incluindo as experiências internacionais”:

Objetivos:

- 1) Avaliar e comparar a estrutura de formação de preços do GLP no Brasil e em outros países, a fim de subsidiar políticas futuras que visem aumentar a eficiência do mercado.

Questionamentos:

- 1) Nivelamento de conhecimento: Como é hoje no Brasil a formação de preço do GLP (percentual de custo de cada etapa da cadeia produtiva no preço final, inclusive, participação dos tributos nesse preço)?
- 2) Como é a estrutura de mercado em cada etapa da cadeia produtiva (concentração de mercado no refino, importação, distribuição e revenda) e possíveis efeitos na formação de preços?
- 3) Quais estudos (acadêmicos ou não) já realizados sobre estrutura de formação de preços no Brasil nos últimos anos para o mercado de GLP? Qual sua abrangência temporal? Quais suas conclusões?
- 4) O que poderia ser proposto de política ou diretriz para aperfeiçoamento da precificação/transparência de preços do GLP?
- 5) Em relação aos países com mercado representativo de GLP, como se dá, por país (selecionar grupos de países específicos, preferencialmente da OCDE):
 - a) a estrutura de formação de preços do combustível?

- b) a cadeia de abastecimento desse combustível? quais os elos da cadeia? quantos tipos de agentes atuam? qual a concentração de mercado em cada elo? existe venda direta? há estatais nos elos da cadeia? Caso sim, em quais elos, qual seu *market share* e política de preços em cada elo? existe órgão regulador específico para o setor de petróleo e gás, ou todo o setor de energia (i.e., incluindo o setor elétrico)? o mercado é de utilidade pública?
 - c) nesses mercados, há controle de preços em alguma etapa da cadeia produtiva? Caso sim: i) em qual etapa; ii) há clareza sobre a regra de controle? iii) qual é a regra de controle?
 - d) há publicização das informações de preço nesses mercados? Caso sim, alcançam quais elos da cadeia (produção, importação, distribuição e revenda)?
 - e) existe algum compromisso internacional a que este país esteja vinculado (exemplo, OCDE), que influencie esse regime de precificação?
- 6) Quais as principais diferenças e semelhanças na estrutura de mercado, regime de preços, publicização e formação de preço do GLP do Brasil em comparação com outros países avaliados?

Para o art. 3º, inciso II - “assimetria na transmissão de preços no mercado de GLP P13”:

Objetivos:

- 1) Produzir estudo sobre a ATP do mercado de GLP e caderno executivo contendo principais informações.

Questionamentos:

- 1) Quais metodologias podem ser aplicadas para medir a ATP, de modo geral e no mercado de combustíveis? Os dados disponíveis são suficientes para a condução das análises?
- 2) Quais estudos (acadêmicos ou não) já realizados sobre ATP no Brasil nos últimos anos para o mercado de combustíveis? Qual sua abrangência temporal? Quais suas conclusões?
- 3) Existem referências a respeito da identificação de comportamentos de captura de renda na transmissão de preços? Se sim, tem algum patamar (% ou

numérico) considerado crítico em setores de utilidade pública, como o de combustíveis?

4) Qual o papel da ATP na redução de eficácia de políticas públicas?

Para o art. 3º, inciso III - “ações e medidas para redução da pobreza energética no segmento de GLP, considerando as experiências internacionais”:

Objetivos:

- 1) Identificar ações e medidas que podem ser adotadas para promover o uso do GLP como uma ferramenta para a redução da pobreza energética, a exemplo do Programa Auxílio Gás dos Brasileiros.
- 2) Prospectar metodologias de mensuração e de apuração do nível de pobreza energética do país. Embora considere-se o foco no mercado de GLP, não deixar de abordar o conceito para sua eventual aplicação no setor de energia de modo geral.
- 3) Avaliar a oportunidade de se realizar benchmark internacional acerca das políticas públicas voltadas para o combate à pobreza energética.

Questionamentos em complemento aos estudos realizados para o auxílio Gás para Todos:

- 1) Pode-se indicar, segundo critérios de eficácia, eficiência e efetividade, entre outros indicadores, onde a política pública sinalize como mais indicado outras formas de atendimento da demanda da população por cocção?

Para o art. 3º, inciso IV - “ações e medidas para a promoção da concorrência e atração de investimentos no mercado de GLP, considerando as experiências internacionais”:

Objetivos:

- 1) Avaliar ações e medidas para promoção da concorrência e atração de investimentos no mercado de GLP, em continuidade e complemento à Nota Técnica “Estudos prospectivos sobre oferta, demanda, investimentos e o abastecimento de GLP no Brasil” da EPE e ao Plano Decenal de Energia 2035, tendo em vista os objetivos e princípios da Política Energética Nacional, definidos no art. 1º da Lei nº 9.478/1997.

Questionamentos:

- 1) Nivelamento de conhecimento: qual o diagnóstico concorrencial do mercado de GLP no Brasil e quais medidas regulatórias e legislativas estão em andamento (RAIR – ANP).
- 2) De que forma as medidas apontadas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (RAIR) preliminar da ANP contribuem para a solução do problema?
- 3) Há mudanças legislativas ou diretrizes de políticas públicas que contribuam para a solução dos problemas regulatórios identificados?
- 4) Há aperfeiçoamentos dos critérios de leilões portuários que contribuiriam para o aumento da concorrência no mercado de GLP?

Para o art. 3º, inciso V - “GLP Renovável - BioGLP.”:

Objetivos:

- 1) Identificar o potencial brasileiro de produção e comercialização do BioGLP, avaliando:
 - a) as experiências internacionais vigentes,
 - b) as perspectivas advindas das políticas públicas para os combustíveis sustentáveis avançados,
 - c) as aplicações que possam agregar valor às cadeias produtivas e viabilizar a introdução desse produto na matriz energética nacional, em condições viáveis econômica e tecnicamente.
- 2) Conhecer as iniciativas do setor privado no sentido de acelerarem o processo de pesquisa, desenvolvimento, produção experimental e comercialização no Brasil.
- 3) Avaliar a necessidade de proposição de políticas públicas ou diretrizes de políticas públicas para incentivo à produção do BioGLP.
- 4) Identificar interfaces e complementariedades da política pública do BioGLP com a política pública relacionada à cocção limpa.

Questionamentos:

- 1) Nivelamento de conhecimento: o que é o BioGLP e quais as rotas de produção?
- 2) O que há hoje no Brasil em termos de produção de bioGLP e de projetos?
- 3) Como está o desenvolvimento desse mercado no mundo?

- 4) Quais políticas têm sido desenvolvidas internacionalmente para estimular o mercado de bioGLP?
- 5) De quais políticas públicas o bioGLP se beneficia atualmente?
- 6) Quais os entraves, inclusive de ordem tributária e regulatória, para o aumento da produção nacional?
- 7) O que seria necessário para estimular esse mercado?
- 8) Há interfaces e complementariedades entre as políticas públicas do bioGLP e as de promoção da cocção limpa?

3.2. Da Participação Social

O Grupo de Trabalho, composto pelos representantes indicados pela Portaria de Pessoal GM/MME nº 267/2024, definiu que a participação social ocorreria por meio de reuniões com os principais representantes dos segmentos do mercado, além de entidades sugeridas durante os trabalhos, no sentido de agregar experiências relevantes sobre temas específicos.

O quadro a seguir elenca as reuniões realizadas com agentes externos:

Tabela 1 - Reuniões com agentes externos

Reunião SubGT-01	Data	Instituição Participante	Instituição Participante - Sigla	Natureza da Instituição
6 ^a	24/03/2025	Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo	Sindigás	Representante Setorial
7 ^a	31/03/2025	Ultragaz	Ultragaz	Empresa Privada do segmento de distribuição
8 ^a	07/04/2025	Copa Energia	Copa Energia	Empresa Privada do segmento de distribuição
9 ^a	14/04/2025	Paygas	Paygas	Empresa Privada do segmento de revenda
11 ^a	17/04/2025	Petróleo Brasileiro S.A.	Petrobras	Estatal Federal

12ª	28/04/2025	Associação Brasileira de Entidades de Classe das Revendas de Gás LP	Abragás	Representante Setorial
19ª	21/07/2025	Moov Gás	Moov Gás	Empresa Privada do segmento de Distribuição
21ª	04/08/2025	Petróleo Brasileiro S.A.	Petrobras	Estatal Federal
22ª	11/08/2025	Leggio Consultoria	Leggio	Empresa Privada de consultoria

3.3. Da consulta aos postos diplomáticos

A fim de avaliar experiências internacionais relacionadas aos temas de estudo dos SubGTs, cada um deles elaborou uma série de perguntas que foram endereçadas aos postos diplomáticos de países considerados mais relevantes, a depender do tema em questão. As perguntas foram acompanhadas das respostas com dados do mercado brasileiro, o que teve o intuito de exemplificar o que era esperado das respostas e, ao mesmo tempo, fornecer uma contrapartida pelas informações prestadas.

Tanto as perguntas quanto a lista de países foram submetidos ao Grupo de Trabalho deliberativo para aprovação e, em seguida, encaminhadas ao Ministério de Relações Exteriores, que, por sua vez, mediou a comunicação com os representantes dos países escolhidos.

As perguntas aprovadas para o SubGT 01 são listadas na Tabela 2:

Tabela 2 - Perguntas encaminhadas para os postos diplomáticos

Pergunta	Resposta (Brasil)
1. Existem dados sobre produção, consumo, importação e exportação de GLP publicadas sistematicamente? Se sim, onde podemos encontrá-las?	A ANP possui diversos painéis de BI atualizados mensalmente com dados do mercado de GLP e outros. Informações disponíveis em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojZWlZNDg3YzUtMGFlMC00MzdmLTgzOWQtZThkOWExNTU2NjBliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FKYzkyMyJ9
2. Há um ou mais órgãos reguladores para a cadeia de GLP? Informar nome, site e respectivo elo da cadeia regulado.	A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o regulador. Site: www.anp.gov.br

<p>3. Quais os principais usos do GLP e quanto ele representa para cada segmento?</p>	<p>Os principais usos são:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Residencial (principalmente para cocção) – 79%; - Industriai – 13%; - Outros – 8% <p>Informações estão disponíveis em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-753/FS-EPE-DPG-SDB-2023-01-GLP.pdf</p>
<p>4. Quais os principais recipientes de GLP utilizados no segmento residencial? São retornáveis (não descartáveis)? Que regulação trata do tema?</p>	<p>O principal tipo de botijão utilizado no segmento residencial é o botijão retornáveis de aço contendo 13 kg de GLP. O peso total (garrafa + GLP) é de aproximadamente 27 kg.</p>
<p>5. Há possibilidade de uma empresa realizar o enchimento de vasilhame de GLP de outra empresa para uso em cocção de alimentos (enchimento de outras marcas)? Que regulação trata do tema?</p>	<p>A distribuidora somente pode abastecer e comercializar vasilhames de GLP de marca própria, salvo se prestando serviço para outra distribuidora (Res. ANP 957/2023, disponível em: http://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-957-2023).</p>
<p>6. Quais os elos da cadeia do GLP? Existe a necessidade de destroca de vasilhames? Se sim, qual agente realiza essa operação?</p>	<p>Os principais elos da cadeia de valor do GLP no Brasil são: Produção / Importação - Distribuição - Revenda. Como o distribuidor recebe botijões vazios de outras marcas, mas só pode encher os de sua própria marca, eles precisam botijões entre si (principalmente em ""centros de troca"").</p>
<p>7. A quem pertencem os vasilhames de GLP? Quem pode enchê-los? Como você pode identificar a empresa que envasou e vendeu o botijão de GLP? Quer norma trata do tema?</p>	<p>Os botijões são propriedade do cliente/utilizador, mas apenas os distribuidores podem enchê-los, em instalações específicas. No Brasil, a cor dos botijões de GLP identifica o distribuidor responsável pela sua integridade e por enchê-los e vendê-los. Caso um distribuidor preste serviços de envase e venda a outro distribuidor, é incluído no botijão um rótulo com essa informação (Res. ANP 957/2023, disponível em: http://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-957-2023).</p>
<p>8. Quem é responsável pela inspeção e manutenção da integridade do vasilhame?</p>	<p>As distribuidoras são responsáveis por garantir a integridade do botijão de GLP</p>
<p>9. Há possibilidade de recarga parcial do vasilhame (enchimento fracionado) para cocção de alimentos?</p>	<p>Não. O cliente deverá comprar um botijão cheio.</p>

<p>10. Qual a concentração de mercado em cada elo? (se possível, informe o CR4 de cada segmento, ou seja, a soma do <i>market share</i> dos 4 principais players).</p>	<p>CR4 (2024):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Produção - 100%; - Importação - 100%; - Distribuição - 89,25%; - Revenda - não disponível, mas baixo <p>Fonte: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizWlZNDg3YzUtMGFIMC00MzdmLTgzOWQzThkOWExNTU2NjBliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTtNGI0Mi1iN2VmLTFyNGFmY2FkYzkyMyJ9</p>
<p>11. Qual a estrutura de formação de preços do GLP para cocção de alimentos? Informar: percentual de custo de cada etapa da cadeia produtiva no preço final, inclusive, participação dos tributos (decomposição do preço).</p>	<p>"Preço médio produtor/importador: 34,0% Impostos federais: 0,0% Impostos estaduais: 17,3% Margem de distribuição e revenda: 48,7%</p> <p>Fonte: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/composicao-e-estruturas-de-formacao-dos-precos"</p>
<p>12. Há restrição em relação à proporção de propano e butano na composição do GLP comercializado para cocção de alimentos, ou alguma outra restrição à sua composição (poder calorífico, por exemplo)? Se sim qual a regra aplicável?</p>	<p>Não há restrição em termos de proporção de propano/butano. Regulamentação vigente: Resolução ANP 825/2020 - https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-825-2020</p>
<p>13. Há empresas estatais ou de capital misto atuando em algum dos elos da cadeia? Se sim, quais empresas e em quais elos atuam?</p>	<p>A Petrobras é uma empresa de economia mista, controlada pelo governo. É responsável pela grande maioria da produção e importação brasileira de GLP. Desde 2020, a Petrobras não possui participação em empresas de distribuição ou revenda de GLP.</p>
<p>14. O mercado de GLP é considerado como de utilidade pública?</p>	<p>Sim. O abastecimento nacional de combustíveis em geral é considerado de utilidade pública (Lei nº 9.847/1999 art. 1º, § 1º).</p>
<p>15. Existem subsídios aplicados a algum mercado de GLP no país. Em que proporção do preço? Para que público?</p>	<p>Como o GLP é utilizado principalmente para cocção no Brasil e tem grande relevância social, existem políticas públicas federais e estaduais que concedem subsídios a famílias de baixa renda para reduzir o peso dos custos do GLP em seu orçamento. Atualmente, em nível federal, cerca de 5,5 milhões de famílias recebem, a cada 2 meses, uma quantia em dinheiro equivalente ao preço médio nacional do botijão de 13 kg de GLP (calculado com base nos preços dos 6 meses anteriores). Porém, as famílias não são obrigadas a gastar esse valor com GLP. Esta política é estabelecida pela Lei nº 14.237/2021, disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14237.htm.</p>

16. Há alguma restrição para que uma empresa atue diretamente (ou tenha participação) em mais de um da cadeia (verticalização)? Se sim, qual o nível de desverticalização.	Não há restrições regulatórias à verticalização.
17. Existem informações publicizadas sobre preços de GLP praticados? Onde podemos encontrá-las?	A ANP publica relatório mensal com preços médios de GLP por estado, decompostos em preço ao produtor, impostos, margem bruta de distribuição, margem bruta de revenda Link: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-ao-consumidor-consolidados-glp
18. O preço é livre para todos os segmentos do mercado? Se não: (i) Para qual segmento ou elo da cadeia há controle de preço? (ii) Qual o órgão responsável pelo controle? (iii) Há algum referencial de preço que é adotado para reajuste? Qual?	Sim, o preço é livre para todos os segmentos de mercado.
19. Há produção de bioGLP no país? Se sim, em qual quantidade anual nos últimos 5 anos (kg ou m3)?	Sim. Foi produzido apenas um lote de 140 toneladas de BioGLP, em 2024.
20. A regulação/fiscalização faz alguma distinção em termos de qualidade e testes para GLP e bioGLP? Ou seja, há alguma exigência de qualidade/testes que se aplica apenas a um e não ao outro?	Desde que a composição do bioGLP respeite a regulamentação de qualidade (Resolução ANP 825/2020), poderá ser comercializado como GLP
21. Há alguma política pública de incentivo à produção de bioGLP? Se sim, quais? As informações sobre as políticas estão disponíveis em algum site público? Se sim, qual o endereço?	O Brasil possui incentivos fiscais para “debêntures de infraestrutura”, que podem ser utilizadas como alternativa para financiar a produção de biocombustíveis, incluindo o bioGLP. Esta política é estabelecida pela Lei nº 12.431/2011, regulamentada pelo Decreto nº 11.964/2024.
22. Quais são as principais rotas de produção de bioGLP no seu país?	O GLP foi produzido na unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC) de uma refinaria de petróleo (Riograndense), utilizando óleo de soja.

Os países consultados estão listados a seguir:

- África do Sul
- Argentina
- Chile
- Colômbia
- Coreia do Sul
- Estados Unidos

- Índia
- Japão
- México
- Portugal
- Turquia

A escolha desses países especificamente se deu em decorrência da relevância de seus mercados de GLP, de particularidades regulatórias ou de eventuais similaridades com o mercado brasileiro. Dos países consultados, apenas a África do Sul e a Turquia não forneceram respostas.

4. ANÁLISES E DISCUSSÕES

4.1 Panorama do Mercado Brasileiro de GLP

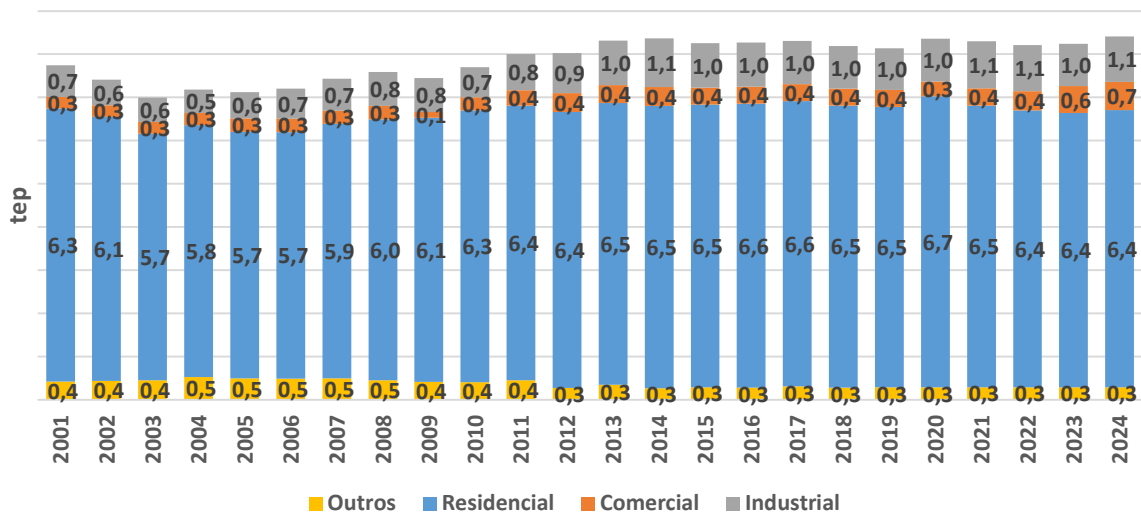
4.1.1 Dinâmica Setorial do Consumo de GLP no Brasil

O Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) é um energético derivado do petróleo e do gás natural, amplamente utilizado no Brasil, especialmente no setor residencial, onde é empregado predominantemente para cocção de alimentos (EPE, 2022). Ademais, possui uso relevante em atividades industriais, comerciais e em órgãos públicos, com aplicações como geração de calor em processos produtivos, aquecimento de água e ambientes, cocção em cozinhas profissionais e como insumo na indústria petroquímica.

Ao longo da última década, a participação do GLP no consumo final de energia no Brasil manteve-se relativamente estável, oscilando em torno de 4,5%, conforme os dados da matriz energética nacional consolidada em EPE (2025). Em 2015, o GLP representava 4,4% da matriz energética nacional, percentual que se manteve próximo desse patamar nos anos subsequentes, com leve aumento em 2020 (4,7%), reflexo, em parte, do aumento do consumo residencial durante o período de restrições da pandemia. A partir de 2021, observou-se uma tendência de redução gradual da participação do GLP, que caiu para 4,3% em 2022 e se estabilizou em 4,1% nos anos de 2023 e 2024. Essa trajetória sugere uma perda relativa de espaço do GLP frente a outras fontes energéticas, possivelmente influenciada pelo avanço de alternativas

energéticas no setor industrial e comercial, pela maior eletrificação de usos finais e por políticas de diversificação da matriz.

Figura 1 - Consumo final energético - GLP (tep).



Fonte: EPE (2025).

Entre 2001 e 2024, observa-se uma mudança gradual na composição setorial do consumo final de GLP no Brasil. Em 2001, o setor residencial era responsável por 82% do total consumido, enquanto o setor industrial representava 9%. Entre 2004 e 2017, o consumo residencial de GLP apresentou crescimento médio de aproximadamente 1% ao ano. Nesse período, a participação do setor residencial no consumo total de GLP manteve-se elevada, em torno de 80%. A partir de 2018, observa-se relativa estabilidade no consumo, com uma leve tendência de queda, interrompida por um pico de consumo em 2020, associado ao contexto da pandemia de COVID-19 e ao aumento da permanência domiciliar, retomando ao patamar de 2012 a partir de 2021. Em 2024, os dados indicam uma leve recuperação do consumo residencial, embora a participação relativa do setor siga em declínio gradual, representando agora 77%.

A participação relativa da indústria aumentou ao longo dos anos, atingindo seu pico em 2014, quando chegou a 13% do consumo total e um volume recorde de 1,12 milhão de toneladas equivalentes de petróleo (tep). Desde então, embora tenha havido certa oscilação nos volumes absolutos, a participação industrial permaneceu em aproximadamente 12%. O setor comercial, por sua vez, manteve-se em torno de 4% até 2011, quando iniciou uma trajetória de crescimento moderado, estabilizando-se em cerca de 5% na década seguinte. A partir de 2023, contudo, observa-se um

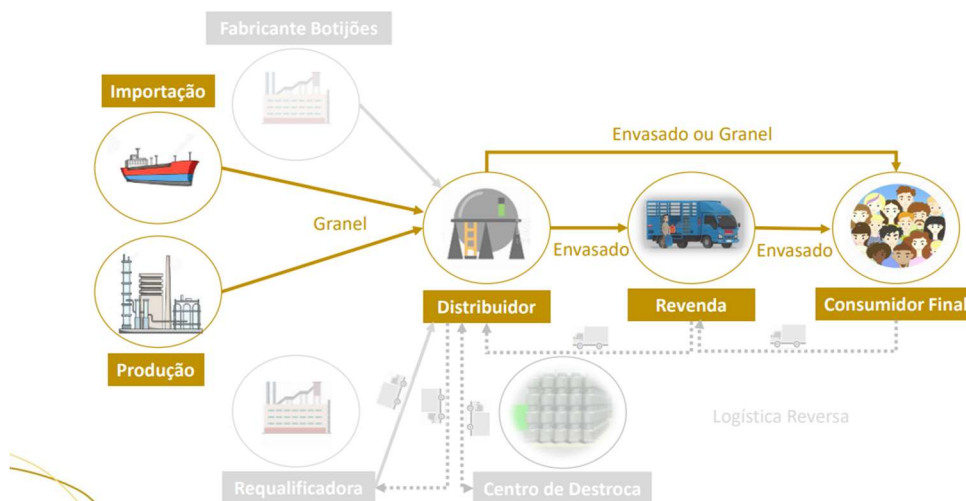
salto significativo na participação do segmento, que alcançou 8% do consumo total em 2023 e 2024. Essas mudanças refletem um processo de diversificação no uso final do GLP (EPE, 2025d).

4.1.2 Estrutura Geral da Cadeia de GLP

A cadeia de abastecimento do GLP no Brasil abrange múltiplos elos interligados — desde a produção e importação até a revenda ao consumidor final — e apresenta características técnicas e logísticas que a diferenciam de outras cadeias energéticas. O suprimento primário é realizado por refinarias de petróleo, unidades de processamento de gás natural (UPGNs), centrais petroquímicas (CPQs), bem como por agentes importadores e empresas contratantes de processamento. O produto é então comercializado por distribuidoras autorizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que o fornecem a granel ou envasado, seja para revendedores ou consumidores finais.

A logística do setor envolve o transporte do GLP em estado líquido pressurizado, tanto a granel quanto envasado em recipientes transportáveis — especialmente os botijões de 13 kg (P-13), predominantes no mercado residencial. Nos segmentos industrial e comercial, o produto é também fornecido em recipientes maiores ou diretamente a granel. A revenda do GLP envasado é realizada por uma ampla rede de estabelecimentos autorizados, espalhados por todas as regiões do País. A Figura 2, a seguir, apresenta os principais agentes da cadeia de suprimento e os fluxos entre eles.

Figura 2 - Cadeia de suprimento de GLP



Fonte: ANP (2023)

A cadeia do GLP é marcada por significativa complexidade regulatória, com normas específicas para cada elo — produção, importação, distribuição e revenda — abrangendo exigências de capital, segurança operacional, rastreabilidade e controle logístico. Ademais, a estrutura do mercado é concentrada em suas etapas iniciais, especialmente na produção e distribuição, o que afeta diretamente a dinâmica de preços, margens e condições de acesso ao produto por agentes menores.

Compreendida a estrutura funcional e organizacional da cadeia, o próximo item retrata as características da oferta nacional de GLP, abordando a produção interna, as fontes complementares, os dados de importação e as perspectivas de suprimento para os próximos anos.

4.1.3 Estrutura da Oferta de GLP

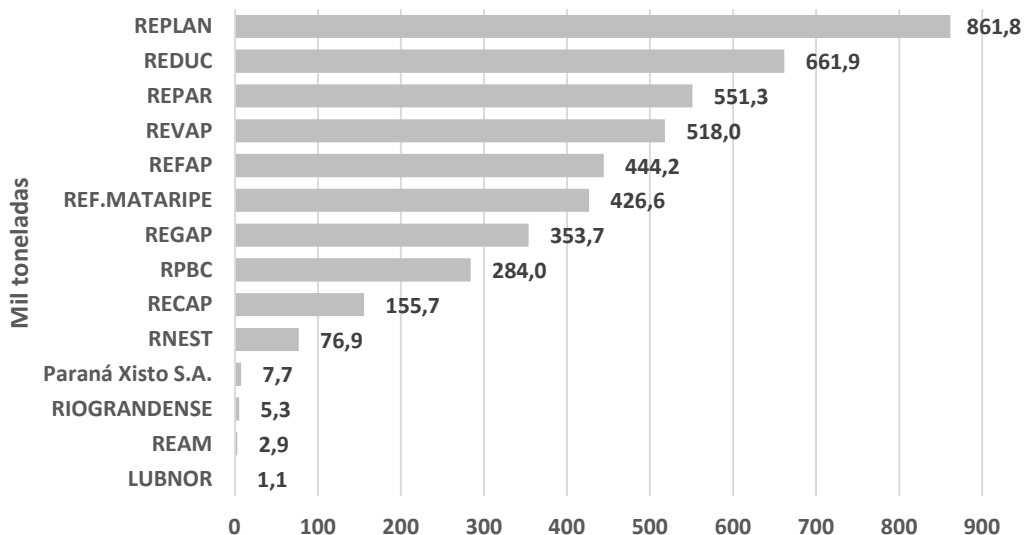
4.1.3.1 Produção Nacional e Agentes do Suprimento Primário

A produção doméstica de GLP no Brasil ocorre principalmente em refinarias de petróleo e unidades de processamento de gás natural (UPGNs), além de pequenas contribuições de centrais petroquímicas (CPQs). A cadeia de suprimento primário também inclui agentes que utilizam capacidade ociosa de UPGNs para processar gás natural oriundo de campos nos quais detêm participação, comercializando o GLP resultante.

Em 2024, a produção nacional de GLP somou 7,6 milhões toneladas: aproximadamente 4,4 milhões foram oriundas de refinarias, 1,2 milhão de toneladas das UPGNs e 0,1 milhão de toneladas das CPQs de acordo com ANP (2025a). Nos últimos anos, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) nas refinarias brasileiras apresentou uma trajetória de recuperação, consolidando-se em um novo patamar, superior ao observado nas médias históricas da década anterior. De acordo com dados da ANP (2025a), a produção média anual de GLP em refinarias, no período de 2022 a 2024, alcançou aproximadamente 4,4 milhões de toneladas, resultado superior à média registrada entre 2019 e 2021, de 4,0 milhões de toneladas. Essa elevação reflete, em parte, o aumento consistente da produção nas unidades da Replan e Repar, que apresentaram volumes mais expressivos nos últimos anos. As refinarias Replan, Reduc, Repar, Revap e Refap respondem, juntas, por 70% da

produção nacional conforme ANP (2025a). A Figura 3 exibe a produção por refinaria em 2024.

Figura 3 - Produção de GLP por refinaria em 2024.



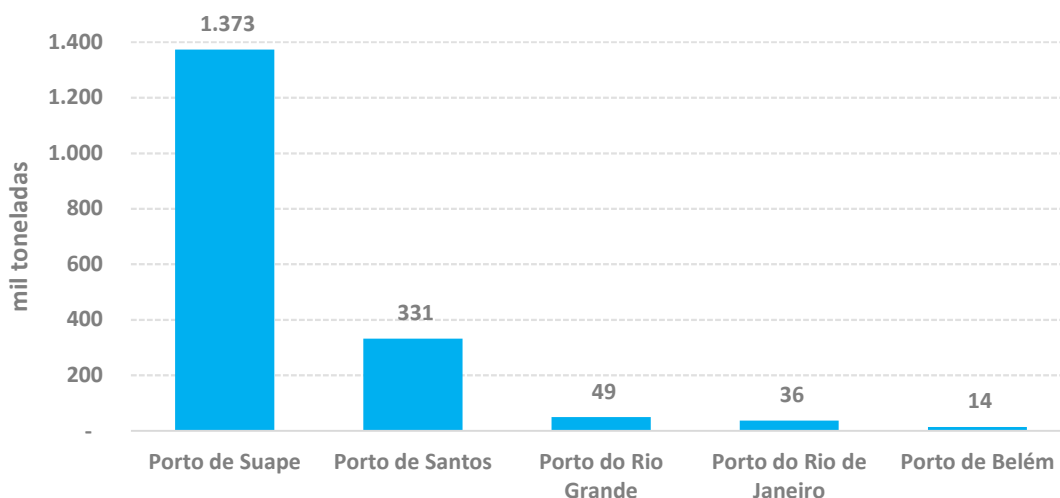
Fonte: ANP (2025a)

Há uma presença dominante da Petrobras na produção de GLP em refinarias no País. Para atender à demanda nacional, a oferta primária é complementada por importações, nas quais a Petrobras também atua de forma majoritária, embora tenha ocorrido uma redução relativa de sua participação nos últimos anos.

Historicamente, a estatal deteve praticamente a totalidade das importações de GLP: 99,2% em 2016; 99,9% em 2017 e 2018; 99,6% em 2019; e 98,9% em 2020. A partir de 2021, contudo, essa participação recuou — 97,2% em 2021, 95,0% em 2022, 91,5% em 2023 e 95,8% em 2024 — em decorrência da entrada de novos agentes privados no segmento de importação. Essa mudança reflete, em grande medida, a alienação de refinarias anteriormente operadas pela Petrobras, no contexto do programa de desinvestimentos da empresa, o que resultou na transferência desses ativos para operadores privados.

A infraestrutura portuária brasileira para recepção de GLP apresenta limitações importantes. Em 2024 1,4 milhão de toneladas das importações foram recebidas na Região Nordeste, sobretudo pelo Porto de Suape (PE). Outros portos com participação menor nas importações incluem Santos (SP), Rio Grande do Sul (RS), Rio de Janeiro (RJ) e, com menor participação, Belém (PA), sendo o primeiro responsável por quase toda a parcela restante. A Figura 4 exibe os volumes das importações por porto.

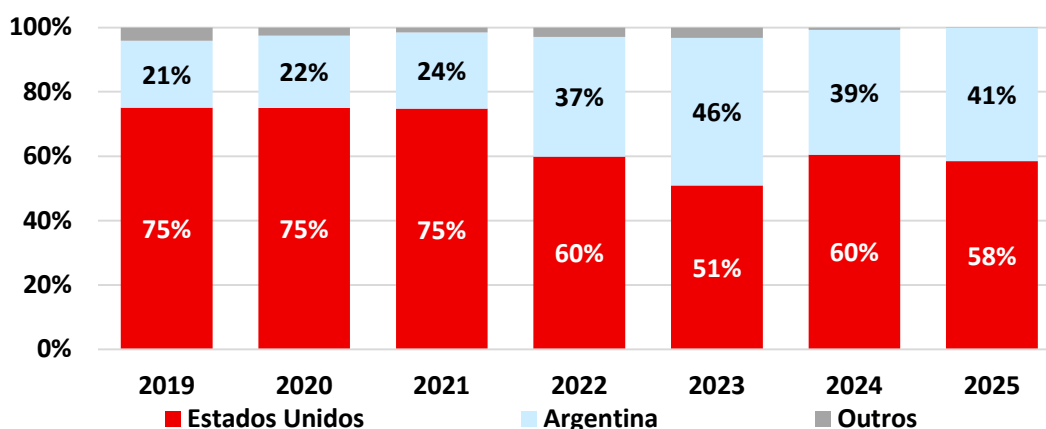
Figura 4 - Importações por porto de desembarque em 2024 (mil toneladas)



Fonte: ANP (2025b)

As importações representam parcela significativa da oferta nacional de GLP, especialmente em períodos sazonais de maior consumo. Ao longo do tempo, a participação do produto importado sobre o consumo nacional tem oscilado: 22,4% em 2020; 26,6% em 2021; 22,6% em 2022; 21,5% em 2023; e 24,5% em 2024, de acordo com ANP (2025b). As principais origens do GLP importado em 2024 foram os Estados Unidos e a Argentina. Os Estados Unidos responderam por aproximadamente 60% do total importado, com 1.127 mil toneladas, enquanto a Argentina participou com 39%, totalizando 730 mil toneladas em 2024. Outros países somaram 12 mil toneladas, o que equivale a menos de 1% das importações totais, conforme indicado por MDIC (2025), ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Fontes de suprimento de GLP.

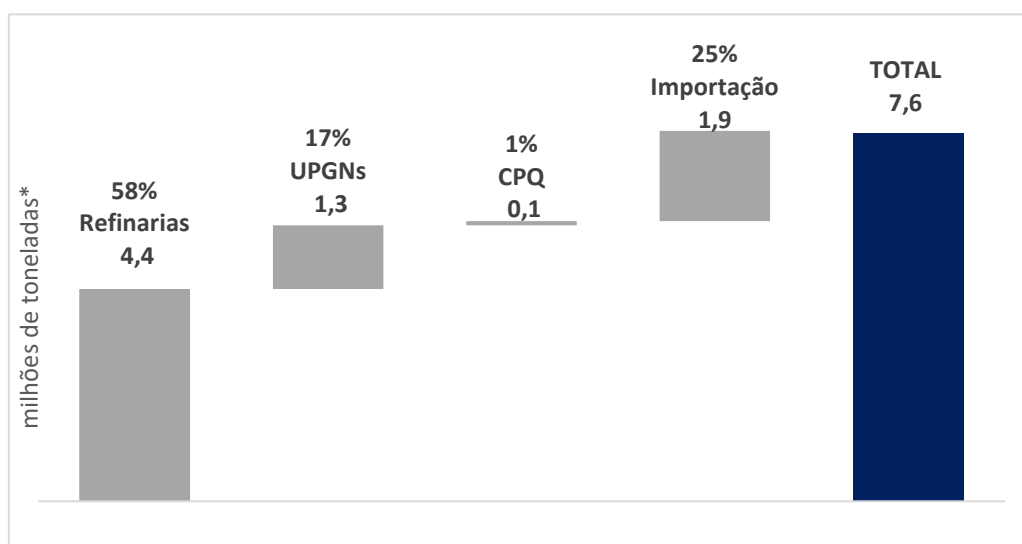


Fonte: MDIC (2025)

Outras fontes contribuem para a composição da oferta primária de GLP no País, além da produção em refinarias e da importação direta. Destacam-se, nesse contexto, as UPGNs e as CPQs. Embora respondam por uma parcela minoritária do total ofertado, essas fontes exercem papel relevante na diversificação da matriz de suprimento e na redução da dependência da importação, sobretudo em determinadas regiões com produção local.

A Figura 6 apresenta a participação relativa de cada uma dessas fontes no abastecimento nacional de GLP em 2024.

Figura 6 - Fontes de suprimento de GLP em 2024¹



Fonte: ANP (2025c)

Embora haja avanços na diversificação do suprimento, a presença dominante da Petrobras ainda caracteriza o mercado com alta concentração. A maior parte da oferta ainda é concentrada na Petrobras, responsável, em 2023, por mais de 85% do fornecimento nacional, considerando produção e importação. Entre os demais agentes, destacam-se a Refinaria de Mataripe (5,7%), a Internacional Commodities Trading Ltda (2,1%) e outras empresas com menor participação (ANP, 2023).

4.1.3.2 Perspectiva da Oferta de GLP

¹ Convertido de m³ para Kg de acordo com valores de densidade do BEN/2024 em EPE (2024c).

As projeções para a oferta nacional de GLP indicam um crescimento expressivo ao longo da próxima década, com expansão estimada de 40% entre 2025 e 2035, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2035 em EPE (2025a). Esse avanço decorrerá, em grande medida, da ampliação da produção oriunda do processamento de gás natural, especialmente com a entrada em operação da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Complexo de Energias Boaventura, da Petrobras, em Itaboraí (RJ).

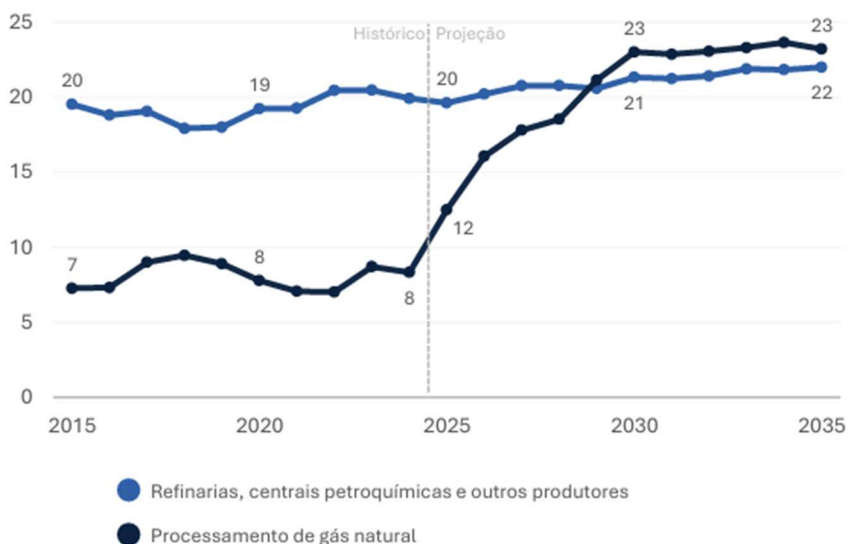
A produção de GLP oriunda do processamento de gás natural alcançará 23 mil m³/d em 2035, quase o triplo do volume produzido no País em 2024 (8 mil m³/d) nessas unidades.

Por sua vez, a produção de GLP em refinarias, centrais petroquímicas e outros produtores deverá manter-se entre 20 e 22 mil m³/d ao longo do período decenal.

Haverá um leve incremento na produção de GLP oriundo do refino de petróleo a partir da segunda metade do decênio, com a entrada em operação do Trem 2 da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Pernambuco.

A Figura 7 apresenta os dados históricos e as perspectivas de produção nacional de GLP.

Figura 7 - Produção nacional² de GLP por tipo de unidade produtora (mil m³/d).



Fonte: EPE (2025a)

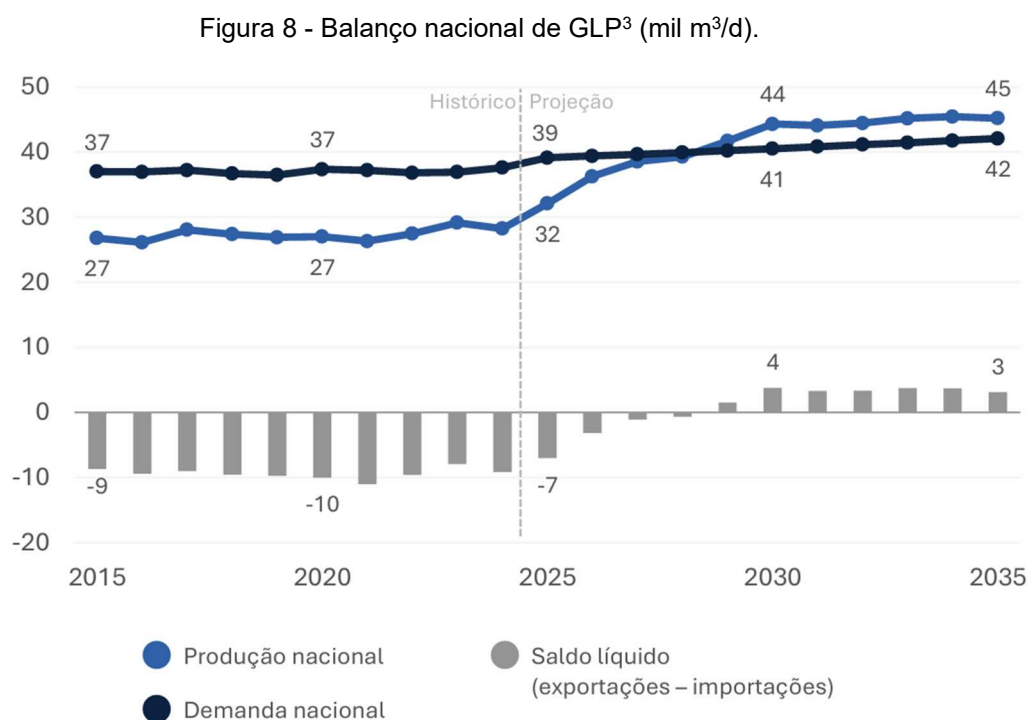
² Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial. A produção de GLP de UPGN inclui volumes produzidos por unidades associadas às refinarias, como as UPGNs Lubnor, Reduc I e II, Catu e Candeias.

Entre 2025 e 2035, a produção de GLP deverá crescer em ritmo mais acelerado (+41%) do que a demanda (+8%), reduzindo gradualmente as importações e levando o saldo líquido para o superávit a partir do fim desta década (EPE, 2025a).

Essa é uma mudança relevante para o abastecimento nacional de derivados de petróleo no período decenal, uma vez que o Brasil é historicamente importador líquido de GLP. Nos últimos dez anos, os volumes importados responderam, em média, por 25% do mercado interno de GLP.

A infraestrutura logística primária de GLP requer atenção especial, visando à segurança do abastecimento. Para os próximos anos, há um conjunto de investimentos previstos em infraestrutura logística deste combustível, como terminais e bases de distribuição (EPE, 2025a).

A Figura 8 apresenta os dados históricos e as perspectivas do balanço nacional de GLP até 2035.



Fonte: EPE (2025a)

Com o crescimento mais acelerado da produção em relação à demanda, o Brasil poderá se tornar superavitário em GLP a partir do final da década. O saldo líquido da balança de GLP, que ainda é deficitário, tende a se reduzir progressivamente, com expectativa de eliminação das importações estruturais e

³ Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial.

possível geração de excedentes exportáveis em alguns períodos do ano, sobretudo a partir de 2029 conforme mostra EPE (2025a).

Apesar das perspectivas positivas em termos de produção, a infraestrutura logística primária do GLP segue como um ponto de atenção crítica para a segurança do abastecimento nacional. A expansão da produção precisará ser acompanhada por investimentos compatíveis em transporte, armazenagem e terminais, de modo a garantir o escoamento adequado dos volumes produzidos para os polos de consumo. O PDE 2035 identifica um conjunto de projetos previstos para os próximos anos, incluindo novos terminais de recebimento, ampliação de bases de distribuição e reforços na malha logística, com vistas à integração das regiões produtoras e consumidoras e à redução de gargalos operacionais (EPE, 2025a).

Com o crescimento da produção e as transformações esperadas na infraestrutura de suprimento, o papel das distribuidoras torna-se ainda mais relevante na articulação entre a oferta primária e a entrega do GLP às unidades de revenda e aos consumidores finais. O segmento de distribuição, abordado na próxima seção, ocupa posição estratégica na coordenação da logística nacional do GLP.

4.1.4 Segmento de Distribuição

O segmento de distribuição de GLP constitui um elo fundamental da cadeia de abastecimento, responsável por garantir a movimentação segura, contínua e eficiente do produto entre as refinarias e unidades de processamento até os revendedores e consumidores finais. A atuação das distribuidoras é regulada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), conforme a Resolução ANP nº 49/2016, e envolve funções técnicas, logísticas e comerciais indispensáveis para o funcionamento do mercado.

