



Análise do Questionário sobre o Programa de Gas Release

Programa de Redução da Concentração
no Mercado de Gás Natural

Ação Regulatória nº 2.7 (A.R. 2025-2026)

37 respostas coletadas

Período: 23/03/2026 a 16/04/2026

Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

Coordenação de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural – CPC-GN

Sumário

1. Introdução	1
Metodologia	1
2. Perfil dos Respondentes	2
2.1 Distribuição por perfil	2
2.2 Distribuição geográfica por UF	3
3. Percepção sobre o Programa	4
3.1 Relevância do Gas Release	4
3.2 Metas de desconcentração priorizadas	5
3.3 Mecanismos de monitoramento e transparência	5
3.4 Indicadores objetivos de sucesso	6
3.5 Periodicidade de revisão do programa	6
4. Desenho dos Produtos	7
4.1 Produtos priorizados	7
4.2 Horizonte contratual preferido	7
4.3 Flexibilidade contratual dos produtos	8
5. Barreiras e Riscos	9
5.1 Barreiras à contestação do agente dominante	9
5.2 Riscos observados em relação ao programa	9
5.3 Medidas adicionais para acesso à demanda	10
6. Estrutura do Programa	11
6.1 Definição dos volumes a serem liberados	11
6.2 Volume anual mínimo de oferta	11
6.3 Duração total do programa	12
6.4 Pontos de entrega dos volumes	12
6.5 Consideração dos níveis regionais de concentração	13
6.6 Periodicidade de leilões	13
6.7 Tratamento de volumes não adjudicados	14
7. Formato dos Leilões	15
7.1 Formato de contratação	15
7.2 Metodologia de precificação	15
7.3 Transparência pós-leilão	16

7.4 Critério de definição dos vencedores.....	16
7.5 Associação da capacidade de transporte	17
7.6 Antecedência mínima para divulgação dos leilões	17
7.7 Período mais adequado para realização do leilão	18
8. Agentes e Salvuardas.....	19
8.1 Agentes autorizados a adquirir gás	19
8.2 Salvuardas contra reconcentração	19
8.3 Interesse em participar dos leilões	20
8.4 Riscos ou efeitos adversos do programa.....	20
9. Escopo e Origem do Gás.....	21
9.1 Volumes de incidência do programa.....	21
9.2 Diferenciação por origem do gás.....	21
9.3 Incidência sobre gás de terceiros	22
9.4 Inclusão do gás importado por gasodutos (contratos vigentes).....	22
9.5 Inclusão do gás importado por gasodutos (novos contratos).....	23
9.6 Inclusão do GNL no Gas Release	23
9.7 Critérios de proporcionalidade no escopo do Gas Release	24
10. Mecanismos Complementares.....	25
10.1 Mecanismos complementares ao Gas Release	25
10.2 Percepção da utilidade de implementação de um Market Maker	25
10.3 Produtos priorizados para Market Maker	26
11. Análises Cruzadas	27
11.1 Relevância do programa por perfil.....	27
11.2 Produtos priorizados por perfil	28
11.3 Interesse em participar dos leilões por perfil.....	28
11.4 Distribuição de perfis por UF.....	29
11.5 Formato de contratação por perfil.....	29
Apêndice A — Respostas de Texto Livre	30
A.1 Definição dos volumes a serem liberados	30
A.2 Volume anual mínimo de oferta	32
A.3 Tamanhos mínimo e máximo dos lotes	34

1. Introdução

Este documento apresenta a análise consolidada das respostas ao questionário público promovido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) sobre o Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (Gas Release). O questionário buscou captar a percepção de diversos agentes do setor sobre aspectos fundamentais do desenho do programa, incluindo metas de desconcentração, produtos a serem ofertados, formato dos leilões, precificação, salvaguardas e mecanismos complementares.

Metodologia