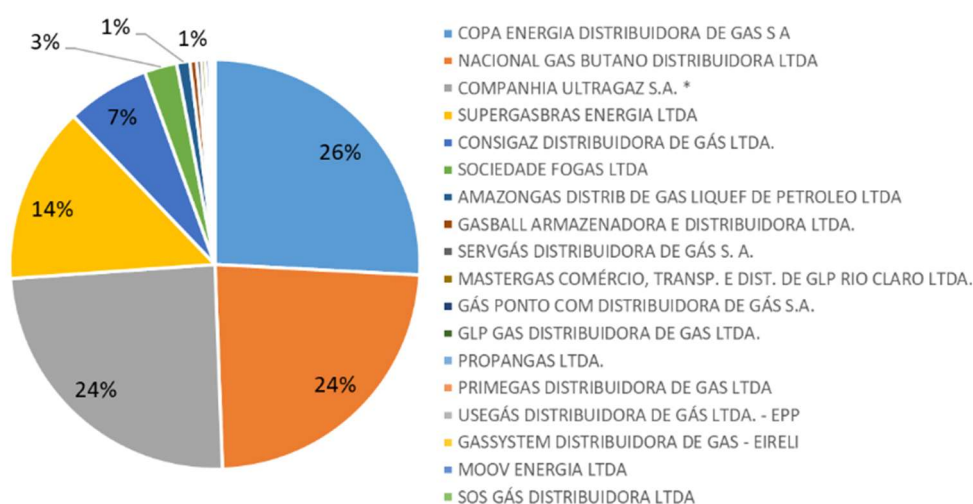
As principais atividades desempenhadas pelas distribuidoras incluem: aquisição do GLP nos polos de suprimento; transporte até suas bases de armazenamento; acondicionamento do produto em tanques pressurizados; envase em recipientes transportáveis, especialmente botijões de 13 kg (P-13); operação de requalificação e destroca de vasilhames; distribuição até os pontos de revenda ou clientes a granel; e controle de qualidade e rastreabilidade do produto em todas as etapas. Além disso, devem manter registros técnicos, garantir o cumprimento das

normas de segurança e assegurar a disponibilidade do produto em todas as áreas sob sua atuação.

Além da ampla rede logística e operacional, as distribuidoras de GLP atendem ao mercado por meio de diferentes tipos de embalagens, conforme as necessidades dos segmentos consumidores. De acordo com dados da ANP (2025b), em 2024, aproximadamente 70% do volume total comercializado foi envasado em botijões de 13 kg (P-13), predominantemente destinados ao uso residencial. A modalidade a granel representou 25,7% das vendas, sendo voltada principalmente ao abastecimento de clientes industriais e comerciais de médio e grande porte. As embalagens maiores, como o P-45 e o P-20, corresponderam, respectivamente, a 3,9% e 2,2% das vendas, enquanto os botijões de 8 kg (P-8) representaram apenas 0,14% do total.

Atualmente, 19 empresas estão autorizadas pela ANP a atuar na distribuição de GLP no Brasil. Entretanto, a estrutura de mercado é altamente concentrada. Quatro grupos — Ultragas, Supergasbras, Copagaz e Nacional Gás — detêm juntas aproximadamente 90% do volume comercializado, operando com ampla cobertura geográfica e redes próprias de revenda ou contratos exclusivos com revendedores. Muitas das demais empresas autorizadas atuam regionalmente ou em nichos específicos, com presença limitada.

Figura 9 - Participação de mercado das distribuidoras de GLP⁴.



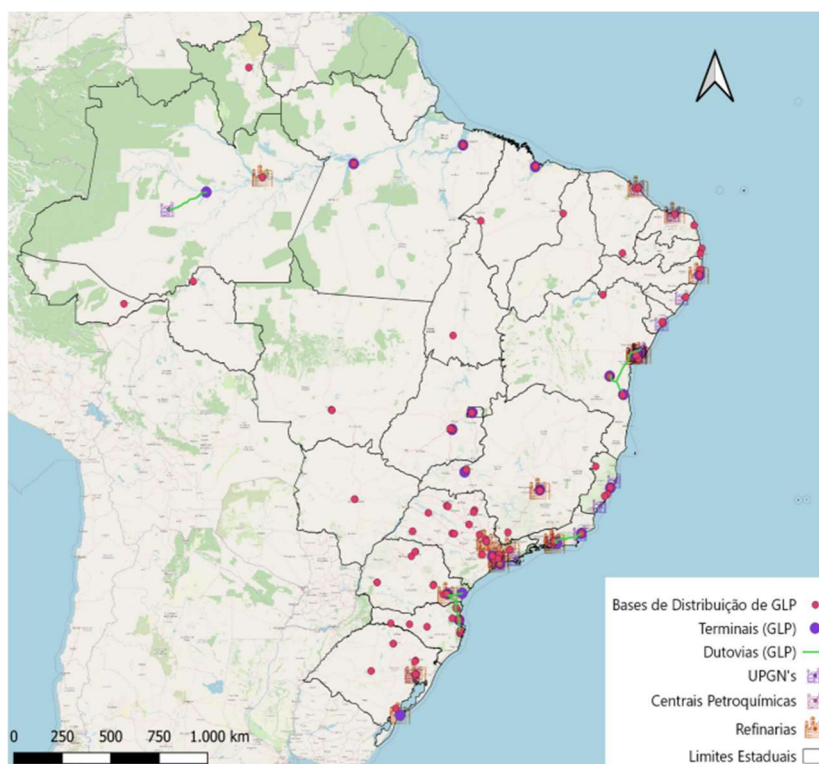
Fonte: ANP (2025b)

⁴ Agrega participação da Bahiana Distribuidora de Gás LTDA, pertencente ao grupo Ultra.

A infraestrutura logística do segmento de distribuição de GLP no Brasil é composta por 188 polos de suprimento, responsáveis por armazenar, envasar e distribuir o produto às revendas e consumidores a granel (ANP, 2025b). Esses polos concentram-se de forma desigual pelo território nacional, refletindo a densidade populacional e a dinâmica regional de consumo. A Região Sudeste concentra aproximadamente 44% das bases do País, com São Paulo liderando isoladamente, ao reunir 55 polos, o que representa 29% do total nacional. As regiões Sul e Nordeste também apresentam participação significativa, com destaque para os estados do Paraná, Rio Grande do Sul, Bahia e Pernambuco. Em contrapartida, o Centro-Oeste e o Norte contam com menor número de polos, o que representa um desafio adicional para a garantia do abastecimento regular e econômico nessas localidades. Importa destacar que essa concentração da infraestrutura acompanha, em parte, a própria distribuição do consumo nacional de GLP, estando os maiores volumes de venda concentrados justamente nos estados com maior número de polos logísticos, o que evidencia a correlação entre estrutura operacional e escala de mercado.

O Mapa, a seguir, apresenta a infraestrutura nacional de suprimento e distribuição de GLP, com a localização dos polos de distribuição, terminais portuários, dutos, UPGNs e centrais petroquímicas.

Figura 10 - Infraestrutura de suprimento e bases de distribuição de GLP.



Fonte: ANP (2023)

O transporte de GLP entre polos, bases e pontos de revenda é realizado predominantemente pelo modo rodoviário, por meio de caminhões-tanque ou caminhões para transporte de recipientes envasados. A participação do modo dutoviário é restrita, com atuação em apenas alguns trechos localizados, como no estado do Rio de Janeiro segundo EPE (2024a). Essa elevada dependência da malha rodoviária impõe desafios operacionais relevantes, especialmente diante das longas distâncias, das condições da infraestrutura viária e dos riscos associados ao transporte de produtos perigosos.

Além do número de polos, destaca-se a capacidade total de armazenagem instalada, estimada em 161,6 mil m³ conforme ANP (2025b), que correspondem a aproximadamente 90 mil toneladas. Essa capacidade também se concentra nas regiões Sudeste e Nordeste, que, além de concentrarem os principais centros consumidores, abrigam as principais bases logísticas. A adequação da infraestrutura de armazenagem é fator crítico para a continuidade do abastecimento, especialmente em períodos de pico de consumo e em regiões com menor número de polos.

A Tabela 3 apresenta a distribuição da tancagem por grupo empresarial, indicando o número de instalações e a capacidade total de armazenamento por empresa. Os quatro maiores grupos — Copagaz, Nacional Gás, Ultragaz (incluindo a Bahiana) e Supergasbras — concentram mais de 80% da capacidade total instalada, refletindo a elevada concentração do mercado também na dimensão logística.

Tabela 3 - Capacidade de armazenagem por grupo empresarial (2024)⁵

Base	Instalações	Tancagem Total (m ³)
COPA ENERGIA DISTRIBUIDORA DE GAS S A	39	39.656
NACIONAL GAS BUTANO DISTRIBUIDORA LTDA	38	32.425
COMPANHIA ULTRAGAZ S A	34	24.414
SUPERGASBRAS ENERGIA LTDA	25	22.185
CONSIGAZ DISTRIBUIDORA DE GÁS LTDA.	14	14.538
SOCIEDADE FOGAS LTDA	7	10.465
BAHIANA DISTRIBUIDORA DE GÁS LTDA	10	6.602
AMAZONGAS DISTRIB DE GAS LIQUEF DE PETROLEO LTDA	2	5.054
GASBALL ARMAZENADORA E DISTRIBUIDORA LTDA.	3	1.946
SERVGÁS DISTRIBUIDORA DE GÁS S. A.	3	1.477
MINASGAS S/A INDUSTRIA E COMERCIO	1	1.043
GLP GAS DISTRIBUIDORA DE GAS LTDA.	2	487
OUTROS	10	1.338
TOTAL	188	161.630

Fonte: ANP (2025d)

A infraestrutura logística e o grau de concentração de mercado conferem às distribuidoras papel central na cadeia de abastecimento de GLP no Brasil. Além das atividades técnicas e comerciais, cabe a essas empresas assegurar a continuidade do fornecimento em todas as regiões do País, inclusive em áreas remotas ou de baixa densidade populacional. Isso exige planejamento operacional, manutenção de estoques e estratégias logísticas adaptadas às realidades locais. Entre as funções operacionais destacam-se o envase, a requalificação periódica de botijões (conforme normas do Inmetro) e a destroca entre marcas.

Na sequência da cadeia de abastecimento, o segmento de revenda assume papel igualmente estratégico, sendo o elo responsável pelo atendimento direto ao consumidor final. Sua estrutura e funcionamento influenciam a disponibilidade, o acesso e a conveniência na aquisição do GLP, especialmente em contextos de maior dispersão geográfica e vulnerabilidade social.

⁵ Vaso de pressão – não considera armazenagem primária (em Tanque e Esfera – concentrada majoritariamente na Transpetro e Petrobras).

4.1.5 Segmento de Revenda

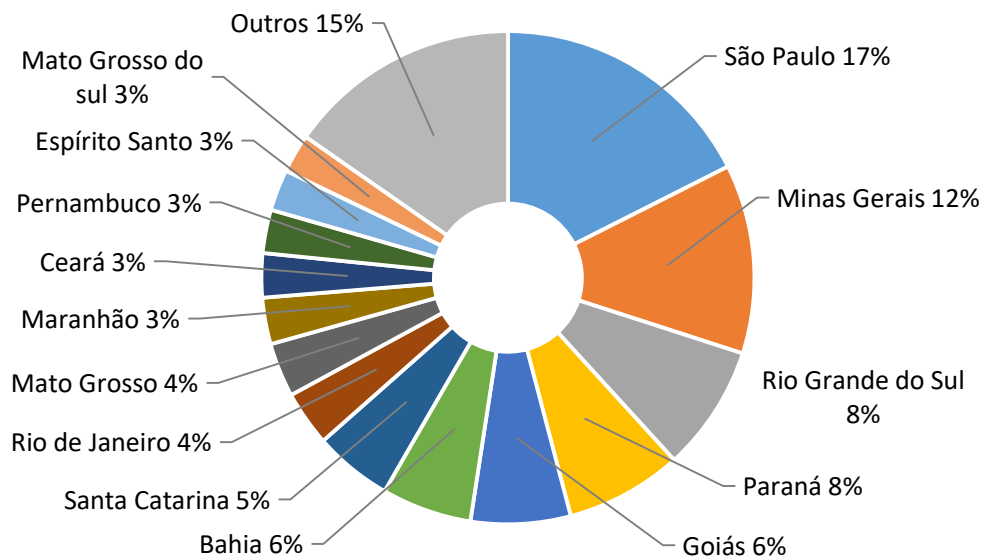
A revenda de GLP representa o elo final da cadeia de abastecimento, sendo responsável pela comercialização direta do produto ao consumidor final, predominantemente na forma envasada. Essa atividade é desempenhada por agentes autorizados que operam em áreas urbanas, suburbanas e rurais, garantindo o acesso contínuo ao GLP em todas as regiões do País.

Dos revendedores, 42,6 mil (equivalentes a 72% do total) operavam com vínculo contratual com alguma marca comercial, enquanto as demais 16,2 mil (28%) atuavam de forma independente no mercado. Mesmo contando com grande número de agentes, o mercado de revenda, em grande medida, reflete a concentração do elo anterior, uma vez que 88% das revendas com vínculo contratual mantêm vínculo contratual com alguma marca comercial operando sob as bandeiras da Supergasbrás, Nacional Gás, Copa Energia ou Ultragaz. Em alguns estados, como Acre, Amazonas e Roraima, mesmo com outras distribuidoras, essa concentração é ainda maior, com as revendas sob as bandeiras da Fogás e AmazonGás com 96% de participação do mercado de acordo com ANP (2025b).

A atividade de revenda de GLP está presente em praticamente todos os municípios brasileiros, formando uma das redes de distribuição mais capilares do País. Segundo dados do Sindigás (2024), apenas 157 municípios não contavam com ponto de revenda em dezembro de 2024 — o que representa apenas 2,8% do total de municípios brasileiros. Essa presença nacional evidencia o papel estratégico da logística na cadeia de abastecimento do GLP, bem como a relevância desse energético como fonte essencial para milhões de brasileiros, especialmente em usos domésticos. Trata-se de um insumo de alta penetração social, que cumpre função central na garantia do acesso à energia em todas as regiões do País.

Conforme dados da ANP (2025e), o número total de agentes revendedores de GLP autorizados no País alcançava, em 2024, aproximadamente 58,8 mil estabelecimentos, com presença em todas as unidades da federação. Mais de 9,7 mil revendas estão localizadas no estado de São Paulo, com mais de 700 na capital, montante superior ao número de revendas em Sergipe (636), Acre (535), Roraima (321) e Amapá (187). Também se destacam os estados de Minas Gerais (6.922), Rio Grande do Sul, (4.617), Paraná (4.272), Goiás (3.648) e Bahia (3.294).

Figura 11 - Revendas de GLP por unidade federativa.



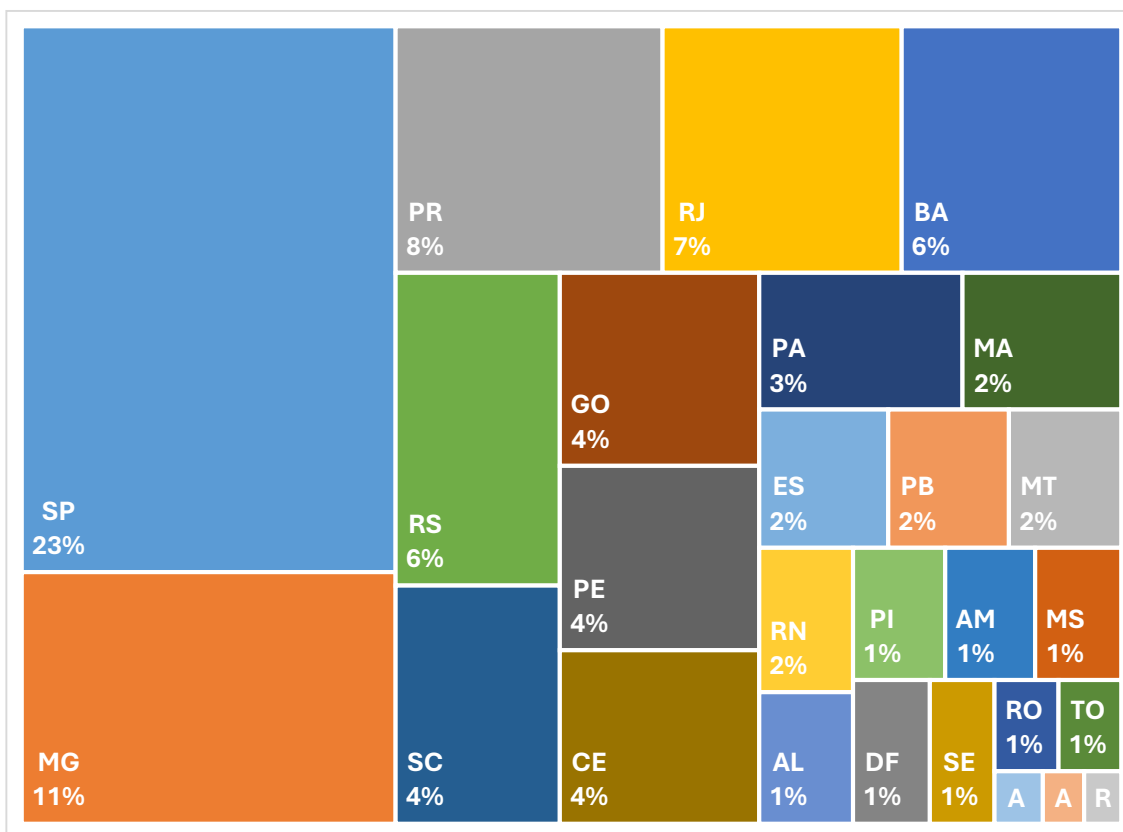
Fonte: ANP (2025e)

A maior concentração de revendedores se verifica nas regiões Sudeste e Nordeste, com destaque para os estados de São Paulo, Minas Gerais, Bahia e Pernambuco. Esses estados, além de abrigarem maior número de consumidores residenciais, também concentram infraestrutura de distribuição e centros logísticos.

A distribuição do consumo de GLP entre as unidades federativas revela forte concentração do consumo regional. O estado de São Paulo lidera com ampla margem, respondendo sozinho por aproximadamente 23% das vendas nacionais em 2024, seguido por Minas Gerais (11%), Paraná (8%) e Rio de Janeiro (7%) de acordo com ANP (2025e).

Os dados detalhados de vendas por unidade federativa estão apresentados na Figura 12.

Figura 12 - Vendas de GLP por unidade federativa (2024).



Fonte: ANP (2025f)

Somados, os seis estados com maior volume de vendas — São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro, Bahia e Rio Grande do Sul — concentram 60% do total comercializado no País. Essa distribuição reflete o tamanho populacional e a atividade econômica desses estados, mas também a maior presença de infraestrutura de abastecimento e redes de revenda.

O GLP está presente em 91% dos lares brasileiros (IBGE, 2025a), com incrível capilaridade pelo País. Essa ampla capilaridade territorial desempenha papel essencial na garantia do abastecimento em localidades remotas ou de difícil acesso. A operação dos revendedores depende da logística de reabastecimento dos botijões vazios, da oferta regular do produto pelas distribuidoras, da destroca de vasilhames entre marcas e da possibilidade de requalificação dos recipientes. Esses fatores, somados à capilaridade do segmento, tornam os agentes econômicos da cadeia do GLP, bem como a ANP, responsável pela regulação e fiscalização, importantes elos para assegurar o fornecimento contínuo e acessível ao produto em todo o território nacional.

4.1.6 Regulação

A atuação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) na regulação do mercado de GLP encontra respaldo legal na Constituição Federal de 1988 (CRFB), na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998.

A função de estado-regulador está prevista no art. 174 da CRFB e atribuí ao Estado a competência de regular e normatizar a atividade econômica, na forma da lei, exercendo as funções de fiscalização, incentivo e planejamento. Especialmente no art. 117, § 2º, inciso III da CRFB está prevista a atuação do órgão regulador no âmbito das atividades da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados.

A Lei nº 9.478/97, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), que instituiu a ANP, estabeleceu, em seu art. 8º, I, a reserva de regulação desta agência e dispõe que cabe à ANP:

[...] implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; (grifo nosso). [...]

Além disso, compete à ANP, na forma do inciso XV, art. 8º, da Lei nº 9.478/1997, regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

Na mesma linha, o Decreto nº 2.455/1998, que implantou a ANP, estabelece que:

[...] Art. 14. A ANP regulará as atividades da indústria do petróleo e a distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível, no sentido de preservar o interesse nacional, estimular a livre concorrência e a apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade, pelos consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo. (grifo nosso) [...]

Neste sentido, considerando o disposto no texto constitucional, nas leis e nos normativos infralegais, compete à ANP, dentre outras funções, a regulação da

atividade econômica com vistas à garantia do suprimento de derivados de petróleo, bem como à proteção dos interesses do consumidor no que diz respeito ao preço, oferta e qualidade. Cabe à ANP, também, agir quando da identificação de eventuais falhas no desenho regulatório vigente, com objetivo de estimular a livre concorrência da indústria do petróleo e seus derivados.

Na Tabela 4 estão consolidadas as Resoluções da ANP pertinentes ao GLP.

Tabela 4 - Resoluções ANP pertinentes ao GLP.

Resolução ANP (nº/ano)	Ementa / objeto da regulação
957/2023	Regulamenta a autorização para exercício da atividade de distribuição de GLP.
958/2023	Regulamenta a autorização para o exercício da atividade de revenda de GLP.
960/2023	Disciplina autorização de operação para instalação de armazenamento de GLP e outros combustíveis.
931/2023	Dispõe sobre regras para projeto, construção e operação de sistemas de transvasamento a granel de GLP.
932/2023	Define procedimentos para inutilização de botijões de 13 kg via amassamento e perfuração.
947/2023	Regulamenta estacionamento no interior de imóvel de veículos transportadores de GLP próximos a áreas de armazenamento.
951/2023	Regulamenta obrigatoriedade de manutenção de estoque médio semanal de GLP por produtores e distribuidores.
953/2023	Regulamenta o transporte motorizado terrestre de recipientes transportáveis de GLP para a comercialização em áreas urbanas e rurais, com entrega em domicílio de consumidores, em estabelecimentos comerciais e industriais para consumo próprio ou em outro revendedor autorizado pela ANP.
825/2020	Estabelece especificação e controle da qualidade do GLP comercializado.
852/2020	Regula a produção de derivados de petróleo e gás natural, armazenamento, comercialização e prestação de serviços.
35/2012	Regulamenta uso de dutos por terceiros interessados (acesso não discriminatório).
52/2015	Exige autorização de construção para terminais de GNL e dutos associados e procedimentos correlatos.
881/2022	Estabelece critérios de uso para terminais aquaviários, inclusive de GLP.
811/2020	Regulamenta transporte a granel por via aquaviária (inclui GLP), e operações <i>ship-to-ship</i> (STS).

4.2 Análise da Participação Social

Nesta seção, apresenta-se uma síntese dos resultados das contribuições oferecidas por agentes nacionais e instituições representativas do mercado de GLP, dentre outras. Tais contribuições foram importantes para subsidiar as discussões acerca dos temas atualmente mais importantes do setor e para a elaboração das recomendações finais de encaminhamento resultantes desse trabalho.

O objetivo desta etapa foi o de possibilitar a apresentação das visões dessas entidades sobre o mercado, assim como, suas expectativas, preocupações e recomendações, de modo a identificar oportunidades de aprimoramento neste segmento de comercialização.

Para isso, foram convidados as seguintes entidades representativas e agentes de mercado:

- | | |
|----------------|-------------|
| - Sindigás | - Petrobras |
| - Ultragas | - Abragás |
| - Copa Energia | - Moov Gás |
| - Pay Gas | - Leggio |

O link - www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gt-rcnpe-10-2024/subgrupos/subgt01 - disponível no sítio eletrônico do MME, disponibiliza as apresentações utilizadas pelas entidades durante as reuniões da etapa de participação social, que ocorreram no período de março a agosto de 2025.

A seguir, é apresentada uma síntese dos principais aspectos do mercado de GLP elencados pelos participantes durante a etapa de participação social.

4.2.1. Apontamentos registrados

4.2.1.1 Sindigás

O Sindigás destacou que a redução de impostos no botijão de 13kg não representa a melhor alternativa para diminuir a pobreza energética, tendo em vista

que tal redução não chega necessariamente ao consumidor final e que a melhor alternativa se baseia na criação de um programa com a destinação específica do produto para a população mais vulnerável como ocorre na Índia, no Peru e na Colômbia.

Registrou ainda que o Projeto de Lei nº 3.335/2024 – Programa Gás do Povo, que irá substituir o programa auxílio Gás dos Brasileiros – prevê a destinação específica para aquisição de GLP, contudo convém salientar a importância da manutenção dos preços livres; que o acompanhamento de preços das revendas irá agregar qualidade aos levantamentos de preços atualmente realizados pela ANP e que para programas sociais é essencial abandonar preço teto e a realização de campanhas publicitárias de conscientização da população.

Sobre os leilões de GLP, foram elencados pontos de melhoria como, por exemplo, buscar uma maior previsibilidade na forma como hoje é disponibilizado o GLP por meio de leilões realizados pela Petrobras.

A respeito do relatório que materializou a Análise de Impacto Regulatório, prevista na Ação 4.17 da ANP, que trata do mercado de revenda e distribuição de GLP, a entidade elencou críticas à metodologia como o estudo foi realizado e aos critérios utilizados. Informou ainda que no mundo não existe em funcionamento nenhum chip de rastreabilidade do botijão de 13kg de GLP. No que atine à possibilidade da venda fracionada de GLP, entende que os mercados do EUA e do Canadá não são comparáveis com o do Brasil, além dos custos adicionais para aquisição de chip de identificação e da válvula OPD, que elevaria o preço do produto ao consumidor, além do aumento dos riscos de fraudes.

Sobre a promoção da concorrência, a entidade representativa salientou: (i) a necessidade de uma avaliação da dinâmica competitiva no abastecimento primário (preços, oferta, leilões, infraestrutura) e como se propagam na cadeia; (ii) a importância da ampliação de outros usos para o GLP; (iii) que as revendas atacadistas devem fornecer canais de acesso direto de comercialização como o consumidor reduzindo a quantidade de intermediários na revenda; (iv) a importância de uma avaliação de alternativas para trazer as revendas clandestinas para a formalidade; e v) a possibilidade do autosserviço no ponto de revenda de GLP representa uma oportunidade ao mercado tendo em vista a potencial redução de preços ao consumidor.

4.2.1.2 Ultragaz

Sobre o BioGLP, a Ultragaz destacou que o seu desempenho e eficiência é idêntico ao GLP em comparação com a composição química, aparência e aplicação.

No âmbito dos benefícios ao meio ambiente, foi destacado que o bioGLP promove 80% de redução de emissões de CO₂ quando utilizado para o aquecimento, resfriamento e eletricidade. Por fim, registrou que se trata de um combustível *drop in* que constitui uma boa alternativa para substituição ou mistura do GLP fóssil e que ainda tem a vantagem de dispensar adaptações nos equipamentos atualmente utilizados.

A empresa informou que participa do projeto de conversão da refinaria Riograndense/ RS que contempla a fase 1 que é o estudo piloto, a fase 2 que consiste na conversão da unidade de craqueamento catalítico para produzir o bioGLP, junto com diesel e nafta e a fase 3, prevista para 2028, que abrange a produção de SAF, biodiesel com estimativa de produção de 20-30 kton/ano.

A título de desafios a serem enfrentados para incluir o bioGLP como combustível importante ao setor energético, destacou: (i) a necessidade de uma regulação favorável para o desenvolvimento desse mercado; (ii) a obtenção de incentivos tributários e o fomento ao energético renovável; e (iii) a valorização do atributo ambiental (crédito de carbono, CBIOS).

No que atine ao Projeto do Terminal de GLP de Pecém/ CE, salientou que nas regiões nordeste e sul atualmente há um grande déficit de GLP cuja previsão indica que deve continuar, pelo menos até 2030. Esse déficit em 2022 foi de (-1,6), em 2025 (-1,4) e em 2030 será de (-1,0) M ton/ano. Contudo, a previsão de entrada de operação do GASLUB tende a reduzir essa diferença, mas essas regiões ainda irão permanecer deficitárias menos até 2030, o que faz com que tais regiões dependam de obtenção de GLP seja por cabotagem ou via importação.

Neste cenário, é fácil perceber a importância do projeto da empresa que prevê a construção de um terminal que irá contemplar instalações de GLP com CAPEX de R\$ 1,2 bilhão, com recursos de 50% de cada sócio e com previsão de início da operação no segundo semestre de 2028 com capacidade estática de 62 mil toneladas com livre acesso para terceiros. Contudo, descreveu que para isso, há necessidade de uma regulação favorável para o desenvolvimento do mercado, além de clareza e previsibilidade tributária e regulatória na precificação da molécula.

4.2.1.3 Copa Energia

A Copa Energia destacou as características de que o GLR (ou bioGLP) é um combustível *drop-in* e proveniente de gordura animal, de óleos vegetais, dentre outros, e tem a vantagem de reduzir emissões de GEE e que as rotas atuais utilizadas na sua

produção fazem com que o GLR seja obtido como coproduto do SAF e HVO (diesel renovável); salientou ainda que a iniciativa da COPA, a partir da construção de uma planta de GLR no Brasil em 2 anos, prevê tecnologia para gerar GLR. Para isso, entende fundamental incluir o GLR no Renovabio e garantir que haja segurança jurídica e um ambiente regulatório favorável.

No que atine aos resultados da avaliação de impacto regulatório da Ação 4.17 da ANP, expôs o receio de que possíveis mudanças, como a permissão do enchimento de outras marcas e o enchimento fracionado de GLP, comprometam a segurança regulatória e a viabilidade do investimento da empresa, além de defender a importância da liberação de Outros Usos de GLP e um melhor rateio nos polos deficitários de oferta primária, uma vez que promove o aumento da demanda e melhor distribuição de oferta.

4.2.1.4 Pay Gas

A Pay Gas, empresa franco-sul africana, apresentou sua experiência no mercado de GLP na África do Sul, destacando aspectos relacionados a facilidade e viabilidade do enchimento fracionado de GLP, a rastreabilidade do vasilhame e o consumo de GLP por cliente, além da importância do seu sistema de fornecimento de GLP no combate à pobreza energética que propiciou, dentre outros vários aspectos, a redução de até 20% no preço final de GLP ao consumidor.

4.2.1.5 Petrobras

A Petrobras apresentou diversos temas atinentes à cadeia nacional de suprimento de GLP, destacando os *market shares* no fornecimento, na distribuição e na revenda, além destacar que nesse mercado o revendedor também pode assumir o papel do distribuidor de GLP.

Contudo, o debate e a troca de informações se concentraram na forma de como são desenvolvidos o fornecimento primário por intermédio dos leilões de GLP para as distribuidoras. Nesse sentido, destacou que: (i) é fundamental que o distribuidor tenha uma boa previsão de sua demanda; (ii) que dificilmente os volumes disponibilizados para essas empresas são diferentes da previsão do mercado; (iii) que há uma preocupação de que haja uma tolerância máxima em torno 3% entre o que foi requerido nos pedidos dos distribuidores e o que foi fornecido pela Petrobras.

Complementarmente, também salientou que, atualmente, os leilões são feitos apenas por modal dutoviário, havendo uma diretriz de só fazer leilão nos polos em que a oferta de GLP é significativa.

Por fim, destacou que para realizar leilões que permitam a retirada em polos rodoviários é necessário elaborar um estudo de viabilidade econômica devido às condições operacionais disponíveis. Salientou que os distribuidores de menor porte têm a alternativa de construir um acesso dutoviário nas instalações de disponibilização do produto, como as refinarias de petróleo, ou requerer acesso aos distribuidores que dispõem de dutos interligados às refinarias, contudo, relatou que qualquer opção exige

que sejam feitos investimentos complementares para permitir os ajustes operacionais necessários.

Também, em uma segunda reunião, trouxe dados referentes à produção de bioGLP, por intermédio do processo de biorrefino de matérias primas em algumas rotas tecnológicas de produção. E informou que, atualmente, está desenvolvendo testes em busca da diversificação da sua cadeia de suprimento de combustíveis da empresa.

4.2.1.6 Abragás

A Abragás considera que o mercado de GLP está totalmente oligopolizado e que mesmo havendo concorrência entre as revendas, o produto é obtido por um preço superior devido à falta de competição na distribuição.

Destacou ainda que a entrada de novos players poderá estimular melhorias na qualidade dos produtos e serviços oferecidos, inclusive para grandes players, o que iria beneficiar o consumidor final. E que o envase de botijões envolve questões de segurança e controle de qualidade, que precisam ser bem reguladas para evitar riscos aos consumidores.

No que atine à infraestrutura das refinarias é importante considerar que nem todas as regiões dispõem de instalações adequadas para retirar GLP por modal rodoviário, o que pode dificultar a implementação do envase local e que é necessário permitir a opção de compra fracionada aos consumidores e o fim do “turismo” de botijões para destrocas de longa distância, uma vez que o quanto menos o botijão rodar nas estradas, maior será a vida útil dele. Por fim, salientou que o envase fracionado e o Programa Gás do Povo torna o GLP mais acessível a uma parte dos consumidores.

Também destacou a necessidade da diminuição das barreiras de entrada para novos distribuidores devido à situação de baixa concorrência como, por exemplo, é o caso da região Norte que conta com apenas dois distribuidores, além da descentralização dos pontos de envase para regiões mais distantes;

Por fim, registrou a necessidade do fim das taxas de destrocas nos Centros de Destrocas, além da liberação de abastecimento de GLP em polos estratégicos pelo modal rodoviário para viabilizar o abastecimento das empresas de pequeno porte, por exemplo, o Polo de Caraguatatuba/ SP que está fechado desde 2019.

4.2.1.7 Moov Gás

A Moov Gás defendeu o abastecimento de GLP fracionado pelos distribuidores, a partir do uso de etiquetas nos botijões para fins de rastreabilidade da venda do produto, não sendo necessário o emprego da válvula OPD ou qualquer outro dispositivo no vasilhame (P13).

Propõe ainda que a regulamentação obrigue as requalificadoras autorizadas atenderem a qualquer distribuidora, independente da marca estampada no botijão e que o rateio aos polos deficitários seja realizado de forma proporcional e transparente

entre toda as distribuidoras interligadas aos polos de distribuição, com redistribuição automática de cotas não aproveitadas.

Por fim, informou que a empresa se dispõe a conduzir um projeto-piloto institucional com supervisão da ANP, com o objetivo de avaliar a possibilidade de permitir validar o modelo de rastreabilidade sugerido e os benefícios gerados ao consumidor.

4.2.1.8 Leggio

A participação da empresa Leggio, além da realização de uma apresentação de suas avaliações sobre o mercado de GLP também contou com a disponibilização de um Parecer Técnico intitulado de “Análise da Oferta nos Polos de Suprimento” – de 30/04/2025. A análise apresentada pela empresa se baseou nos polos de Barra do Riacho, Paulínia, Suape, Ipojuca, Araucária, Canoas, Mauá e São José dos Campos, locais em que foram realizados leilões de GLP no período de novembro de 2024 e janeiro de 2025, momento em que a Petrobras realizou leilões mensais com volumes da ordem de 5 mil toneladas.

A empresa de consultoria Leggio iniciou sua contribuição indicando que assegurar a oferta contínua, a logística de distribuição eficiente e a acessibilidade econômica do GLP constitui não apenas uma diretriz operacional da cadeia de suprimentos, mas também uma responsabilidade de caráter social e regulatório, alinhado aos princípios de segurança energética e aos objetivos de universalização do acesso à energia.

Sobre o mercado, destacou que a Petrobras mantém uma posição amplamente dominante, respondendo por 90% do fornecimento de GLP, contudo o desinvestimento no refino reduziu a sua participação no suprimento nacional. E ainda que o país importa 25% da sua demanda interna a política de preços adotada pela empresa (PPI) cria uma barreira de entrada de novos agentes para o suprimento de GLP.

A respeito do consumo, a consultora descreveu que há um déficit estrutural, onde a demanda interna supera a oferta disponível na maioria dos polos e que para gerir esse déficit é necessário estabelecer uma regra de rateio do volume disponível.

No que atine ao fornecimento primário do produto, registrou que a estratégia adotada pela Petrobras é baseada no regime de cotas em que estabelece mensalmente os volumes máximos de fornecimento para as distribuidoras, com base na média trimestral de retiradas. Destacou ainda que o rateio gerado pelo regime de cotas impacta diretamente a dinâmica dos pedidos das distribuidoras, além de criar barreiras a implementação de estratégias comerciais dessas empresas.

Sobre os leilões de GLP, a empresa entende que um dos seus reflexos diretos é o aumento dos custos logísticos para as distribuidoras. Complementarmente, há o aumento de riscos ao abastecimento, uma vez que o volume adquirido dependerá dos resultados dos certames. E que em um cenário de escassez de oferta os leilões, a competição por volumes restritos tende a gerar ágios elevados nos preços que irão ser repassados ao consumidor final, além de acentuar as incertezas adicionais no

suprimento do produto que eleva o risco operacional do negócio, o qual, naturalmente, será precificado pelas distribuidoras.

Por fim, o referido parecer elencou e justificou as seguintes recomendações a respeito da atual política de leilões de GLP praticada pela Petrobras:

- i) Restringir a realização de leilões em polos deficitários;
- ii) Assegurar que os leilões não substituam o suprimento regular;
- iii) Em polos superavitários, deve-se revisar o formato do leilão em busca de aprimorar a transparência e previsibilidade nos certames e ainda implementar um monitoramento contínuo dos impactos da política de leilões;
- iv) Reduzir a variabilidade do suprimento de produto para garantir previsibilidade às distribuidoras; e
- v) Fomentar a diversificação de fornecedores e canais de suprimento.

4.2.2 Resultados obtidos

Os temas apresentados pelas empresas durante a etapa de participação social foram consolidados e organizados de forma a assegurar maior clareza, coerência analítica e articulação entre os conteúdos discutidos. A organização seguiu uma lógica estruturada, permitindo a categorização dos temas recorrentes e a sua disposição em formato tabular, de modo a facilitar a visualização e comparação.

A Tabela 5 apresenta uma síntese dos principais temas abordados, evidenciando os principais gargalos e oportunidades, servindo como referência para a etapa subsequente de análise crítica e formulação de encaminhamentos estratégicos.

Tabela 5 – Lista dos temas recorrentes abordados durante a etapa de participação social.

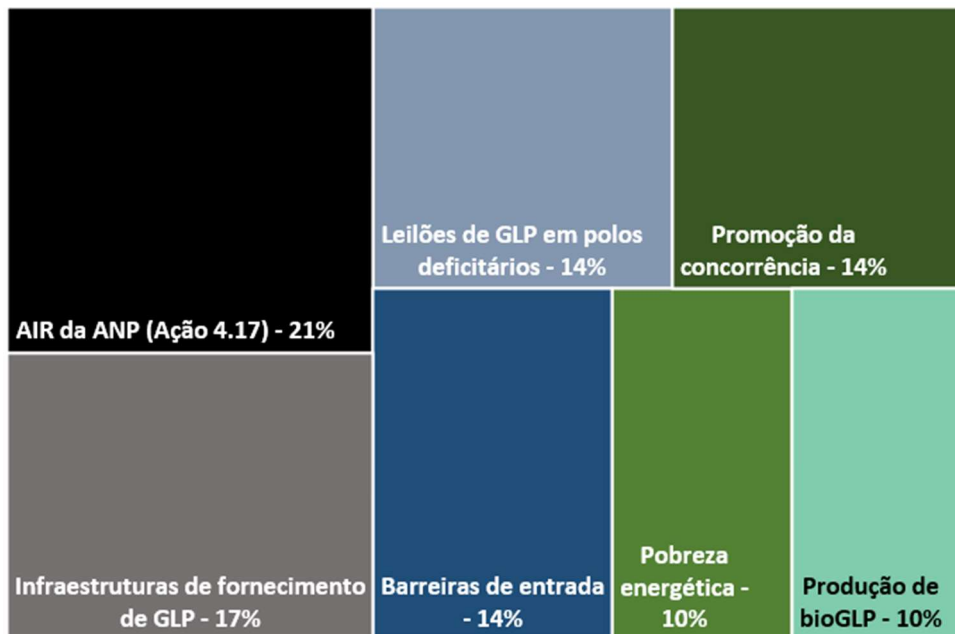
Item	TEMA	Sindigas	Ultragas	Copa Energia	Paygas	Petrobras	Abragás	Moove Gás	LEGGIO	Total	%
1	Leilões de GLP em polos deficitários	x				x	x		x	4	14
2	Pobreza energética	x			x			x		3	10
3	AIR da ANP (Ação 4.17)	x		x	x		x	x	x	6	21
4	Promoção da concorrência	x	x					x	x	4	14
5	Barreiras de entrada	x					x	x	x	4	14
6	Produção de bioGLP		x	x		x				3	10
7	Infraestruturas de fornecimento de GLP	x	x	x		x			x	5	17

Fonte: Elaboração própria.

O Item 3, que abrange temas voltados ao objeto da Ação Regulatória nº 4.17, que trata sobre a distribuição e revenda de GLP e que recentemente a Agência apresentou o seu relatório de análise de impacto regulatório (AIR), está em fase final de deliberação na ANP e não serão objeto de encaminhamentos neste subgrupo.

A Figura 13 apresenta uma representação de área que relaciona a frequência com que os temas recorrentes fizeram parte das discussões durante a etapa de participação social.

Figura 13 – Frequência com que os temas recorrentes fizeram parte das discussões dos agentes durante a etapa de participação social.



Fonte: Elaboração própria.

A partir da Figura 13 observa-se o ranqueamento da recorrência dos temas trazidos para discussão pelos agentes durante a etapa de participação social. Uma vez que os temas considerados mais relevantes elencados nas discussões conduzidas pelos agentes foram identificados e sistematizados tornou-se mais fácil direcionar a análise para as medidas e ações com maior potencial de efetividade na melhoria das condições do mercado de GLP.

Esse processo permitiu não apenas priorizar iniciativas estratégicas, mas também reconhecer aspectos intervenientes que se relacionam diretamente com o segmento, ampliando a compreensão sobre os fatores que influenciam o seu desenvolvimento e fornecendo subsídios para a formulação de propostas de recomendações de aprimoramento do setor de forma mais consistente e integrada.

A maior parte dos agentes consultados durante a etapa de participação social destacou a necessidade de ampliar a transparência e a previsibilidade dos leilões de fornecimento primário de GLP destinados às distribuidoras. No âmbito da AIR da Ação nº 4.17, ressaltou-se também a importância de autorizar outros usos para o GLP e aperfeiçoar as regras de rateio do produto nos polos deficitários, de modo a garantir maior equilíbrio no abastecimento.

Em relação ao combate à pobreza energética, registrou-se como fundamental a manutenção do regime de preços livres no mercado de GLP, entendida como condição essencial para evitar distorções e favorecer a eficiência econômica.

Por fim, no tocante à promoção da concorrência, os agentes enfatizaram a necessidade de reduzir barreiras de entrada para novos distribuidores, com o objetivo de aumentar o dinamismo competitivo e estimular um ambiente de mercado mais plural e eficiente.

Tais resultados subsidiaram a elaboração do conjunto de propostas de ações e recomendações de encaminhamento que se encontram elencadas no Item 5.2 – Das Recomendações deste relatório, constituindo a base para orientar medidas estratégicas voltadas ao fortalecimento e ao desenvolvimento do mercado de GLP.

4.3 Do resultado da consulta aos postos diplomáticos

4.3.1 Das respostas da consulta

As vinte e duas perguntas foram separadas em três eixos e respondidas por nove dos onze países consultados.

4.3.2 Mercado e Preço de GLP

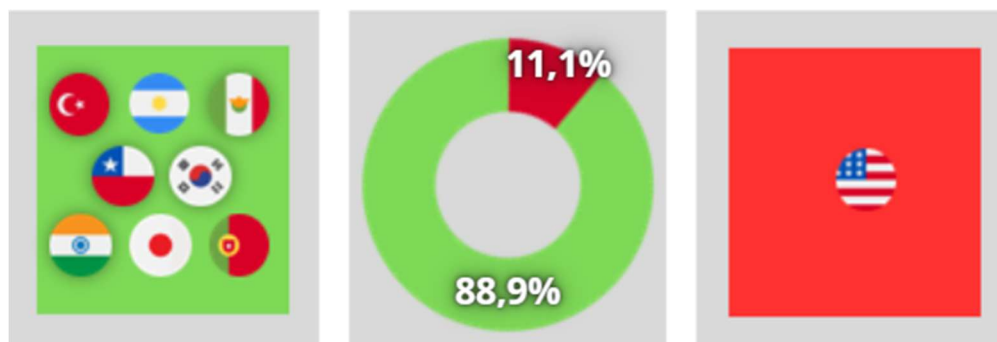
Pergunta 1: Existem dados sobre produção, consumo, importação e exportação de GLP publicadas sistematicamente?

Todos os países informaram que sim, mas apenas Argentina, Japão, EUA, Chile e Coreia do Sul apresentaram a formação de preços do GLP.

Pergunta 2: Há empresas estatais ou de capital misto atuando em algum dos elos da cadeia?

Oito dos nove países responderam que possuem empresas estatais ou de capital misto, apenas os EUA possuem apenas empresas privadas. A partir das respostas afirmativas dos oito países é possível verificar um percentual de 54,5% de empresas de capital misto contra 45,5% de empresas estatais, mostrando que empresas de capital misto são o principal modelo escolhido pelos países pesquisados.

Figura 14 - Empresas estatais e de capital misto por país



Pergunta 3: É realizado algum controle de preços em algum segmento do mercado de GLP? Quais os órgãos de controle?

Cinco países dos nove responderam que possuem acompanhamento de preços, ou seja, um percentual de 56% dos países pesquisados. E, a maior parte dos países que indicaram haver acompanhamento de preços adotam programas de subsídios financeiros aos consumidores elegíveis, bem como intervenções estatais via redução temporárias de tributos e incentivo à eficiência via redução de custos logísticos, especialmente para o segmento residencial.

Figura 15 - Pesquisa de controle de preços

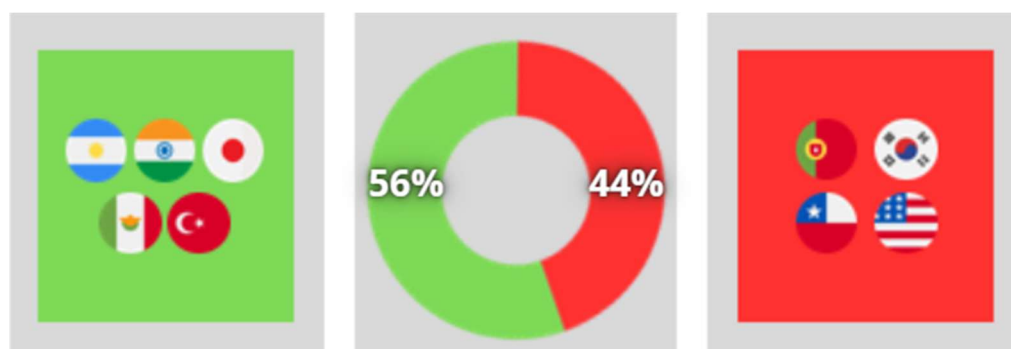


Figura 16 - Respetivos órgãos de controle

Países	Órgãos de Controle	Países	Órgãos de Controle

Pergunta 4: Existem subsídios direcionados ao mercado de GLP? Qual a proporção dos subsídios concedidos?

Apenas quatro países dos nove possuem subsídio direto para o mercado de GLP. Os EUA indicaram conceder ajuda financeira para famílias de baixa renda que ajuda a arcar com custos de energia de um modo geral. Países como Coreia do Sul e Japão utilizam estratégia de incentivo tributário e não de subsídios.

Figura 17 - Existência de subsídios no mercado de GLP.

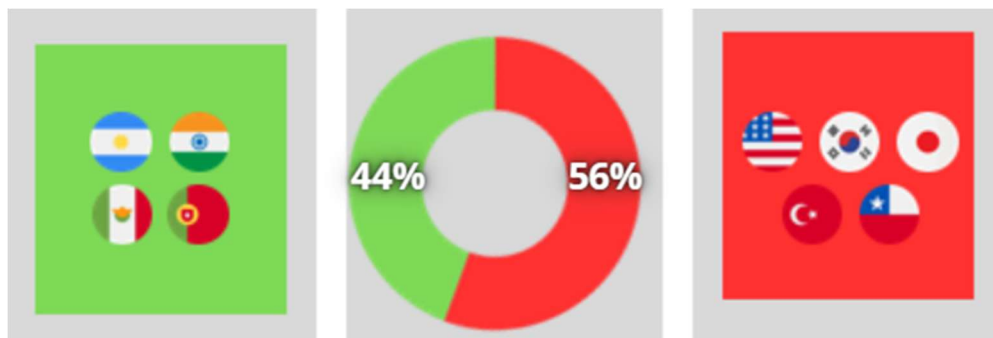
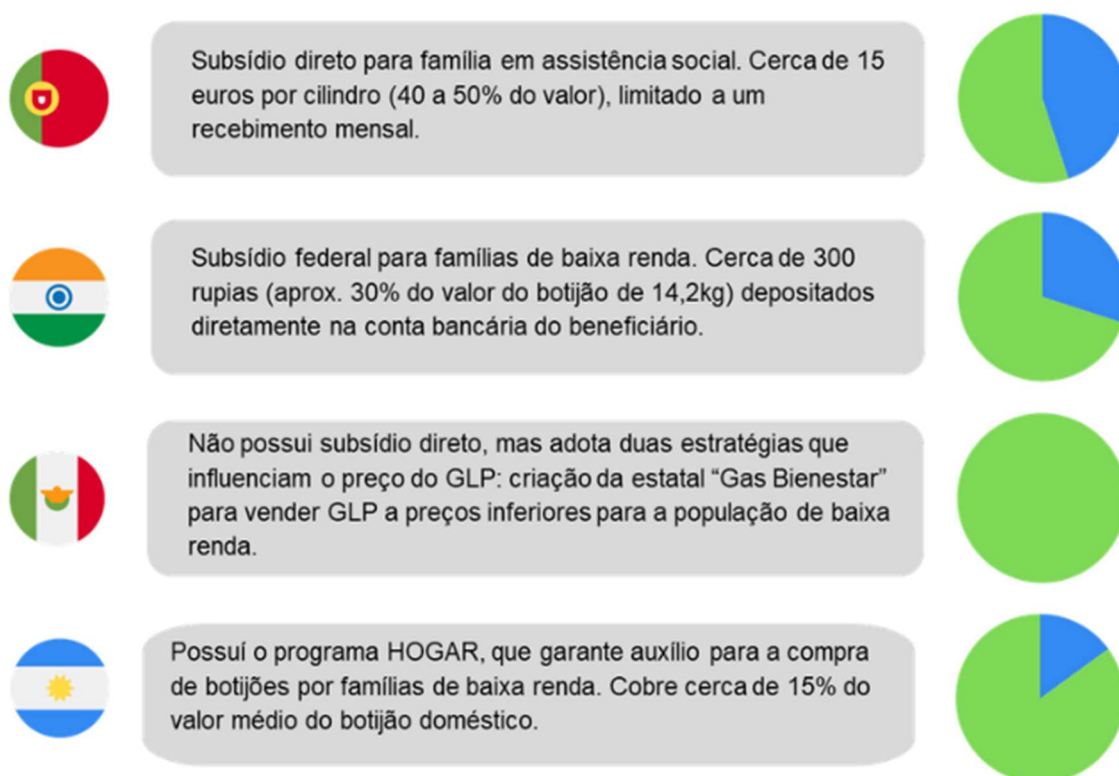
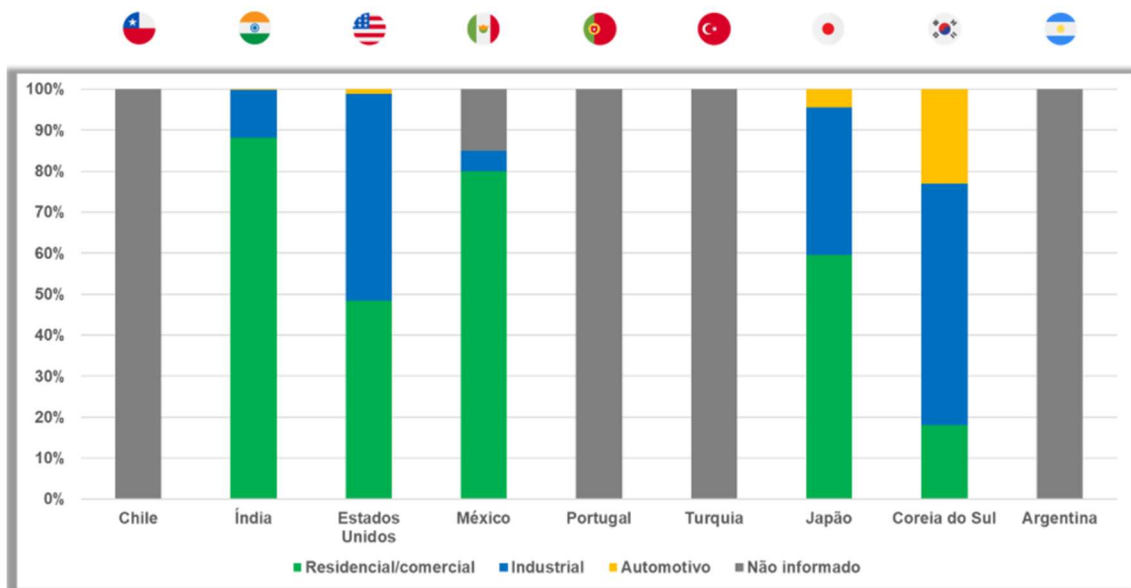


Figura 18 - Proporção dos subsídios aplicados.



Pergunta 5: Quais os principais usos do GLP e quanto ele representa para cada segmento?

Figura 19 - Perfil do uso de GLP para cada país



Pergunta 6: Qual a concentração de mercado em cada elo da cadeia logística?

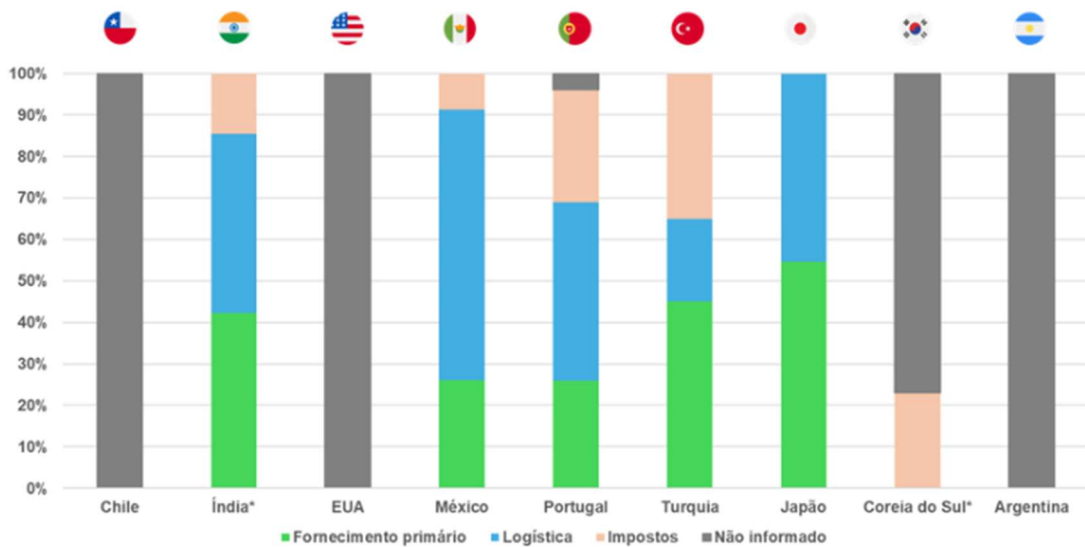
Figura 20 - Concentração do mercado de GLP (CR4).

Concentração de Mercado de GLP (CR4)									
Cadeia Logística	Argentina	Chile	Coreia do Sul	EUA	Índia	Japão	México	Portugal	Turquia
Produção	90%	Não informado	Não informado	Não informado	100%	Não informado	100%	Não informado	Não informado
Importação	Não informado	Não informado	60%-70%	Não informado	100%	Não informado	100%	Não informado	82%
Distribuição	Não informado	Não informado	Não informado	30%-40%	90%	Não informado	Não informado	Não informado	84%
Revenda	Não informado	Não informado	Não informado	Não informado	Não informado	Não informado	Não informado	76%	70%

Pergunta 7: Qual a estrutura de formação de preços do GLP para cocção de alimentos?

Cinco países informaram a formação de preços conforme solicitado. A composição está ilustrada na Figura 21.

Figura 21 - Estrutura de formação de preços.



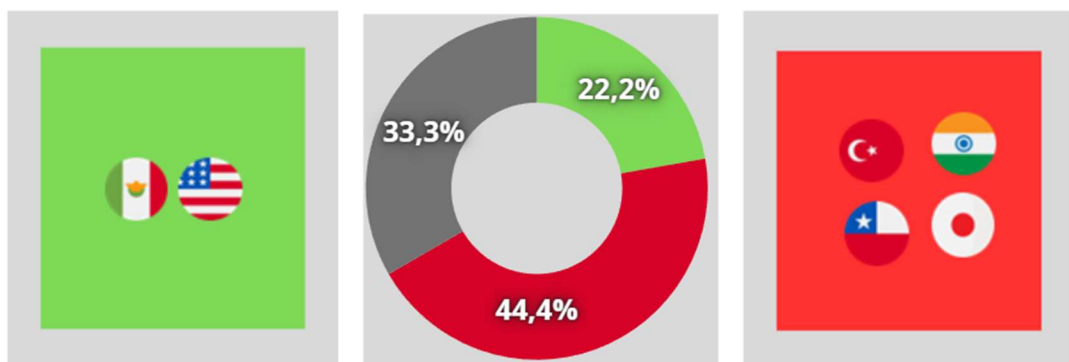
4.3.3 Modelo Regulatório

Pergunta 1: É possível que o enchimento dos vasilhames seja realizado por outras empresas?

Um total de oito países informaram que é permitido o enchimento dos vasilhames por outra empresa que não seja a proprietária do botijão. Argentina, Chile, Índia e Turquia permitem o enchimento, desde que haja um acordo contratual entre as partes. Já o Japão e o México informaram que existe a permissão, mas não é uma prática comum devido à rigidez das normas de segurança.

Pergunta 2: É permitido o enchimento fracionado/recarga parcial dos vasilhames para cocção?

Figura 22 - Permissão para enchimento fracionado.



É permitido apenas no México e nos EUA. Argentina, Coreia do Sul e Portugal informaram que nos seus arcabouços normativos não há enchimento fracionado (ou

seja, um percentual de 33,3% dos países que responderam). E, os demais países informaram que possuem um modelo semelhante ao Brasil.

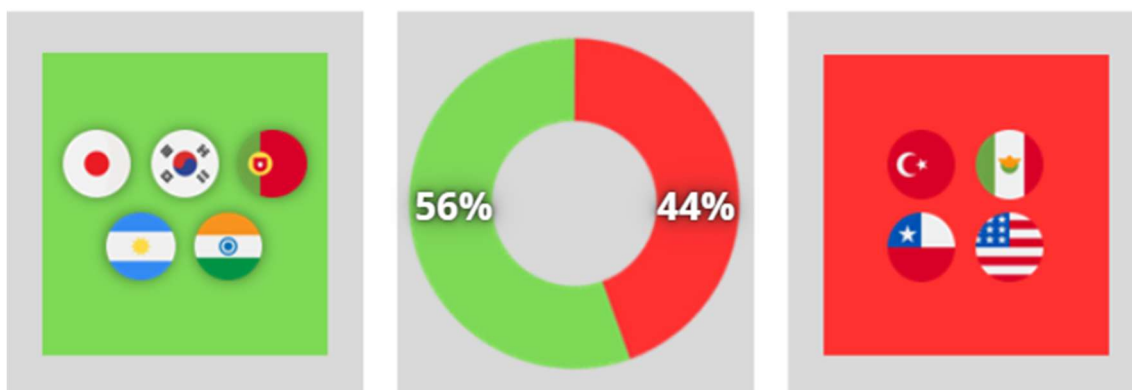
Pergunta 3: Existem restrições que impeçam uma companhia de atuar ou ter participação direta em mais de um elo da cadeia?

Nenhum dos países proíbem a participação de empresas em mais de um elo da cadeia.

Pergunta 4: O mercado de GLP é considerado um mercado de utilidade pública?

Para a maioria dos países (5 países) é considerado como mercado de utilidade pública. Para os países que não consideram como utilidade pública tratam-no como livre mercado, exceto México.

Figura 23 - Mercado de GLP como utilidade pública



Pergunta 5: A quem pertencem os vasilhames de GLP? Quem pode enchê-los? Como é possível a identificação da empresa que envasou e vendeu o botijão de GLP?

A propriedade dos botijões é comumente dos distribuidores na maioria dos países, apenas os EUA e Coreia do Sul são exceções. Nos EUA o consumidor é o dono do vasilhame, já na Coreia do Sul existe um modelo misto em que tanto o consumidor quanto o distribuidor podem ser donos dos vasilhames.

Figura 24 - Posse dos botijões

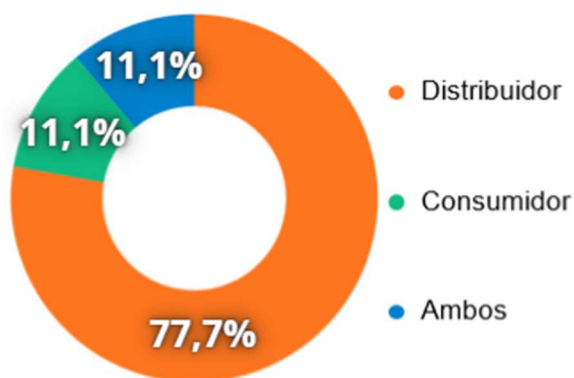


Figura 25 - Envase e identificação dos botijões

Propriedade e permissões relativas aos Botijões de GLP		
País	Permissão para Encher	Identificação do Botijão
Argentina	Distribuidor	Estampa no Vasilhame
Chile	Distribuidor	Estampa, cores, números seriais e selos de válvula
Coreia do Sul	Distribuidor	Rotulagem
EUA	Pontos de recarga licenciados	Estampa no Vasilhame
Índia	Distribuidor	Estampa e rótulo
Japão	Distribuidor	Não informado
México	Distribuidor	Estampa ou selo de válvula
Portugal	Distribuidor	Insígnia de identificação
Turquia	Distribuidor	Estampa no Vasilhame

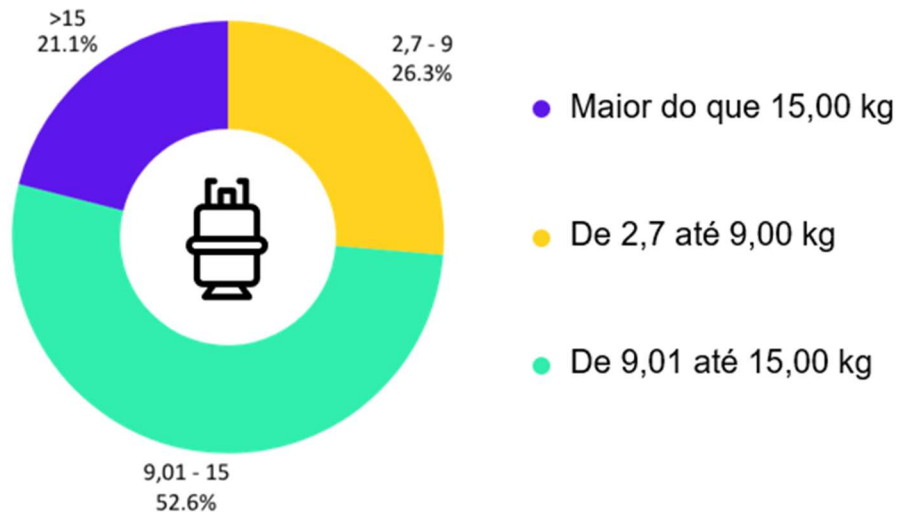
Pergunta 6: Que agente econômico é responsável pela inspeção e manutenção da integridade do vasilhame?

Praticamente todos os países que responderam a pesquisa informaram que a obrigação de inspeção e manutenção dos botijões é de responsabilidade dos distribuidores.

Pergunta 7: Quais os principais recipientes de GLP utilizados no segmento residencial? São retornáveis (não descartáveis)?

Os botijões mais comuns para uso doméstico/residencial são da faixa de 2,7kg até 15kg, com os botijões menores comumente utilizados para uso externo em atividades recreativas. A parcela de botijões maiores do que 15kg, geralmente são de uso comercial.

Figura 26 - Principais recipientes de GLP



Pergunta 8: Há restrição em relação à proporção de propano e butano na composição do GLP comercializado para cocção de alimentos, ou alguma outra restrição à sua composição?

Os países pesquisados possuem proporções diferentes de propano e butano na composição do GLP, conforme apresenta a Figura 27.

Figura 27 - Composições do GLP

Composição do GLP		
País	Restrição de Proporção	Outras restrições
Argentina	Não informado	-
Chile	Não informado	-
Coreia do Sul	60%-85% Butano + 10%-35% Propano	-
EUA	90% Propano (mínimo) + 5% Propileno (máximo) + 5% (Butano + Odorizador)	-
Índia	Não informado	-
Japão	≤20% (Butano + Butileno) + ≥80% (Propano + Propileno) + ≤0,5% Butadieno	-
México	Não informado	-
Portugal	80% Butano + 20% Propano	-
Turquia	70% Butano + 30% Propano	45 MJ/kg (Poder Calorífico)

*Na Coreia do Sul, a composição de Butano e Propano varia entre verão e inverno.

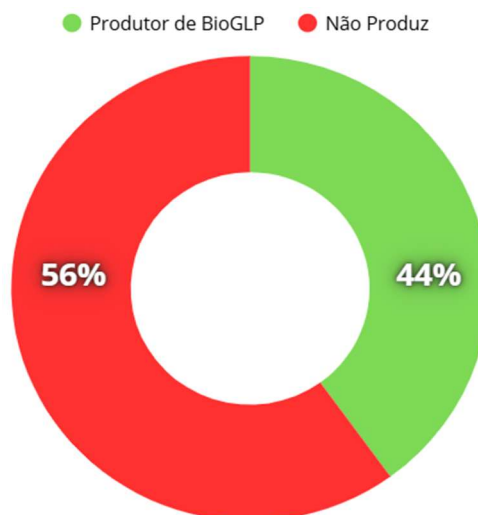
**Nos EUA, o GLP deve chegar próximo do propano puro.

4.3.4 BioGLP

Pergunta 1: Há produção de BioGLP no país? Se sim, em qual quantidade anual nos últimos cinco anos.

Apenas quatro países informaram que produzem BioGLP, mas não informaram a quantidade produzida nos últimos cinco anos. Os quatro países que afirmaram ter produção foram: Chile, EUA, Japão e Portugal.

Figura 28 - Produtores de BioGLP



Pergunta 2: Quais são as principais rotas de produção de BioGLP no seu país?

Figura 29 - Rotas de produção do BioGLP.

Principais Rotas de Produção de BioGLP	
País	Rotas
Argentina	Não informado
Chile	Produção de bioGLP envolve o hidrotreamento de resíduos orgânicos, especialmente óleo de cozinha usado (UCO). Esse processo é realizado na Refinaria Aconcagua da ENAP, onde o UCO é convertido em diesel renovável, e o BioGLP (biopropano) surge como subproduto
Coreia do Sul	Não informado
EUA	Produção de BioGLP como subproduto do hidrotreamento de óleos vegetais e óleos residuais para produzir óleo vegetal hidrotreatado (HVO) e combustível sustentável para aviação (SAF). Esse processo gera BioGLP em taxas que normalmente variam entre 3% e 10%
Índia	Não informado
Japão	Síntese Fischer-Tropsch (FT) da gaseificação da biomassa
Japão	Síntese do Éter Dimetilico (DME) a partir da biomassa
México	Não informado
Portugal	Não informado
Turquia	Não informado

Pergunta 3: A regulação/fiscalização faz alguma distinção em termos de qualidade e testes para GLP e BioGLP? Ou seja, há alguma exigência de qualidade/testes que se aplica apenas a um e não a outro?

Apenas Portugal informou possuir distinção regulatória entre GLP e BioGLP e, apenas os EUA realizam testes diferentes entre eles.

Pergunta 4: Há alguma política pública de incentivo à produção de BioGLP? Se sim, quais? As informações sobre as políticas estão disponíveis em algum lugar?

Figura 30 - Políticas públicas de incentivo ao BioGLP

Políticas Públicas de Incentivo à Produção de BioGLP				
País	Existe Política Pública?	Qual?	Disponível para Consulta?	Fonte
Argentina	Não	-	-	-
Chile	Não	-	-	-
Coreia do Sul	Sim	Act on the Promotion of the Production and Use of Biogas Using Organic Waste Resources	Sim	https://elaw.klri.re.kr/eng_mobile/viewer.do?hseq=67971&key=39&type=part&utm
EUA	Sim	Renewable Fuel Standard (RFS)	Sim	https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard/statutes-renewable-fuel-standard-program
Índia	Não	-	-	-
Japão	Sim	Act on the New Energy and Industrial Technology Development Organization	Sim	https://www.japaneselawtranslation.go.jp/en/laws/view/3887/em
México	Não	-	-	-
Portugal	Não	-	-	-
Turquia	Não	-	-	-

4.4 Das Políticas Públicas

4.4.1 Experiência Nacional

4.4.1.1 Reidi

O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) foi instituído pela Medida Provisória nº 351, de 22 de janeiro de 2007, posteriormente convertida na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e tem como beneficiários os projetos aprovados para implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação, cujo benefício consiste na suspensão da exigibilidade da Contribuição para o PIS/PASEP e da Cofins sobre as receitas decorrentes de vendas de máquinas, equipamentos, materiais de construção e serviços associados, destinados a obras de infraestrutura.

O referido Regime Especial foi regulamentado pelo Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, que estabeleceu em seu art. 5º os projetos de infraestrutura que podem ser objeto de aprovação no Reidi.

Sob competência do Ministério de Minas e Energia, são elencados os projetos no setor de energia, alcançando exclusivamente os projetos de geração, cogeração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como produção e processamento de gás natural em qualquer estado físico; e o setor de dutovias.

O Ministério de Minas e Energia definiu em Portarias as condições e procedimentos para aprovação de tais projetos de infraestrutura no Reidi, para os fins do que dispõe o Decreto nº 6.144, de 2007.

Após a publicação da portaria de enquadramento pelo MME, os interessados devem ainda requerer a habilitação junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil, por meio de formulários próprios, acompanhados de diversos documentos e condicionada à regularidade fiscal da pessoa jurídica requerente, conforme disposto no Decreto nº 6.144, de 2007, que será formalizado por publicação por meio de Ato Declaratório Executivo (ADE) do órgão publicado no Diário Oficial da União.

Somente de posse do ADE os empreendedores podem solicitar a venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, e de materiais de construção e venda ou importação de serviços destinados a obras de infraestrutura para incorporação ao ativo imobilizado com os benefícios fiscais do Reidi.

O número reduzido de projetos aprovados no últimos anos no Reidi destinados ao setor de petróleo e derivados demonstram a necessidade de aperfeiçoar a política de enquadramento do Reidi, no sentido de incluir outras instalações atualmente não contempladas no seu escopo, tendo em vista: (i) os reduzidos valores de investimentos privados destinados a construção de infraestruturas de petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis; (ii) os cenários de crescimento da demanda de combustíveis; e (iii) o histórico de aumento da dependência externa dos principais derivados de petróleo; (iv) a necessidade de aumento da disponibilidade de infraestruturas de armazenamento de GLP (tanques e esferas) identificadas em estudos diversos.

Com efeito, a política de incentivo atual para petróleo e seus derivados de petróleo contempla apenas projetos de dutovias, ou seja, refinarias de petróleo, unidades de processamento de gás natural (UPGNs), centrais petroquímicas (CPQs) e instalações de armazenamento de GLP não são abrangidas pelos benefícios do Reidi.

4.4.1.2 Debêntures de infraestrutura

As Debêntures de Infraestrutura, instituídas pela Lei nº 14.801, de 9 de janeiro de 2024, e regulamentadas pelo Decreto nº 11.964, de 26 de março de 2024, que consistem em títulos de dívida emitidos por empresas para financiar projetos de infraestrutura considerados prioritários, aos quais são oferecidos benefícios fiscais aos investidores, como isenção parcial de imposto de renda sobre os rendimentos, reduzindo o custo de capital e ampliando os benefícios econômicos e ambientais gerados em tais projetos.

O inciso III do art. 4º do Decreto nº 11.964, de 26 de março de 2024, prevê no âmbito da área de energia a possibilidade de enquadramento de projetos exclusivamente nos setores de:

- a) geração por fontes renováveis, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- b) gás natural;
- c) produção de biocombustíveis e biogás, exceto a fase agrícola;**
- d) produção de combustíveis sintéticos com baixa intensidade de carbono;
- e) hidrogênio de baixo carbono;
- f) captura, estocagem, movimentação e uso de dióxido de carbono; e
- g) dutovias para transporte de combustíveis, incluindo biocombustíveis e combustíveis sintéticos com baixa intensidade de carbono.**

Dessa forma, as debêntures de infraestrutura no que atine a instalações destinadas à logística de GLP apenas podem ser utilizadas em projetos de dutovias para o transporte de desse combustível.

As instalações destinadas à produção de biocombustíveis e biogás, como é o caso do bioGLP, podem utilizar debêntures de infraestrutura de acordo com o Decreto nº 11.964, de 26 de março de 2024.

A Portaria GM/MME nº 93, de 10 de dezembro de 2024, apresenta o detalhamento dos critérios e condições complementares para enquadramento, aprovação e acompanhamento dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura, no âmbito da Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia.

4.4.2 Experiência Internacional

No âmbito da Análise de Impacto Regulatório realizada pela ANP no tocante à revisão do marco regulatório da distribuição e revenda de GLP, foram conduzidas diversas iniciativas para reunir conhecimento no que tange às experiências de outros países na regulação do mercado de GLP. Nesse contexto, além de leituras, foram realizadas reuniões com representantes de outros países e visita técnica ao Uruguai pela ANP.

A ANP promoveu o Workshop “Experiências Comparadas de Regulação de GLP”, nos dias 18 e 19/10/23, para identificar alternativas regulatórias e estreitar os laços com outros reguladores. Os representantes dos países participantes expuseram de forma ampla as características do mercado e da regulação do setor, bem como seus principais desafios regulatórios.

Em relação a restrições ao uso do GLP, a maioria dos países não apresenta vedações. Em países como Chile, México e Peru é permitido o uso automotivo do GLP.

Sobre os modelos de negócio, no México e no Peru há uma participação importante da comercialização a granel sobre o total comercializado, com percentuais de 70% e 48%, respectivamente.

Outro tema bastante debatido foi o envase fora da base de enchimento. Nesse sentido, observou-se que essa prática é permitida, de diferentes formas, no México, em Angola e no Uruguai.

Já com relação à destroca, em muitos países ocorrem reclamações sobre agentes que escondem vasilhames de concorrentes. Na quase totalidade dos países,

a destroca é realizada entre os distribuidores. O Brasil diferencia-se por contar com a experiência dos centros de destroca, enquanto o Uruguai destaca-se por contar com a população de uso comum, que é utilizada para a destroca quando o distribuidor não dispõe de recipientes da marca que se deseja trocar.

Sobre o envase de recipientes de terceiros, Brasil, Peru e Angola permitem que essa operação ocorra, desde que suportada por contratos entre os distribuidores. Diferentemente, Portugal conta com regras para o livre acesso às instalações de enchimento. Por sua vez, no Chile, uma empresa de consultoria contratada pelo governo daquele país recomendou a adoção do livre acesso às instalações de envase como medida para favorecer a competição.

No tocante à questão de preços e margens praticados, os países tratam o tema de distintas formas. O representante de Portugal apresentou um modelo no qual os preços são constantemente acompanhados e comparados ao mercado internacional. Há uma sistemática que define os limites esperados para o preço. Caso os preços apresentem um aumento inesperado ou não seja possível identificar uma dada diferenciação entre os concorrentes, é realizada uma intervenção governamental.

Sobre as operações de enchimento fracionado de recipientes transportáveis, foi verificado que é permitido no Uruguai para vasilhames de 3kg. Este modelo de negócio é responsável por 4% do volume comercializado de GLP neste país. Durante a visita ao Uruguai, técnicos da ANP estiveram em uma revenda de GLP autorizada a realizar a operação com o transvase do produto a partir de botijões de 45kg.

Para consolidar as informações do referido *workshop*, foi elaborado um quadro geral apresentado na Figura 31.

Figura 31 - Consolidação das experiências internacionais apresentadas no Workshop.

									
Distribuição Concentrada	✓		✓				✓	✓	✓
Proibições regulatórias ao uso	✓								
Regulação de preços/margens		✓		✓		✓	✓	✓	✓
Regras de Envasilhamento	Plantas das Envasadoras proprietárias da marca	Plantas das Envasadoras-Distribuidoras detêm as marcas	Plantas das Envasadoras proprietárias da marca	Plantas das Envasadoras e Estações de Serviço	Plantas das Envasadoras e Gasocentros			Plantas das Envasadoras proprietárias da marca	Plantas das Envasadoras, Centros de Recarga
Barreiras de Entrada	Regulação restritiva Infraestrutura	Apenas quanto a segurança		Insegurança e Parque de cilindros	Requisitos Normativos e de Segurança		Requisitos Normativos para as instalações		
Sistemas de Requalificação	✓		✓		✓		✓		✓
Responsabilização pela manutenção e segurança	Envasadoras	Envasadoras	Envasadoras	Envasadoras		Envasadoras	Envasadoras	Antes: Consumidor Hoje: Envasador	Envasadoras
Permissão legal para verticalização	✓		✓	✓	✓		✓		

Fonte: Apresentação final do Workshop Experiências Comparadas de Regulação de GLP, realizado na ANP.

Entre os dias 06 e 08 de novembro de 2023, a ANP recebeu uma delegação de reguladores chilenos, que visitou instalações de agentes regulados e conduziu reuniões com técnicos da ANP para discussões dos modelos regulatórios dos dois países. Foi abordado o tema da destroca e o rastreamento de vasilhames transportáveis. Os representantes chilenos informaram que, à época, estava em tramitação no Chile um projeto de lei SEI ANP nº 4355823, que, dentre outras questões, tratava da rastreabilidade de vasilhames, visto com uma solução para obtenção de informações confiáveis sobre a localização e quantidade de cilindros em poder de diversos agentes. Isto favoreceria o funcionamento do segmento de distribuição, especialmente os agentes com menor participação de mercado, por evitar a acumulação de vasilhames e facilitar a destroca.

Em reunião entre a empresa franco-sul-africana Paygas e representantes da ANP, da EPE e do MME, foi detalhado o modelo utilizado na África do Sul. Em sua operação, as instalações da empresa são abastecidas por caminhão com GLP a granel descarregado para recipientes estacionários de 190Kg. Nessas instalações, os consumidores adquirem a quantidade de produto que desejarem. A empresa dispõe de um sistema para registro de dados dos vasilhames, por meio de código de barras, que permite o controle de informações relativas à tara, data de requalificação,

capacidade, cliente, dentre outras. A empresa afirma que suas operações atendem a padrões técnicos e de segurança estabelecidos pelas autoridades sul-africanas, com base em normas inglesas.

As práticas internacionais também haviam sido descritas em trabalho resultante da Iniciativa Abastece Brasil, quando foi formado um grupo de trabalho composto pelo MME, ANP, EPE, com a finalidade de estabelecer um conjunto de ações e medidas voltadas para a promoção e a intensificação da livre iniciativa no mercado brasileiro de combustíveis. Como resultado, foi elaborado o relatório final intitulado “Estudos do Art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019”, no qual foram relacionadas diversas experiências internacionais na distribuição e comercialização de GLP.

No referido documento MME (2019), nota-se a diversidade de práticas e modelos alternativos para identificação da marca, propriedade dos vasilhames, responsabilidade pela manutenção e canais de venda. A seguir, destacam-se trechos do texto do relatório para diferentes países ou regiões:

- *Estados Unidos e Canadá:*

[...]

Os consumidores dos Estados Unidos e Canadá podem comprar cilindros vazios em diversos estabelecimentos, se tornando responsáveis pela sua manutenção e inspeção periódica. Nesse caso, a aquisição do propano pode ser realizada por enchimento fracionado ou por enchimento completo do cilindro, ou pela troca de um recipiente vazio por um cheio, sendo as duas últimas as práticas mais comuns (CANADA, 2014, 2019; PROPANE 101, 2019). No caso dos Estados Unidos, a requalificação de cilindros deve ser realizada 12 anos após a fabricação do recipiente, e de 5 em 5 anos após este período. Além disso, os revendedores devem se recusar a realizar o serviço de enchimento caso o cilindro seja reprovado na inspeção visual (PROPANE 101, 2019). (MME, 2019, p. 230)

- *México:*

[...]

A atividade de enchimento fracionado de cilindros é comum no país, sendo realizada principalmente em postos de abastecimento específicos de GLP,... (MME, 2019, p. 231)

- *Europa:*

[...]

No mercado europeu, os cilindros respondem por cerca de 40% da comercialização de GLP e estão disponíveis para venda em diversos estabelecimentos, incluindo postos de combustível, supermercados e lojas de material de construção. Na França, por exemplo, os supermercados respondem por metade da comercialização de GLP e possuem marcas próprias (BEE, 2011).

O modelo europeu de distribuição de cilindros de GLP é baseado no regime de depósito reembolsável. O consumidor paga um depósito reembolsável para obter acesso a um cilindro de GLP que permanece como propriedade da empresa. As empresas de marca de GLP enchem os recipientes em locais centrais, os distribuem cheios por meio de uma rede de pequenos distribuidores, revendedores e pontos de venda, e os cilindros vazios retornam aos centros de enchimento. Logo, neste modelo, as empresas distribuidoras são responsáveis por toda a segurança e manutenção do recipiente ao longo da cadeia de distribuição e também pelo processo de requalificação. Além disso, o enchimento dos cilindros é restrito a essas empresas, ou seja, um determinado distribuidor não pode realizar o enchimento de um cilindro de outra marca. Além disso, não é permitida a portabilidade, ou seja, a troca de um cilindro vazio de uma marca por um cilindro cheio de outra marca (BEE, 2011; WLPGA, 2013). (MME, 2019, p. 231)

- Colômbia

[...]

Nos últimos anos, a Colômbia revisou a sua política de distribuição, comercialização e consumo de GLP. Em 2008, o país aprovou a transição de um modelo de cilindros sem marca para um modelo de cilindros com marca, com as empresas distribuidoras assumindo as responsabilidades de manutenção e de segurança ao longo da cadeia. Além disso, a revisão da política permitiu a comercialização de GLP em pontos de venda localizados em postos de combustível, supermercados e lojas de material de construção. Em 2015, o governo colombiano autorizou também o uso de GLP como combustível em veículos a combustão interna (URIBE, 2015; UPME, 2017). (MME, 2019, p. 231)

- Paraguai:

[...]

O enchimento parcial ou total de GLP em cilindros e veículos automotores é permitido em postos de combustível habilitados pelo Governo do Paraguai (PARAGUAI, 2005).

A Lei n° 2.639/2005 estabelece que os postos não devem realizar o serviço de enchimento nos recipientes que estejam em mal estado de conservação ou com habilitação vencida.

Nesse caso, a regulamentação define que os cilindros devem ser substituídos por outros habilitados, retirados de circulação e enviados às empresas verificadoras para reparo, requalificação ou descarte (PARAGUAI, 2005).

Nessa questão, ressalta-se que a Resolução n° 1.478/2013 do Ministério da Indústria e Comércio estabelece que todos os cilindros de GLP devem constar no Registro Nacional de Garrafas e devem ser habilitados para o primeiro uso e reabilitados a cada cinco anos. Ademais, a inspeção dos cilindros é realizada pelo Organismo Nacional de Inspección (INTN, 2019).

Em abril de 2017, a estatal paraguaia Petropar iniciou o programa Ñande Gas Móvil, buscando ampliar a penetração do GLP no país. A iniciativa consiste no enchimento parcial ou total de cilindros de 10 kg e 13 kg diretamente em caminhões-tanque (MME, 2019, p. 234.)

Ao final, o relatório citado apresentou uma tabela comparativa com a consolidação das experiências internacionais, considerando o modelo de distribuição de cilindros e a operação de enchimento fracionado, conforme Tabela 6:

Tabela 6 - Consolidação das experiências internacionais na distribuição e comercialização de GLP.

País / Região	Modelo de Distribuição de Cilindros		Enchimento Fracionado
	Cilindros com marca dos distribuidores	Cilindros sem marca dos distribuidores	
Estados Unidos	✓	✓	✓
Canadá	✓	✓	✓
México	✓	✓	✓
Europa	✓		
Argentina	✓		
Colômbia	✓		
Paraguai	✓	✓	✓
África do Sul	✓	✓	

Fonte: Relatório Abastece Brasil (MME, 2019, p. 236)

O Brasil destoa ao adotar uma regulação restritiva quanto aos usos de GLP, sendo o único país, dos países observados, a manter vedações ao uso.

Com relação às permissões para enchimento de outras marcas, nota-se a preocupação com a responsabilização pela manutenção e propriedade do vasilhame. Por exemplo, nos Estados Unidos, o consumidor é proprietário do vasilhame, sendo

também responsável pela sua manutenção, cabendo ao revendedor não encher vasilhames inadequados.

Quanto ao enchimento total ou parcial de recipientes, fora de bases de distribuição de GLP, técnicos da ANP observaram, em visita ao Uruguai, a relevância da demanda pelo serviço por consumidores de menor renda. No Uruguai há o enchimento de recipientes com capacidade para 3kg de GLP, em instalações de revendedores. Tal fato também foi descrito pela empresa sul-africana PayGas, que realiza o envase em instalações específicas para este fim, que afirma que essa operação torna o uso de GLP acessível a novos consumidores que não têm acesso ao produto por restrições de renda. Segundo a empresa, o uso de GLP por consumidores de menor renda favorece a substituição da lenha.

Cabe ressaltar que os aspectos de segurança operacional apresentam níveis distintos entre os países pesquisados, que vão desde padrões inadequados até mecanismos que oferecem níveis de segurança satisfatórios. Isto corrobora com a importância de requisitos de segurança adequados e capazes de garantir a mitigação de riscos necessária às operações que, eventualmente, venham a ser permitidas pela regulação.

4.5 Estrutura de Formação de Preços do GLP e Modelos Internacionais

4.5.1 Dos Modelos de Precificação

Os modelos de precificação para o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) variam de acordo com as características estruturais e institucionais de cada país. Entre os principais fatores que influenciam o modelo estão: o porte da economia, a escala e a composição da produção nacional (tanto de insumos como de bens intermediários), o grau de dependência externa, o nível de desenvolvimento tecnológico e logístico, o nível de concorrência em cada segmento do mercado.

Políticas públicas voltadas ao setor energético, como subsídios, incentivos fiscais e mecanismos de proteção à população de baixa renda são igualmente relevantes e moldam as decisões de precificação conforme as prioridades socioeconômicas e fiscais de cada país.

O desenho regulatório vigente também exerce papel fundamental na definição do modelo de precificação. Há países que adotam uma regulação com maior grau de

intervenção estatal, como aqueles que estabelecem preços fixos ou limites tarifários, e outros que operam em contextos de maior liberalização, com preços livres determinados pelas condições de mercado. Nesse contexto, não existe um modelo único ou padronizado de formação de preços. Cada país estrutura sua abordagem de acordo com suas condições específicas, refletindo uma combinação de variáveis econômicas, produtivas, regulatórias e sociais (EPE, 2024a).

Este item apresenta os principais modelos de precificação praticados no Brasil e em países selecionados, buscando identificar padrões, diferenças e lições que possam subsidiar a formulação de políticas públicas no setor. A análise tem início com a estrutura de formação de preços no mercado brasileiro, abordando a evolução histórica dos elementos que compõem o valor final do produto — incluindo preço de realização, tributos e margens de distribuição e revenda. Em seguida, é feito um comparativo internacional apresentando diferentes experiências em países selecionados, especialmente da América Latina.

4.5.2 Estrutura de Formação de Preços

A estrutura de formação de preços do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) é um dos aspectos fundamentais para a compreensão da dinâmica de mercado desse combustível, e está estreitamente relacionada à estrutura da cadeia de abastecimento. Este item visa detalhar a evolução da composição do preço do GLP, considerando os diferentes segmentos da cadeia — da produção à revenda ao consumidor final.

A estrutura da cadeia de abastecimento do GLP exerce influência direta sobre a formação de preços. O suprimento primário do produto é realizado por refinarias de petróleo, unidades de processamento de gás natural (UPGNs), centrais petroquímicas (CPQs), além de importadores. Posteriormente, o produto é comercializado pelas distribuidoras, que o fornecem envasado ou a granel, com destino a revendedores (no caso do envasado em diferentes capacidades) ou diretamente ao consumidor final (granel). Essa organização segmentada da cadeia implica na existência de diferentes componentes de preços em cada fase, associados tanto a custos logísticos e operacionais quanto a tributos e margens de lucro de acordo com EPE (2024b).

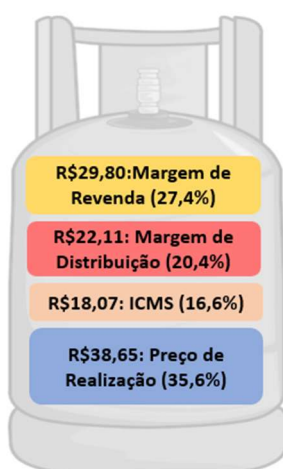
A compreensão detalhada da estrutura de formação de preços do GLP é fundamental para a análise crítica da sua evolução ao longo do tempo, especialmente

no que se refere à composição do preço final pago pelo consumidor. Os componentes do preço do GLP ao consumidor final são: preço de realização do produtor, tributos federais (PIS/Cofins e Cide), tributo estadual (ICMS), margem bruta de distribuição, e margem bruta de revenda⁶.

A Figura 32 elenca a participação de cada componente nos preços do GLP P-13, que representa aproximadamente 70% do mercado, em dezembro de 2024 (ANP, 2025g).

Figura 32 - Formação de preços do GLP no Brasil - Botijão de 13kg (jun/2015)

Preço Final ao Consumidor: R\$ 107,89



Fonte: ANP (2025g) - Figura Freepik adaptado

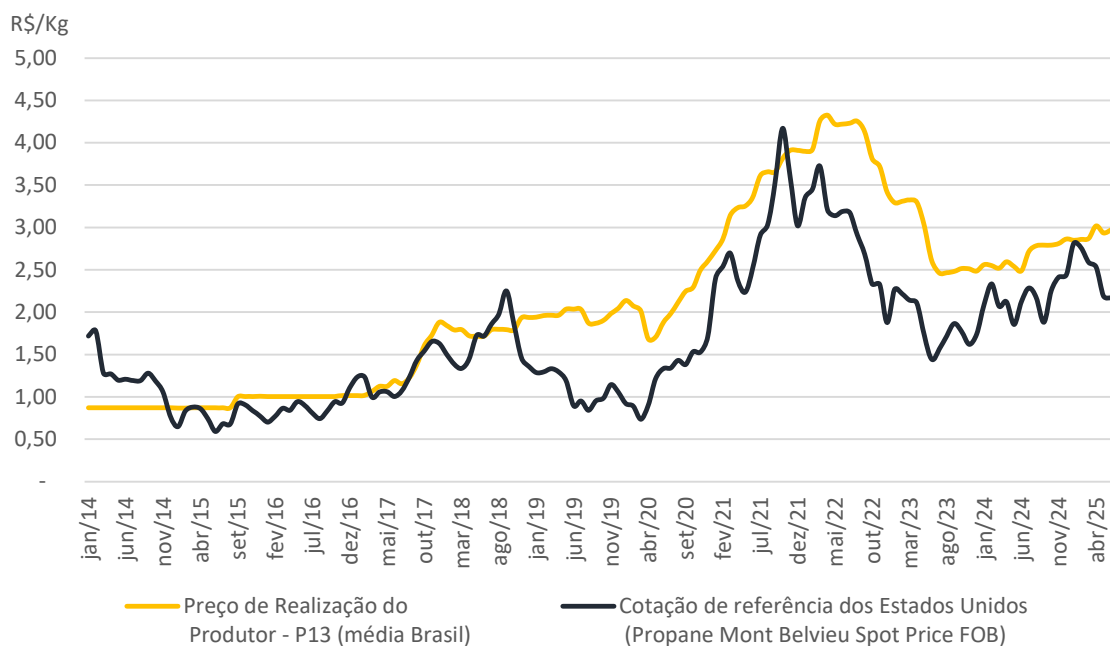
O preço de realização aparece como parcela mais relevante do preço final ao consumidor, representando 35,6% deste. Dado o protagonismo da Petrobras na oferta nacional, as decisões comerciais da companhia exercem influência direta sobre o funcionamento de toda a cadeia. A política de preços da Petrobras para o GLP envasado em botijões de até 13 kg (P-13) passou por importantes mudanças a partir de 2015, período de reposicionamento estratégico da companhia. Após um longo período de estabilidade, entre janeiro de 2003 e agosto de 2015, durante o qual os preços de realização do P-13 permaneceram inalterados, a Petrobras iniciou um processo de transição para políticas mais alinhadas às dinâmicas de mercado (EPE, 2024a). Em setembro de 2015, foi promovido o primeiro reajuste médio de 15%, seguido, nos anos subsequentes, por revisões contratuais e alterações

⁶ Para maiores detalhes sobre a base conceitual de cada um desses componentes, acesse os documentos da Série: Formação de Preços de Combustíveis (EPE, 2019a; EPE, 2019b; EPE, 2020; EPE 2025b).

metodológicas. Em 2017, a estatal implementou uma política baseada na média mensal das cotações europeias de propano e butano, acrescida de margem. Essa política foi novamente revisada em 2018, com a adoção de reajustes trimestrais e a criação de um mecanismo de compensação anual. Em agosto de 2019, a companhia passou a utilizar como referência o Preço de Paridade de Importação (PPI), acrescido de frete marítimo, despesas internas e margem, extinguindo o mecanismo de compensação e eliminando a periodicidade fixa de reajustes (PETROBRAS, 2017; 2018; 2019).

A Figura 33 apresenta a evolução, entre janeiro de 2014 e junho de 2025, da cotação de referência dos Estados Unidos e da média do preço de realização do P-13 no Brasil.

Figura 33 - Evolução dos preços médios do GLP no Brasil e nos Estados Unidos entre janeiro de 2014 e dezembro de 2025 (R\$/kg)

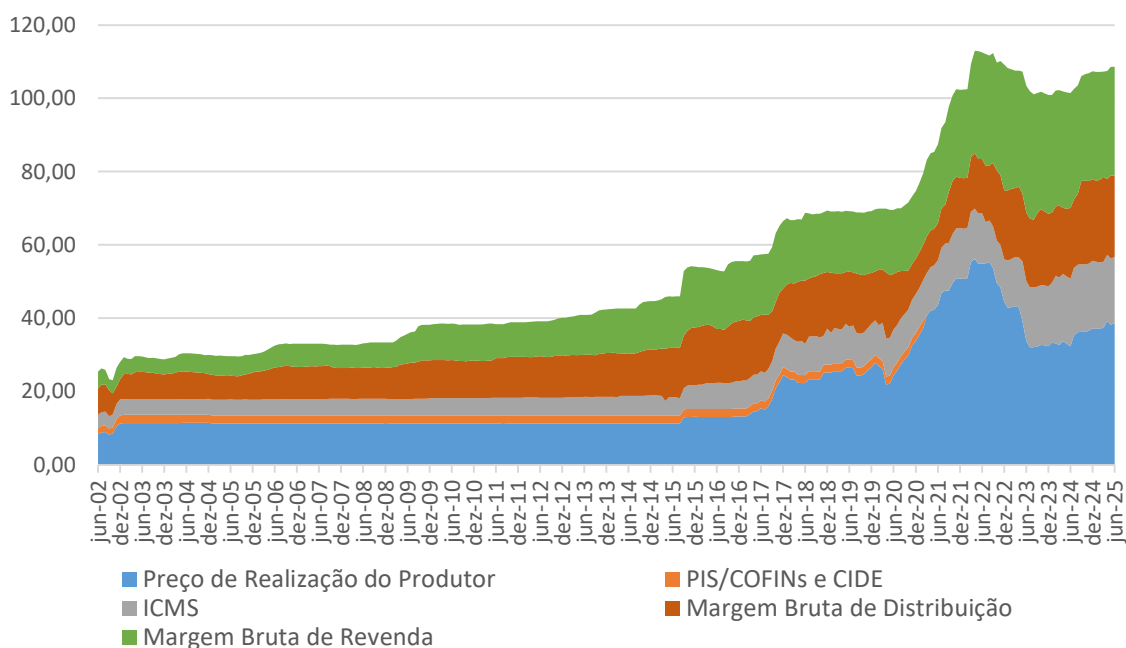


Fonte: Adaptado de EPE (2024a), a partir de ANP (2025g), BCB (2025) e EIA (2025).

Como reflexo dessas mudanças, os preços de realização do GLP P-13 passaram a seguir, em alguma medida, a dinâmica dos preços internacionais e do câmbio, o que resultou em maior volatilidade para o mercado doméstico. Esse reposicionamento na política de preços ocorreu em paralelo à estratégia da Petrobras de retirada de segmentos da cadeia de GLP, com destaque para a venda da Liquigás e a saída das atividades de distribuição (EPE, 2024a).

A partir de 2016, com a alteração na política comercial da Petrobras, os preços de realização do GLP passaram a refletir, ainda que parcialmente, as oscilações do câmbio e das cotações internacionais do produto (EPE, 2024a). Nesse contexto, o preço médio de realização do botijão de 13 kg no Brasil evoluiu de R\$ 11,34 em agosto de 2016 para R\$ 56,25 em abril de 2022. A partir desse pico, observou-se trajetória de retração, acompanhando a tendência de queda dos preços internacionais, com o preço de realização atingindo R\$ 32,06 em julho de 2023. Nos meses subsequentes, verificou-se leve recomposição nos preços domésticos e internacionais, com o preço de realização alcançando R\$ 38,65 em junho de 2025 conforme ANP (2025g). A Figura 34 ilustra a evolução dos componentes no preço final do GLP P-13 na média Brasil entre janeiro de 2002 e junho de 2025, em valores correntes.

Figura 34 - Evolução dos preços médios do GLP P-13 no Brasil entre janeiro de 2002 e dezembro de 2025 (R\$/13kg)



Fonte: ANP (2025g)

Nos momentos de maior valorização do GLP no mercado internacional, em especial entre março de 2021 e setembro de 2022, o preço de realização chegou a representar aproximadamente 50% do valor final do botijão P-13. Desde então, observa-se tendência de redução dessa participação, que atinge 31% em julho de 2023, com leve recuperação posterior, alcançando 36% em junho de 2025.

Além da variação na participação do preço de realização, a carga tributária também apresentou oscilações relevantes ao longo do período, refletindo ajustes nas

alíquotas e legislação aplicáveis e impactando a estrutura final de preços do GLP. Conforme dados publicados pela ANP (2025g), a participação dos tributos no preço ao consumidor do P-13 chegou a atingir patamares elevados, como os 25% registrados em março de 2002, e momentos de menor incidência, como os 10% observados em julho de 2022. Em junho de 2025, essa participação estava em 16,6%.

Os tributos incidentes sobre a comercialização do GLP incluem PIS/Pasep, Cofins e Cide, na esfera federal, e o ICMS, no âmbito estadual (EPE, 2025b). Quanto aos tributos federais, o Decreto nº 5.059/2004 estabeleceu alíquotas de R\$ 0,02985/kg para o PIS/Pasep e de R\$ 0,13785/kg para a Cofins. Posteriormente, o Decreto nº 10.638/2021 zerou as alíquotas de PIS/Pasep e Cofins sobre o GLP destinado ao uso doméstico e envasado em recipientes de até 13 kg. A Cide, por sua vez, permanece com alíquota zero para o GLP, conforme disposto no Decreto nº 5.060/2004.

No caso do ICMS, até a promulgação da Lei Complementar nº 192/2022, as alíquotas, margens de valor agregado (MVA) e os Preços Médios Ponderados ao Consumidor Final (PMPF) incidentes sobre o GLP variavam entre as unidades federativas, sendo estabelecidos por meio de Convênios do Confaz e Atos Cotepe. Essa diferenciação gerava assimetrias regionais nos preços finais ao consumidor. Com a edição da Lei Complementar nº 192/2022, foi instituída a adoção obrigatória de alíquota única e uniforme (ad rem) de ICMS sobre os combustíveis, válida em todo o território nacional. Esta ação teve, prontamente, questionada sua constitucionalidade por meio da ADI 7191, sendo equacionada a decisão em favor da uniformização da alíquota segundo STF (2022). A definição do valor da alíquota foi formalizada no âmbito do Convênio ICMS nº 199/2022, por meio do qual os estados pactuaram a aplicação de R\$ 1,2571 por quilograma de GLP, com vigência a partir de 1º de maio de 2023 (CONFAZ, 2022). O valor da alíquota foi reajustado para R\$ 1,4139 por quilograma, em fevereiro de 2024 (CONFAZ, 2023) e, posteriormente, foi estabelecida em R\$ 1,39 por quilograma (CONFAZ, 2024a).

Todavia, a composição dos preços praticados ao consumidor final não se restringe aos tributos e aos valores de comercialização pelas refinarias ou por importadores (preços de realização), sendo fortemente influenciada pelas dinâmicas e estratégias dos elos da cadeia de distribuição e revenda. Nesse sentido, a análise da evolução das margens e de seus principais determinantes permite identificar tendências, padrões de comportamento econômico dos agentes e potenciais

assimetrias regionais ou concorrenciais, além de características e tendências dos custos e despesas, que impactam diretamente o mercado e os consumidores.

As parcelas denominadas Margem Bruta de Distribuição e Margem Bruta de Revenda exercem papel relevante na composição do preço do GLP ofertado ao consumidor, apresentando variações significativas entre empresas, em razão das diferentes estruturas de custos e das características do mercado de cada região. Historicamente, essas margens representaram, em média, 48% do preço final ao consumidor, atingindo o pico de 62% em abril de 2015 e o patamar mínimo de 35% em agosto de 2021 (EPE, 2024b).

Importa destacar que a Margem Bruta de Distribuição e a Margem Bruta de Revenda não necessariamente compartilham os mesmos determinantes, de modo que a variação de cada uma delas decorre da dinâmica específica de seu respectivo segmento. A partir dessas margens brutas, é possível obter as margens líquidas correspondentes a cada etapa da cadeia do GLP. A Figura 35 apresenta a estrutura da Margem Bruta de Distribuição e de Revenda, bem como sua decomposição até a formação da Margem Líquida.

Figura 35 - Margem bruta e margem líquida de distribuição e de revenda



Fonte: EPE (2024b)

Conforme a EPE (2024b), a Margem Líquida corresponde ao resultado operacional acrescido de itens como depreciação, amortização, receitas e despesas financeiras, além dos tributos sobre o lucro. Em termos práticos, trata-se do montante que permanece após o desconto dos custos e despesas operacionais da Margem Bruta, refletindo a capacidade de geração de caixa operacional das empresas (lucro

antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - LAJIDA). Tem-se, desse modo, a segregação da Margem Bruta em 2 parcelas, uma formada pelos custos e despesas operacionais (com exceção de depreciação e amortização) e outra pela Margem Líquida.

A compreensão dos determinantes das margens está diretamente vinculada às funções desempenhadas pelos agentes do setor e sua respectiva dinâmica. No caso das distribuidoras de GLP, suas atividades abrangem a compra do produto junto a fornecedores primários, o armazenamento, o envase, o transporte e a comercialização para revendedores, além de ações voltadas ao controle de qualidade e à assistência técnica aos consumidores.

Ao longo do período compreendido entre 2002 e junho de 2025, a participação da Margem Bruta de Distribuição no preço final ao consumidor do P-13 apresentou oscilações expressivas ao longo do tempo. Segundo dados da ANP (2025g), essa participação variou de 33% a 11% entre janeiro de 2002 e junho de 2025, quando se situava em 20%. Essa margem pode ser segmentada em custos e despesas operacionais e em margem líquida — ou LAJIDA (Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) (EPE, 2024b).

Em apresentação disponibilizada para o SubGT 01 – Mercado do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), estabelecido a partir da Resolução CNPE nº 10/2024, a Ultragaz destacou como principais custos e despesas: Transporte *Inbound*, que inclui o transporte do GLP entre Bases Primárias (gasodutos), Bases Secundárias (transporte granel) e a transferência entre polos superavitários e polos deficitários (transporte granel); Armazenagem granel, que abrange a armazenagem primária e a armazenagem em bases; Engarrafamento (distribuidora), que envolve envase, pintura, manutenção e lavagem, inspeção de vasilhames, requalificação, atividades comerciais, assistência técnica, capacitação de revendedores e serviço ao cliente (App + Central de Atendimento); e Transporte *Outbound*, que compreende o transporte envasado (base satélite, atacadista e varejista). A Figura 36 apresenta a descrição da estrutura de precificação do GLP P-13 disponibilizada pela Ultragaz ao SubGT01 na apresentação realizada em 31/03/2025.

Figura 36 - Estrutura de precificação do GLP (P-13, jan/2025).

Estrutura de Precificação do GLP (p-13 | jan/25)



Fonte: Ultragas (2025) a partir de SINDIGÁS (2025) e ANP (2025g)

A EPE (2024b) aponta como principais componentes dos custos e despesas os gastos com pessoal, serviços, fretes, aluguéis, insumos utilizados no engarrafamento e requalificação de botijões, manutenção de vasilhames e consumo de combustíveis e lubrificantes. Esses valores podem variar significativamente conforme o porte e a localização da empresa, assim como em função de fatores conjunturais, como preços de insumos, combustíveis e energia elétrica, reajustes salariais e variações no volume de vendas. A logística também desempenha papel relevante, sendo que a distância em relação aos centros de consumo e às bases de suprimento influencia diretamente o custo de transporte — que, em geral, inclui o modo rodoviário e, em regiões remotas, como no caso da Região Norte, também fluvial.

Exemplificação baseada em demonstrações financeiras de distribuidoras de distintos períodos, apresentada pela EPE (2024b), evidencia a relevância dos dispêndios com fretes, serviços, combustíveis e pessoal no conjunto de gastos das empresas. Entre os principais custos e despesas, destacam-se, ainda, as operações de armazenagem e manutenção, a aquisição de materiais aplicados no engarrafamento e na qualificação, a recuperação de recipientes transportáveis, reparos diversos e despesas com energia elétrica. A seguir, apresenta-se a Tabela 7 elaborada pela EPE (2024b), que ilustra a composição dessas estruturas.

Tabela 7 - Exemplificação de estruturas médias de custos e despesas de distribuidoras de GLP.

Custos e Despesas Operacionais	(%)
Custos Operacionais*	42% a 35%
Custo de pessoal	30% a 5%
Frete da base de distribuição até o posto revendedor	13% a 11%
Transporte (produtor/importador para o centro de Distribuição)	9% a 0,5%
Combustíveis e lubrificantes	6% a 3%
Armazenamento/Manutenção	4% a 1%
Frete/Transporte para o consumidor Final (granel)	3% a 2%
Outros Custos	6% a 0,5%
Despesas Operacionais	65% a 60%
Despesas com pessoal, inclui PLR	20% a 16%
Serviços	19% a 7%
Fretes	7% a 1%
Combustíveis e lubrificantes	7% a 0,5%
Despesas Tributárias	6% a 3%
Materiais aplicados no engarrafamento e requalificação	5% a 3%
Recuperação de recipientes transportáveis	4% a 3%
Manutenção e reparo	4% a 0,5%
Energia Elétrica	3% a 1%
Aluguéis	2% a 0,5%
Outras Despesas	7% a 3%
Outros resultados operacionais	8% a 0,5%

Fonte: EPE (2024b), a partir de ANP (2024).

Na nota técnica da EPE (2024b) “Margem Bruta e Líquida de Distribuição de GLP”, em que a EPE investiga a evolução dos componentes das margens das Distribuidoras, incluindo P-13 e Granel, os dados analisados revelam que os custos e despesas representaram em 2023, 56% da Margem Bruta, enquanto a Margem Líquida representava 44%, sendo 36% lucro operacional (Lucro Líquido + IRPJ e

CSLL) e 8% depreciação e amortização. De acordo com dados divulgados pelo SINDIGÁS (2025), em análise da composição do preço final do botijão de GLP P-13 para dezembro de 2024, verificou-se a manutenção dos mesmos percentuais relativos à participação dos componentes da Margem Bruta de Distribuição, ainda que os valores absolutos tenham apresentado variações. Essa diferença decorre, em grande medida, da abrangência das bases consideradas, uma vez que a margem aplicada ao GLP a granel tende a ser superior. Ademais, a referência temporal é distinta — ano de 2023 na análise da EPE, e dezembro de 2024 na apuração realizada pelo SINDIGÁS.

A Tabela 8 exibe os resultados apresentados pelo SINDIGÁS (2025) em sua avaliação do preço médio do botijão de 13 kg no período de referência.

Tabela 8 - Análise do preço médio do botijão P-13 no Brasil (dez/2024).

	Descrição	Valor	%
Distribuidoras	Custos e despesas operacionais	R\$ 12,47	56%
	Depreciação e amortização	R\$ 1,78	8%
	Impostos (IRPJ e CSLL)	R\$ 1,92	9%
	Lucro Líquido	R\$ 6,09	27%
	Margem Distribuição	R\$ 22,26	100%

Fonte: SINDIGÁS (2025) - Adaptado

O referido estudo da EPE (2024b), realizado a partir de um levantamento qualitativo e quantitativo da evolução recente das Margens Brutas e Líquidas das distribuidoras, aponta que, no período de 2019 a 2023, os custos e despesas de distribuição cresceram, em média, no mesmo ritmo da inflação medida pelo IGP-M. Em contrapartida, a Margem Líquida de Distribuição apresentou elevação significativamente superior, acumulando alta de 188% frente a um aumento de 48% no referido índice de preços, quase quatro vezes mais. Além disso, o conjunto das distribuidoras de GLP analisadas por EPE (2024b), cerca de 60% do mercado, demonstrou sólida posição de caixa, com ampliação superior a 300% da disponibilidade de recursos nos últimos cinco anos, e manteve baixo nível de endividamento (dívida líquida sobre EBITDA inferior a 1x) em 2023.

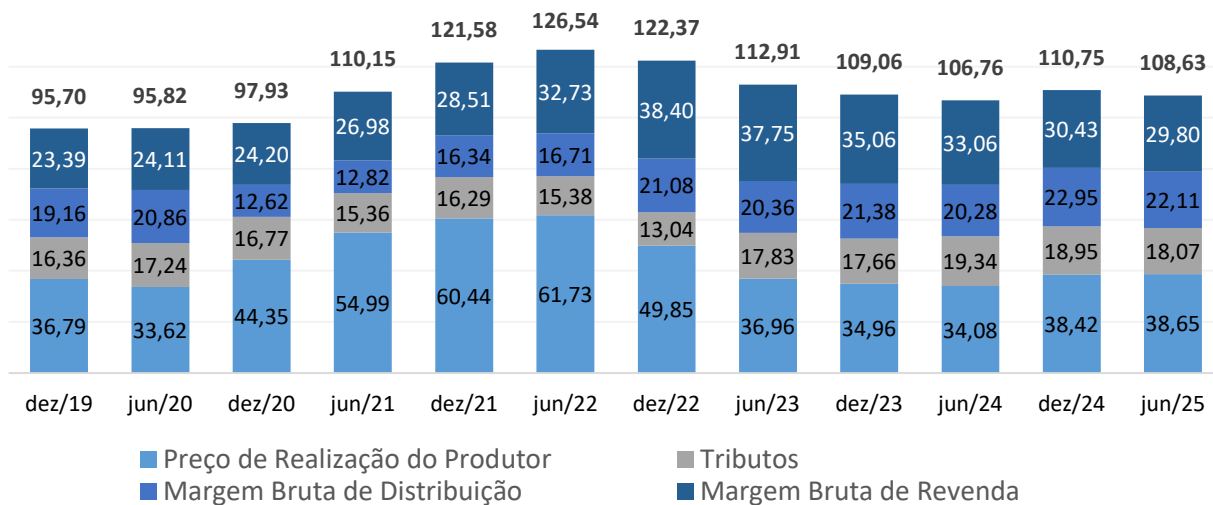
Embora, em determinados períodos, a Margem Bruta de Distribuição tenha representado parcela mais elevada do preço final ao consumidor de GLP, nos últimos anos a Margem Bruta de Revenda tem superado de forma consistente a margem de distribuição. A participação dessa margem no preço ao consumidor do botijão P-13 apresentou variações expressivas ao longo da série histórica. De acordo com dados da ANP (2025g), essa participação oscilou entre aproximadamente 34% e 12% entre janeiro de 2002 e junho de 2025, quando atingiu 27%.

Assim como no caso da distribuição, a Margem Bruta de Revenda pode ser decomposta em custos e despesas operacionais e em Margem Líquida. Segundo a ULTRAGAZ (2025), entre os principais vetores de custos da revenda destacam-se: transporte fracionado de carga (envasado), armazenagem, custos e despesas com Loja Varejo e Comercial, além das despesas associadas à entrega ao cliente.

No intervalo entre o período anterior à pandemia de COVID-19 e junho de 2025, a Margem Bruta de Revenda foi o componente do preço que registrou a maior variação, com acréscimo real de R\$ 6,51. Os tributos tiveram o menor avanço, com elevação média de R\$ 1,71, seguidos pelo preço de realização do produtor, que se elevou em R\$ 1,86, e pela Margem Bruta de Distribuição, com acréscimo de R\$ 2,95. No total, essas variações resultaram em um aumento real de 14% no preço final ao consumidor do GLP no período.

A evolução dos preços médios do GLP P-13 no Brasil, entre dezembro de 2019 e junho de 2025, está ilustrada na Figura 37.

Figura 37 - Evolução da composição do preço do botijão de 13kg de GLP (reais constantes)



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2025g) e IBGE (2025b). Série deflacionada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC)

A análise dos valores constantes, deflacionados pelo INPC, evidencia que todos os componentes do preço do botijão de GLP P-13 apresentaram elevada volatilidade no período considerado. O preço de realização do produtor, que era de R\$ 36,79 em dezembro de 2019, recuou para R\$ 30,20 em abril de 2020, alcançando posteriormente o pico de R\$ 63,92 em abril de 2022. Nesse momento, o conflito entre Rússia e Ucrânia, aliado à recuperação da demanda pós-pandemia e à elevação das cotações do petróleo, exerceu forte pressão sobre o mercado global de GLP, intensificada por custos logísticos mais elevados e pela incerteza no suprimento. Ao final do período, em junho de 2025, o preço de realização situava-se em R\$ 38,65.

Os tributos também registraram variações significativas. Em dezembro de 2019, antes da pandemia, totalizavam R\$ 16,76 por botijão, caindo para R\$ 12,68 em julho de 2022, após a implementação da alíquota zero de PIS/Pasep e Cofins para o P-13. Posteriormente, atingiram R\$ 18,38 em fevereiro de 2024, em decorrência do reajuste da alíquota uniforme do ICMS, encerrando o período em R\$ 18,07, após a redução do valor ad rem definida pelo Confaz (CONFAZ, 2024b).

As Margens Brutas de Distribuição oscilaram de forma expressiva, partindo de R\$ 19,16 em dezembro de 2019, elevando-se para R\$ 24,92 em abril de 2020, recuando gradualmente até R\$ 12,44 em fevereiro de 2021 e, em seguida, retomando trajetória de alta, para encerrar junho de 2025 na média de R\$ 22,11. As Margens Brutas de Revenda seguiram trajetória similar de volatilidade: eram de R\$ 23,39 em dezembro de 2019, atingiram R\$ 22,92 em fevereiro de 2020, cresceram até R\$ 38,40 em dezembro de 2022 e reduziram-se, finalizando o período em média de R\$ 29,80.

O comportamento agregado desses componentes resultou em uma trajetória de preços médios do GLP P-13 ao consumidor marcada por significativa oscilação. Antes da pandemia, em dezembro de 2019, o valor médio situava-se em R\$ 95,70, variando entre o piso de R\$ 95,60, observado em agosto de 2020, e o teto de R\$ 128,43, registrado em abril de 2022. Em junho de 2025, o preço ao consumidor final do botijão alcançou R\$ 108,63, o que corresponde a um aumento de 14%, em termos reais, quando comparado ao valor de dezembro de 2019.

A análise conjunta da evolução e da composição das margens, do preço de realização e de elementos estruturais e logísticos do setor fornece subsídios relevantes para compreender as diferenças nos preços finais do GLP P-13 entre as unidades da Federação. Essas variações decorrem, sobretudo, de fatores como a localização das bases de suprimento, a disponibilidade e a eficiência da infraestrutura

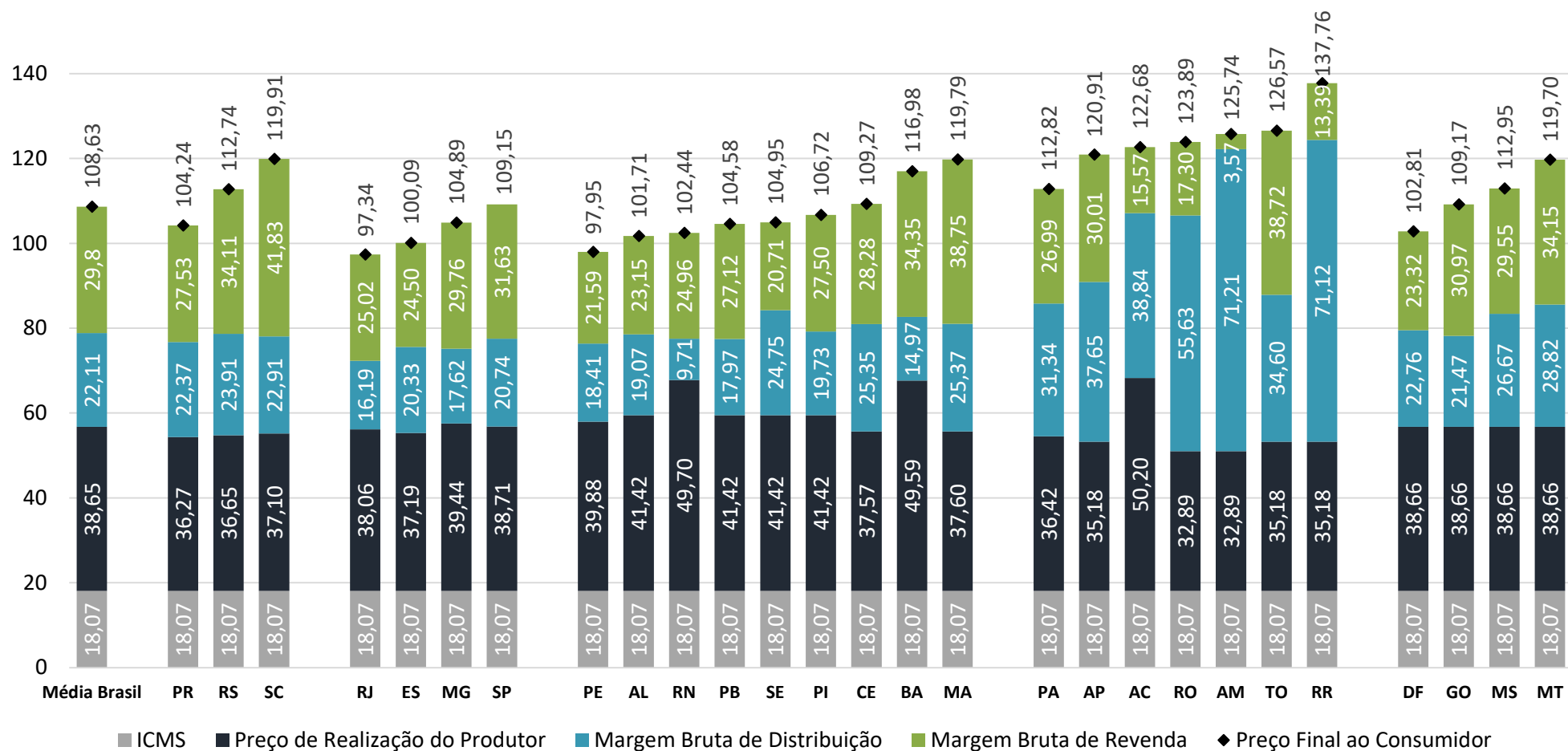
de transporte e armazenamento, bem como das particularidades na dinâmica de oferta e demanda em cada mercado local.

A análise dos preços regionais do GLP P-13 revela diferenças significativas tanto no valor absoluto quanto na participação de cada componente na formação do preço final ao consumidor. De acordo com dados da ANP (2025g), destacam-se com os mais elevados preços de realização do produtor o Acre (R\$ 50,20), o Rio Grande do Norte (R\$ 49,70) e a Bahia (R\$ 49,59), enquanto os menores preços são observados em Rondônia e no Amazonas, ambos com R\$ 32,89.

Em relação às Margens Brutas de Distribuição, as maiores são registradas no Amazonas (R\$ 71,21) e em Roraima (R\$ 71,12), contrastando fortemente com os menores valores, verificados no Rio Grande do Norte (R\$ 9,71), na Bahia (R\$ 14,97) e no Rio de Janeiro (R\$ 16,19). Chama atenção a expressiva amplitude dessas margens entre as unidades federativas, que pode ser explicada, em parte, por fatores como a complexidade logística, as condições de infraestrutura de transporte e armazenagem, bem como pela dispersão geográfica dos mercados atendidos — ainda que outros fatores, como determinantes econômicos, de mercado, concorrenciais e institucionais e outros, também possam exercer influência relevante sobre essas diferenças.

No caso das Margens Brutas de Revenda, observa-se que o Amazonas — unidade federativa com a maior margem de distribuição — apresenta a menor margem de revenda (R\$ 3,57), seguido por Roraima (R\$ 13,39) e Acre (R\$ 15,57). Por outro lado, as maiores margens de revenda são encontradas em Santa Catarina (R\$ 41,83), Maranhão (R\$ 38,75) e Tocantins (R\$ 38,72). Ressalta-se que a média nacional é fortemente influenciada pelos preços praticados em estados com maior volume de vendas, como São Paulo e Minas Gerais. A composição do preço médio do GLP P-13 por Unidade da Federação pode ser visualizada na Figura 38.

Figura 38 - Composição do preço médio do GLP P-13 por unidade da federação em junho de 2025 (R\$/13kg).



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2025g). Nota: Devido à ausência do preço médio de faturamento do produtor, para fins de cálculo, foi utilizado o preço médio regional de faturamento para Alagoas, Amapá, Paraíba, Piauí, Roraima, Sergipe e Tocantins. Para o Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, devido à ausência do preço médio de faturamento do produtor tanto para o estado quanto para a região, para fins de cálculo, foi utilizado o preço médio nacional de faturamento.

Dessa forma, até em virtude das distintas dinâmicas e composição, os preços finais de GLP P-13 ao consumidor também apresentam grandes diferenças entre regiões. Observa-se que, em junho de 2025, o preço médio mensal praticado no estado do Rio de Janeiro foi o menor do País, de R\$ 97,34, enquanto o maior preço foi o praticado em Roraima, que alcançou R\$ 137,76. Quando observados os preços mínimos e máximos praticados, a partir dos dados de preços semanais nos municípios, essas diferenças são ainda maiores. Por exemplo, na semana de 27/07/2025 a 02/08/2025, Caruaru e São José dos Campos apresentando preços mínimos de R\$ 80,00 e R\$ 81,99, respectivamente, e Roraima e Bahia com preços máximos de R\$156 e R\$148, respectivamente. Essa grande amplitude pode ser observada mesmo dentro de um mesmo município. Como exemplo, pode-se citar Salvador (BA), onde, de acordo com dados da ANP (2025h) para a semana de 27/07/2025 a 02/08/2025, o preço mínimo foi de R\$ 100 e o preço máximo de R\$ 148.

4.5.3 Análise Comparativa da Estrutura de Preços do GLP em Países da América Latina

A presente seção tem por objetivo analisar de maneira detalhada a estrutura de formação dos preços do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) em países selecionados da América Latina, com base em informações disponibilizadas pela Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL, 2025). Busca-se compreender a participação relativa dos principais componentes do preço – preço de realização, margens (distribuição e revenda) e tributos – e os seus efeitos sobre os distintos patamares de preços ao consumidor observados entre 2020 e 2024.

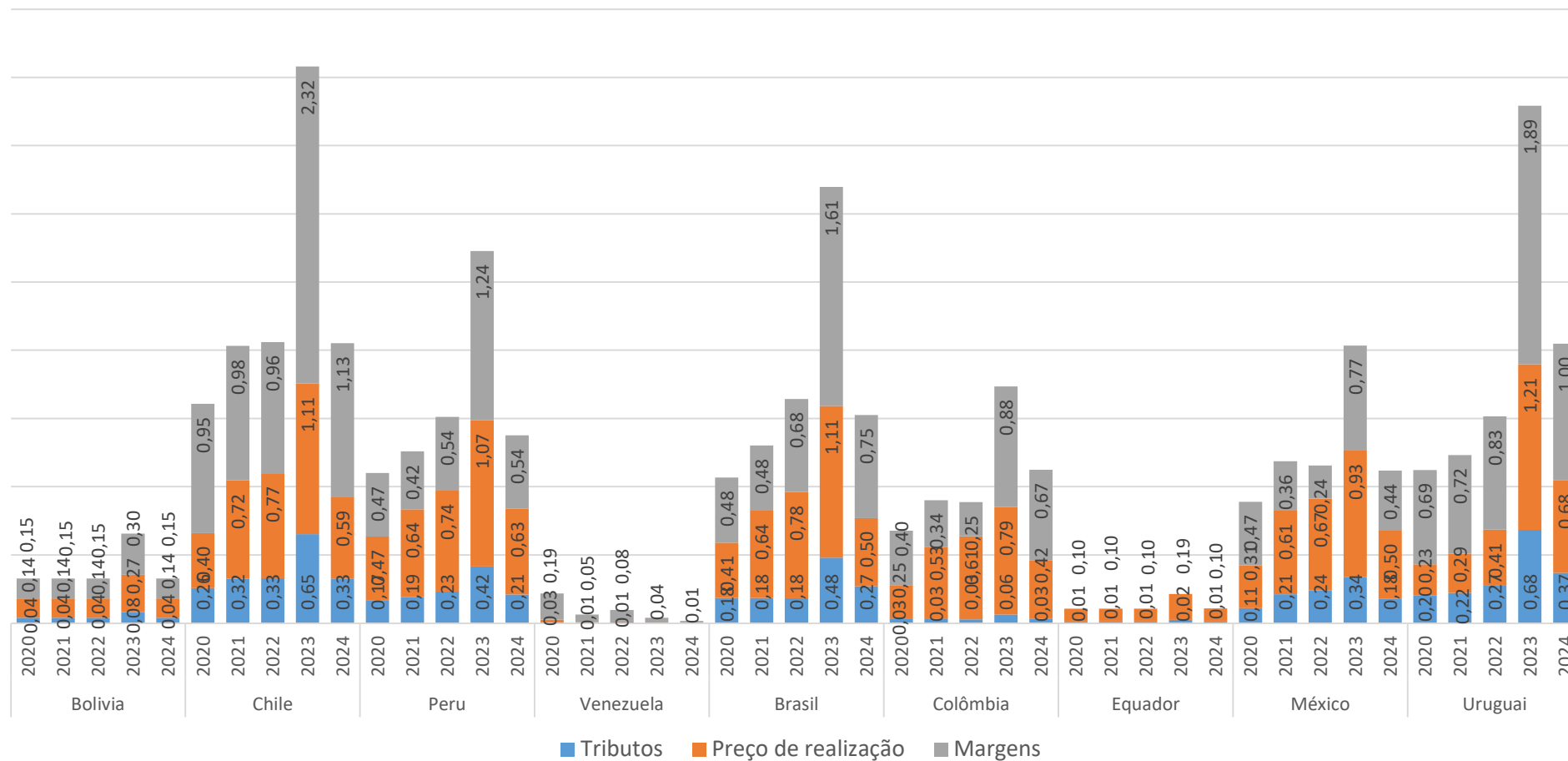
Ressalta-se que a comparação internacional está condicionada a variações cambiais, que impactam diretamente os valores convertidos em dólares norte-americanos, bem como a diferenças estruturais nos mercados domésticos, nos sistemas logísticos de suprimento e nas políticas de subsídios adotadas por cada país. Neste contexto, torna-se pertinente examinar em maior detalhe o comportamento dos componentes dos preços do GLP ao consumidor, considerando as diferenças estruturais e conjunturais que caracterizam os mercados da região.

Neste contexto, o preço de realização assume papel relevante, constituindo o primeiro aspecto a ser analisado, dada sua relevância na determinação dos patamares finais observados. Entre 2020 e 2023, observou-se forte oscilação desse componente, refletindo tanto choques conjunturais (pandemia, conflito na Ucrânia e volatilidade

internacional do petróleo e do GLP) quanto diferentes arranjos de política de preços. Em 2024, Venezuela (US\$ 0,002/kg), Equador (US\$ 0,013/kg) e Bolívia (US\$ 0,14/kg) apresentaram os menores valores para o preço de realização, reflexo da regulação e de subsídios estatais. Esse comportamento explica, em grande medida, os preços finais residuais observados nesses países. Por outro lado, Colômbia (US\$ 0,42/kg), México (US\$ 0,50/kg), Brasil (US\$ 0,50/kg), Chile (US\$ 0,59/kg) e Peru (US\$ 0,63/kg) registraram preços de realização significativamente mais elevados, associados tanto a custos de produção e importação quanto a políticas de formação de preços, sendo que, nesses países, em grande medida, os valores acompanharam as variações nas cotações internacionais do GLP.

A Figura 39 apresenta a composição do preço médio do GLP P-13 em países selecionados da América Latina, em US\$/Kg, no período de 2020 a 2024, com a trajetória dos preços em dólares ao longo dos últimos cinco anos, refletindo as disparidades existentes entre os mercados da região.

Figura 39 - Composição do preço médio do GLP P-13 por país selecionado da América Latina (2020-2024) - US\$/kg⁷



Fonte: Elaboração própria a partir de CEPAL (2025).

⁷ Os valores em US\$/kg estão sujeitos à influência da variação cambial específica de cada país ao longo do período analisado. Flutuações nas taxas de câmbio entre as moedas locais e o dólar norte-americano impactam diretamente a conversão dos preços domésticos para a moeda comum (USD), podendo amplificar ou reduzir variações observadas na trajetória de preços em termos reais locais. Esta medida permite comparação internacional, mas não isoladamente a evolução dos custos domésticos ou a eficiência das cadeias de suprimentos.

As Margens de Distribuição e Revenda apresentam elevada variabilidade entre os países analisados, refletindo custos logísticos, especificidades dos mercados internos e arranjos institucionais. Nos anos de 2020 a 2023, tais margens variaram de forma significativa, especialmente em Chile, Uruguai e Brasil, onde atingiram valores historicamente elevados em 2023. Em 2024, o Chile registrou a maior margem absoluta (US\$ 1,13), correspondente a 55% do preço final, em consonância com sua política de livre formação de preços. O Uruguai apresentou comportamento semelhante, com margem de US\$ 1,00 (49%), evidenciando a relevância dos custos logísticos e da estrutura de distribuição no país. O Brasil também registrou margens expressivas, de US\$ 0,75 (50% do preço final). Na Colômbia, embora a margem (US\$ 0,67) seja próxima da brasileira em termos absolutos, seu peso relativo sobre o preço final ao consumidor alcançava 59%. No Peru e no México, as margens situaram-se em níveis inferiores aos dos países anteriormente mencionados, mas ainda relevantes na formação de preços, com valores de US\$ 0,54 (39%) e US\$ 0,44 (39%), respectivamente. Já na Bolívia (US\$ 0,15, ou 46%) e na Venezuela (US\$ 0,014, ou 88%), observa-se a forte influência de subsídios e da intervenção estatal. No caso venezuelano, em particular, a margem concentra praticamente a totalidade do preço ao consumidor, dado o valor simbólico do preço de realização.

A análise da carga tributária aplicada ao GLP evidencia significativa heterogeneidade regional na América Latina. Entre 2020 e 2023, a tributação também apresentou oscilações relevantes, com destaque para a elevação temporária observada no Brasil, Chile, México e Uruguai em 2023. Em 2024, o Brasil apresentava tributação de 18% sobre o preço final, nível equivalente ao do Uruguai e ligeiramente superior ao observado no Chile (16%), no México (16%) e no Peru (15%). Por outro lado, Bolívia e Equador aplicavam alíquota de 12%, enquanto a Colômbia registrava apenas 3%. A Venezuela, em consonância com sua política de subsídios energéticos, isentava o produto de qualquer tributação.

Embora os tributos exerçam papel relevante na composição final, os dados indicam que a tributação não constitui o principal fator de diferenciação entre os preços ao consumidor nos países analisados, sendo as margens e o preço de realização os componentes de maior impacto relativo. Assim, os preços médios ao consumidor resultam da interação entre custos de produção ou importação, margens de distribuição e revenda, condições logísticas e políticas energéticas nacionais e, em

menor medida, tributos, que explicam, em grande medida, diferenças expressivas entre os países analisados.

A série histórica evidencia episódios de forte elevação dos preços ao consumidor, em especial em 2023, quando Brasil, Chile, Peru e Uruguai registraram máximas históricas. Em 2024, contudo, os preços retornaram a patamares mais moderados, ainda que permanecendo elevados em termos relativos. Nesse ano, o preço do GLP no Brasil alcançou US\$ 1,52 por quilo, posicionando-se como o terceiro mais alto entre os países selecionados. Chile (US\$ 2,05) e Uruguai (US\$ 2,05) apresentaram preços ao consumidor superiores, refletindo a incidência de elevados custos de importação, armazenamento, distribuição e revenda. O Peru registrou US\$ 1,38, patamar próximo ao brasileiro. Em contraposição, Colômbia (US\$ 1,12) e México (US\$ 1,12) apresentaram preços mais reduzidos, ainda que com estruturas de custo diferenciadas. Nos casos de Venezuela (US\$ 0,02), Equador (US\$ 0,11) e Bolívia (US\$ 0,33), os preços extremamente baixos decorrem de forte intervenção estatal, com subsídios diretos e/ou isenção tributária, que comprimem o valor final pago pelos consumidores.

A comparação da estrutura de preços do GLP entre países da América Latina evidencia distintos arranjos de política energética e regulação de mercado. Chile e Uruguai apresentam os preços mais elevados ao consumidor, em razão de preços de realização elevados e margens de comercialização expressivas. O Brasil situa-se em posição intermediária, com preços finais relativamente altos, margens significativas e tributação moderada. Em contraposição, Equador e Venezuela registram preços residuais, explicados por políticas de subsídio e intervenção estatal que comprimem os preços de realização e anulam a carga tributária. Colômbia e Bolívia apresentam patamares intermediários, em função de especificidades de sua estrutura produtiva e regulatória.

A análise reforça que a compreensão da dinâmica internacional de preços de GLP deve considerar, de forma integrada, fatores como variação cambial, custos logísticos, políticas de subsídios, estrutura de mercado e regime tributário.

4.5.4 Transparência de Preços

A transparência na formação de preços ao longo da cadeia do GLP - desde os produtores e importadores até os revendedores - tem sido tema recorrente em debates regulatórios e econômicos no Brasil. Em um setor historicamente marcado por intervenções estatais e distorções de mercado, a busca por maior clareza nos preços pode proporcionar ganhos significativos em eficiência, concorrência e previsibilidade para os agentes econômicos e consumidores.

No entanto, a transparência excessiva também carrega riscos. Em mercados oligopolizados de produto uniforme, a exposição de estratégias comerciais pode facilitar o alinhamento de preços entre concorrentes, reduzindo a competição e favorecendo a formação de cartéis.

Além disso, há o desafio de preservar o sigilo comercial legítimo dos agentes regulados, evitando que a transparência em excesso conceda vantagens competitivas aos concorrentes.

Assim, embora o acesso à informação seja considerado como regra, e a sua negativa, a exceção, os órgãos públicos têm o poder-dever de proteger as informações relativas à atividade empresarial de pessoas físicas ou jurídicas de direito privado.

Considerando esse contexto, ao longo desta seção serão apresentados os dados de preços relacionados à indústria de GLP e disponibilizados pela Agência que regulamenta o setor (ANP); e os marcos regulatórios em andamento na Agência que buscam aprimorar a transparência de preços ao mercado e à sociedade em geral.

4.5.4.1 Dados de Preços Publicados pela ANP

A ANP, no desempenho de suas atribuições legais, acompanha o comportamento dos preços praticados por produtores, importadores, distribuidores e postos revendedores de combustíveis. Esses preços são estabelecidos livremente pelos agentes de mercado, não havendo qualquer tipo de tabelamento, estabelecimento de valores máximos e mínimos, nem necessidade de autorização prévia para reajustes de preços dos combustíveis em qualquer etapa da comercialização.

Os preços praticados pelos agentes econômicos que atuam nas atividades de abastecimento de combustíveis automotivos e de GLP (distribuição e revenda) são definidos em função de diversos fatores: custos de aquisição do produto, margem líquida de remuneração, despesas operacionais (salários e encargos sociais, aluguel das instalações, frete, etc.), impostos incidentes e padrão de concorrência existente em cada mercado. Este, por sua vez, varia de acordo com elementos tais como renda da população, número de revendedores e distribuidores que atuam no mercado e volume comercializado por tipo de combustível. Já na produção, os preços seguem as cotações internacionais, que são influenciadas pela volatilidade do câmbio, por exemplo. Ademais, tributos, despesas operacionais e margens dos agentes atuantes também exercem pressão sobre os preços.

A ANP disponibiliza (em: www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos) a série histórica do Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC), a qual contempla os preços médios semanais e mensais praticados pelos distribuidores (até 17/08/2020) e revendedores, agregados por abrangência geográfica.

A partir de 23/08/2020, os preços de distribuição passaram a ser informados pelos distribuidores à ANP, e não mais obtidos via LPC. Os preços médios semanais e mensais de distribuição de combustíveis líquidos e de GLP, decorrentes das informações prestadas pelos agentes, agregados por abrangência geográfica, são publicados pela Agência em: www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-distribuicao-de-combustiveis.

A ANP publica, ainda, os preços médios semanais de produção e importação, agregados por abrangência nacional e regional, em: www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-produtores-e-importadores-de-derivados-de-petroleo-e-biodiesel

Ademais, atendendo ao Decreto nº 8.777/2016, a ANP disponibiliza em formato aberto, os preços de compra (até 17/08/2020) e de venda dos combustíveis pelos postos revendedores pesquisados por meio do Levantamento de Preços, desde 2004, no endereço eletrônico www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/serie-historica-de-precos-de-combustiveis

Destaca-se que o preço de revenda publicado pela ANP corresponde ao valor de comercialização daquele combustível no momento de sua coleta, ou seja, quando

da visita pessoal do pesquisador da empresa contratada a cada um dos agentes econômicos determinados na amostra (o Levantamento de Preços de Combustíveis não contempla o universo de revendas existentes no país). Além disso, importante registrar que a frequência da coleta de preços é semanal e, como regra geral, os preços são coletados nos três primeiros dias úteis de cada semana.

Por força da Resolução ANP n° 795/2019, a ANP disponibiliza, ainda, em seu sítio eletrônico (www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/transparencia-de-precos-de-produtores-importadores-e-distribuidores/transparencia-de-precos-de-produtores-importadores-e-distribuidores) links disponibilizados por produtores e importadores com informações sobre os preços de lista (preço vigente de venda informado aos clientes, por ponto de entrega e modalidade de venda, sem tributos, para pagamento à vista, em reais por metro cúbico, ou em reais por tonelada para produtos asfálticos ou gases liquefeitos, com quatro casas decimais) por elas praticados ou o correio eletrônico desses agentes para que se possa fazer a solicitação dessas informações.

4.5.4.2 Projeto de Transparência de Preços na Revenda - PTPR

O PTPR teve origem na Tomada Pública de Contribuições n° 1, de 2018 (TPC 1/2018), realizada pela ANP, em resposta à crise de abastecimento provocada pela paralisação nacional dos transportadores rodoviários autônomos em maio de 2018.

A Nota Técnica Conjunta n° 1/2018/DG/DIR1/DIR2/SBQ/CPT/ANP (ANP, 2018), que analisou as contribuições recebidas na TPC n°1/2018 sugeriu o aprofundamento dos estudos com vistas à submissão de minuta de resolução que estabelecesse mecanismos de aumento da transparência na formação dos preços dos combustíveis.

Essa recomendação motivou a elaboração da Nota Técnica n° 068/2018/SDR (ANP, 2018b), de 2 de agosto de 2018, que apontou a falta de transparência nos preços dos produtos para os consumidores como uma falha de mercado relacionada com “custos de procura”, fazendo as ressalvas quanto a possíveis efeitos anticoncorrenciais indesejáveis a partir da publicização de preços.

Foram propostas medidas para aprimorar a regulamentação, dentre elas: (i) a disponibilização à sociedade de aplicativos para celulares (smartphones) que contenham informações sobre localização georreferenciada dos estabelecimentos de

revenda de combustíveis e preços praticados em tempo real; e (ii) tornar obrigatório, apenas após a entrada em operação de aplicativo georreferenciado de preços previsto no item (i), o envio de dados de preços de gasolina, etanol hidratado, óleo diesel, gás natural veicular (GNV) e gás liquefeito de petróleo (GLP) praticados pelos revendedores varejistas de combustíveis líquidos e de GLP por meio do sistema Infopreço.

Em decorrência desse processo, foi criado o Infopreço, sistema eletrônico que permitia aos postos revendedores de combustíveis publicarem, de forma voluntária, os preços de venda da gasolina, etanol, diesel S-10, diesel S-500 e gás natural veicular (GNV). Iniciado no segundo trimestre de 2018, o sistema tinha por objetivo ampliar a transparência e oferecer à sociedade uma nova ferramenta de consulta de preços, com atualização diária feita pelos revendedores. No entanto, a participação dos revendedores foi extremamente baixa, o que revelou a ineficácia do modelo voluntário para atender ao objetivo de fornecer dados de preço à sociedade.

Em 2019, o Conselho Nacional de Política Energética publicou a Resolução CNPE nº 12/2019 (disponível em: www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_12_2019.pdf). Acesso em: 15 de setembro de 2025), estabelecendo diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis. Em seu inciso VI do art. 1º, a resolução determinou, especificamente, o “aprimoramento da disponibilidade de informação de comercialização, especialmente sobre preços e volumes, de combustíveis automotivos e GLP na revenda varejista, considerando o aumento da abrangência e da agilidade, sem prejuízo da sua fidedignidade”.

Com vistas a atender essa diretriz, a ANP publicou o Relatório nº 1/2020/SDR- e que consolidou um diagnóstico aprofundado sobre a insuficiência das bases informacionais disponíveis para a Agência – o Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis (LPMCC), existente à época e posteriormente substituído pelo Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC) em setembro de 2020, o Infopreço e o Sistema de Informações de Movimentações de Produtos (Simp). O relatório propôs uma mudança estrutural no modelo de coleta de dados, com foco na obtenção automatizada e contínua de informações diretamente baseadas em

documentos fiscais eletrônicos, e estabeleceu as bases para o Projeto de Transparência de Preços na Revenda (PTPR).

O PTPR foi, então, estruturado em três frentes de ação: (i) frente regulatória - edição de ato normativo. Com isso, o tema “Transparência de Preços na Revenda” foi incorporado à Agenda Regulatória da ANP sob a ação 4.15; (ii) frente operacional - elaboração de solução tecnológica; e (iii) frente de cooperação - celebração de instrumento de cooperação com as Secretarias de Fazenda dos Estados, no âmbito do CONFAZ, com vistas à cooperação nos termos desta Ação Regulatória (a proposta de cooperação foi aprovada, para que as Secretarias Estaduais de Fazenda e a ANP possam celebrar convênio com vistas a viabilizar o compartilhamento de documentos fiscais eletrônicos dos agentes regulados pela Agência).

Atualmente, o Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC) é a principal fonte de informação pública sobre os preços de combustíveis. Essa base de dados constitui importante subsídio para a atuação regulatória e orientação na identificação, do ponto de vista estritamente econômico, de indícios de infrações à ordem econômica, como a formação de cartel. O LPC, no entanto, apresenta deficiências:

- (i) Limitação dos dados amostrais: os dados dos preços não representam a totalidade de revendedores em operação (atualmente, são pesquisados os preços de 417 municípios), nem o conjunto completo de todas as vendas realizadas por esses agentes (é feita uma coleta de preços no momento em que o pesquisador visita a revenda);
- (ii) Defasagem na divulgação: a divulgação dos resultados da pesquisa ocorre com defasagem (sendo a máxima de 7 dias), o que reduz a utilidade da informação para o consumidor;
- (iii) Necessidade de auditoria: por serem coletados manualmente pela empresa contratada para prestação do serviço, estando, assim, suscetível a erros; e
- (iv) Valor significativo do contrato: o contrato do LPC, nos moldes atuais, custa à ANP cerca de R\$ 3.576.022,32, para o período de 12 meses.

Além disso, os volumes comercializados pelas revendas podem ser apenas estimados, de maneira indireta, a partir de dados recebidos pelo Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (Simp), dos distribuidores. Para os revendedores de GLP, o método de estimação de volumes comercializados não é sequer aplicável uma vez que é permitida a comercialização entre revendas.

Dessa forma, apesar dos esforços da ANP para assegurar a continuidade e a confiabilidade dos dados sobre preços e volumes na revenda varejista de combustíveis, o modelo vigente apresenta limitações estruturais significativas. A obtenção de preços por meio de pesquisas presenciais contratadas e a estimação indireta dos volumes comercializados — restrita aos combustíveis líquidos — resultam em dados amostrais, defasados, sujeitos a erros de coleta e insuficientes para retratar a totalidade do mercado, de forma ainda mais grave no caso do GLP. Esse cenário compromete a capacidade da Agência de atuar de forma tempestiva na identificação de irregularidades, dificulta o acesso do consumidor à informação atualizada e reduz a eficácia das ações de defesa da concorrência, ao limitar as evidências disponíveis para subsidiar investigações de condutas anticoncorrenciais.

Em relação aos demais agentes regulados (carregadores de petróleo e combustíveis líquidos; coletores, rerrefinadores, importadores de óleo lubrificante (básico ou acabado), produtores de óleo lubrificante, dentre outros), a ANP utilizou como fonte principal até o momento, os dados declarados por meio do Simp - Sistema de Informações de Movimentações de Produtos, que apresenta três deficiências principais: (i) defasagem na obtenção dos dados; (ii) possibilidade de erros devido à entrada manual feita por alguns agentes econômicos; e (iii) possibilidade de omissão na declaração de informações.

Dessa forma, a ANP não dispõe, atualmente, de meios adequados para acessar, de forma ampla, contínua e tempestiva, a totalidade das informações fiscais dos agentes regulados, o que restringe a efetividade do monitoramento da movimentação de combustíveis e, por consequência, a atuação fiscalizatória da Agência. A ausência de acesso direto aos documentos fiscais eletrônicos limita a identificação de inconsistências entre produção e comercialização, dificultando a detecção de práticas irregulares como a adulteração de combustíveis. Além disso, a defasagem no envio de dados — realizada apenas no mês seguinte às operações — impede o rastreamento em tempo real da comercialização, movimentação e estocagem de combustíveis, prejudicando tanto a prevenção de infrações quanto a resposta imediata em casos de risco ao abastecimento.

O PTPR tem como objetivo primário ampliar a disponibilidade de informações de comercialização de combustíveis pelos agentes regulados, fidedignas e em tempo real, para a ANP e, secundários:

- (i) ampliar a disponibilidade de informações de comercialização de combustíveis pelos agentes regulados para o Cade, demais órgãos públicos e a sociedade;
- (ii) fornecer evidências mais robustas para subsidiar investigações do Cade, fortalecendo indiretamente a defesa da concorrência no setor;
- (iii) ampliar a transparência dos preços de comercialização para o consumidor, promovendo maior comparabilidade entre os agentes;
- (iv) reduzir os custos operacionais e administrativos da ANP com auditoria e verificação dos dados coletados manualmente por meio do Levantamento de Preços de Combustíveis;
- (v) permitir o monitoramento contínuo dos fluxos logísticos de combustíveis, do produtor à revenda;
- (vi) subsidiar a identificação de rupturas ou gargalos na cadeia de suprimento antes que gerem crises de abastecimento;
- (vii) possibilitar a detecção rápida de restrições ao abastecimento pontuais, inclusive com pequena abrangência geográfica;
- (viii) fornecer dados detalhados para a atuação da ANP em situações emergenciais (ex: paralisações, desastres, choques de oferta);
- (ix) contribuir, por meio de balanço de massas em tempo real, para a avaliação da aderência aos dispositivos que impõem mandatos de misturas obrigatórias de produtos;
- (x) permitir o cruzamento entre as compras e as vendas dos revendedores, possibilitando a detecção remota de indícios das principais infrações: “bomba baixa”, aquisições de fontes não autorizadas e adulterações de qualidade;
- (xi) permitir o cruzamento de informações completas sobre movimentação de combustíveis e de GLP, com lastro em documentação fiscal, nos demais elos da cadeia, facilitando a identificação de práticas como sonegação fiscal, adulteração de combustíveis e operações sem autorização.

A fim de alcançar esses objetivos, a proposta regulatória priorizada recomenda a autorização, pelos próprios agentes regulados, para que a ANP acesse diretamente suas informações fiscais junto às Secretarias Estaduais de Fazenda, por meio de um instrumento de cooperação. Tal medida viabilizaria a obtenção contínua, tempestiva e fidedigna de dados de preços e volumes comercializados, fortalecendo a atuação da Agência. Sua implementação deverá ocorrer de forma coordenada em três frentes

— cooperação institucional, revisão normativa e infraestrutura tecnológica —, com previsão de mecanismos específicos de monitoramento. Espera-se, com isso, ampliar a transparência do setor, reduzir assimetrias informacionais, promover um ambiente concorrencial mais equilibrado e garantir maior proteção ao consumidor, em consonância com os princípios estabelecidos pela legislação setorial e pelas diretrizes do CNPE.

Detalhes adicionais sobre o andamento desta ação regulatória podem ser obtidos no sítio eletrônico da ANP - www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2025/consulta-previa-no-3-2025. Acesso em 15/09/2025.

4.5.4.3 Revisão da Resolução ANP nº 795/2019

A Resolução ANP 795/2019 dispõe sobre a obrigatoriedade de apresentação de dados de preços relativos à comercialização de derivados de petróleo e biocombustíveis por produtores, importadores e distribuidores, tendo como objetivo principal a redução da assimetria de informações no processo de formação de preços de derivados na etapa de fornecimento primário, ou seja, na produção e importação.

Assim como o PTPR, essa resolução foi editada no contexto do expressivo aumento nos preços de revenda da gasolina e do óleo diesel ao consumidor final, ocorrido em 2018, o qual culminou na greve dos caminhoneiros, e teve como base as contribuições recebidas da sociedade por meio da Tomada Pública de Contribuições nº 01/2018 - TPC 01/2018 (www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/tomada-publica-de-contribicoes/2018/tomada-publica-de-contribicoes-no-1-2018-precos-dos-combustiveis).

As principais obrigações introduzidas pela Resolução ANP nº 795/2019 foram:

- (i) a publicação dos preços de lista e histórico de 12 meses por produtores, importadores e distribuidores dos derivados de petróleo;
- (ii) a indicação de preço indicativo e condições de formação e reajustes nos contratos de compra e venda de combustíveis celebrados entre produtores e distribuidores de derivados de petróleo;
- (iii) a vedação à utilização de cláusulas de restrição de destino nos contratos celebrados entre produtor e distribuidor de derivados de petróleo, sendo estes sujeitos à homologação pela ANP, e;

- (iv) o envio à ANP de informações de valor unitário do produto e de modalidade de frete, correspondentes às informações constantes nas notas fiscais eletrônicas, para as operações de venda de derivados de petróleo e biocombustíveis.

Além disso, a Resolução ANP nº 795/2019 estabeleceu, em seu art. 14, a obrigatoriedade de realização de Avaliação de Resultado Regulatório (ARR), no prazo de vinte e quatro meses contados a partir da sua publicação. A ARR foi realizada e concluiu haver:

- (i) espaço para a melhoria no processo de homologação de contratos;
- (ii) elementos que justificam a alteração normativa quanto à exigência de preço indicativo;
- (iii) condições de manter a vedação ao uso de cláusulas de restrição de destino; e
- (iv) necessidade de melhor avaliar a obrigatoriedade de publicação do preço de lista.

Considerando os resultados da ARR, foi instaurado o processo nº 48610.223244/2022-21 com o objetivo de realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), para avaliar possíveis alternativas regulatórias em relação à eventual alteração da Resolução ANP nº 795/2019 em face às conclusões constantes da ARR.

A AIR constatou a persistência do problema regulatório central, qual seja: a assimetria de informação na formação de preços no fornecimento primário de derivados de petróleo, que está intimamente relacionada com a existência de contratos de fornecimento de derivados com parâmetros de preços unilaterais e pouco transparentes.

O objetivo central da ação regulatória é reduzir a assimetria de informação na formação de preços no fornecimento primário de derivados de petróleo e, deste modo, mitigar incertezas e riscos para o ambiente de negócios que podem impactar na realização de investimentos e na dinâmica concorrencial, com potenciais efeitos sobre os preços ao consumidor.

Após análise das opções regulatórias, por meio da metodologia multicritério; e processo de Consulta Prévia pelo qual passou o Relatório Preliminar de AIR (www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2024/consulta-previa-no-1-2024), o Relatório de AIR propõe:

- (i) publicação, em sítio eletrônico, do preço de lista por ponto de entrega e modalidade de venda e do preço ofertado pelo comprador, quando superior ao preço de lista (bem como histórico dos últimos 12 meses) aos agentes que atuam e tenham uma certa representatividade, em termos de volume comercializado, no mercado de fornecimento primário de derivados (fornecedores atacadistas);
- (ii) submissão de modelo contratual para aprovação, por parte dos fornecedores atacadistas com certa representatividade no mercado;
- (iii) apresentação, em contrato, do preço indicativo;
- (iv) revelação, no momento de celebração do compromisso firme de volumes, das variáveis endógenas e explicitação da metodologia de cálculo das variáveis exógenas, presentes nas condições de formação e reajuste do preço indicativo;
- (v) vedação ao uso de cláusulas de restrição de destino;
- (vi) análise de modelos contratuais por parte da ANP; e
- (vii) verificar, a posteriori, o atendimento aos requisitos impostos pela norma no que tange à transparência de preços e cumprimentos de requisitos contratuais.

A Tabela 9 apresenta uma síntese, separada por temas, destacando os comandos da Resolução ANP n° 795/2019 e das propostas apresentadas pelo Relatório de AIR, possibilitando visualizar as principais diferenças entre a norma em vigor e o que se pretende com a nova resolução.

Tabela 9 - Síntese dos comandos da Resolução ANP 795/2019

e das propostas regulatórias.

Temas	Ranp 795/2019	Propostas
1. Preço de lista	Publicar preço e histórico 12 meses (ou divulgar por correio eletrônico) - abrange todos produtores, importadores e distribuidores (que importam e vendam com congêneres)	Publicar preço e histórico 12 meses - abrange fornecedores atacadistas com representatividade de mercado preço ofertado pelo comprador superior ao preço de lista - histórico 12 meses
2. Requisitos contratuais	Abrange todos os produtores	Abrange fornecedores atacadistas com representatividade
2.1. Preço indicativo (proposta altera o conceito, separando-o do conceito de condições de formação e reajuste)	preço previsto em contrato e pactuado entre as partes que contenha as condições de sua formação e dos seus reajustes	preço previsto em contrato e pactuado entre as partes, por ponto de entrega e modalidade de venda, para a data de início de vigência contratual ou para a data impressa no contrato ou para a data de assinatura do contrato
2.2. Condições de formação e reajuste (proposta impõe obrigações)	Obrigatório nos contratos, mas sem qualquer prescrição	revelação das variáveis endógenas e da metodologia de cálculo das variáveis exógenas até o momento da determinação da quantidade com compromisso firme de volumes
2.3. Cláusulas de restrição de destino	vedadas	vedadas
3. Procedimento SDC	Análise a posteriori todos os contratos	Análise prévia modelos contratos e amostral a posteriori

Fonte: ANP

Destaca-se que o Relatório de AIR e a minuta de resolução proposta, que substituirá a Resolução ANP nº 795/2019 passam por processo de Consulta e Audiência Pública. A análise das contribuições recebidas e a apresentação da nova resolução marcarão o final do processo revisório.

4.5.5 Tributação do GLP no Brasil

No plano federal, os principais tributos incidentes sobre a comercialização do GLP são o PIS/Pasep, a Cofins e a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide). No entanto, tanto a PIS, a Cofins e a Cide estão atualmente com as alíquotas zeradas para o chamado botijão P-13: O Decreto nº 10.638/2021, reduziu a zero as alíquotas de PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre o GLP destinado ao uso doméstico e envasado em recipientes de até 13 kg. Essa medida foi justificada pela necessidade de aliviar o impacto dos preços do produto sobre as famílias de baixa

renda, em um contexto de forte elevação internacional das cotações de petróleo e derivados. Na sequência, um conjunto de normas – incluindo a Lei Complementar nº 192/2022, a Lei Complementar nº 194/2022, a Medida Provisória nº 1.157/2023 e a Lei nº 14.592/2023 – estendeu a alíquota zero de PIS/Pasep e Cofins para todo o consumo de GLP, inclusive a granel, até o final de 2023.

Antes disso, o Decreto nº 5.059/2004 estabelecia alíquotas específicas de R\$ 0,02985/kg para o PIS/Pasep e de R\$ 0,13785/kg para a Cofins, aplicáveis sobre o GLP. Essa sistemática vigorou por mais de uma década, até ser objeto de alterações recentes.

Por sua vez, a Cide permanece com alíquota zero para o GLP desde o Decreto nº 5.060/2004. Dessa forma, no período recente, a tributação federal direta sobre o GLP se concentrou, essencialmente, no PIS/Pasep e na Cofins.

No plano estadual, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) desempenha papel central na carga tributária do GLP. Até 2022, as alíquotas aplicadas ao produto eram definidas individualmente por cada Unidade da Federação, variando entre estados, e combinavam diferentes mecanismos de cálculo, a partir de alíquotas ad valorem, margens de valor agregado (MVA) e Preços Médios Ponderados ao Consumidor Final (PMPF). Essas diferenças resultavam em forte heterogeneidade regional, tanto em termos de carga tributária efetiva quanto no preço final pago pelo consumidor. A carga efetiva de ICMS incidente sobre a comercialização de combustíveis exibia variação significativa entre os estados, com diferenças que chegavam a até 6 pontos percentuais (EPE, 2025c).

A promulgação da Lei Complementar nº 192/2022 introduziu profunda mudança nessa lógica, ao estabelecer a obrigatoriedade de adoção de alíquota única, uniforme e ad rem para o ICMS sobre combustíveis em todo o território nacional. Essa medida buscou reduzir a volatilidade de preços e a disparidade entre estados, além de simplificar o recolhimento do tributo. O valor da alíquota foi inicialmente pactuado pelos estados, no âmbito do Convênio ICMS nº 199/2022, em R\$ 1,2571 por quilograma de GLP, com vigência a partir de 1º de maio de 2023 (CONFAZ, 2022). Posteriormente, em fevereiro de 2024, o montante foi reajustado para R\$ 1,4139/kg (CONFAZ, 2023). Em 2024, novo ajuste resultou na fixação da alíquota em R\$ 1,39/kg (CONFAZ, 2024a).

Mais recentemente, a Reforma Tributária, regulamentada pela Lei Complementar nº 214/2025 redefiniu as bases da tributação destacando a incidência

sobre combustíveis, incluindo o GLP, em alíquotas ad rem. Entre os dispositivos mais relevantes, destaca-se a criação de um mecanismo de devolução de tributos (cashback) voltado a famílias de baixa renda inscritas no Cadastro Único para Programas Sociais (CadÚnico), aplicável à aquisição de botijões de até 13 kg.

O modelo prevê a restituição integral (100%) da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e de 20% do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) incidentes sobre o GLP. De acordo com o art. 9º da referida lei, a devolução da CBS entrará em vigor em janeiro de 2027, enquanto a do IBS será implementada a partir de 2029. Esse mecanismo representa uma inovação institucional ao buscar conciliar a arrecadação tributária com a política social, reduzindo o impacto regressivo da tributação do GLP sobre as camadas mais vulneráveis da população.

A introdução do mecanismo de cashback, no contexto da Reforma Tributária, adiciona uma dimensão redistributiva que poderá reduzir a incidência da pobreza energética, ao assegurar compensações fiscais às famílias de baixa renda. Ao mesmo tempo, a manutenção de alíquotas uniformes de ICMS tende a consolidar maior equilíbrio na tributação do GLP em todo o território nacional. Assim, a evolução normativa e institucional da tributação do GLP reflete a busca por equilíbrio entre arrecadação, justiça fiscal e proteção social.

O histórico da tributação do GLP no Brasil evidencia a relevância do tema tanto do ponto de vista fiscal quanto social. No plano federal, observa-se uma trajetória de redução e, em muitos momentos, de eliminação das alíquotas de PIS/Pasep e Cofins, como resposta a pressões sociais e econômicas. Já no âmbito estadual, a mudança mais significativa foi a adoção da alíquota única ad rem de ICMS, que reduziu a heterogeneidade regional, reduzindo ineficiências logísticas, distorções na arrecadação estadual e nos dados de demanda local (EPE, 2025c).

4.6 Da Assimetria de Transmissão de Preços de GLP

A transmissão de preços em mercados competitivos tende a ocorrer de forma simétrica e reversível, de modo que choques nos custos dos insumos — sejam aumentos ou reduções — seriam repassados aos preços finais de maneira proporcional e em horizonte temporal semelhante. Entretanto, a evidência empírica frequentemente contraria essa previsão, revelando a presença da Assimetria na

Transmissão de Preços (ATP), fenômeno no qual a resposta dos preços finais difere conforme a direção do choque de custo.

A literatura sistematizada pela ANP ressalta que a ATP não deve ser interpretada, a priori, como prova inequívoca de falhas concorrenciais ou de condutas anticompetitivas. A agência destaca que o fenômeno pode emergir mesmo em ambientes de livre formação de preços, como resultado de fricções informacionais, custos de ajustamento e decisões racionais de precificação sob incerteza, sendo, portanto, um comportamento observado com frequência em mercados de combustíveis no Brasil e no exterior (ANP, 2019a).

A forma mais recorrente de ATP é conhecida como “Penas e Foguetes” (Rockets and Feathers), caracterizada por uma reação mais rápida ou mais intensa dos preços finais diante de aumentos nos custos dos insumos, em comparação às respostas observadas quando esses custos se reduzem (ANP, 2025i). A ocorrência de ATP implica uma alocação de bem-estar distinta daquela observada sob simetria, resultando, em particular, em perdas para os consumidores quando reduções de custos não são repassadas de forma tempestiva.

Estudos empíricos revisados pela ANP indicam que esse padrão assimétrico é amplamente documentado ao longo da cadeia de combustíveis líquidos, inclusive nos mercados de gasolina, diesel e GLP, com evidências de que choques positivos são transmitidos com maior velocidade e intensidade do que choques negativos. A recorrência desse comportamento levou a Agência a tratar a ATP como um fenômeno estrutural relevante para o monitoramento econômico, ainda que insuficiente, isoladamente, para caracterizar infração à ordem econômica (ANP, 2020).

No caso do mercado brasileiro de GLP, a estrutura da cadeia produtiva apresenta elevada concentração nos segmentos de produção e distribuição, contrastando com um elevado grau de pulverização no segmento de revenda. No biênio 2023–2024, a Petrobras respondeu por aproximadamente 90% do volume de GLP entregue ao mercado nacional de acordo com ANP (2025i). Ademais, o segmento de distribuição caracteriza-se por alto grau de concentração, com a Razão de Concentração das quatro maiores empresas (CR4) alcançando 89% em 2023 conforme indica (EPE, 2024a).

De acordo com ANP (2019a), essa configuração estrutural — concentração a montante e pulverização a jusante — cria condições propícias à ocorrência de assimetrias na transmissão de preços. Em especial, a elevada concentração na

produção e na distribuição pode ampliar o poder de barganha nesses elos, enquanto a fragmentação da revenda reduz a capacidade de coordenação competitiva, favorecendo repasses assimétricos ao consumidor final.

A literatura aponta diversos fatores explicativos para a presença de ATP, entre os quais se destacam a gestão de estoques e o exercício de poder de mercado. No segmento de revenda de combustíveis, por exemplo, aumentos nos preços praticados pela distribuição tendem a ser repassados de forma imediata, como estratégia para recomposição de caixa e viabilização das aquisições subsequentes. Em sentido oposto, reduções nos preços de distribuição podem não ser transmitidas integralmente ou de forma imediata, com o objetivo de preservação das margens de lucro (ANP, 2025i).

O comportamento assimétrico também está associado à função das margens como mecanismo de amortecimento de choques ao longo da cadeia. As análises históricas indicam que, em períodos de queda nos preços de produção, as distribuidoras e revendedores tendem a recompor margens previamente comprimidas, retardando o repasse das reduções, enquanto aumentos de custos são rapidamente incorporados aos preços finais (ANP, 2020).

Outros elementos também contribuem para a persistência da ATP, como a assimetria de incentivos entre agentes que repassam prontamente aumentos de custos, mas retardam ou limitam o repasse de reduções como forma de proteção contra riscos futuros. Além disso, em mercados com forte segmentação local, o custo de busca por preços mais baixos pode superar os ganhos potenciais para os consumidores, favorecendo a manutenção de estruturas de concorrência imperfeita em nível local.

A nota técnica (ANP, 2019a) ressalta que os custos de busca do consumidor e a informação imperfeita desempenham papel relevante na sustentação da ATP, especialmente em mercados de revenda com forte caráter local. Nessas circunstâncias, a baixa elasticidade da demanda e a limitada mobilidade do consumidor reduzem a pressão competitiva, permitindo que reduções de custos sejam absorvidas temporariamente pelas margens sem perda significativa de participação de mercado.

Adicionalmente, a dinâmica de formação de preços no mercado brasileiro de GLP passou por mudanças relevantes a partir de maio de 2023, em decorrência da alteração na política de preços adotada pelo principal produtor. A substituição do

referencial de Paridade de Preços de Importação (PPI) pela maior consideração das condições do mercado interno contribuiu para uma maior estabilidade dos preços no nível da produção. Esse movimento refletiu-se em uma redução significativa da correlação entre os preços domésticos e o PPI, que recuou de 66% no período entre outubro de 2020 e dezembro de 2024 para 26% no intervalo de 2023 a 2024, segundo ANP (2025i).

Experiências anteriores analisadas pela ANP indicam que mudanças na política de preços do produtor dominante afetam diretamente a dinâmica de transmissão ao longo da cadeia, podendo alterar tanto a intensidade quanto a velocidade dos repasses. A maior estabilidade nos preços de produção tende a reduzir a volatilidade na distribuição e na revenda, mas não elimina, por si só, os incentivos à ocorrência de assimetrias no curto prazo (ANP, 2020).

Nesse contexto, análises econométricas recentes voltadas à investigação da ATP no mercado de GLP P-13, com foco na transmissão de preços entre os segmentos de distribuição e revenda no período de janeiro de 2023 a dezembro de 2024, identificaram a presença de assimetria positiva contemporânea de magnitude (ANP, 2025i). Os resultados indicam que reajustes positivos nos preços de distribuição são transmitidos de forma mais intensa aos preços de revenda no mesmo período, em comparação aos reajustes negativos.

Resultados semelhantes foram observados em estudos anteriores conduzidos pela ANP para outros combustíveis, nos quais a resposta imediata a choques positivos mostrou-se sistematicamente superior à resposta a choques negativos. Essas evidências reforçam a hipótese de que a ATP contemporânea é um traço recorrente da formação de preços no setor de combustíveis brasileiro (ANP, 2020).

Todavia, os resultados também apontam para um mecanismo de compensação no curto prazo. Após um horizonte de aproximadamente quatro semanas, o efeito acumulado dos choques positivos e negativos mostrou-se estatisticamente equivalente, não sendo observada assimetria de magnitude cumulativa. Assim, a assimetria identificada no momento inicial do ajuste tende a ser neutralizada ao longo das semanas subsequentes.

Esse padrão de compensação intertemporal também foi identificado em análises históricas da ANP, sugerindo que, embora os agentes utilizem as margens para absorver ou amplificar choques no curto prazo, existe convergência no médio

prazo, o que limita os efeitos permanentes da ATP sobre o nível de preços (ANP, 2020).

Cabe destacar, ainda, que as margens brutas de distribuição e revenda desempenharam papel relevante na trajetória do preço final do botijão P-13. Entre 2002 e 2023, essas margens responderam por cerca de 59% do aumento real do preço final (EPE, 2024a). No mesmo sentido, a margem líquida nominal das distribuidoras registrou crescimento de 188% entre 2020 e 2023, patamar significativamente superior à variação do índice de inflação IGP-M, que foi de 48% no período (EPE, 2024a).

A nota técnica (ANP, 2019b) indica que a evolução das margens ao longo do tempo constitui elemento central para a compreensão da formação de preços no GLP, sobretudo em um contexto de elevada concentração a montante. A persistência de margens elevadas reforça a importância do monitoramento contínuo do setor, ainda que não configure, isoladamente, indício conclusivo de prática anticompetitiva.

Em síntese, no mercado brasileiro de GLP P-13 entre 2023 e 2024, observa-se que os preços de revenda reagem de maneira mais intensa aos aumentos imediatos nos custos de distribuição, caracterizando uma assimetria positiva contemporânea. Contudo, no curto prazo, os efeitos acumulados de choques positivos e negativos tendem a se anular, indicando simetria na magnitude cumulativa dos reajustes. Diante de um mercado marcado por elevada concentração nos elos iniciais e por complexidade logística, medidas voltadas ao monitoramento contínuo, à transparência de preços e ao estímulo à concorrência mostram-se relevantes para o adequado funcionamento do setor.

4.7 Das ações e medidas para redução da pobreza energética no segmento de GLP, considerando as experiências internacionais

A pobreza energética é atualmente definida no Brasil como “ausência de acesso aos serviços energéticos modernos por pessoas ou grupos”. Essa condição ainda representa um desafio nacional constante, tanto pela falta de acesso a serviços energéticos modernos, quanto pelo comprometimento significativo da renda familiar com despesas de energia.

Especialmente no setor residencial, o GLP é uma fonte energética amplamente aceita e difundida no país, e é utilizada principalmente para os fins de cocção de

alimentos, e aquecimento de água, este especialmente em regiões mais frias. Entretanto, uma parcela da população ainda depende principalmente, e em alguns casos de forma exclusiva, do uso de lenha e de outras fontes tradicionais de biomassa para cozinhar, sobretudo famílias localizadas em áreas rurais e em comunidades de baixa renda. Esta condição gera impactos diversos, como sociais, ao reforçar vulnerabilidades e desigualdades; de saúde, pelo aumento da incidência de doenças respiratórias; e econômicos, associados tanto aos custos de aquisição do GLP e equipamentos a gás, quanto ao tempo despendido na coleta da lenha.

Com relação ao impacto do GLP no orçamento das famílias, os dados do Observatório Brasileiro de Erradicação da Pobreza Energética (OBEPE) mostram que o preço médio do botijão de GLP no Brasil em 2024, foi de R\$ 102,88. Já o Censo 2022, mostra que o valor da renda per capita domiciliar nacional foi de R\$ 1.638,06. Dessa forma, o impacto do valor do botijão de gás no orçamento familiar mensal é de 6,3%.

No entanto, a média nacional esconde diferenças significativas quando observadas através de um recorte regional, e mostram impactos diretos relevantes no orçamento domiciliar. Tanto os preços do botijão, quanto a renda das famílias são diferentes quando comparamos as 5 regiões brasileiras.

Nas regiões Norte e Nordeste observa-se uma combinação mais crítica de custo, renda e impacto orçamentário. Os preços médios do botijão praticados nessas regiões foram R\$ 116,96 no Norte e R\$ 100,80 no Nordeste, em 2024, enquanto as rendas per capita domiciliares são respectivamente de R\$ 1.075,25 e R\$ 1.072,35. Isso significa que o custo de um botijão equivale a 10,9% e 9,4% da renda mensal das famílias nessas regiões.

Já nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, os valores praticados do botijão de gás são respectivamente de R\$ 98,82, R\$ 106,31 e R\$ 104,65, enquanto a renda familiar no Sul é de R\$ 2.058,00, no Sudeste é R\$ 1.909,98 e no Centro-Oeste é de R\$ 1.952,66. Isso faz com que o impacto do preço do GLP seja significativamente menor nessas três regiões, representando 4,8%, 5,4% e 5,6% do orçamento per capita mensal.

Dessa forma, evidencia-se uma desigualdade estrutural no acesso à energia no país, especialmente em regiões com maior vulnerabilidade socioeconômica. Onde a renda familiar é mais baixa, os preços praticados para o GLP tendem a ser mais altos, o que agrava a dificuldade de acesso a serviços essenciais.

Esse cenário configura uma situação clara de injustiça energética, onde domicílios com menor poder aquisitivo pagam proporcionalmente mais caro pelo mesmo serviço básico, comprometendo uma parcela significativamente maior de sua renda mensal, eventualmente mais que o dobro do que verificado em regiões de maior renda, o que reforça a necessidade de políticas públicas que atuem sobre equidade tarifária e acesso universal à energia.

4.7.1 Das iniciativas Governo Federal

Para o enfrentamento da pobreza energética associada ao uso do GLP, o Brasil conta com algumas iniciativas de política pública que visam reduzir a vulnerabilidade das famílias de baixa renda e ampliar o acesso a fontes modernas de energia para cocção.

Destacam-se, nesse sentido, três frentes principais: o Auxílio Gás dos Brasileiros, o programa Gás do Povo e a discussão sobre uma Política Nacional de Cocção Limpa.

4.7.1.1 Auxílio Gás dos Brasileiros

O programa Auxílio Gás dos Brasileiros foi Instituído pela Lei nº 14.237/2021 e regulamentado pelo Decreto nº 10.881/2021, com o objetivo de diminuir o efeito do preço do botijão de GLP sobre o orçamento das famílias.

Originalmente o benefício do Programa Auxílio Gás foi idealizado para subsidiar 50% do valor de um botijão de 13 kg a cada dois meses. O valor referência é calculado pela ANP, através da média dos valores praticados no mercado nacional durante os seis meses anteriores. Em 2023, a Medida Provisória 1.155/2023 instituiu o pagamento de um adicional de 50%, ampliando o valor do benefício e a proteção das famílias atendidas. Portanto, o Auxílio Gás passou a repassar o valor integral do botijão de gás a cada dois meses. O valor pode ser acumulado com outros benefícios e auxílios, e possui caráter pessoal, intransferível e temporário, não configurando direito adquirido.

As famílias contempladas são as que estão inscritas no Cadastro Único e possuem renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário-mínimo, excluindo benefícios de programas já existentes como Bolsa Família e Benefício de

Prestação Continuada (BPC). O valor é repassado ao titular dos benefícios, dando a prioridade do pagamento às mulheres chefe de família.

De uma forma geral, o programa contribui na ampliação do acesso a fontes modernas de energia através do mecanismo de transferência direta de renda. Contudo, algumas limitações no programa podem ser destacadas:

- **Periodicidade e valor:** o suprimento de um botijão a cada dois meses não necessariamente reflete a realidade do consumo de GLP nos lares brasileiros. A demanda varia conforme número de integrantes da família, hábitos, sazonalidade, entre outros. Portanto, o valor pode não ser suficiente para suprir a necessidade familiar durante o período de dois meses.
- **Valores médio nacional:** o valor é calculado a partir da média nacional e resulta em um valor que pode variar substancialmente entre diferentes estados e regiões, a depender de diferenças logísticas, tributárias e estrutura de mercado. Portanto, este valor pode ser tanto subestimado quanto superestimado, a depender de onde a família está localizada.
- **Uso efetivo do recurso:** o repasse é feito diretamente ao beneficiário de forma monetária, ou seja, não há garantia de que o dinheiro recebido seja efetivamente utilizado para a compra do botijão de gás. Eventualmente, o beneficiário pode optar por usar este dinheiro para outros fins, mantendo-se o uso de combustíveis tradicionais e renovando o ciclo de impactos negativos.
- **Custo orçamentário:** o valor de repasse é calculado com base no valor praticado no mercado nacional nos últimos 6 meses e, portanto, acompanha as variações de preço. O dispêndio destes recursos depende dos preços praticados, bem como a variação cambial. Assim, os valores do programa podem variar substancialmente conforme as condições econômicas nacionais e internacionais.
- **Monitoramento dos impactos:** não existiam indicadores consolidados para avaliar se o benefício se converte efetivamente na compra de GLP. Desta forma, não há como saber o impacto real na substituição da lenha, sendo que pode ser apenas um complemento na renda, diminuindo o real impacto no combate à pobreza energética.

4.7.1.2 Auxílio Gás do Povo

O novo programa instituído pela Medida Provisória nº 1.313/ 2025, o Auxílio Gás do Povo propõe a reestruturação e ampliação do Auxílio Gás, através de uma nova modalidade de operacionalização do auxílio. O objetivo do programa é mitigar o efeito do preço do GLP sobre o orçamento das famílias de baixa renda através da transferência de valores, nos mesmos moldes do Auxílio gás, mas também apresenta a nova modalidade de gratuidade de disponibilização de botijões de gás para as famílias inscritas no Cadastro Único, conforme os critérios de renda estabelecidos no Art. 5º da Lei 14.601/2023, do Bolsa Família.

Com ajustes na forma de repasse e na cobertura dos beneficiários, o programa busca maior efetividade na transferência direta e no alcance social do benefício, criando dispositivos que evitem que o benefício seja utilizado para outros fins e adicionando um tratamento específico no combate à pobreza energética. A medida reforça a proteção social, reduz a vulnerabilidade alimentar e energética de famílias pobres. Por outro lado, há desafios e pontos de atenção, como o caráter temporário da medida provisória, que exige aprovação legislativa para não perder a validade, e a sustentabilidade fiscal da medida dependerá de disponibilidade orçamentária.

4.7.1.3 Política Nacional de Cocção Limpa

Atualmente encontra-se em discussão também a formulação de uma Política Nacional de Cocção Limpa, voltada para articular instrumentos de incentivo, financiamento e regulação de tecnologias modernas de cocção, incluindo o GLP, mas também alternativas, como fogões elétricos por indução e soluções locais de biogás. Essa abordagem reconhece a necessidade de diversificação tecnológica, a fim de evitar a dependência exclusiva de um único combustível, e permite maior flexibilidade na adaptação das soluções às condições regionais e socioeconômicas do país. A política, entretanto, ainda se encontra em estágio inicial de discussão, sem detalhamento normativo ou orçamentário definido.

4.7.2 Experiencias internacionais

O acesso a fontes modernas para cocção tem se consolidado como um grande desafio na elaboração das políticas energéticas de países em desenvolvimento. As soluções aplicadas internacionalmente variam entre a eletrificação e o uso de combustíveis, como biogás, bioetanol, biomassa e GLP. Especificamente para o GLP,

este tem se destacado como uma solução central desta transição, especialmente por fatores como facilidade de transporte, de armazenamento e aceitação pela população. Ainda assim, a experiência internacional mostra que a evolução do uso depende de políticas bem elaboradas, logística eficiente e instrumentos contínuos de apoio à manutenção das políticas, como acessibilidade, investimentos e monitoramento dos resultados. Os casos da África, da Índia e do Equador ilustram diferentes abordagens para enfrentar a pobreza energética, associada principalmente à cocção de alimentos.

➤ **África**

Segundo dados da Agência Internacional de Energia (IEA), cerca de 1 bilhão de pessoas ainda não têm acesso à cocção limpa na África Subsaariana (IEA, 2025), o que equivale a quatro em cada cinco domicílios. A falta desse acesso está associada a aproximadamente 815 mil mortes prematuras por ano, devido à emissão de material particulado pela queima de biomassa (lenha e carvão vegetal) em ambientes internos dos domicílios. Além disso, questões sociais relevantes podem ser mencionadas como mulheres e crianças que gastam em média quatro horas por dia coletando lenha e cozinhando.

Nos últimos anos avanços em compromissos políticos e investimentos em cocção limpa vem ganhando destaque. O investimento em cocção limpa atingiu cerca de 675 milhões de dólares em 2023, liderados pelos avanços na infraestrutura de GLP. Em 2024, diversos países reforçaram suas regulações e políticas de cocção limpa. As projeções da IEA indicam que o GLP responderá por mais ou menos 60% dos novos acessos até 2040, o que levaria a demanda africana a cerca de 8% da demanda mundial.

Apesar disto, os avanços enfrentam limitações. O acesso universal à cocção limpa requer um investimento na casa de 37 bilhões de dólares até 2040, divididos em infraestrutura, armazenamento, estações de recarga, rede de distribuição e equipamentos domésticos. Além disso, os custos das recargas ainda representam valores elevados na realidade africana, comprometendo mais de 10% da renda domiciliar para quase dois terços dos subsaarianos. Já a logística de distribuição, em muitas áreas, a falta de capilaridade ainda resulta em uso intermitente ou no uso combinado de fontes, mantendo a lenha como alternativa.

Em contraste ao Brasil, o desafio da África possui camadas mais estruturais, que envolvem, não apenas a capacidade econômica da população, mas também aspectos ligados à infraestrutura física, logística e financiamento.

➤ Índia

A Índia adotou uma estratégia de massificação do GLP para combater a pobreza energética. Destacam-se dois programas nesse processo, o Pradhan Mantri Ujjwala Yojana (PMUY) e o Direct Benefit Transfer for LPG Subsidy/Pratyaksh Hanstantrit Labh (PAHAL/DBTL).

O PMUY foi lançado em 2016 e concedeu conexões subsidiadas de GLP a mulheres de famílias pobres, ampliando a cobertura formal do GLP para praticamente todos os domicílios. Já o PAHAL/DBTL realizou transferências diretas de subsídios via sistema bancário, a fim de reduzir fraudes e direcionar os recursos públicos de forma correta.

Os resultados mostram que até 2025, mais de 100 milhões de conexões foram concedidas, e a rede de distribuição de GLP mais que dobrou no período, chegando a áreas rurais antes desatendidas.

4.8 Das ações e medidas para a promoção da concorrência e atração de investimentos no mercado de GLP, incluindo experiências internacionais

4.8.1. Atuais ações e medidas (AIR)

Na AIR da ANP, a partir dos problemas e dos objetivos regulatórios identificados, foram concebidas e avaliadas alternativas para aprimorar o arcabouço regulatório, divididas em seis temas: a) vedação a determinados usos de GLP; b) enchimento de vasilhames com marca distinta em alto relevo; c) enchimento a varejo (total ou parcial) de recipientes transportáveis; d) rateio de produto em polos de entrega deficitários; e) contratos de envase entre congêneres; e f) vinculação da revenda ao distribuidor.

4.8.1.1. Vedação a determinados usos do GLP

No Brasil, o GLP é utilizado principalmente para a cocção. Em outros países, como visto em seções anteriores, outros usos são permitidos. As alternativas que defendem o fim da vedação a usos de GLP estão pautadas no entendimento exposto de que a Lei nº 8.176/1991, embora estabeleça a tipificação de certos usos do GLP, remete a questão às normas vigentes, de competência da ANP, de acordo com a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo). Cabe observar que a ANP já autorizou, em caráter temporário e experimental, alguns projetos com usos não permitidos pela regulação, tais como uso em caldeiras e geradores.

A eventual liberação de novos usos para o GLP poderá exigir a edição de normas específicas por parte de outros órgãos e entidades, tais como Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), Corpos de Bombeiros ou órgãos de controle ambiental.

Conforme estudo desenvolvido em EPE (2025a), a demanda por GLP não cresceu substancialmente em anos recentes e há previsão de aumento da produção nacional com a entrada em operação de novas unidades de processamento de gás natural (UPGN), como o Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/ RJ (antigo COMPERJ/GASLUB). O Complexo Boaventura recebeu autorização de operação da ANP em setembro de 2024 (Autorização ANP nº 839, de 06/09/2024, DOU de 09/09/2024). Segundo informações da ANP⁸, a UPGN iniciou o processamento em novembro de 2024. O aumento da produção reduzirá, podendo até mesmo eliminar a dependência externa de GLP até o final do decênio.

Dessa forma, considerando que a balança comercial de GLP tende a ser favorecida pelo crescimento do processamento de gás natural e produção de GLP no Complexo Boaventura, o que atenuaria eventual incremento da demanda por este energético, restaria como preocupação principal a limitação da infraestrutura existente de movimentação, que pode se tornar um gargalo.

Sobre este aspecto, de acordo com contribuição apresentada pelo SINDIGÁS no âmbito da Consulta Prévia nº 03/2024 da ANP, cabe acrescentar, no que tange à melhoria de infraestrutura operacional, a existência de projetos que trazem perspectivas positivas para o médio prazo. Podem ser citados: a) projeto do novo

⁸ Conforme Painel Dinâmico dos Produtores de Derivados de Petróleo, disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-dos-produtores-de-derivados-de-petroleo>

Terminal de Tancagem do Porto de Suape (parceria entre Copa Energia, Queiroz Participações e Oiltanking), com capacidade de armazenamento de 120 mil m³ e investimento esmado de R\$ 1,5 bilhão; b) projeto de Terminal de Tancagem no Porto de Pecém, investimento estimado de R\$ 1,2 bilhão, da Ultragas e Supergasbras, aprovado pelo Tribunal do CADE em agosto de 2025. Ambos os projetos representam possibilidade de ampliação da capacidade de oferta e criação de alternativas à atual dependência de navio-cisterna da Petrobras para a descarga de navios de grande porte e estocagem de liquefeitos.

Na hipótese de liberação para novos usos, há que se considerar que os agentes de mercado podem optar por privilegiar a demanda desses outros usos em detrimento do abastecimento do mercado de cocção. Além disso, é importante ressaltar que a liberação regulatória para outros usos do GLP, hoje vedados, pode não surtir efeitos imediatos, em razão, por exemplo, do tempo necessário ao desenvolvimento das suas aplicações ou para a elaboração de eventuais normas.

Após a avaliação de todas as alternativas consideradas, a AIR apontou como alternativa escolhida a liberação imediata de todos os usos, tendo sido muito bem avaliada quanto ao aumento da base de consumidores, por representar: um potencial de crescimento mais rápido do mercado de GLP, em relação às demais alternativas, e de atração imediata de investimentos para o setor; regulação menos restritiva; e imediata disponibilidade de alternativas para os consumidores.

Em relação aos custos para distribuidores e revendedores, a avaliação foi de que a medida trará um efeito positivo, com redução de custos regulatórios para os agentes econômicos. Quanto ao aumento de custos para a ANP, a avaliação foi ligeiramente positiva, uma vez que, apesar da Agência deixar de acompanhar a destinação do produto, há preocupações quanto à necessidade de regulação de novos usos, bem como com o monitoramento da demanda de GLP.

No tocante à garantia do abastecimento, todavia, a avaliação da alternativa apontou preocupações em relação a pressões decorrentes do crescimento da demanda, como: maior risco de desabastecimento em caso de aumento rápido da demanda; risco de haver uma sobrecarga na infraestrutura de movimentação e armazenagem de GLP; e risco de aumento de preços.

4.8.1.2. Exclusividade de enchimento conforme a marca estampada

O monopólio do enchimento associado a marca, em conjunto com a falta de regras para a destroca, gera uma importante barreira à entrada, uma vez que o novo entrante deve adquirir uma quantidade de vasilhames que contemple, além das etapas de envase, comercialização e logística reversa, um período de cerca de 45 dias no qual o vasilhame permanece em uso pelo consumidor. Estima-se que o prazo para cumprimento desse ciclo seja de aproximadamente 60 dias.

Tal vedação é comumente associada ao argumento de que a marca se apresenta como único instrumento efetivo para assegurar o compromisso com a manutenção dos vasilhames. Esse argumento, no entanto, desconsidera as regras vigentes de requalificação e manutenção de botijões, que proíbem o envase de recipientes em condições inadequadas, seja de marca própria ou de terceiros.

A exclusividade do uso da marca induz a estabilidade do *market share* dos distribuidores e dificulta o ingresso de novos agentes no mercado em razão da exigência de população mínima de vasilhames de marca própria.

Outro aspecto importante é o fato de que o distribuidor não é proprietário de todos os vasilhames que estampam sua marca comercial. Grande parte da população de vasilhames pertence a revendedores e consumidores que adquiriram os recipientes que utilizam⁹.

Cabe ressaltar, ainda, que por meio de contratos de envase entre congêneres, os distribuidores com maior participação de mercado prestam serviço de enchimento de outras marcas e contratam o serviço de envase de recipientes de suas marcas por concorrentes. Nesse sentido, salienta-se que o artigo 28 da Resolução ANP nº 957/2023 dispõe que a requalificação e a manutenção de recipientes transportáveis são de responsabilidade do distribuidor de GLP, tanto da sua marca quanto da marca de terceiros, nos casos de contratos de envase por terceiros.

Em relação ao tema fim da exclusividade de enchimento por marca, a alternativa escolhida no âmbito da mencionada AIR foi a de permitir o enchimento de outras marcas por distribuidores que adotarem o rastreamento de vasilhames. Nesta opção, as condições seriam:

- O distribuidor que adotar o rastreamento em todos os recipientes que comercializar, poderá envasar recipientes de outras marcas;

⁹ Julgamento pelo Supremo Tribunal Federal (STF) na Ação Direta de Inconstitucionalidade ADI nº 2818/RJ. Disponível em: <https://www.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/stf/24806698/inteiro-teor-112280352>. Acesso em 13 de junho de 2024.

- O sistema de rastreamento de cada distribuidor deverá ser previamente aprovado pela ANP e apresentar características de interoperabilidade. Uma vez que o mecanismo seja implantado em um vasilhame, sua utilização deverá ser possível aos demais distribuidores que adotarem o rastreamento;
- Os vasilhames tornados rastreáveis poderão ser enchidos por todos os distribuidores que adotarem o rastreamento. Estes recipientes serão identificados e pintados, de acordo com regras definidas pela ANP, de forma a trazer informação ao consumidor e à fiscalização da ANP;
- Quando ocorrer o envase de recipiente de outra marca tornado rastreável, deverá ser dado destaque à marca do distribuidor que envasar o vasilhame, de forma a tornar clara a informação sobre a origem do produto para consumidores e fiscalização da ANP;
- Vasilhames novos adquiridos por distribuidores que adotaram o rastreamento deverão ter o mecanismo de rastreamento implantado pelo fabricante e conter número de série e identificação do fabricante;
- O atual sistema de destroca de vasilhames permanece para os distribuidores que não adotarem o rastreamento;
- Não haverá limite mínimo de aquisição de vasilhames para a obtenção de autorização para a atividade de distribuição de GLP;
- Todos os distribuidores terão que comprovar, anualmente, o cumprimento de:
 - Meta mínima de requalificação. A meta para a requalificação será estabelecida pela ANP considerando a idade da população de vasilhames, histórico de avarias e danos aos vasilhames e gastos do mercado com requalificação; e
 - Meta mínima de aquisição. A meta de aquisição será compatível com o padrão de mercado, acompanhado pela ANP, por meio do SIMP.
- As metas de requalificação e aquisição serão calculadas de acordo com o volume comercializado por cada distribuidor, no ano anterior;
- O não cumprimento de meta mínima de aquisição e requalificação implicará restrições à operação do agente regulado (por exemplo, limitar importação, venda a congêneres e retirada em produtores);
- A ANP divulgará os gastos com requalificação, inutilização e aquisição de vasilhames, realizado por cada distribuidor autorizado, em termos absolutos e em

termos relativos ao volume comercializado, de forma a ser possível estabelecer um *ranking* para esses gastos, bem como permitir maior conhecimento do comportamento dos agentes;

- A fiscalização da ANP será realizada com maior frequência em distribuidores com os menores índices de requalificação e aquisição;
- Quando da adaptação de um vasilhame, com a introdução do mecanismo para o rastreamento, caso a placa com a data da requalificação esteja sobre o número de série do vasilhame, a adaptação deverá ser feita por empresa requalificadora, a quem caberá reposicionar a placa, implantar o mecanismo e divulgar dados de vasilhames que se tornaram rastreáveis: nº de série e data de requalificação;

Entre as vantagens da alternativa escolhida encontram-se:

- Incentivo à adoção do rastreamento de forma voluntária;
- Adoção do rastreamento é opcional e caberá aos agentes a avaliação dos custos e benefícios dessa medida;
- Rastreamento torna possível um melhor controle da operação em relação aos requisitos aplicáveis às condições do vasilhame e, também, quanto à instalação que envasou o produto;
- Redução de barreiras à entrada no mercado de distribuição de GLP, devido ao fim da exigência de população mínima de vasilhames;
- A permissão para o enchimento de outras marcas favoreça novos entrantes, o que impacta positivamente às vendas não vinculadas;
- O fim do processo de destroca para distribuidores com rastreamento reduz custos e o ciclo dos vasilhames, devido à simplificação do processo de logística reversa;
- Maior publicidade das informações de cuidados com botijões;
- Adoção de medidas com características de regulação responsiva; e
- A ANP atuará de forma mais direcionada na fiscalização e no acompanhamento dos dados da requalificação.

Como desvantagens foi identificado basicamente um aumento de custos administrativos para ANP, que: atuará em função das informações de requalificação; validará e acompanhará o rastreamento de vasilhames; e orientará consumidores e órgãos de estado envolvidos no controle da comercialização de GLP quanto ao novo modelo de negócio.

4.8.1.3. *Enchimento de vasilhame a varejo*

O enchimento fora das bases de distribuição, ou a varejo, é aquele realizado fora de bases de distribuição que realizam o envase de recipientes transportáveis. Este tipo de operação é uma realidade em outros países, tais como África do Sul, EUA, Uruguai, onde é permitido, com base em distintos padrões e normas de segurança.

No Brasil, é permitida a operação de transvase a partir de caminhão granel para o abastecimento de recipientes instalados em centrais de gás liquefeito de petróleo (GLP), de diversas capacidades. Essas centrais podem estar localizadas em instalações comerciais, residenciais e industriais e devem respeitar a norma ABNT NBR 13523:2019.

De acordo com a norma mencionada, também é permitido o enchimento a varejo (total ou parcial), a partir de centrais de GLP, de vasilhames transportáveis do tipo P20, utilizados em empilhadeiras.

Em alguns países, o consumidor pode levar seu vasilhame transportável a uma instalação na qual o recipiente é abastecido com a quantidade que o consumidor deseja ou pela qual pode pagar. Em visita realizada ao Uruguai, onde o enchimento fracionado é regulado, bem como em reunião com a empresa Paygas¹⁰, que possui experiência com esse modelo de negócio na África do Sul, a equipe técnica da ANP pôde observar que há demanda por essa alternativa de serviço (em outros países e possivelmente também no Brasil). Entretanto, a atual regulação brasileira só permite a comercialização de vasilhames transportáveis de GLP cheios e envasados em instalação de distribuição, conforme dispõe o artigo 30 da Resolução ANP nº 957/2023.

A eventual permissão regulatória para implementação do enchimento a varejo fracionado no Brasil oportunizará ao consumidor residencial optar por esse serviço. Durante o desenvolvimento da AIR, algumas empresas e agentes regulados manifestaram o interesse em atuar nesse mercado.

Considerando-se que novas alternativas devem apresentar níveis de segurança adequados, na AIR não foram consideradas alternativas que utilizem

¹⁰ Relatório visita da ANP ao Uruguai - 08-04-24 (SEI ANP 4140585) e Registro Reunião com Paygas 18-03-24 (SEI ANP 3859949)

recipientes transportáveis de maior capacidade no transvase de GLP para recipientes transportáveis de menor capacidade. Esse tipo de operação é permitido no Uruguai, onde, a partir de recipientes do tipo P45, os revendedores transvasam GLP para recipientes de 3 kg. Nessa situação, interessa ao revendedor esgotar todo o conteúdo do vasilhame maior, dado que pagou por toda a quantidade de GLP contida nesse recipiente. Essa condição pode levar a operações com maior nível de risco, tal como a inclinação do vasilhame maior na operação de transvase.

Dessa forma, por razões de segurança, foram consideradas na AIR apenas alternativas de enchimento fora de bases de distribuição a partir de tanques estacionários, abastecidos por caminhões granel.

A alternativa escolhida na AIR foi a de permitir o enchimento fora de bases de distribuição (total ou parcial) de vasilhames transportáveis até 13 Kg, mediante autorizações específicas para o exercício da atividade e de operação da instalação.

Esta alternativa prevê a concessão de autorizações para que o agente devidamente autorizado exerça a atividade de enchimento de recipientes de GLP, em instalações autorizadas para este fim. Estas instalações iriam receber GLP na modalidade granel, armazenar GLP em tanques estacionários, realizar o envase em recipientes e comercializá-los total ou parcialmente cheios. A autorização poderia ser concedida para instalações já existentes ou em novas unidades estabelecidas para esta finalidade específica. As autorizações para a operação dessas instalações seriam concedidas a agentes econômicos que cumprissem requisitos regulatórios exigíveis, em locais com área adequada aos afastamentos necessários, bem como condições técnicas e de segurança para o atendimento aos requisitos de instalações deste tipo, a serem definidos pela ANP.

Entre as vantagens visualizadas para esta alternativa encontram-se:

- Operação não fica restrita a agentes regulados específicos, o que estimula a competição e afasta a hipótese de um novo entrante ter que, por exemplo, construir uma instalação de revenda, para poder realizar o enchimento a varejo;
- Regulação menos restritiva;
- Possibilidade de ampliar base de consumidores; e
- Perspectiva de crescimento do mercado.

Como desvantagens foram identificadas: distribuidores com maior participação no mercado de GLP envasado já se manifestaram contrariamente a este tipo de

operação, o que pode dificultar a aquisição de GLP por empresas que queiram investir na operação; e aumento do custo regulatório da ANP para cadastro, autorização e fiscalização deste tipo de instalação.

4.8.1.4 Critério de rateio de produto em polos de entrega deficitários

A aquisição de GLP pelos distribuidores deve ser realizada por meio de contratos, conforme artigo 11 da Resolução ANP nº 957/2023. O § 15 estabelece que:

[...]

§ 15 Em caso de demanda superior à oferta em polos de suprimento de GLP, a ANP, quando julgar necessário, definirá critérios de rateio de GLP, para aquisição, por distribuidor.

[...]

Desde 2020, embora mantida a previsão regulatória que permite atuação da ANP, a Agência deixou de intervir no rateio de produtos em polos deficitários. Com isso, os produtores passaram a definir os volumes aprovados para cada distribuidor livremente, com base no histórico de aquisição.

Em polos com demanda superior à oferta, os denominados polos deficitários, o rateio pelo histórico de aquisições dificulta o ingresso de novos agentes e o crescimento do volume comercializado por distribuidores com menor poder de mercado.

O enfrentamento desse tema visa, também, ao atendimento a recomendação emitida pela CGU no sentido da revisão da sistemática de rateio atual, de forma a incentivar investimentos em infraestrutura.

Os critérios de rateio propostos na AIR seriam aplicáveis a todos os polos de entrega e fornecedores, excetuados os volumes importados por distribuidores ou importadores que não contem com unidade de produção de GLP no Brasil. Sendo assim, por exemplo, uma UPGN onde seu detentor preste serviço de processamento de gás natural para terceiros e realize entregas de GLP também estaria sujeita à mesma regra.

Na proposta da ANP, seria definido como distribuidor com menor poder de mercado aquele que atenda as seguintes condições:

- Tenha participação nas retiradas inferior a 10% do volume das entregas do polo, nos 12 meses anteriores, cujas informações estejam disponíveis; e

- Tenha participação no mercado nacional de GLP inferior a 10% nos 12 meses anteriores, cujas informações estejam disponíveis.

A avaliação de alternativas para o rateio de GLP em polos de suprimento deficitários indicou como melhor opção a adoção de três critérios de rateio: um percentual do volume destinado aos distribuidores com menor poder de mercado, outro de acordo com a capacidade de armazenagem na UF do polo e um terceiro associado ao histórico de retiradas.

Essa alternativa visa favorecer, em polos deficitários, a atuação de novos entrantes e de distribuidores de GLP com pequena participação de mercado, bem como incentivar investimentos em capacidade de armazenagem.

Além disso, para distribuidores com menor participação de mercado, que geralmente não possuem muitas filiais, esta opção mitigaria o problema provocado pela indicação de polo alternativo pelo fornecedor. Proporcionalmente, as empresas menores teriam maior volume no local de seu interesse.

Na alternativa proposta, em polos de suprimento com restrição de entrega (deficitário), nos quais os pedidos dos distribuidores superem, mensalmente, a oferta do fornecedor, o rateio seria realizado da seguinte forma:

- 1ª etapa - Em cada polo deficitário, mensalmente, havendo pedidos, será destinado aos distribuidores com menor poder de mercado, a seguinte parcela do volume disponível para entrega:
 - i) 20 %, em polos que não disponibilizem carregamento rodoviário; e
 - ii) 30 %, em polos que disponibilizem carregamento rodoviário. O distribuidor de GLP que, individualmente, ou em conjunto com empresa coligada ou com a qual mantenha alguma relação de controle, detenha participação superior ou igual a 10 % do mercado nacional não poderá ser beneficiado. O distribuidor beneficiado por esse critério só poderá realizar vendas de GLP a congêneres para distribuidores com menor participação de mercado.
- 2ª etapa - O saldo do volume do polo deficitário disponível para a 2ª etapa será igual à diferença entre o total ofertado no polo e o volume aprovado na 1ª etapa, quando houver beneficiados. Este saldo será rateado entre os distribuidores não beneficiados na 1ª etapa, da seguinte forma:
 - 75%, conforme histórico de retiradas; e

- 25% conforme a capacidade de armazenagem de GLP do distribuidor na Unidade Federativa (UF) em que estiver localizado o polo. Na UF em que houver mais de um polo, este critério será aplicado em cada polo da UF. O volume correspondente a esta parcela de 25% deverá ser rateado de forma proporcional à capacidade de armazenagem do detentor das instalações, em cada UF. Não serão considerados contratos de cessão de espaço. Por exemplo, um distribuidor que possuir 20% da capacidade de armazenagem total do segmento de distribuição de GLP na UF, terá direito a 20% dessa parcela em todos os polos da UF. A capacidade de armazenagem de cada distribuidor é divulgada no site da ANP.

Para os distribuidores privilegiados na primeira etapa, a ANP incluiria em sua regulação medidas para coibir a não retirada do volume pedido. Cada distribuidor participaria de apenas uma etapa do rateio, em cada polo. O distribuidor elegível a participar da 1ª etapa do rateio, que não queira exercer esta opção, poderá optar por participar da 2ª etapa do rateio, cabendo-lhe informar sua opção ao produtor. A ANP continuará a poder intervir nos critérios de rateio, como previsto na regulação vigente.

Entre as vantagens da alternativa escolhida encontram-se:

- Favorece a desconcentração do mercado;
- Cria condições para o ingresso de novos agentes e para o crescimento de distribuidores com menor participação no mercado nacional;
- Para os entrantes e distribuidores com menor poder de mercado, mitiga o problema provocado pela indicação de polo alternativo; e
- Ao impor um critério de rateio vinculado à capacidade de armazenagem, incentiva investimentos, inclusive o realizado por entrantes e por distribuidores que, historicamente, não atuam no polo.

Já como desvantagens foram identificadas: traz custos administrativos para a ANP, que precisará acompanhar o cumprimento dos requisitos propostos; e pode trazer algumas dificuldades no início de sua aplicação pois, caso altere o volume retirado por cada distribuidor, pode modificar a área de influência das instalações que já atendem o mercado.

4.8.1.5. Cooperação entre concorrentes no envase

Em relação aos contratos de envase, a CGU (CGU, 2022) recomendou que a ANP estabelecesse um sistema de monitoramento acerca dos contratos pactuados entre as empresas distribuidoras de modo a reportar ao CADE indícios de infração à ordem econômica no âmbito de relações contratuais horizontais em um mesmo mercado relevante.

Estes contratos permitem aos distribuidores atuarem em uma região por meio da instalação de outro distribuidor. Geralmente, essa relação se dá por meio de benefícios mútuos, situação na qual dois distribuidores trocam capacidade de envase, em regiões distintas.

De acordo com a alternativa selecionada na AIR, a ANP passaria a receber extratos de contratos de envase, que não poderão ser discriminatórios. Neste cenário, a ANP estabeleceria, em resolução, as seguintes condições para a prestação de serviço de envase:

- i. Distribuidor que presta o serviço encaminha à ANP todos os contratos de prestação de serviço de envase para terceiros, ou os extratos de contratos, quando houver sistema da ANP destinado ao registro desses documentos;
- ii. Para dar publicidade à questão, inclusive ao CADE, com base nas informações do SIMP, a ANP publica em seu site os locais onde há prestação de serviço de envase, identificando a distribuidora prestadora de serviço; e
- iii. Em bases nas quais o distribuidor preste serviço regular de envase a outro distribuidor e haja capacidade ociosa, fica obrigado a prestar o mesmo serviço a qualquer outro interessado.

A AIR avaliou que a alternativa escolhida traria efeitos muito positivos para a redução de barreira à entrada e beneficiaria entrantes e distribuidores com menor poder de mercado. Atualmente, os menores distribuidores têm maior dificuldade para firmar este tipo de contrato, uma vez que o envase para terceiros é uma prática que envolve benefícios mútuos, com troca de capacidade ociosa de envase entre distribuidores de diferentes regiões.

Segundo a avaliação da ANP, a medida também terá efeitos positivos para a ampliação da base de consumidores e a adoção de novos modelos de negócio em razão da perspectiva da participação de novos agentes no mercado de GLP. Por outro lado, foi previsto um aumento de custos para a ANP, devido à necessidade de maior intervenção e acompanhamento por parte da Agência para a garantia do cumprimento dessa medida regulatória.

4.8.1.6. Vinculação contratual entre distribuidores e revendedores

A CGU, no Relatório e-Aud nº 836466 (CGU, 2022), identificou redução do número de revendedores independentes no período analisado, apesar do aumento da quantidade de vendas autorizadas. No mesmo relatório, a CGU destacou a dificuldade para a operação de vendas independentes em polos com dificuldade de oferta de GLP.

De acordo com o Guia para Análise de Atos de Concentração Horizontal do CADE¹¹, em mercados com elevada rivalidade, há pouca ocorrência de contratos de exclusividade e de fidelidade entre o ponto de venda e o ofertante.

Na regulação da ANP, a questão da vinculação entre distribuidores e revendedores é tutelada pelas resoluções que estabelecem o marco regulatório do setor. Por exemplo, o artigo 16 da Resolução ANP nº 957/2023, que trata da distribuição de GLP, veda a comercialização por distribuidor autorizado de recipientes transportáveis de GLP cheios com revenda de GLP que seja vinculada a outro distribuidor de GLP.

De forma análoga, os artigos 9º e 10, da Resolução ANP nº 958/2023, que versa sobre a atividade de revenda de GLP, não permitem a aquisição por revendedor vinculado de recipientes cheios comercializados por revendedor independente. No mesmo sentido, os artigos 12 e 13 vedam a venda por revendedor independente para revendedor vinculado. Todavia, a venda por um revendedor vinculado a um revendedor independente é permitida. Essas regras incentivam a vinculação.

Os revendedores alegam que a vinculação de uma revenda à marca comercial de um distribuidor poderia ser tratada exclusivamente no âmbito privado, por meio de contrato entre as partes. Alegam, ainda, que as exigências regulatórias não seriam isonômicas para revendedores vinculados e independentes.

Neste sentido, a opção selecionada na AIR foi de que a regulação da ANP deixe de tutelar a vinculação ou a exclusividade de comercialização por meio da marca. O fim da tutela regulatória sobre a vinculação, possibilitará a adoção de novos modelos de negócio, ao conceder maior liberdade de atuação ao revendedor independente. De acordo com a avaliação, haverá redução de custo regulatório para os revendedores e

¹¹ <https://cdn.cade.gov.br/Portal/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-do-cade/guia-para-analise-de-atos-de-concentracao-horizontal.pdf>. Acesso em 10/05/24

para a ANP, que deixa de ter que regular e fiscalizar a questão. Ao flexibilizar a atuação dos revendedores, é possível que seja revertida a tendência de aumento da vinculação, o que favorece os distribuidores de menor porte e a entrada de novos agentes na distribuição e na revenda. Novamente, a ANP entende que uma maior competição favorecerá o abastecimento.

4.8.2 - Acesso à oferta primária

Na AIR realizada pela ANP, no diagrama de árvore do problema, foi destacado que a concentração do suprimento e a dificuldade de acesso ao suprimento primário seriam causas secundárias da causa principal, oferta limitada de GLP.

Um dos fatores mais relevantes da limitação da oferta é a concentração do suprimento primário. A Petrobras foi responsável, no ano de 2022, por 92% da produção nacional e por 95% da importação de GLP, concentrando 93% da oferta primária de GLP no Brasil. Já em 2023, considerando a produção nacional e a importação, a Petrobras teve participação de 88% no fornecimento desse combustível¹².

Embora a produção nacional não atenda integralmente a demanda por GLP, não há evidências de limitação na disponibilidade de produto no mercado internacional para importação. Todavia, 97% da capacidade de armazenamento de GLP dos terminais aquaviários é operada pela Transpetro e há restrições para o recebimento de navios do tipo *Very Large Gas Carrier* (VLGC), com GLP importado. Dessa forma, identifica-se a necessidade de expansão dos investimentos em infraestrutura para suporte ao abastecimento de GLP importado (MME, 2019). Ressalta-se que, por razões diversas, até o momento, os distribuidores e operadores de terminais não investiram em instalações destinadas ao recebimento de GLP importado. Isso também contribui para a concentração no suprimento primário, uma vez que a Petrobras detém a maior parcela da infraestrutura utilizada nesta fase da cadeia do GLP.

Ao examinar os desdobramentos do programa de desinvestimento da Petrobras, o TCU (TCU, 2022a) afirmou que, após mais de duas décadas de abertura do mercado:

[...]

¹² Painel dinâmico da ANP. Disponível em: <[116](https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizWlzNDg3YzUtMGFIMC00MzdmLTgzOWQtZThkOWExNTU2NjBliiwidCI6IjQ0OTImNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>></p></div><div data-bbox=)

o refino e a logística primária de combustíveis não atraíram investimentos privados ou estimularam a competição. A manutenção dessa infraestrutura concentrada na Petrobras resultou em barreiras a novos entrantes no segmento, caracterizando um “monopólio de fato” que, por sua vez, provoca ineficiências econômicas típicas de mercados imperfeitos.

[...]

(TCU, 2022a, p 7).

A descentralização do refino foi parte da política de desinvestimento da Petrobras, formalizada pelo Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCCP), firmado entre a empresa e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), em junho de 2019. Em tal ocasião foi firmado o compromisso, pela Petrobras, em alienar integralmente oito ativos até 31/12/2021 (CADE, 2019).

No entanto, até dezembro de 2023, após diversas prorrogações de prazo, foram alienados apenas três das oito refinarias elencadas no TCCP. Em decisão de maio de 2024, o CADE permitiu que a Petrobras retirasse as cinco refinarias restantes de sua carteira de desinvestimento¹³.

Na publicação do Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (SINDIGÁS), Coletânea de Estudos da LCA Consultores sobre o setor de GLP | 2014 - 2022¹⁴, foi destacado que a “falta de clareza sobre papel da Petrobras no suprimento de GLP afastou investimentos privados” (SINDIGÁS, 2022, p. 237).

Outro ponto a destacar foi a prática de preços diferenciados para granel e vasilhames de até 13 Kg, que tinha por consequência a formação de preços médios de aquisição distintos para os distribuidores, em função do volume comercializado por cada modalidade. Em decorrência disso, as janelas de importação poderiam ser diferentes para os distribuidores, o que dificultava a formação de carga por importadores. Em 1º de março de 2020, com a revogação da Resolução CNPE nº 4/2005, foi extinta a prática da diferenciação de preços do produtor para o GLP envasado e granel. No entanto, desde então, o segmento de distribuição não realizou efetivamente investimentos em infraestrutura para recebimento de cargas de importação de GLP.

Como mencionado, outra causa secundária para a oferta limitada de GLP foi a dificuldade de acesso ao suprimento primário.

¹³ <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-informa-sobre-cessacao-do-refino-no-cade> . Acesso em 20 de junho de 2019.

¹⁴ Disponível em:

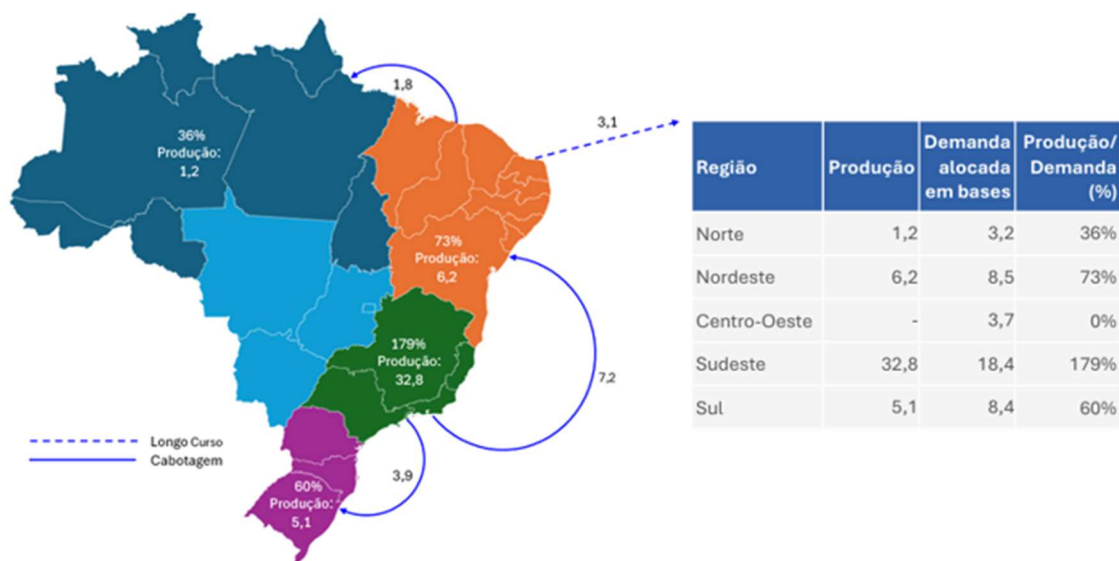
https://www.sindigas.org.br/Download/PUBLICACOES_SINDIGAS/2022%2004%2025%20coletanea_LCA.pdf. Acesso em 03 de julho 2023.

Sobre esse aspecto, a distribuição geográfica da oferta e da demanda não é homogênea no território nacional. Pela Figura 34, estima-se que, em 2035, apenas as regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sul serão deficitárias de GLP, enquanto a Região Sudeste se manterá superavitária.

A demanda de GLP da Região Norte será complementada, via cabotagem, pela Região Nordeste; as exportações de GLP serão realizadas pela Região Nordeste e o excedente do Sudeste será enviado para atendimento da Região Centro-Oeste, pelo modo rodoviário, e das regiões Nordeste e Sul, majoritariamente por cabotagem (EPE, 2025a).

O complexo regional Norte foi superavitário e, em 2029, o complexo regional Sudeste/Centro-Oeste será a única área superavitária em GLP no Brasil. As demais regiões, para atender suas demandas, necessitam de produto oriundo de importações ou de outras regiões (EPE, 2025a).

Figura 40 - Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de GLP no Brasil e demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local de GLP em 2035 (mil m3/d).



Fonte: EPE (2025a pg 42)

A aquisição de GLP pelos distribuidores juntos aos produtores é feita por meio de contratos de fornecimento homologados pela ANP, conforme art. 11 da Resolução ANP nº 957/2023. Nestes contratos, são especificados vários aspectos da dinâmica de comercialização e entrega do produto.

Em reunião com o principal supridor do mercado¹⁵, a Petrobras, foi mencionado que essa dinâmica envolve regras de rateio para polos deficitários, aprovação de pedidos relacionados ao histórico de aquisições e cronogramas detalhados para a colocação de pedidos. Nesse sentido, a relação comercial entre o principal fornecedor nacional de GLP, a Petrobras, e os distribuidores de GLP, apresenta condições, normas e práticas que evidenciam a dificuldade de acesso ao suprimento primário.

A Resolução ANP nº 957/2023 trata dos chamados polos deficitários, ao estabelecer no art. 11, § 15, que a ANP, quando julgar necessário, poderá definir critérios de rateio de GLP entre os distribuidores nos casos de demanda superior à oferta em polos de suprimento de GLP.

Os critérios de rateio utilizados pela ANP e pelo principal fornecedor sempre privilegiaram o histórico de retiradas dos distribuidores. Dessa forma, um entrante enfrenta dificuldades para elevar o volume de suas aquisições, notadamente, em polos deficitários.

Além disso, há uma outra restrição relativa à entrega de GLP aos distribuidores. Na maioria dos polos de retirada do produto, a instalação do distribuidor deve estar conectada por dutos às unidades de entrega, já que, segundo a Petrobras, apenas três de seus polos de entrega oferecem carregamento rodoviário: Barra do Riacho, Macaé e Itajaí. De acordo com dados que serão apresentados a seguir, em 2023, o volume médio entregue nestes polos foi, respectivamente, 12.585 t/mês, 9.515 t/mês e 2.812,91 t/mês. O volume retirado nestes polos representa uma pequena parcela (4,1%) do total de GLP entregue mensalmente, que é de cerca de 600 mil toneladas.

Dessa forma, os distribuidores com maior participação de mercado, que dispõem de diversas instalações conectadas por dutos ao fornecedor, possuem vantagem (maior eficiência) frente a empresas que operam apenas com carregamento rodoviário. Sendo assim, caberia ao novo entrante que pretenda ter acesso ao fornecimento de GLP buscar alternativas tais como a realização de elevados investimentos em novas instalações, um acordo de retirada nas instalações existentes com seus concorrentes ou a disputa por volume nos poucos locais onde há carregamento rodoviário.

¹⁵ Registro de Reunião Documento SEI ANP nº 3579591

A operação de um estabelecimento de distribuição de GLP requer um volume mínimo do produto para sua viabilidade. Em reunião com um distribuidor¹⁶, a ANP discutiu a questão do volume mínimo de GLP necessário à operação de uma base de distribuição com instalação de envase. Esse distribuidor informou que sua menor instalação de envase opera com 1.000 t/mês de GLP. Sendo assim, considerando o volume entregue em Itajaí, 2.812,91 t/mês, um distribuidor dessa região geográfica, que não esteja conectado por duto a outra unidade de fornecimento da Petrobras, deveria ter acesso a cerca de 35% do volume deste polo, para que fosse possível atender ao volume mínimo mensal de sua unidade. Caso contrário, as alternativas seriam se deslocar para polos mais distantes, onde houvesse disponibilidade de carregamento rodoviário, ou realizar investimentos em uma instalação conectada.

Outra questão a ser observada é o corte de pedidos aplicado pela Petrobras às solicitações dos distribuidores. A Tabela 10 apresenta o total de pedidos dos distribuidores, os valores aprovados pela Petrobras, bem como as retiradas dos distribuidores no ano de 2023.

Tabela 10 - Relação de pedidos dos distribuidores x Pedidos aprovados pela Petrobras.

Polo	2023				
	Pedido (t)	Aprovado (t)	Aprovado %	Retirado (t)	Aprovado %
Coari	120.780	120.780	100,0%	171.816	142,3%
Duque de Caxias	757.661	735.146	97,0%	718.799	97,8%
São José dos Campos	1.037.850	1.004.615	96,8%	886.196	88,2%
Belém	300.900	285.043	94,7%	276.898	97,1%
Paulínia	1.080.099	998.874	92,5%	990.982	99,2%
Ipojuca	846.774	776.371	91,7%	809.734	104,3%
Araucária	708.865	633.910	89,4%	604.953	95,4%
Mauá	643.940	566.756	88,0%	558.900	98,6%
São Luís	216.001	183.998	85,2%	176.299	95,8%
Canoas	492.390	388.247	78,8%	380.402	98,0%
Barra do Riacho	195.157	151.022	77,4%	147.050	97,4%
Betim	443.111	336.361	75,9%	333.171	99,1%
Fortaleza	325.393	227.997	70,1%	227.039	99,6%
Macaé	178.945	114.185	63,8%	102.961	90,2%
Santos	89.520	57.000	63,7%	143.422	251,6%
Itajaí	76.823	33.755	43,9%	34.509	102,2%
Guamaré	27.253	6.283	23,1%	5.737	91,3%
Total	7.541.462	6.620.343	87,8%	6.568.868	99,2%

Fonte: Elaboração própria com base em informações da Petrobras (planilhas para pedidos e aprovado, SIMP para retiradas, a partir de dados de 2023 (Exceto Guamaré - janeiro a junho 2023)).

¹⁶ Registro de Reunião Documento SEI ANP nº 3339207

Em relação aos pedidos, em 2023, foram aprovados 87,8% dos pedidos dos distribuidores de GLP colocados para a Petrobras. Os dados indicam que, entre os dezesseis polos de suprimento, apenas em Coari – AM, os pedidos dos distribuidores são atendidos de forma integral. Na maioria desses polos, os pedidos de distribuidoras são atendidos de forma parcial.

Em reunião com a ANP¹⁷, a Petrobras manifestou entendimento de que os distribuidores colocam pedidos em níveis superiores ao retirado. De forma agregada, a retirada dos distribuidores correspondeu a 99,2% do volume aprovado pela Petrobras, montante que é menor que o volume total dos pedidos apresentados.

Por outro lado, em uma análise por polos, observa-se que há locais nos quais a demanda é realmente superior à oferta do produto. Canoas, Fortaleza e Belém apresentaram cortes de pedidos superior a 20% do volume solicitado. Em Macaé, Santos, Itajaí e Guamaré, os cortes aplicados pela Petrobras nos pedidos dos distribuidores são percentualmente ainda maiores. Nota-se que, dentre estes quatro polos mencionados, dois contam com carregamento rodoviário, modalidade importante para distribuidores com pequena infraestrutura e poucas filiais. Adicionalmente, Guamaré e Itajaí são polos de pequeno volume, o que reforça a disputa por produto nesses locais.

De outra forma, em Coari e Santos, as retiradas são bastante superiores ao volume aprovado. Inversamente, em São José dos Campos, o volume retirado é inferior aos pedidos aprovados. Essas variações poderiam ser explicadas por cortes e adicionais aprovados ao longo de cada mês, bem como por alterações no local de retirada, indicadas pelo produtor, prática denominada como polo alternativo. Outra hipótese seria a apresentação de pedidos pelos distribuidores em níveis superiores à demanda, possivelmente, para se resguardarem de problemas de entrega em outros polos.

As informações dos pedidos por agentes são concorrencialmente sensíveis, contudo, com base em informações que a ANP tem acesso, verificou-se que, em Belém, três distribuidores tiveram cortes superiores a 35%. Em Canoas, todos os distribuidores sofreram cortes, que variaram entre 12 e 28%. O mesmo ocorreu, em Fortaleza, onde os cortes variaram entre 20% e 51%.

¹⁷ Registro de reunião com Petrobras 26-06-24 - Documento SEI ANP nº 4235589

Considerando o exposto e as penalidades previstas no contrato de fornecimento por não retirada de produto, isso pode indicar, por exemplo, que:

- a) Os distribuidores inflam os pedidos de GLP e as penalidades contratuais são insuficientes para inibir esse comportamento, ou
- b) A previsão de demanda do produtor é melhor do que a dos distribuidores; ou
- c) Há restrição na oferta e os distribuidores são obrigados a ajustar suas vendas às entregas da Petrobras. Esse ajuste pode ser feito, por exemplo, por meio de aumento de preços ou restrições na entrega aos clientes dos distribuidores.

No âmbito da AIR, foi realizada consulta aos dados de preço de GLP da Petrobras para distribuidores¹⁸, sendo verificado que há uma diferença significativa entre os polos de suprimento. Observou-se que os preços mais baixos são praticados em polos com suprimento a partir de UPGNs, a exemplo de Coari, Macaé (Cabiúnas), e São José dos Campos (Caraguatatuba).

Por outro lado, os polos com preços mais elevados, Fortaleza e São Luís, não contam com instalações de produção de GLP ou infraestrutura para o recebimento de navios com produto importado. Esses locais são atendidos por cabotagem, a partir de Ipojuca, e as limitações de infraestrutura contribuem para o aumento do custo do suprimento.

Outro ponto relevante que evidencia o impacto da limitada infraestrutura no fornecimento de GLP, refere-se à infraestrutura de importação do GLP. Em seu Relatório de Auditoria TC 003.245/2020-919, o TCU constatou que: “(...) a situação do GLP é crítica. A necessária importação desse derivado se concentra na Petrobras e sua infraestrutura para internalização e armazenagem é precária, sobretudo no Nordeste e Rio Grande do Sul” (TCU, 2020, p. 83).

No que tange aos baixos investimentos em infraestrutura, é importante observar a associação entre rivalidade, capacidade ociosa e investimentos de

¹⁸ Fonte: Sítio eletrônico da Petrobras. Disponível em:

<https://precos.petrobras.com.br/documents/1295200/0/x01-07-23%20Tabelas%20de%20Preços%20-%20GLP.pdf/fc4193bf-d27f-4880-5e11-0e4912648fba>. Acesso em 19/01/2024

¹⁹

https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/documento/processo*/NUMEROSOMENTENUMEROS%253A324520209%2520DTAUTUACAOORDENACAO%2520desc%252C%2520NUMEROCOMZEROS%2520desc/0

competidores apresentada pelo CADE, em seu documento Guia para Análise de Atos de Concentração Horizontal:

[...]

Do ponto de vista da efetividade da rivalidade, um fator crucial a ser avaliado é a disponibilidade de capacidade ociosa e de expansão por parte dos concorrentes instalados. Trata-se de uma condição necessária para a constatação de rivalidade, já que, em não possuindo capacidade ociosa disponível em suas fábricas já instaladas ou capacidade de expansão, as concorrentes das requerentes simplesmente não serão capazes de atender os consumidores que desejem desviar suas compras no caso de um aumento de preços por parte da firma fusionada.

[...]

(CADE, 2016, p. 36)

O ambiente pouco competitivo, tanto no suprimento primário quanto no segmento de distribuição, faz com que os investimentos em infraestrutura não sejam utilizados como uma forma de diferenciação competitiva.

Em relação ao suprimento primário, nos últimos anos, os investimentos do principal fornecedor, a Petrobras, têm sido majoritariamente direcionados à exploração e produção de petróleo, segmento mais rentável da indústria²⁰. Com isso, menos recursos são direcionados a investimentos em logística e refino de petróleo, cuja infraestrutura para o produto GLP já apresenta restrições. Excepcionalmente, estão sendo efetivados investimentos em processamento de gás natural em Itaboraí (RJ), que contribuem significativamente para o aumento da produção de GLP.

Como pode ser observado na Figura 41, a infraestrutura de armazenagem de GLP ainda é concentrada em terminais e refinarias: 718 mil m³, correspondentes a 76% do total. Mais especificamente, a Petrobras e a Transpetro, sua subsidiária, detêm conjuntamente 700 mil m³ de capacidade de armazenagem de GLP, o que equivale a 74% do total. A participação dos distribuidores na armazenagem é pequena, já que as bases de distribuição contam com 157 mil m³, que corresponde a cerca de 17% da capacidade de armazenagem.

²⁰ Disponível em: <https://www.petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em 03 de julho de 2024

Figura 41 - Painel representativo da capacidade de armazenagem de GLP no Brasil.



Fonte: ANP - Painel Dinâmico da Tancagem do Abastecimento Nacional de Combustíveis – consulta em 12/09/24.

Fonte: ANP (2025d) - consulta em 12/09/24.

Considerando um mercado de 7,4 milhões de toneladas, em 2023, o país possuía capacidade de armazenagem equivalente a 23 dias de demanda de GLP, sendo que o segmento de distribuição contava com capacidade para armazenar apenas cerca de 4 dias de sua demanda, o que é insuficiente para o atendimento às exigências da Resolução ANP nº 05, de 19 de janeiro de 2015 (substituída pela Resolução nº 951/2023).

A Resolução ANP nº 05/2015 regulamentou a formação de estoques semanais médios de GLP por produtores e distribuidores. Para atender esta norma, o segmento de distribuição teria que ampliar sua capacidade de armazenagem. Contudo, a resolução foi objeto de Mandado de Segurança (nº 10001998-78.2015.4.01.3400 7ª Vara Federal da SJ/DF), impetrado pelo SINDIGÁS. Em razão de decisão no âmbito deste processo, a ANP ficou impedida de aplicar penalidades previstas nesta normativa para os casos de descumprimento de suas determinações.

A Petrobras, no processo administrativo nº 48610.008961/2014-14, em que foi elaborado o atual marco regulatório, tratando sobre a vedação a outros usos de GLP, afirmou que já considerava que a infraestrutura operava no limite da capacidade.

A EPE também manifestou preocupação quanto ao tema ao afirmar que: “um rápido crescimento da demanda poderia trazer complicações às operações de movimentação na infraestrutura” (EPE, 2022, p. 48).

Por sua vez, o TCU (TCU, 2022b), em seu trabalho “Riscos e Oportunidades da transição para o novo Mercado de Refino”, considerou que havia boas perspectivas

para o desenvolvimento da infraestrutura destinada à movimentação de combustíveis, mas fez uma ressalva para o caso específico do GLP:

[...]

Todavia, o mesmo cenário de baixo risco à garantia do abastecimento não se verifica para o GLP, combustível para o qual a infraestrutura de importação e internalização se mostra crítica. De 2016 a 2019, quase toda a importação de GLP foi realizada pela Petrobras pelos portos de Suape e Santos (96% do total). A limitada tancagem para abastecimento primário existente no País restringe a recepção de grandes navios importadores a apenas dois portos, ambos com restrições e ineficiências operacionais: Santos e Suape. A situação é agravada ainda pelo fato da movimentação de GLP competir por espaço no cais com outros combustíveis como o diesel, o que deve se acentuar ao longo dos próximos anos e tende a agravar a situação do abastecimento do produto no Sudeste. Outros terminais críticos para movimentação de GLP são Mucuripe, Paranaguá e Rio Grande/ Tergasul, segundo o SINDIGAS.

[...]

(TCU, 2022b, p. 21)

Ainda quanto à infraestrutura, o SINDIGÁS publicou o documento “Coletânea de Estudos da LCA Consultores sobre o setor de GLP: 2014 - 2022”²¹ alegando:

[...]

Infraestrutura de importação é limitada

▪ *Risco: reduz possibilidade do mercado doméstico aumentar a importação em momentos de preços mais baixos, de forma a melhor gerenciar o preço doméstico.*

[...]

Infraestrutura para importação de GLP no Brasil é limitada:

▪ *Portos saturados e/ou com restrições técnicas (assoreamento, calado, entre outros)*

▪ *Baixa capacidade de armazenamento*

▪ *Limitação da infraestrutura de transporte para bases de distribuição*

Falta de clareza sobre papel da Petrobras no suprimento de GLP afastou investimentos privados

Evolução da exploração do Pré-Sal deve direcionar investimentos em capacidade de armazenagem nas bases de distribuição vinculadas às rotas do pré-sal, localizadas em Duque de Caxias (RJ) e em São José dos Campos (SP)

Importação de GLP ocorre através de Porto de Suape (PE), Porto de Santos (SP), Paranaguá (PR) e Rio de Janeiro (RJ).

[...]

(Sindigás, 2022, p.236 e 237)

Atualmente, dentre os 18 polos de entrega da Petrobras, apenas em Cabiúnas/RJ, Barra do Riacho/ES e Itajaí/SC, a empresa disponibiliza o carregamento rodoviário, o que ocorre em polos ligados a UPGNs e em um terminal ligado a um duto²².

²¹ Disponível em:

https://www.sindigas.org.br/Download/PUBLICACOES_SINDIGAS/2022%2004%2025%20coletanea_LCA.pdf. Acesso em 03 de julho 2023.

²² Disponível em: <https://precos.petrobras.com.br/documents/d/precos-dos-combustiveis/x01-07-23-tabelas-de-precos-glp-1-pdf>. Acesso em 03 de julho 2024.

A questão da ampliação do carregamento rodoviário nos polos de entrega primária não foi um eixo de proposições na AIR, que se ateve ao marco regulatório da distribuição e revenda de GLP.

Sendo assim, as empresas que desejarem acesso ao produto em refinarias devem se conectar às unidades de produção, o que pode ser uma dificuldade, pois nem sempre há áreas disponíveis próxima às refinarias e os custos de conexão são elevados.

Já no mercado de óleo diesel e gasolina há terminais privados independentes, que atendem os distribuidores com menor participação de mercado, favorecendo sua operação. Esses terminais independentes também destravam a oferta, ao permitir a importação direta pelos distribuidores. Isso não acontece no mercado de GLP.

No âmbito da iniciativa Combustível Brasil, o Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), instituído pela Resolução CNPE nº 15/2017, também discutiu o tema e trouxe aportes relevantes no Relatório de Atividades publicado em 7 de dezembro de 2017. Nele, a Empresa de Pesquisa Energética alerta que, para viabilizar a importação, é necessário “analisar a questão de acesso à infraestrutura por terceiros (uma vez que grande parte das instalações – portos, terminais e dutos – pertencem a uma única instituição)”.

Sob esse aspecto, de acordo com a Associação Brasileira dos Revendedores de GLP (Asmirg-BR), potenciais agentes de mercado que poderiam importar continuariam a depender da oferta e infraestrutura da Petrobras, que possui uso restrito e/ou preferencial dos terminais portuários. A Associação também indica que as bases conectadas às refinarias estão sob controle das companhias distribuidoras, dificultando o acesso por outros agentes.

A distribuidora Consigaz apontou que a viabilidade da importação está atrelada à contratação de quantidade muito elevada de GLP, “exigindo que uma companhia tenha market share robusto na região para que a demanda de seus clientes suporte a alta oferta decorrente de um navio de importação (entre 20 mil e 40 mil toneladas)”. Adicionalmente, é necessário haver disponibilidade de infraestrutura portuária para retirada de produto, bem como disponibilidade no porto para atracação do navio. Com isso, a empresa acredita que apenas as maiores companhias distribuidoras poderão realizar importação de GLP.

A Servgás e Usegás, distribuidoras de menor porte, também apontaram a falta de disponibilidade de infraestrutura portuária, dutoviária e de armazenamento do mercado de GLP como impeditivos para viabilizar a importação.

Segundo o SINDIGÁS, havia “imprevisibilidade na formação do preço do GLP para embalagens maiores ou menores que 13 kg”. À época, o Sindicato apontou a falta de regras transparentes de formação de preços pela Petrobras que dessem segurança aos demais agentes de mercado para atrair investimentos. Outra dificuldade, que envolve a regulação, foi identificada pelo Sindigás, referente às cotas de GLP vendidas a preços de embalagens até 13 kg pela Petrobras.

[...]

em paralelo ao fim da diferenciação de preços, outras ações do Combustível Brasil envolvem melhorar o ambiente de negócios e viabilizar investimentos em infraestrutura de GLP, em especial na área de infraestrutura, onde houve priorização no lançamento de editais em Portos que tivessem como objeto áreas destinadas à movimentação de combustíveis, além da criação de um grupo de trabalho para a elaboração de uma resolução conjunta ANP/Antaq em atendimento à Lei dos Portos, visando uma maior integração e sinergia nas ações referentes às áreas destinadas a combustíveis.

[...]

Naquele ano, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução CNPE nº 15/2017, contendo diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis para atração de investimentos, dentre as quais:

[...]

IV - promoção de maior transparência em relação às capacidades e aos critérios de remuneração pelos serviços e uso da infraestrutura por terceiros;

[...]

Cabe observar que em 2024, a referida Resolução CNPE sofreu alterações, por meio da Resolução CNPE nº 9, de 26 de agosto de 2024, porém sem modificar o inciso IV.

Em 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019, que estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis.

Art. 1º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP priorize a conclusão dos estudos e a deliberação sobre os seguintes temas atinentes ao abastecimento de combustíveis, demais derivados e biocombustíveis com o objetivo de aprimorar o normativo regulatório do setor, na busca da promoção da livre concorrência:

[...]

IV - os usos de gás liquefeito de petróleo – GLP;

*V - a avaliação do tipo de autorização em portos públicos e as condições de acesso de terceiros a terminais aquaviários para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis;
[...]*

Em 2022, a ANP publicou a Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022, que estabeleceu critérios para o uso dos terminais aquaviários existentes, ou a serem construídos, para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis. Dentre as obrigações do operador de terminal aquaviário está a publicação mensal, em seu site, de dados sobre a movimentação de produtos regulados pela ANP em sua instalação, conforme modelo definido pela ANP.

O livre acesso aos terminais aquaviários é uma determinação legal que visa à isonomia no uso de instalações de entrada dos produtos líquidos importados ou movimentados por cabotagem na costa brasileira. A Resolução ANP nº 881/2022 substituiu a Portaria ANP nº 251/2000, após um longo processo de revisão que envolveu a realização de consulta prévia em 2016, além de debates de 2017 a 2019. Em 2020, foram realizadas consulta e audiência públicas propondo a revisão da portaria.

4.8.3 - Investimentos em terminais

4.8.3.1 – Novo Terminal de Importação de GLP no Porto de Suape

Em 21/02/2024, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade aprovou a criação de uma Joint Venture – JV constituída por Oiltanking Logística Brasil Ltda – OTLB, Queiroz Participações S.A. – GEQ e Copa Energia Distribuidora de Gás S.A. – COPA para construir e operar uma nova infraestrutura de armazenamento de Gás Liquefeito de Petróleo – GLP em terminal no Complexo Industrial Portuário Governador Eraldo Gueiros (Porto de Suape), em Ipojuca, estado de Pernambuco, com investimentos de R\$ 1,2 bilhão ao longo de três anos.

Segundo as empresas da JV, o novo empreendimento oferecerá uma capacidade de armazenamento de GLP correspondente a cerca de 120 mil metros cúbicos e contará com um diferencial tecnológico, segundo o qual o gás é armazenado refrigerado. Com a construção da nova infraestrutura, os seus usuários poderão importar diretamente o insumo, com maior agilidade, segurança operacional e

tecnologia. O local também estará aberto a outros ofertantes de GLP no polo, assim como para indústrias que desejarem importar o GLP diretamente.

Destaque-se que (i) a autonomia de abastecimento de GLP na região Nordeste é a mais afetada no processo de importação de GLP, pois as principais refinarias estão no Sul e no Sudeste; e (ii) no Porto de Suape, são realizadas entregas de GLP às distribuidoras com atuação no Nordeste e a movimentação é feita hoje pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), com o apoio de um Floating Storage Unit (FSU) denominado de navio-cisterna com capacidade de armazenar 75 mil metros cúbicos de GLP. Não existe, porém, até a presente data, uma infraestrutura de armazenagem onshore no local capaz de suportar todo o volume de GLP disponível para ser distribuído na região.

Quanto ao racional da Operação, do ponto de vista da GEQ e da COPA, respectivamente, a Operação se justifica primordialmente pela necessidade premente de garantia de segurança operacional nas operações de GLP no Porto de Suape. Com efeito, as manifestações da Petrobras relacionadas à descontinuidade das atividades de seu navio-cisterna, que atualmente figura como o único ativo adequado a receber importações de GLP em todo o nordeste do País. Somado a isso, a região é altamente dependente do GLP importado para seu suprimento.

Por sua vez, para a OTLB, o interesse está em desenvolver um projeto *greenfield* em Suape alinhado ao seu core business de operação em terminais e à sua visão estratégica de expansão de seu portfólio de operações no mercado brasileiro. Representa, ainda, a sua entrada no setor de movimentação e armazenagem de gases liquefeitos no Brasil.

Segundo as análises do CADE, a integração vertical entre a JV e as distribuidoras (COPA e NGB) não teria efeitos negativos sobre o mercado sob a forma de fechamento ou discriminação, uma vez que: (i) a JV foi desenhada de forma a garantir que 30% de sua capacidade seja destinada a terceiros independentes; (ii) a regulação em vigor exige o livre acesso desse tipo de infraestrutura, nos termos da Resolução ANP nº 881/2022; (iii) a JV possui dispositivos de governança contrários à discriminação, assim como estruturas que impedem qualquer troca (entre sócias-distribuidoras) e/ou recebimento (de distribuidoras clientes) de informações concorrencialmente sensíveis; e (iv) as participações de NGB e de COPA no mercado de distribuição de GLP a granel (mercado a jusante) são inferiores a 30% na região

Nordeste e no estado de Pernambuco indicando ausência de capacidade de fechamento nesse mercado.

4.8.3.2 – Novo Terminal de Importação de GLP no Porto de Pecém

Em 20/08/2025, o Cade aprovou a operação que trata da criação de Sociedade de Propósito Específico – SPE responsável pela construção, desenvolvimento e posterior operação e exploração de nova infraestrutura greenfield de movimentação e armazenagem portuária de GLP (“Terminal”) no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no estado do Ceará.

A SPE terá como acionistas a Companhia Ultragas S.A. e Supergasbras Energia Ltda., cada qual com 50% de seu capital social. O custo estimado do desenvolvimento do projeto do terminal é de R\$ 1,1 bilhão e terá capacidade de armazenamento de 61.900 toneladas ou 123.800 m³ de GLP, com conclusão prevista para 2028.

Segundo as empresas, a construção do terminal de grande porte em Pecém viabilizará a importação de GLP por meio de navios do tipo Very Large Gas Carrier – VLGC, com maior capacidade de tancagem e custo logístico inferior, o que permitirá a importação de GLP a um custo mais baixo e, conseqüentemente, tornará o terminal mais atrativo para seus futuros usuários.

Conforme o Acordo de Acionistas apresentado pelas empresas (SEI 1480072), a SPE será gerida de forma independente de seus acionistas, visando a maximização dos resultados advindos da operação do Terminal. No acordo de acionistas, estão estabelecidas regras de governança da SPE a fim de garantir a sua gestão independente. Não há previsão de compartilhamento de infraestrutura física ou de pessoas entre os acionistas e a SPE. Segundo as empresas, os membros da Diretoria da SPE deverão ser independentes das empresas acionistas, seguindo em grandes linhas, sempre que aplicáveis, as mesmas regras de independência previstas no Regulamento do Novo Mercado da B3.

Adicionalmente, a futura atuação do Terminal também estará sujeita ao regulamento regulatório imposto pela Resolução nº 881/2022 da ANP, que prevê: (i) o acesso ao terminal deve se dar em condições não discriminatórias; (ii) as remunerações definidas pelo operador não devem ser discriminatórias; (iii) o operador permita o acesso ao uso do terminal aos interessados sempre que houver capacidade

de movimentação disponível; e (iv) a negativa de acesso deve ser justificada e publicizada.

A Tabela 11, a seguir, apresenta dados quantitativos de tancagem e movimentação para o navio-cisterna da Petrobras e os Terminais de Suape e de Pecém.

Tabela 11 - Relação de pedidos dos distribuidores x Pedidos aprovados pela Petrobras.

Infraestrutura	Tancagem estática		Market share - tancagem
	ton	m ³	
Terminal Pecém	61.900	123.800	37%
Terminal Suape	60.000	120.000	36%
Navio Cisterna Petrobras	44.000	75.000	27%
Total	165.900	318.800	100%

Fonte: Parecer nº 6/2025/CGAA4/SGA1/SG/CADE (SEI 1540430)

A partir desses dados, constatou-se que em termos capacidade de tancagem estática, a SPE teria uma parcela superior a 30%, indicando presumida capacidade de fechamento segundo os parâmetros estabelecidos no Guia V+ do Cade.

Contudo, as análises do Cade concluíram que: (i) os volumes de GLP, importados e adquiridos pelas distribuidoras, poderão ser atendidos pelo futuros Terminal de Suape e Terminal de Pecém, mesmo num cenário de desativação do navio-cisterna da Petrobras; (ii) haverá capacidade disponível no Terminal Pecém para terceiros, ainda que Ultragas e SGB utilizassem o Terminal para a totalidade de sua demanda na região; (iii) há projeções crescentes de ofertas de GLP para o Brasil o que indica alternativas ao GLP importado, notadamente com a possibilidade de cabotagem de regiões superavitárias; (iv) em função do montante investido na infraestrutura, há incentivos para a SPE ofertar serviços a terceiros interessados, pois isso possibilitará amortizar os investimentos realizados; (v) a SPE possui regras e dispositivos formais de governança que objetivam garantir uma administração independente pautada pela maximização dos rendimentos provenientes da operação portuária, com acesso a terceiros da capacidade do terminal e contrária à discriminação; (vi) existem mecanismos regulatórios que objetivam garantir o acesso ao terminal por terceiros de forma não discriminatória; e (vii) a cláusula de exclusividade firmada entre a SPE e o Complexo Industrial e Portuário de Pecém

(CIPP) não implica, de forma alguma, restrição absoluta ao acesso de terceiros à futura infraestrutura para movimentação e armazenagem de GLP.

4.9. Do GLP Renovável – BioGLP

O presente capítulo tem por objetivo abordar o tema do Gás Liquefeito Renovável – GLR ou BioGLP, como insumo energético, apresentando o seu potencial para contribuir de forma relevante para uma transição energética mais limpa e renovável rumo à descarbonização da matriz de energia global. O BioGLP pode figurar como uma das alternativas na busca do atendimento das metas globais de redução de gases de efeito estufa.

A Resolução CNPE nº 10, de 26 de agosto de 2024, demandou deste GT, entre outros temas, a realização de estudos para traçar medidas e diretrizes para o mercado nacional gás liquefeito de petróleo – GLP, acrescentando neste tema, no inciso III do artigo 1º, que também fosse incluído estudos referentes ao BioGLP juntamente com o tema do GLP. O Tema foi endereçado ao subgrupo 01 do GT, de forma a trazer mais agilidade na análise do tema.

Para a elaboração deste capítulo foram colhidas informações relevantes dos agentes em suas participações no âmbito do subgrupo 01, bem como busca na literatura acadêmica sobre o assunto, de forma que pudesse ser trazida para análise deste grupo questões mercadológicas, ambientais, regulatórias e de infraestrutura sobre o BioGLP. As buscas na literatura acadêmica se mostraram bastante limitadas dado que o BioGLP ainda não está inserido oficialmente na matriz energética nacional, de forma que muitas informações foram trazidas da literatura internacional.

O BioGLP, também chamado de GLP Renovável – GLR (em inglês, Renewable Liquid Gás – rLG), é um produto limpo, produzido a partir de fontes renováveis, principalmente, de biomassa e por resíduos com composição química equivalente à do GLP fóssil. Ele é composto essencialmente de propano e butano e possui elevado valor energético. É um substituto pleno do GLP fóssil em termos químicos e energéticos e com pegada mais sustentável, podendo chegar a 80% menos emissões de CO₂ a depender da rota tecnológica adotada. O produto apresenta característica *drop in* que possibilita sua mistura ao GLP fóssil em qualquer proporção, dando a ele o caráter de intercambialidade. Essa característica possibilita a exigência de mínimas alterações na infraestrutura existente e, frequentemente, custos iniciais mais baixos.

Isso permite uma transição gradual e escalonada, garantindo mínima interrupção nos sistemas de energia.

Assim como o GLP fóssil, o BioGLP possui inúmeras aplicações, sendo um energético bastante versátil e limpo, podendo ser usado para cocção, transporte, incluindo o marítimo, agricultura, produção de fertilizantes, indústrias diversas, aquecimento residencial, geração de energia elétrica, entre outras.

Normalmente é produzido em biorrefinarias, como produção acessória, sendo um subproduto da produção de biocombustíveis avançados, mas também pode ter sua produção dedicada. Ele também pode ser produzido em refinarias, como será demonstrado mais a frente deste capítulo.

Hoje a produção de BioGLP no mundo é bastante limitada frente ao seu potencial. Segundo o estudo *Renewable Fuels Incentive Policies* (WLPGA, 2022), a produção ocorre principalmente de forma acessória como subproduto da obtenção de outros biocombustíveis avançados, como o caso do SAF e Diesel Verde.

Para que sua produção alcance patamares dignos mundiais seria preciso superar alguns obstáculos como o custo de produção frente ao substituto fóssil, introdução de novas matérias-primas principalmente àquelas oriundas de resíduos, avanços nas rotas tecnológicas, além da HEFA e ATJ, implementação de políticas públicas dedicadas e criação de linhas de financiamento para investimento na produção.

4.9.1. Das Rotas Tecnológicas

O BioGLP pode ser produzido a partir de diferentes rotas tecnológicas. Um estudo apresentado pela World Liquid Gas Association - WLGA, em seu caderno *Renewable Liquid Gas – The Key to a Lower Carbon Future* (WLGA, 2024), elencou 9 rotas tecnológicas para produção de BioGLP de 23 identificadas. A seleção foi realizada com base em análise multicritério, apresentando variáveis como a disponibilidade de matéria-prima, maturidade tecnológica e interesse comercial. Ainda, de acordo com o estudo, os caminhos selecionados incluem coprodução (por exemplo, óleo vegetal hidrogenado (HVO) e ésteres e ácidos graxos hidrogenados (HEFA), Álcool-para-Combustível) e rotas dedicadas (por exemplo, Biogás-para-rLG, Gasificação-para-DME). Segundo a WLGA, as escolhas apresentadas estão indicadas na Tabela 12:

Tabela 12 - Rotas tecnológicas do BioGLP.

Pathway	Product or co-product	Feedstocks
Alcohol to fuel (LPG)	Renewable LPG	Ethanol
Biogas (LPG)	Renewable LPG	Biogas
Biogas (DME)	Renewable DME	Biogas
CO ₂ & H ₂ to fuel (DME)	Renewable DME	CO ₂ Hydrogen
CO ₂ & H ₂ to fuel (LPG)	Renewable LPG	CO ₂ Hydrogen
Gasification with FT (LPG)	Renewable LPG	MSW Waste wood & residues
Gasification (DME)	Renewable DME	MSW Waste wood & residues
HVO & HEFA (LPG)	Renewable LPG	Tallow UCO Virgin Oils
Pyrolysis (LPG)	Renewable LPG	MSW Waste wood & residues Waste tyres

Fonte: WLGA (2024)

Um aspecto importante a ser observado com relação as rotas é o seu grau de maturidade tecnológica (Technology Readiness Level - TRL). A ASTM (*American Society for Testing and Materials*), hoje *ASTM International*, classificou as rotas tecnológicas para a produção de biocombustíveis avançados de acordo com seu grau de maturidade.

Tabela 13 - Rotas tecnológicas de biocombustíveis e grau de maturidade das rotas aprovadas pela ASTM.

ASTM Anexo D7566	Rota tecnológica	Matérias-primas possíveis	Limite de Mistura (%)	Data	Desenvolvedor	Comercializador	TRL	% redução Emissões*
A1	FT-SPK	Carvão, gás natural e biomassa	50	2009	Sasol, Shell, Velocys, Johnson, Mathery, BP	Sasol, Shell, Fulcrum, Red Rock, Velocys, Loring, Clean Planet Energy		86-91
A2	HEFA-SPK	Bio-óleo, gordura animal e óleo de cozinha	50	2011	UOP/ENI, Axens, IFP, Neste, Haldor-Topsøe, UPM, Shell, REG	World Energy, Neste, Total, SkyNRG, MultiNEF, Eni, Shell, REG, Prenc, muuitos que usam pro diesel verde		33-77
A3	HFS-SIP	Biomassa	10	2014	Amyris	Amyris / Total		63-64
A4	FT-SPK/A	Carvão, gás natural	50	2015	Sasol, Rentech	Sasol, Rentech nenhum anúncio		5-6 [™]
A5	ATJ-SPK	Etanol e isobutanol	50	2016	Gevo, LanzaTech estão entre os desenvolvedores;	Gevo, LanzaTech		73-26
A6	CH-SK ou QHJ	Cana-de-açúcar e outros açúcares		2009	ARA / CLQ	ARA, Wellington, UrbanX, Euglena		6
A7	HHC-SPK ou HC-HEFA	Algas	10	2020	IHI Corporation	IHI		5
A7	HHC-SPK	Algas	10	2020	IHI Corporation	IHI		5

* Etodos de reducido de emissões*

Fonte: ProQR (2022, p. 121 *apud* - Csonka(2021); Soares et al. (2021); IRENA(2019); Bauen et al. (2020); Destination 2050 (2021); Humphris-Bach et al. (2020))

De acordo com a classificação da ASTM, a rota HEFA é a que possui a maior nota (TRL) 8-9, sendo a mais dominante em escala mundial. Logo abaixo, tem-se a FT-SPK, com nota 7-8 e em seguida, a rota ATJ, com nota 6-7, seguido de outras rotas.

Além da disponibilidade de matérias-primas, a escolha da rota tecnológica também se apresenta como uma variável importante no arranjo empresarial na análise de viabilidade econômica da planta industrial, pois a ela está associada o rendimento do processo e o custo de operação. Dado o elevado custo para a produção de biocombustíveis avançados, muitas rotas hoje ainda não possuem viabilidade econômica para sua produção.

Ainda, de acordo com o estudo *Renewable Liquid Gas – The Key to a Lower Carbon Future* (WLGA, 2024), hoje, no mundo, há predominância pela rota HVO&HEFA para a produção de BioGLP. Essa dominância, segundo a Associação, prevaleceria até o ano de 2030 e, após esse período, haveria a entrada de novas rotas tecnológicas, considerando os avanços na viabilidade econômica delas frente a rota HEFA.

4.9.2. Matérias-primas da Produção de BioGLP

Conforme, elencado pela WLPGA, uma das rotas mais promissoras para a produção de BioGLP seria a rota ATJ que utiliza etanol para sua produção.

Países como o Brasil, EUA e Índia são abundantes na produção de etanol. Em 2024, a produção desses países separadamente alcançou 36 bi litros, 60 bi litros e 6 bi litros, respectivamente. A União Europeia teve produção próxima da Índia. Em tese, a rota ATJ seria uma opção de investimentos mais próxima a ser apreciada por esses países para a produção de BioGLP, dada a disponibilidade de matéria-prima, sem deixar de considerar as outras variáveis para que o arranjo empresarial se concretizado.

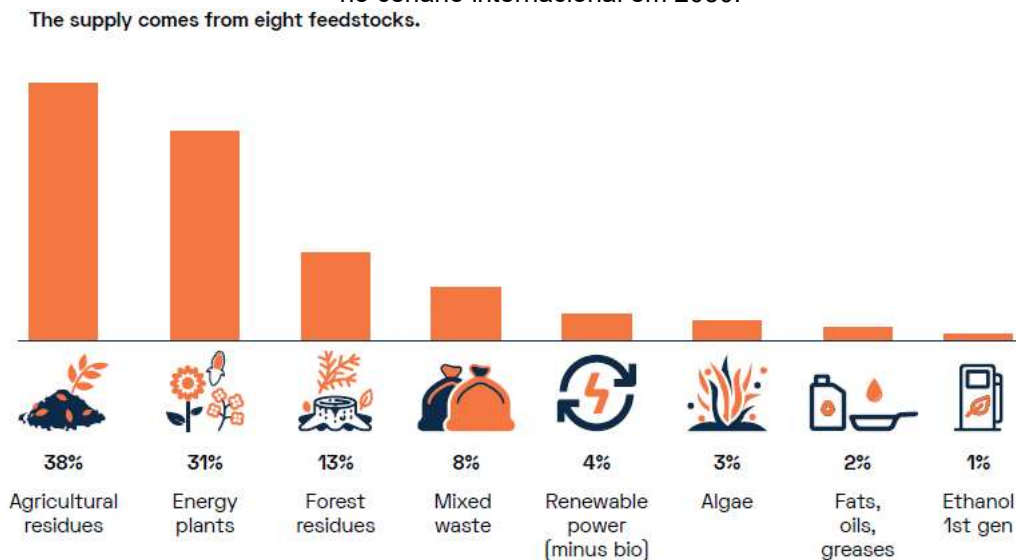
No caso do Brasil, além da ampla disponibilidade de etanol, o País conta também com ampla disponibilidade de óleos vegetais e sebo bovino para fomentar a produção do BioGLP por meio da rota HEFA. A produção de óleo de soja no país alcançou 11 bilhões de litros aproximadamente em 2024.

No panorama internacional, o quadro dos produtores de óleo vegetal se altera se comparado ao quadro do etanol. Para os óleos vegetais, os principais produtores são, nessa ordem, em bilhões de litros: Indonésia (54), Malásia (24), China (23), EUA (15), Brasil (11), Argentina (9,5) e Índia (9). De acordo com *US Department of Agriculture – USDA*, a produção mundial de óleo vegetal, em 2024, ficou em cerca de 210 bilhões de litros.

Para o cenário de 2050, a WLGA, na sua publicação chamada “*Global rLGP Pathways to 2050*” (WLPGA, 2022), apresentou o papel relevante do BioGLP como um dos possíveis caminhos para a descarbonização. Em sua publicação, a entidade elencou as principais fontes de matérias-primas que poderiam potencializar a produção de BioGLP em até 220 milhões de toneladas em 2050.

No cenário otimista, a entidade escolheu 8 principais matérias-primas, com destaque para a matéria-prima oriunda de resíduos, enfatizando que a concretização deste cenário dependeria de políticas públicas direcionadas para seu desenvolvimento, conforme apresentado na Figura 36:

Figura 41 - Tipo de matéria-prima usada para produzir BioGLP no cenário internacional em 2050.



Fonte: WLPGA (2022)

O quadro foi gerado a partir de publicações de disponibilidade de matérias-primas para produção de biocombustíveis da IEA e IRENA.

Note que as fontes de matérias-primas apontadas pela WPGA para 2050 são distintas das fontes tradicionais bastante utilizadas atualmente, como o etanol e os óleos vegetais. A maior parte delas são oriundas de resíduos.

Dessa forma, apesar de o papel relevante do BioGLP na transição energética, possibilitando reduções de até 80% da pegada de carbono frente ao seu substituto fóssil, a criação de um mercado robusto para ele ainda depende da concretização de alguns cenários, como por exemplo o aumento da disponibilidade de matérias-primas oriundas de resíduos e o seu direcionamento para a produção de BioGLP, a evolução do grau tecnológico de algumas rotas e o estabelecimento de políticas públicas específicas, entre outros.

Além dos fatores citados acima, todavia, há de se considerar o custo de produção do BioGLP frente ao GLP fóssil. Ademais dada a incipiente produção de BioGLP no mundo frente a produção de GLP fóssil é razoável considerar que, num primeiro momento, seria necessário o fomento deste mercado via implementação de política pública específica para o BioGLP.

4.9.3. Aspectos Ambientais do BioGLP

A principal vantagem do BioGLP frente ao GLP fóssil é sem dúvida seu atributo ambiental. A WLPGA, entidade que representa o setor de GLP em âmbito internacional, adotou uma meta de redução de GEE de substituir em 50% o GLP fóssil pelo Renovável até 2050.

O estudo *Carbon Intensities, Renewable and Fossil Liquid Gases, LPG & DME* (WLPGA, 2023a), apresentou a intensidade de carbono - IC para algumas rotas tecnológicas e matérias-primas para a produção de BioGLP. O estudo considerou um levantamento abrangente de pesquisas e regulamentações existentes, apresentando as Intensidades de Carbono (IC) padrão para os combustíveis fósseis, incluindo o GLP e o DME.

No estudo, as ICs estão apresentadas tanto em “valores-padrão” (default), bem como em “faixas”. Os valores-padrão representam ICs “típicos”. As faixas representam valores de IC que podem variar em torno do valor padrão, a depender matéria-prima, rota de produção e do método matemático adotado para o cálculo da IC. Na Tabela 14 serão apresentados os IC dos combustíveis fósseis:

Tabela 14 - Intensidade de carbono dos combustíveis fósseis com base na análise.

Combustível	Padrão	Faixa
GLP	76	69 -83
Propeno	90	87 - 94
DME (de carvão)	125	NA
DME (de gás)	100	90 -117
Carvão	112	100 -120
Diesel (e óleo de aquecimento leve)	90	85 -95
Gasolina	90	85 -95
Óleo combustível pesado	95	NA
Querosene de aviação (Jet)	90	85 -95
Gás natural (da rede)	75	66 -84
Gás natural (de GNC)	77	NA
Gás natural (de GNL)	78	NA
Comparador de combustível fóssil no RED II	94	—
Intensidade média de carbono do Padrão de Combustível de Baixo Carbono (LCFS) da Califórnia	89	—

Fonte: Adaptado de WLPGA (2023a)

Não existe um método uniforme; na prática, definições e suposições podem diferir, levando a ICs diferentes para o mesmo combustível. Essa amplitude de resultados justifica a adoção também de faixas de IC, pois reflete diferentes forma de se calcular as ICs na literatura do assunto.

Todos os valores da Tabela 14 são expressos na unidade mais comum de ICs de combustíveis: gCO₂e/MJ PCI (gramas de dióxido de carbono equivalente por megajoule de combustível no poder calorífico inferior).

Na Tabela 15 são apresentados os valores de IC do BioGLP, conforme a rota tecnológica:

Tabela 15 - Intensidade de carbono do BioGLP conforme a rota tecnológica.

Rota	Matéria-prima	Padrão	Faixa
Hidrogenação (HVO)	Óleos/gorduras naturais	35	10 a 80
Fermentação e oligomerização (álcool para rLPG)	Álcool natural (etanol ou butanol)	15	10 a 20
Digestão de biogás para rLPG	Resíduos sólidos biológicos ou municipais	NA	-500 a +80
Pirólise	Biomassa	15	4 a 27
Gaseificação e metanação	Biomassa	25	-76 a +25
Gaseificação e Fischer-Tropsch (de madeira)	(ver primeira coluna)	10	5 a 17
Gaseificação e Fischer-Tropsch (de madeira com CCS)	(ver primeira coluna)	-100	-95 a -105
Gaseificação e Fischer-Tropsch (de resíduos agrícolas)	(ver primeira coluna)	8	5 a 10
Gaseificação e Fischer-Tropsch (de culturas energéticas)	(ver primeira coluna)	15	-2 a +28
Power-to-X	Dióxido de carbono, água	6	0 a 20

Fonte: Adaptado de WLPGA (2023a)

O caminho de hidrogenação (HVO) é listado primeiro, por ser o mais relevante comercialmente. Os outros seis caminhos (incluindo subcaminhos) são listados em ordem alfabética. Muitos dos ICs dos outros caminhos, sem ser da rota HVO, não se referem explicitamente ao BioGLP, mas sim a coprodutos considerados proxies do BioGLP.

Com uma exceção extraordinária que inclui captura e armazenamento de carbono, os valores padrão estão entre 6 e 35 g CO₂e/MJ PCI (LHV), representando uma redução de IC de 54-92% em comparação ao GLP fóssil.

Ainda, na tabela acima, em quatro dos subcaminhos do BioGLP, a faixa de ICs inclui valores negativos. Valores negativos significam que o uso do BioGLP desloca mais emissões de gases de efeito estufa (GEE) do que emite. Isso se deve geralmente

às emissões evitadas e a classificação das matérias-primas como resíduos, o que significa que possuem carbono zero no momento da coleta.

Atualmente, ICs negativos são aceitos pelos reguladores de combustíveis de transporte, mas devem ser tratados com cautela.

Conforme, constatado, o BioGLP possui um elevado potencial para contribuir com a transição energética no setor de energia, substituindo o GLP fóssil. O desenvolvimento desse mercado depende hoje do desenvolvimento das rotas tecnológicas não tradicionais e do aumento de disponibilidade de matérias-primas, principalmente de resíduos, bem como de políticas direcionadas para a criação desse mercado de forma a baratear seus custos de produção.

4.9.4. Panorama Global – Produção e Potencialidades do BioGLP

De acordo com o estudo *Renewable Liquid Gas – The Key to a Lower Carbon Future* (WLGA, 2024), o qual cita que, no documento *Statistical Review of Global LPG 2024 da WLGA*, o GLP fóssil respondeu por apenas 2% da demanda energética global em 2023, respondendo por cerca de 357 milhões de toneladas e alcançando 3 bilhões de consumidores globalmente. A produção de GLP no mesmo período ficou levemente superior a demanda, com um total de 359 milhões de toneladas. Do total demandado, 209 bilhões foram para consumo energético e o restante para consumo interno de refinarias e indústrias químicas.

No âmbito do consumo energético global, de acordo com o estudo “*Autogas Incentive Policies*” (WLPGA, 2023b), em 2022, cerca de 25 milhões de toneladas de GLP foram consumidas pelo setor automotivo, com frota representativa estimada de 27,5 milhões de veículos movidos a gás. O setor automotivo de GLP vinha numa crescente desde os anos 2000, porém foi interrompido pelos impactos da Covid-19 e pela guerra da Ucrânia em 2022. Os cinco maiores mercados mundiais de autogás são Rússia, Turquia, Coreia, Polônia e China - juntos representaram 47% do consumo mundial em 2022.

De acordo com o site da Revista digital *GLPAUTOGAS.INFO* (<https://www.glpautogas.info/en/what-is-bio-lpg.html>), a produção de BioGLP no mundo ficou da ordem de 3 milhões de toneladas em 2024. Esse número mostra o quão incipiente ainda é esse mercado se comparado ao tamanho do mercado de GLP fóssil que gira na ordem de 360 milhões de toneladas ano.

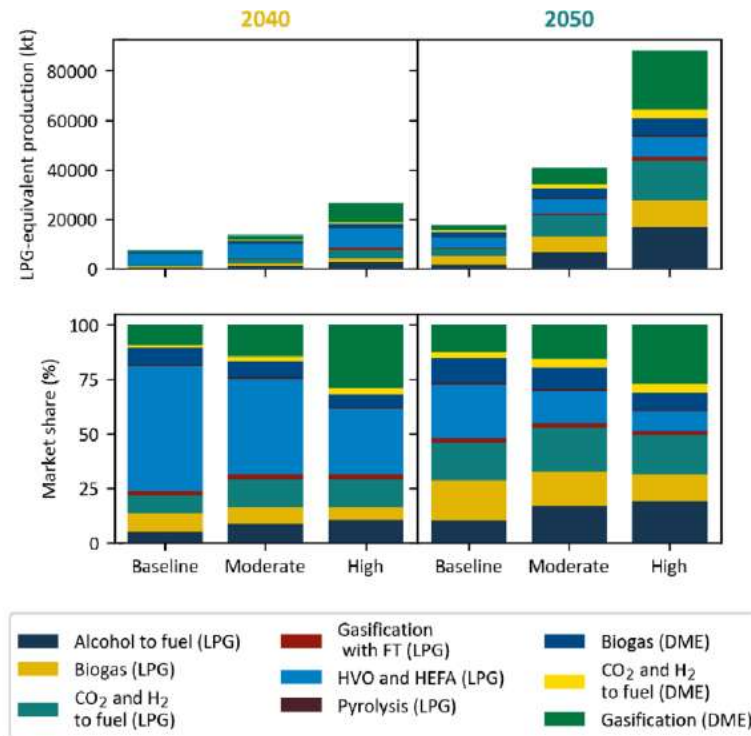
Apesar de a baixa representatividade do BioGLP no mercado de GLP, alguns projetos foram lançados, no ano de 2024, na Europa, América do Norte e Ásia, demonstrando que ele tende a crescer no longo prazo, impulsionado pela transição energética global e pelos compromissos dos países em reduzir suas emissões de carbono. Entre os projetos mais notáveis está a planta da Neste em Rotterdam, que se tornou um dos maiores produtores de BioGLP no mundo. Outro importante projeto é o da TotalEnergies em La Mède, na França, onde a conversão de uma refinaria tradicional em uma biorrefinaria possibilitou a produção de grandes volumes de biopropano. Na América do Norte, empresas como a Phillips 66 estão liderando a transição para o BioGLP com plantas em desenvolvimento na Califórnia e no Texas.

De acordo com o *Annual Report* (WLGA, 2024). O fornecimento de GLP renovável continua a crescer a um ritmo acelerado. A capacidade de produção global aumentou em quase 20% em 2023, incluindo um aumento de quase 60% na região da Ásia-Pacífico. Mas o crescimento na Europa e na América do Norte desacelerou, pois projetos foram adiados.

O desenvolvimento de um mercado robusto para o BioGLP em escala global, ainda enfrenta grandes obstáculos para ter viabilidade econômica e se tornar competitivo frente ao GLP fóssil. Conforme já mencionado, esses desafios passam por desde disponibilidade de matéria-prima oriunda de resíduos, maturidade de algumas rotas tecnológicas de melhor rendimento, preços competitivos frente a outros bioenergéticos. Além desses fatores, é imprescindível a criação de política pública direcionada para a criação desse mercado, visando o incentivo de sua produção e consumo.

Para o cenário de 2050, a participação de um mix de rotas tecnológicas se torna mais homogênea. A Figura 42 apresenta os resultados do estudo da WLPA.

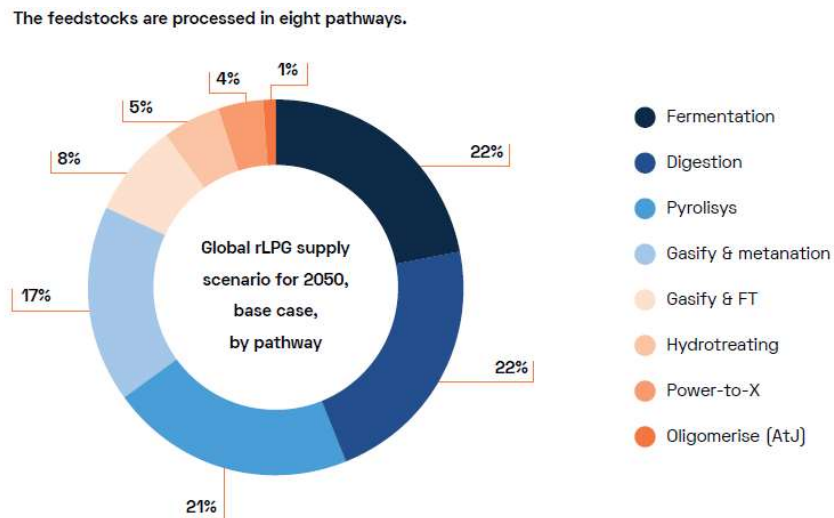
Figura 42 - Cenário mundial dos tipos de rotas tecnológicas preponderantes para produção do BioGLP - 2040 e 2050.



Fonte: WLGA (2024)

Corroborando o estudo acima, o estudo Global rLPG Pathways to 2025 (WLPGA, 2022), aponta uma redução de utilização das rotas ATJ e HEFA e um enorme crescimento das rotas de fermentação, biodigestão, pirólise e gaseificação para produção de BioGLP, que utilizam resíduos em boa parte para sua produção, conforme demonstrado na Figura 43:

Figura 43 - Previsão das rotas tecnológicas para produção de BioGLP em 2050.



Fonte: WLPGA (2022)

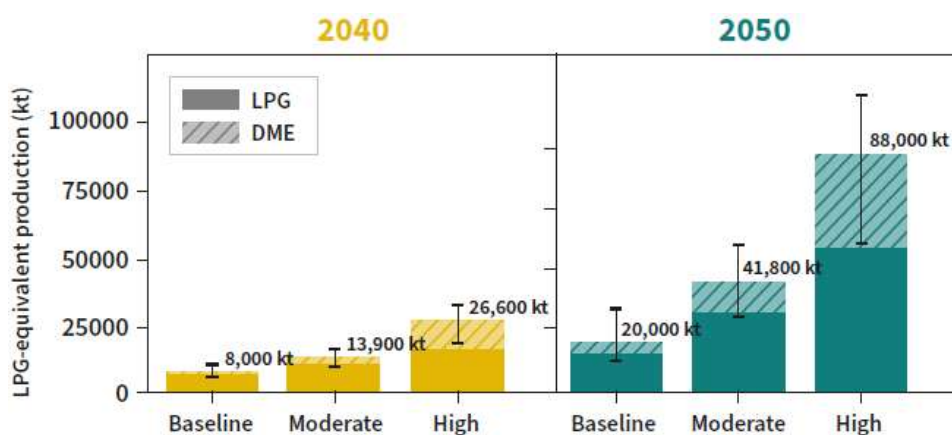
Logo para a concretização do cenário otimista traçado pela WLPGA em seus estudos para a criação de um mercado robusto de BioGLP seria preciso a constatação e consolidação dessas rotas, que hoje ainda apresentam grau de maturidade inferior ao da HEFA e ATJ.

Embora o BioGLP se apresente com enorme potencial para se tornar um importante produto para a descarbonização da matriz energética, hoje sua produção ainda é bastante limitada. Sua produção hoje se dá em caráter acessório, sendo, principalmente, um subproduto de outros biocombustíveis avançados.

O estudo *“Renewable Liquid Gas - The Key to a Lower-Carbon Future”* (WPGA, 2024), aponta um potencial mundial para a produção de BioGLP de 88 milhões de toneladas ano em 2050, esse número inclui também a produção do rDME (éter dimetílico renovável).

As estimativas consideram um cenário bastante otimista, além da necessidade de criação de políticas públicas direcionadas para incentivar tal produção, conforme indicado na Figura 44:

Figura 44 - Cenários de produção mundial de BioGLP equivalente para 2040 e 2050.



Fonte: WPGA (2024)

O DME (éter dimetílico) é um gás limpo e incolor que é fácil de liquefazer e transportar. Ele tem um potencial notável para um uso crescente como combustível automotivo, aplicações em diversos ramos industriais e domésticas para aquecimento e cozimento. Ele pode ser produzido a partir de uma variedade de fontes abundantes tanto renovável quanto não.

Ainda de acordo com a WLGPA, a participação de cada região global na produção de GLR + rDME em 2050, adotando o cenário mais otimista, ficaria da seguinte forma:

- EUROPA, com a maior participação entre todas as regiões, com cerca de 30 milhões de toneladas;
- EUA, com pouco mais de 20 de milhões de toneladas;
- ASIA, com um pouco menos que 15 milhões de toneladas;
- AMERICA DO SUL, com pouco menos que 10 milhões de toneladas
- AFRICA, com pouco menos que 7,5 milhões de toneladas
- OCEANIA, com pouco menos que 7,5 milhões de toneladas

Ainda, de acordo com o estudo “*GLOBAL rLGP Pathways to 2050*” (WLPGA, 2022), essa produção caso concretizada, poderia evitar cerca de 238 milhões de toneladas de CO₂ e reduzir o consumo de GLP fóssil em 50%. O documento faz referência a uma produção estimada de BioGLP da ordem de 220 milhões de toneladas. Note-se que o número diverge consideravelmente da projeção do estudo “*Renewable Liquid Gas - The Key to a Lower-Carbon Future*” (WLGA, 2024), que faz previsão de produção de BioGLP de 88 milhões de toneladas para 2050. As razões para essas divergências refletem o elevado grau de incerteza na superação dos obstáculos necessários para a efetiva implementação do mercado de BioGLP.

Ainda, de acordo com o documento *Renewable Fuels Incentive Policies* (WLPGA, 2022), existe atualmente 30 usinas comerciais de HVO ao redor do mundo produzindo BioGLP como subproduto da produção de diesel renovável. Dez delas possuem uma capacidade de pelo menos 20 mil toneladas/ano e quatro têm 40.000t/ano ou mais. Estima-se que a capacidade global atual de diesel renovável esteja em cerca de 450.000t/ano. A Neste Oy, uma empresa de petróleo finlandesa, foi a primeira a comercializar BioGLP em escala significativa, comercializando desde 2018, cerca de 40.000t/ano de sua planta em Rotterdam. Sua planta em Singapura é a maior fonte, produzindo até 60.000t/ano. Cerca de 54% da capacidade global está na Europa, seguida pelas Américas (24%) e Ásia (23%). A maior parte dessa capacidade entrou em operação nos últimos cinco anos:

Tabela 16 - Capacidade mundial de produção de diesel renovável (HVO) & BioGLP – 2021.

País	Proprietário/Operador	Localização	Capacidade (mil toneladas/ano)
Brasil	Petrobras	Repar-Paraná	<1
Estados Unidos	BP	Cherry Point, WA	5
Estados Unidos	NextChem-Saola Energy-East Kansas Agri-Energy	Garnett, KA	2
Estados Unidos	Diamond Green Diesel	Norco, LA	45
Estados Unidos	Holly Frontier Sinclair	Sinclair, WY	20
Estados Unidos	Renewable Energy Group	Geismar, LA	14
Estados Unidos	Tesoro/Marathon	Dickinson, ND	16
Estados Unidos	World Energy	Paramount, CA	5
China	Beijing Sanju Environmental (BSE)	Rizhao	24
China	BSE/Hebi Huashi	Henan	2
China	BSE	Hainan	7
China	Sinopec	NA	1
Indonésia	Pertamina	Dumai	2
Indonésia	Pertamina	Paju Palembang	7
Japão	Hitachi Zosen	Kyoto	<1
Singapura	Neste Oy	Singapura	60
Finlândia	Neste Oy	Porvoo	30
França	Total	La Mede	30
Irlanda	Irving Oil	Whitegate	3
Itália	ENI	Gela, Sicília	45
Itália	ENI	Porto Maghera	30
Países Baixos	Neste Oy	Roterdã	40
Portugal	Galp	Sines	<2
Espanha	BP	Castellon	4
Espanha	Cepsa	Huelva	7
Espanha	Repsol	Bilbao/Cartagena	20
Suécia	PREEM	Gotemburgo	18
Suécia	Sunpine	Pitea	<5
Reino Unido	Phillips 66	Humberside	8
Total Mundial	—	—	≈450

Fonte: Adaptado de WLPGA (2022)

A produção total, incluindo BioGLP contido em gases residuais, foi estimada em apenas 130.000 ton em 2014, de acordo com a Menecon Consulting e Atlantic.

Ainda, de acordo com o Documento, espera-se que o fornecimento de BioGLP aumente em linha com o dos combustíveis renováveis em geral, em resposta à crescente demanda diante de restrições ambientais mais rigorosas e avanços tecnológicos. No curto a médio prazo, a maior parte do aumento global no fornecimento de BioGLP virá de novas plantas de HVO. Atualmente, várias plantas estão em construção, especialmente nos Estados Unidos. Segundo um estudo recente, espera-se que o mercado global registre um crescimento médio anual de 47% entre 2020 e 2025.

Nas demais regiões do mundo, permanece esse perfil, onde o BioGLP figura como produção acessória de biocombustíveis avançados, sendo raros os casos em que há plantas dedicadas para produção de BioGLP.

4.9.5. Investimentos Anunciados para Produção de Biocombustíveis Avançados e Experiências Pioneiras de Produção de BioGLP no Brasil

No cenário internacional, a maior parte da produção de BioGLP está associada à produção de biocombustíveis avançados, e como um coproduto desse processo, tendo como uma das opções a rota HEFA.

No Brasil, ainda não existe produção de biocombustíveis avançados, mas já foram anunciados projetos de plantas de biocombustíveis avançados que, em tese, poderiam produzir o BioGLP também.

Na Tabela 17 estão listados projetos de produção de SAF/HVO previstos para o País nos próximos anos, os quais poderiam ter produção de BioGLP residual.

Tabela 17 - Previsão de investimentos em plantas de biocombustíveis avançados no Brasil.

SAF/HVO - PLANTAS ANUNCIADAS								
USINA	ROTA	MATÉRIA-PRIMA	INVESTIMENTO PREVISTO (Em bilhões de reais)	ESTADO	MUNICÍPIO	CAPACIDADE ANUNCIADA (mil m ³ /ano)	PREVISÃO ENTRADA EM OPERAÇÃO	LINK
PETROBRAS (RPBC)	HEFA	SOJA/SEBO	3	SP	CUBATÃO	314,8	2028+	LINK
MUBADALA (ACELEN)	HEFA	MACAUBA	12	BA	S.F. DO CONDE	500	2027	LINK
TOTAL						815		

Fonte: elaboração própria com base em dados informados pelos agentes

4.9.6. A Experiência de Produção de BioGLP no Brasil

A Refinaria de Petróleo Riograndense, juntamente com a Petrobras, realizou testes comerciais com a introdução de óleo de soja (matéria-prima renovável) em sua unidade de FCC (Craqueamento Catalítico Fluidizado) para a produção do BioGLP. Os testes, em escala comercial, foram realizados entre 2023 e 2025 e os resultados do processo foram positivos, apresentando um rendimento de 24% na produção de BioGLP e 44% na de nafta, além de outros produtos.

O experimento, pioneiro no mundo, não contou com investimentos adicionais para ser realizado, tampouco se utilizou de rotas tecnológicas conhecidas para a

produção de biocombustíveis avançados. Além disso, o BioGLP produzido apresentou teores baixíssimos de enxofre e ficou dentro das especificações da ANP para o GLP, conforme os parâmetros apresentados na Resolução ANP 825/2020.

O produto resultante desse experimento foi utilizado por grandes parceiros comerciais. Ademais, a Petrobras informou que o processo também poderia ter utilizado sebo bovino ou UCO (óleo de cozinha usado, sigla em inglês).

O experimento abre uma nova perspectiva para auxiliar o País rumo a transição energética no futuro. No entanto, é necessário ganhos de escala para se atingir preços mais competitivos frente ao GLP fóssil, sem desconsiderar a necessidade de implementação de política pública dedicada ao BioGLP para estimular sua produção em bases comerciais sólidas.

4.9.7. A Política do RenovaBio e a Lei do Combustível do Futuro

A Política Nacional de Biocombustíveis, conhecida como RenovaBio, tem por objetivo aumentar a inserção de biocombustíveis na matriz de combustíveis, incentivando sua produção e uso como estratégia nacional de longo prazo. A Política foi instituída pela Lei nº 13.576/2017 e regulamentada pelo Decreto 9.888/2019, acrescida de atos normativos infralegais necessários para sua devida implementação. O RenovaBio, juntamente com outras políticas sustentáveis, coloca os biocombustíveis com papel estratégico na transição energética e alinha o país com outras nações, no atendimento dos compromissos internacionalmente assumidos para redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A efetiva implementação da política se baseia em 3 pilares principalmente: certificação da produção eficiente de biocombustíveis, metas de redução de emissões para distribuidoras e créditos de descarbonização (CBIO), conforme estabelecido no artigo 4º da Lei nº 13.576/2017, *in verbis*:

Art. 4º São instrumentos da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), entre outros:

I - as metas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na matriz de combustíveis de que trata o Capítulo III desta Lei;

II - os Créditos de Descarbonização de que trata o Capítulo V desta Lei;

III - a Certificação de Biocombustíveis de que trata o Capítulo VI desta Lei;

IV - as adições compulsórias de biocombustíveis aos combustíveis fósseis;

V - os incentivos fiscais, financeiros e creditícios; e

VI - as ações no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.

Parágrafo único. Os instrumentos previstos neste artigo, em relação às metas de redução das emissões mencionadas no inciso II do **caput** do art. 1º desta Lei, guardarão compatibilidade com as metas previstas para os demais setores.

Figura 45 - Esquema de funcionamento do RenovaBio.



Fonte: ANP (2025j)

4.9.7.1. Da Certificação da Produção de Biocombustíveis

Na prática, a política funciona de forma voluntária e a usina participante precisa ter sua produção certificada por firma inspetora credenciada. O processo de certificação da usina é realizado pelo auxílio da RenovaCalc (instrumento oficial do RenovaBio que calcula a intensidade de carbono do biocombustível produzido pela usina em comparação ao seu substituto fóssil) e tem como metodologia a análise do ciclo de vida do poço à roda. Nela, são avaliadas as fases agrícola, industrial e de distribuição da usina que está sendo certificada.

Como resultado do processo de certificação, a firma inspetora emite o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis, contendo a Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) daquela usina, emitido em gCO_{2eq}/MJ.

A NEEA representa a diferença entre a intensidade de carbono do biocombustível e de seu substituto fóssil estabelecida no processo de certificação. A NEEA é inversamente proporcional à intensidade de carbono do biocombustível

produzido e reflete a contribuição individual de cada agente produtor para a mitigação de gases de efeito estufa, sendo a base para emissão de créditos de descarbonização (CBIOS), que são comercializados na Bolsa de Valores.

Em suma, a combinação da NEEA com o volume elegível (volume de biocombustível produzido) fornecerá a quantidade de CBIOS que poderão ser gerados por aquela usina.

O processo de certificação da produção da usina envolve inúmeros critérios, entre os principais estão a área de produção da matéria-prima, a rota de produção e o volume produzido. Os detalhes estão estabelecidos na Resolução ANP nº 984, de 16 de junho de 2025.

A Resolução ANP nº 984/2025 trouxe em seu bojo que as rotas elegíveis para a certificação da produção no RenovaBio são aquelas para as quais existem RenovaCalc disponível no site da ANP, conforme transcrição, *in verbis*:

Art. 4º As rotas de produção de biocombustíveis aptas a obter o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis são aquelas para as quais existe RenovaCalc disponível no sítio eletrônico da ANP na Internet.

Tal Resolução revogou a Resolução ANP 758/2018, que durante sua vigência apresentava expressamente as rotas elegíveis ao programa.

De forma resumida, as rotas elegíveis são aquelas disponíveis no site da ANP sobre a RenovaCalc, conforme link a seguir:

<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/renovacalc>

O RenovaBio hoje possui usinas certificadas para 3 biocombustíveis e suas diferentes rotas de produção: etanol, biodiesel e biometano.

No entanto, na mesma Resolução, há previsão para inclusão de novas rotas no artigo 7, conforme transcrição, *in verbis*:

Art. 7º Os agentes econômicos interessados em obter o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis em rotas de produção distintas daquelas publicadas no sítio eletrônico da ANP na Internet deverão encaminhar à ANP solicitação que contenha as seguintes informações:

I - informações gerais sobre o mercado aparente de biocombustíveis, o volume de produção potencial, o mercado potencial, a maturidade da tecnologia de produção e o grau de organização da cadeia produtiva;

II - descrição detalhada do processo produtivo e informações sobre o desempenho técnico do biocombustível; e

III - a diferença em relação às rotas já publicadas.

Parágrafo único. A solicitação de que trata o caput deverá ser acompanhada dos seguintes documentos:

I - dados abertos dos processos de produção de matéria-prima, do biocombustível, de coprodutos e de insumos, quando pertinente;

II - estudo de avaliação de ciclo de vida, de acordo com os requisitos metodológicos da RenovaCalc, explicitando as fontes de informação, as premissas, as limitações, o conjunto de dados dos processos produtivos agrícola e industrial e a memória de cálculo; e

III - revisão crítica, emitida por terceira parte, do estudo de que trata o inciso II, conforme a norma ABNT NBR ISO 14044 - Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Requisitos e orientações.

Dessa forma, a inclusão de nova rota deve ser solicitada pelo produtor junto à ANP com base em critérios pré-definidos estabelecidos nos termos do Programa. A rota do BioGLP ainda não faz parte do RenovaBio, mas conforme estabelecido, existe abertura para que ela possa ser inserida nele.

4.9.7.2. Das Metas de Descarbonização e da Geração de Créditos de Descarbonização (CBIOS)

As metas anuais compulsórias de descarbonização do RenovaBio são definidas por meio de Resolução do CNPE para um período de dez anos, atualizados anualmente, e estabelecidos em milhões de unidades de CBIOS, conforme consta no Decreto nº 9.888, de 27 de junho de 2019. Cada CBIO equivale a uma tonelada equivalente de CO₂.

Após a publicação das metas pelo CNPE, elas são individualizadas para cada distribuidora de combustíveis por meio de Resolução da ANP com base na participação de mercado do ano anterior de cada uma delas.

A comprovação das metas pelas distribuidoras deve ser feita até o último dia do ano corrente por meio da aposentadoria dos CBIOS junto à ANP, conforme consta no Decreto regulamentador.

Para isso, as distribuidoras precisam adquirir CBIOS na plataforma de negociação da B3 (ambiente regulado), os quais são ofertados pelos produtores, por meio de agentes credenciados para realizarem esse tipo de operação. As negociações dos CBIOS são realizadas à preços de mercado e flutuam diariamente.

O ciclo do estabelecimento das metas pelo CNPE e de sua respectiva comprovação pelos distribuidores se repete anualmente, nos termos estabelecidos pela ANP. A distribuidora que não comprovar suas metas está sujeita às penalidades previstas na Lei 13.576/2017, bem como no Decreto 11.499/2023, podendo inclusive incorrer em crime ambiental.

Na prática, mais de 98% do Programa está ancorado em usinas de etanol e de biodiesel. Ao todo, são 339 usinas certificadas até setembro de 2025, conforme o painel dinâmico da ANP sobre o tema, sendo 334 delas de etanol e de biodiesel.

A Política funciona como um incentivo a mais, juntamente com os mandatos de biocombustíveis entre outros incentivos, para substituir gradualmente os principais combustíveis fósseis da matriz de transportes: diesel e gasolina.

4.9.7.3. A Certificação da Produção da Rota do Biometano no RenovaBio

O biometano é considerado, em seu estado natural, um gás constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás. Sua especificação é dada tanto pela Resolução ANP nº 906/2022 (resíduos orgânicos, agrossilvipastoris) quanto pela Resolução ANP nº 866/2022 (aterro sanitário e UTEs), a depender da origem da matéria-prima utilizada para sua produção. Ele é o biocombustível substituto do gás natural, podendo ser utilizado tanto em processos industriais ou como combustível na matriz de transportes.

No RenovaBio, a rota do biometano já era prevista desde a criação do programa, no inciso II, do artigo 4º da revogada Resolução ANP nº 758/2018.

No entanto, a inclusão da primeira usina produtora de biometano certificada no RenovaBio ocorreu recentemente no ano de 2023. Hoje existem 5 usinas de biometano participantes do Programa.

Desde o estabelecimento do RenovaBio, o perfil das usinas participantes do programa passa a ideia de que só são elegíveis a ele os biocombustíveis utilizados na matriz de transportes: etanol e biodiesel. Dado que essas usinas respondem por mais de 97% das usinas participantes. No entanto, A Política do RenovaBio, em seu artigo 1º, inciso III, do capítulo I, estabelece como um de seus objetivos promover a adequada expansão da produção e uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, *in verbis*:

CAPÍTULO I

DA POLÍTICA NACIONAL DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Art. 1º Fica instituída a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), parte integrante da política energética nacional de que trata o [art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997](#), com os seguintes objetivos:

I - contribuir para o atendimento aos compromissos do País no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima;

II - contribuir com a adequada relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de avaliação de ciclo de vida;

III - promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis; e (grifo nosso)

IV - contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis.

De forma que é possível inferir, que qualquer biocombustível que faça parte da matriz energética nacional, seria elegível ao programa.

Assim, da mesma forma que o biometano, o BioGLP, como substituto do GLP fóssil, poderia ser elegível ao RenovaBio, desde que atendidos os requisitos para sua viabilidade.

4.9.7.4. O Biometano e a Lei Combustível do Futuro

A Lei Combustível do Futuro (Lei 14.993/2024), em seu capítulo V, regulamentada pelo Decreto 12.614/2025, criou o PROGRAMA NACIONAL DE DESCARBONIZAÇÃO DO PRODUTOR E IMPORTADOR DE GÁS NATURAL E DE INCENTIVO AO BIOMETANO, praticamente, nos mesmos moldes do RENOVABIO.

O Programa estabelece metas obrigatórias de utilização de parcela de volume de biometano a ser utilizada pelos produtores de gás natural fóssil ou o cumprimento da meta pela compra do Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB), uma espécie de CBIO.

O programa funciona praticamente nos mesmos moldes do RenovaBio, porém é um programa específico para o biometano.

O produtor de biometano pode optar em gerar CJOB ou CBIOS, mas não poderá haver dupla contagem do atributo ambiental.

Os objetivos do programa são estimular a pesquisa, a produção e a comercialização do biometano na matriz energética nacional e assim desenvolver o mercado de biometano nacionalmente, conforme definido nos artigos 14 a 16 da Lei, *in verbis*:

Art. 14. O Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano tem como objetivo incentivar a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira com vistas à descarbonização do setor de gás natural.

Art. 15. São diretrizes do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano:

I - reconhecimento da importância do aproveitamento do biometano e do biogás produzidos e utilizados no País para o cumprimento de compromissos internacionais de descarbonização;

II - reconhecimento da metodologia de avaliação de ciclo de vida como a mais acurada para mensurar a redução de emissões de GEE e os benefícios ambientais de cada rota tecnológica, quantificando o impacto ambiental associado desde a produção dos seus insumos até o seu descarte e reciclagem ou reúso, quando aplicável.

Art. 16. São objetivos do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano:

I – estimular a produção e o consumo do biometano e do biogás por meio de projetos relacionados à cadeia de produção do biometano e do biogás;

II – incentivar a fabricação, a comercialização, a aquisição e a utilização de veículos pesados e máquinas agrícolas e de outros veículos movidos a metano, bem como a conversão de veículos movidos a outros combustíveis para metano e a substituição de motor a diesel usado em veículo por motor novo movido a metano homologado pelos órgãos certificadores;

III – fomentar projetos de infraestrutura que permitam a conexão de plantas de produção de biometano com as redes de distribuição e transporte de gás natural, desde que sejam economicamente viáveis.

4.9.7.5. Da Possibilidade de Inclusão do BioGLP no RenovaBio e na Lei Combustível do Futuro

O caso do BioGLP pode ser visto de maneira análoga ao caso do biometano, tanto no RenovaBio quanto na Lei Combustível do Futuro.

No caso do RenovaBio, o BioGLP, classificado como um biocombustível, poderia ser elegível, dadas suas características similares e as vantagens de seus atributos ambientais frente ao GLP fóssil, podendo emitir CBIOS e criando obrigações para os agentes da cadeia do GLP fóssil.

No caso da Lei Combustível do Futuro, o BioGLP poderia ter um Programa dedicado para fomentar seu mercado, em moldes parecidos com o programa do

biometano na Lei Combustível do Futuro que segue estrutura similar ao do RenovaBio.

No entanto, para que isso seja concretizado, é necessário que antes o BioGLP vença alguns obstáculos regulatórios:

- 1) Criar sua definição na Lei nº 9.847/97;
- 2) Criar sua especificação em ato normativo da ANP;
- 3) Ter sua rota de produção incorporada ao RenovaBio; e
- 4) Criar NCM pela autoridade tributária.

Hoje ainda não há definição expressa do BioGLP trazida no artigo referente às definições da Lei do Petróleo (artigo 6º da Lei nº 9.478/97). Assim como nela é trazido as definições para outros biocombustíveis como é o caso do etanol, do biometano, do biodiesel etc. Entende-se que a definição do BioGLP deveria estar expressa nesse rol de definições. Por conta disso, tampouco há resolução da ANP trazendo sua especificação.

Logo, o primeiro passo seria trazer sua previsão expressa na Lei para sua existência no arcabouço legal de combustíveis para na sequência ter sua especificação expressa em resolução da ANP.

Superado esses obstáculos, seria possível analisar sua inserção no RenovaBio, com a criação de uma ou mais rotas de produção para o BioGLP, nos mesmos moldes das rotas já consolidadas no Programa, atendendo as exigências inseridas nos regulamentos necessários para a operacionalização do Programa.

A inclusão da rota poderia ser advinda de um comando normativo ou ainda solicitada pelo agente produtor, caso tenha interesse em se voluntariar para o programa, desde que as lacunas citadas acima fossem resolvidas.

Dado seu relevante atributo ambiental, certamente, a inclusão do BioGLP no RenovaBio seria uma opção a mais rumo a descarbonização da matriz de combustíveis, com foco na transição energética sustentável e no auxílio para o atendimento de compromissos internacionais ambientais firmados pelo Brasil.

A inserção do BioGLP no RenovaBio poderia servir como um estímulo a mais ao fomento de sua produção e de criação de um mercado relevante de BioGIP, contribuindo para a redução dos seus elevados custos atuais de produção, situados em torno de 2 a 3x mais que o GLP fóssil.

4.9.8. Considerações Finais sobre BioGLP

Diante do exposto, em que pese o elevado atributo ambiental do BioGLP e suas possíveis contribuições para uma transição energética justa e sustentável, auxiliando na redução das emissões de gases de efeito estufa e no alinhamento do País para o atingimento de seus compromissos internacionais, a criação de um mercado robusto de BioGLP ainda depende da superação de alguns obstáculos regulatórios e da realização de ações governamentais de fomento para que ele se consolide.

O custo de produção do BioGLP ainda é elevado, em torno de 2 a 3 vezes mais caro que o GLP fóssil, o que dificulta sua substituição pelo seu substituto fóssil somente por forças de mercado.

No panorama mundial, sua produção hoje é, principalmente, acessória, sendo um subproduto da produção de biocombustíveis avançados (diesel verde ou SAF). As plantas dedicadas são exceção.

As rotas de produção para biocombustíveis avançados ainda precisam elevar seu grau de maturidade de forma a baratear seus custos de produção, incluindo a produção do BioGLP.

Todo esse panorama indica que somente pelas forças de mercado, o BioGLP não conseguiria fomentar sua produção a ponto de apresentar competitividade com GLP fóssil.

Para o desenvolvimento de um mercado em larga escala, seria necessário a criação de estímulos governamentais por meio de políticas públicas dedicadas. Tais políticas poderiam ser traduzidas em mandatos de BioGLP ou de redução de intensidade de carbono do GLP fóssil, em desoneração tributária da sua produção com a criação de fontes de financiamento com juros atraentes, assim como ocorreu com outras políticas para os biocombustíveis no início e que hoje possuem uma produção e um mercado consolidado.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1. Das conclusões

Os estudos realizados, aliados às respostas aos questionamentos formulados, permitem a proposição de medidas e políticas destinadas a fomentar e estimular o mercado de gás liquefeito de petróleo (GLP).

O GLP é amplamente utilizado no Brasil, majoritariamente no setor residencial para cocção de alimentos, representando 79% dos usos. A cadeia de suprimento, contudo, é marcada por alta concentração, especialmente na oferta primária, onde a Petrobras detém a grande maioria da produção e importação. No segmento de distribuição, a concentração também é elevada, com quatro grupos detendo aproximadamente 90% do volume comercializado (CR4: 89,25%).

No que tange à precificação, os preços são livres para todos os segmentos de mercado e demonstram ser voláteis, acompanhando as variações de preços internacionais e do câmbio. As margens de distribuição e revenda representaram, historicamente, cerca de 48% do preço final ao consumidor. A Margem Líquida de Distribuição apresentou elevação significativamente superior à inflação medida pelo IGP-M entre 2019 e 2023. Observam-se diferenças expressivas nos preços finais entre as unidades federativas, influenciadas pela complexidade logística e pela dinâmica de mercado em cada região.

A infraestrutura logística primária de GLP é um ponto de atenção crítica para a segurança do abastecimento nacional, com a capacidade de armazenagem instalada no segmento de distribuição sendo considerada insuficiente para atender às exigências regulatórias. A infraestrutura para recebimento de GLP importado, que representa parcela relevante da oferta (24,5% em 2024), é limitada.

No âmbito da promoção da concorrência, a Análise de Impacto Regulatório (AIR) da ANP identificou que a exclusividade de enchimento por marca constitui uma barreira à entrada, pois exige que novos agentes adquiram uma população mínima de vasilhames. Além disso, os critérios históricos de rateio em polos deficitários dificultam o crescimento de distribuidores com menor poder de mercado.

No que se refere à pobreza energética, o programa Auxílio Gás dos Brasileiros (que repassa o valor integral do botijão de 13 kg a cada dois meses) contribui para o acesso a fontes modernas de energia. Contudo, o uso de um valor calculado pela média nacional pode ser subestimado ou superestimado dependendo da localização da família, e o repasse monetário não garante o uso efetivo do recurso para a compra de GLP. O Auxílio Gás do Povo, proposto em 2025, busca reestruturar o programa, incluindo a modalidade de gratuidade de botijões.

Sobre o GLP Renovável (BioGLP), conclui-se que o produto possui um elevado atributo ambiental, com potencial de contribuir para a transição energética e a descarbonização da matriz. O BioGLP pode apresentar uma redução de Intensidade de Carbono (IC) de 54% a 92% em comparação ao GLP fóssil. Apesar de seu potencial, a produção mundial ainda é incipiente (3 milhões de toneladas em 2024), sendo predominantemente acessória (subproduto de outros biocombustíveis avançados, como SAF e Diesel Verde). O custo de produção do BioGLP é elevado, situando-se em torno de 2 a 3 vezes mais caro que o GLP fóssil. Para o desenvolvimento de

Um mercado robusto, é essencial superar obstáculos regulatórios (como a ausência de definição legal na Lei nº 9.478/97, especificação pela ANP, inclusão no RenovaBio e criação de NCM) e implementar políticas públicas dedicadas.

5.2. Das Recomendações

Com base nas análises do mercado e nas alternativas regulatórias e de políticas públicas discutidas, o SubGT-01 recomenda as seguintes medidas para promover a concorrência, a segurança do abastecimento e a sustentabilidade social e ambiental do mercado de GLP:

Proposta 1. Transparência: Recomenda-se o reforço do Projeto de Transparência de Preços na Revenda (PTPR) com três frentes integradas — cooperação institucional com as Secretarias de Fazenda dos Estados, revisão normativa e infraestrutura tecnológica — de modo a viabilizar o acesso direto, contínuo e em tempo real aos documentos fiscais eletrônicos (DF-e) dos agentes regulados à agência reguladora.

Tal medida deve substituir gradualmente o modelo de coleta manual do Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC), mitigando defasagens, erros de

coleta e custos contratuais e ampliando a disponibilidade de dados de preços e volumes para ANP, Cade e sociedade, com salvaguardas à confidencialidade e à competição (p. ex., proteção de informações sensíveis e desenho de divulgação que evite alinhamento tácito em mercados oligopolizados).

Proposta 2. Planejamento Integrado: Fortalecer a coordenação entre planejamento de mercado e logística de transporte de GLP, articulando as instituições públicas vinculadas ao tema especialmente ANP, EPE, MME, bem como o setor privado para sincronizar decisões de oferta, armazenagem e movimentação (inclusive projetos de ampliação de capacidade de armazenamento).

Com a medida, objetiva-se mitigar riscos de sobrecarga logística diante de aumentos rápidos de demanda, antecipar gargalos operacionais e assegurar previsibilidade de abastecimento com base em monitoramento contínuo de fluxos, estoques e capacidade instalada.

Proposta 3. Previsibilidade nos Leilões: Avaliar medidas regulatórias que promovam a previsibilidade da oferta primária de GLP, especialmente no que concerne às condições básicas de venda (preços, volumes, locais e prazos), além de critérios para aprovação de pedidos ou lances em certames, eventuais regras de rateio e outras condições de retirada, em todos os regimes e formas de comercialização permitidos, sobretudo em polos com restrições de oferta ou deficitários. Recomenda-se a formalização da diretriz via resolução do CNPE.

Proposta 4. Aprimoramento das análises sobre assimetria na transmissão de preços: Integrar as iniciativas da ANP por meio do acesso direto a Documentação Fiscal Eletrônica (DF-e), possibilitando a divulgação de indicadores capazes de mensurar tempos de repasse ao longo da cadeia, dispersão de preços e margens por elo e região.

Com o acesso a DF-e de todos os agentes integrantes da cadeia, a capacidade de acompanhamento e monitoramento do mercado pela ANP será incrementada, possibilitando a identificação de práticas anticompetitivas e atuação junto aos órgãos de defesa da concorrência. A migração do modelo amostral/ manual para dados fiscais automatizados e tempestivos deve reduzir defasagens informacionais e melhorar a qualidade da supervisão econômica e concorrencial.

Proposta 5. Preservar a Formação Livre de Preços: Reforçar a livre formação de preços em toda a cadeia do GLP, atuar na promoção de transparência e redução da assimetria de informação no processo de formação de preços no fornecimento primário de GLP e atuar na prevenção de condutas anticoncorrenciais (incluindo análises de margem e comportamento de mercado).

A transparência deve ser compatibilizada com salvaguardas para evitar a facilitação de paralelismo de preços em mercados concentrados. Recomenda-se que as iniciativas de transparência sejam acompanhadas de avaliações de impacto concorrencial (ex ante e ex post) e de protocolos de uso dos dados pela ANP e CADE.

Proposta 6. Estímulo a um Ambiente Competitivo: (i) Avaliar a aplicação do princípio da isonomia nas regras de acesso à oferta primária, considerando a diversidade de perfis de distribuidores atuantes; (ii) ampliação do acesso físico ao produto, avaliando a conveniência da expansão do carregamento rodoviário nos polos de suprimento (hoje restrito a poucos polos), reduzindo barreiras de entrada geradas por exigência de conexão dutoviária; (iii) aprimoramento do rateio em polos deficitários, com possível adoção de critérios híbridos que incentivem a retirada por distribuidores com menor participação de mercado e o investimento em capacidade de armazenagem, além de considerarem o histórico de retiradas; e (iv) incentivo a investimentos privados em tancagem e recebimento de VLGC, destravando a importação direta e reduzindo a dependência de infraestrutura concentrada.

Essas medidas endereçam gargalos críticos apontados pela análise regulatória e de infraestrutura e favorecem novos entrantes.

Proposta 7. Ações para Regulação e Fomento do BioGLP: (i) Priorizar a resolução dos obstáculos regulatórios essenciais para a inserção do BioGLP na matriz energética nacional; e (ii) Solicitar à ANP avaliação da oportunidade da criação deste produto em ato normativo próprio.

Tais ações têm o objetivo trazer maior clareza e segurança jurídica aos agentes da cadeia de comercialização de bioGLP, tendo em vista que atualmente o bioGLP é equiparado ao GLP, o que dificulta agregar as vantagens competitivas da sua produção oriundas de seus atributos ambientais.

Proposta 8. Ações para atração de investimentos. Recomendar ao Ministério da Fazenda avaliar a possibilidade de inclusão de infraestruturas de armazenagem de GLP no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) e de Debêntures Incentivadas com a finalidade de atrair novos investimentos.

Esta recomendação tem por objetivo mitigar a ocorrência de gargalos logísticos atualmente existentes e futuros, considerando os cenários prospectivos de aumento da demanda e da produção de GLP já identificados nos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia, elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE); no Acórdão TCU nº 1876/2021-Plenário; e no Relatório de Auditoria da CGU nº 836466/2022 de Avaliação da ANP.

Ao reduzir o gargalo logístico, o processo concorrencial tende a trazer maior acesso e competitividade. Cabe reforçar, adicionalmente, que o GLP é um energético essencial para a cocção de alimentos, com elevada capilaridade territorial e ampla utilização por domicílios de diferentes faixas de renda, desempenhando papel relevante sob a ótica da segurança energética e da dimensão social do acesso à energia. Nesse sentido, o fortalecimento da infraestrutura de armazenagem contribui para a regularidade do abastecimento, a redução de riscos de descontinuidade e a modicidade de preços, alinhando-se a objetivos de interesse público e de política socioeconômica, que integram programas sociais com previsão de utilização relevante de recursos da União.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2018a). **Nota Técnica Conjunta 1/2018/DG/DIR1/DIR2/SBQ/CPT/ANP**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/tomada-publica-de-contribuicoes/2018/tomada-publica-de-contribuicoes-no-1-2018-precos-dos-combustiveis>>. Acesso: 22dez25.
2. _____. _____. (2018b). **Nota Técnica nº 068/2018/SDR**. Disponível em: Documento SEI/ ANP 0095170.
3. _____. _____. (2019a). **Nota Técnica 006/2019/SDR - Assimetria na Transmissão de Preços na cadeia de distribuição de combustíveis**. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2019/nota-tecnica-006-2019-sdr.pdf>. Acesso: 22dez25.
4. _____. _____. (2019b). **Nota Técnica 002/2019/Assessoria DG – Competição e assimetria na transmissão de preços na cadeia de distribuição de combustíveis**. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2019/nota-tecnica-002-2019.pdf>. Acesso: 22dez25.
5. _____. _____. (2020). **Nota Técnica 22/2020/SDR/ANP-RJ – Assimetria na Transmissão de Preços na cadeia de distribuição de combustíveis líquidos (gasolina e diesel) e GLP (P-13)**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2020/nota-tecnica-22-2020.pdf>>. Acesso: 22dez25.
6. _____. _____. (2023). **Abastecimento de GLP no Brasil. Audiência Pública Comissão de Minas e Energia**. 30 de Maio de 2023. Disponível em: <www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/apresentacoes-em-eventos/apresentacoes-de-convidados-em-2023/30-05-2023-impactos-do-consorcio-entre-supergasbras-e-ultragaz/1_ANP_-_Luis_Eduardo.pdf>. Acesso: 22dez25.
7. _____. _____. (2024). **Dados agregados de demonstrações financeiras do setor de distribuição de GLP**. Informações obtidas por meio de convênio ANP/EPE.
8. _____. _____. (2025a). **Painel Dinâmico dos Produtores de Derivados de Petróleo** - atualizado em 05/08/2025. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-dos-produtores-de-derivados-de-petroleo>. Acesso: 22dez25.
9. _____. _____. (2025b). **Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de GLP**. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos>.

[da-anp/paineis-dinamicos-do-abastecimento/painel-dinamico-do-mercado-brasileiro-de-glp](#)>. Acesso: 22dez25.

10. _____. _____, (2025c). **Produção de derivados de petróleo energéticos e não energéticos, por tipo de unidade produtora. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis** – vários anos. Disponível em: <[www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico](#)>. Acesso: 22dez25.
11. _____. _____, (2025d). **Painel Dinâmico da Tancagem do Abastecimento Nacional de Combustíveis**. Disponível em: <[www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-da-tancagem-do-abastecimento-nacional-de-combustiveis](#)>. Acesso: 22dez25.
12. _____. _____, (2025e). **Painel Dinâmico de Relatório de Revenda**. Disponível em: <[www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-abastecimento/painel-dinamico-de-relatorio-de-revenda](#)>. Acesso: 22dez25.
13. _____. _____, (2025f). **Vendas de combustíveis por segmento (metros cúbicos) 2012-2025**. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/arquivos/vdpc/vcs/vendas-combustiveis-segmento-m3-2012-2025.csv](#)>. Acesso: 22dez25.
14. _____. _____, (2025g). **Preços de GLP ao consumidor consolidados**. Disponível em: <[www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-ao-consumidor-consolidados-glp](#)>. Acesso: 22dez25.
15. _____. _____, (2025h). **Levantamento de Preços de Combustíveis - semana de 27/07/2025 a 02/08/2025**. Disponível em: <[www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/levantamento-de-precos-de-combustiveis-ultimas-semanas-pesquisadas](#)>. Acesso: 22dez25.
16. _____. _____, (2025i). **Nota Técnica nº 27/2025/SDC/ANP-RJ**. Disponível em: <[www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2025/nota-tecnica-sdc-27.pdf](#)>. Acesso: 22dez25.
17. _____. _____, (2025j). **Sobre o RenovaBio**. Atualizado em 18 ago. 2025. Disponível em: [https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/sobre-o-renovabio](#). Acesso: 22dez25.
18. BCB. Banco Central do Brasil. (2025). **Consulta de cotações e boletins**. Disponível em: <[www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes](#)> Acesso: 22dez25.

19. CGU Controladoria-Geral da União. (2022). **Relatório e-Aud nº 836466**. Disponível em: <
<https://eaud.cgu.gov.br/relatorios?apenasAbertas=false&exibirColunaPendencias=false&apenasModificadasNosUltimos30Dias=false&colunaOrdenacao=dataPublicacao&direcaoOrdenacao=DESC&tamanhoPagina=15&o>>. Acesso: 22dez25.
20. CADE. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. (2016). **Guia para Análise de Atos de Concentração Horizontal**. Disponível em: <
<https://cdn.cade.gov.br/Portal/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-do-cade/guia-para-analise-de-atos-de-concentracao-horizontal.pdf>>. Acesso: 22dez25.
21. CADE (2019). Conselho Administrativo de Defesa Econômica. **Termo de Compromisso de Cessação de Prática (versão de acesso público)**. Disponível em: <
[Cade e Petrobras celebram acordo para venda de refinarias de petróleo tcc-cade-petrobras.pdf](#)>. Acesso: 22dez25.
22. CEPAL. Comisión Económica para América Latina. (2025). CEPALSTAT - **Portal de Datos y Publicaciones Estadísticas. Precio de los combustibles (comparación en dólares) - (Dólares corrientes por litro (GLP en dólares corrientes por kilogramo)**. Disponível em: <
<https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?theme=2&lang=es>>. Acesso em: Acesso: 22dez25.
23. CONFAZ. Confederação Nacional de Política Fazendária. (2022). **Convênio ICMS nº 199, de 22 de dezembro de 2022. Dispõe sobre a fixação da alíquota uniforme do ICMS sobre o GLP**. Disponível em: <
www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2022/CV199_22>. Acesso: 22dez25.
24. _____, (2023). **Convênio ICMS nº 172, de 20 de outubro de 2023. Dispõe sobre a fixação da alíquota uniforme do ICMS sobre o GLP**. Disponível em: <
https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2023/CV172_23>. Acesso: 22dez25.
25. _____, (2024a). **Ato COTEPE/PMPF nº 3, de 26 de janeiro de 2024. Altera o valor da alíquota ad rem de ICMS sobre o GLP**. Disponível em: <
https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/atos-pmpf/2024/pmpf003_24>. Acesso: 22dez25.
26. _____, (2024b). **Convênio ICMS nº 126, de 30 de outubro de 2024. Dispõe sobre a fixação da alíquota uniforme do ICMS sobre o GLP**. Disponível em: <
www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2024/CV126_24>. Acesso: 22dez25.

27. EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2022). **Estudos prospectivos sobre oferta, demanda, investimentos e o abastecimento de GLP no Brasil.** Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-702/NT-EPE-DPG-DEA-2022-01_GLP%20e%20Outros%20Usos.pdf>. Acesso: 22dez25.
28. _____, (2024a). **Série: Formação de Preços de Combustíveis. Formação de preço do gás liquefeito de petróleo no mercado brasileiro.** Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-413/topico-712/NT-EPE-DPG-SDB-2024-02_GLP_2024.05.13.pdf>. Acesso: 22dez25.
29. _____, (2024b). **Margem Bruta e Líquida de Distribuição de GLP.** Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-413/topico-728/NT-EPE-DPG-SDB-2024-04_Margem_Bruta_e_Liquida_GLP.pdf>. Acesso: 22dez25.
30. _____, (2024c). **Balanço Energético Nacional.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>>. Acesso: 22dez25.
31. _____, (2025a). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2035: Caderno de Abastecimento de Derivados de Petróleo.** Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/CA-EPE-DPG-SDB-2025-13_PDE%202035_Caderno%20de%20Abastecimento%20de%20Derivados%20de%20Petr%20leo.pdf>. Acesso: 22dez25.
32. _____, (2025b). **Entendendo a Formação dos Preços Finais de Combustíveis no Brasil. Série: Formação de Preços de Combustíveis.** Disponível em: www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/serie-de-formacao-de-precos-de-combustiveis>. Acesso: 22dez25.
33. _____, (2025c). **Impactos da monofasia do ICMS na comercialização de combustíveis nas divisas estaduais. Série: Formação de Preços de Combustíveis.** Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-413/topico-772/Tributa%C3%A7%C3%A3o%20monof%C3%A1sica%20e%20comercializa%C3%A7%C3%A3o%20de%20combust%C3%ADveis.pdf>. Acesso: 22dez25.
34. _____, (2025d), **Balanço Energético Nacional 2025.** Disponível em: [Anexo IX - Balanços Consolidados 1970 a 2024](#)>. Acesso: 22dez25.

35. IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, (2025a). **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Anual: Domicílios e moradores, por tipo de combustível utilizado na preparação de alimentos.** Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br>. Dados tabulados no SI-DRA. Acesso: 22dez25.
36. _____. _____. (2025b). **INPC - Índice Nacional de Preços ao Consumidor – 2019-2025.** Disponível em: <www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9258-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor.html>. Acesso: 22dez25.
37. IEA , Energy Information Administration (2025). **Spot prices.** Disponível em: <www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm>. Acesso: 22dez25.
38. MDIC. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, (2025). **Sistema oficial para extração das estatísticas do comércio exterior brasileiro de bens: COMEX STAT.** Disponível em: <<https://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>> Acesso: 22dez25.
39. MME. Ministério de Minas e Energia, (2019). Estudos atinentes ao art. 2º da Resolução CNPE nº 12/ 2019. Disponível em: <<https://antigo.mme.gov.br/documents/36220/895361/Relat%C3%B3rio+RCNPE+12-2019+v12.pdf/641a1bf0-b53d-3d36-c273-ae773b53557e>>. Acesso: 22dez25.
40. PETROBRAS (2017). **Fato Relevante - Aprovação de nova política de preços para gás de uso doméstico (GLP-P13).** 7 de junho de 2017. Disponível em:<www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso: 22dez25.
41. _____. _____. (2018). **Fato Relevante - Aprovação da revisão da política de preços do GLP de uso residencial.** 18 de janeiro de 2018. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso: 22dez25.
42. _____. _____. (2019). **Fato Relevante - Petrobras aprova revisão da política de preços do GLP.** 5 de agosto de 2019. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>>. Acesso: 22dez25.
43. ProQR. Combustíveis Alternativos sem Impactos Climáticos Cooperação Técnica Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, (2022). **Estudo sobre governança e políticas públicas de incentivo à produção de combustíveis sustentáveis de aviação.** < <https://bivica.org/file/view/id/6419>>. Acesso: 22dez25.

44. SINDIGÁS. Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo, (2022). **Coletânea de Estudos da Sobre o Setor de GLP (2014 – 2022)**. Disponível em: <www.sindigas.org.br/Download/PUBLICACOES_SINDIGAS/2022%2004%2025%20coletanea_LCA.pdf>. Acesso: 22dez25.
45. _____, (2024). **GLP EM MOVIMENTO: Panorama do Setor de GLP em Movimento. Dezembro 2024 – 62ª Edição**. Disponível em: <https://www.sindigas.org.br/Download/PANORAMAS/NOVO%20GLP%20EM%20MOVIMENTO_DEZ_2024-%20REV%202.pdf>. Acesso: 22dez25.
46. _____, (2025). **Composição de preços do botijão – P13**. Disponível em: <[Composição do preço do botijão – P13 – Sindigás](#)>. Acesso: 22dez25.
47. STF. SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL, (2022). **ADI 7191**. Disponível em: <<https://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=6430743>>. Acesso: 22dez25.
48. TCU. Tribunal de Contas da União. (2020). **Relatório de Auditoria TC 003.245/2020-9**. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/documento/processo/*/NUMEROSOMENTENUMEROS%253A324520209%2520/DTAUTUACAOORDENACAO%2520desc%252C%2520NUMEROCOMZEROS%2520desc/0>. Acesso: 22dez25.
49. TCU (2022a). Tribunal de Contas da União. **Fiscalização do desinvestimento em refino pela Petrobras: Alienação da Refinaria Landulpho Alves**. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/data/files/30/26/80/89/6C6F0810B4FE0FF7E18818A8/Alienacao%20RLAM%20SE.pdf>>. Acesso: 22dez25.
50. TCU (2022b). Tribunal de Contas da União. **Riscos e oportunidades da transição para o novo mercado de refino**. <<https://portal.tcu.gov.br/data/files/0C/B5/B5/06/81AA0810B4FE0FF7E18818A8/Novo%20Mercado%20do%20Refino%20SE.pdf>>. Acesso: 22dez25.
51. ULTRAGAZ (2025). **Apresentação para o SubGT 01 - Gás Liquefeito de Petróleo/ Resolução CNPE 10/2024**. Disponível em: <www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gt-rcnpe-10-2024/subgrupos/subgt01/publica-material-subgt-01-glp-aureliomendes.pdf>. Acesso: 22dez25.
52. WLGA (2024). World Liquid Gas Association. **Renewable Liquid Gas – The Key to a Lower-Carbon Future**. Neuilly-sur-Seine. Disponível em: <<https://fliphtml5.com/addge/edzc>>. Acesso: 22dez25.

53. WLPGA (2022). World LPG Association. **Global rLPG Pathways to 2050: A scenario of future supply.** Disponível em: <<https://www.worldliquidgas.org/publications/global-rlpq-pathways-to-2050/>>. Acesso: 22dez25.
54. WLPGA (2023a). World LPG Association. **Carbon Intensities, Renewable and Fossil Liquid Gases, LPG & DME.** Disponível em: <<https://online.fliphtml5.com/addge/peyi/>>. Acesso: 22dez25.
55. WLPGA (2023b). World LPG Association. **Autogas Incentive Policies 2023: A country-by-country analysis of why and how governments encourage Autogas and what works.** Disponível em: < <https://fliphtml5.com/addge/nxuz> >. Acesso: 22dez25.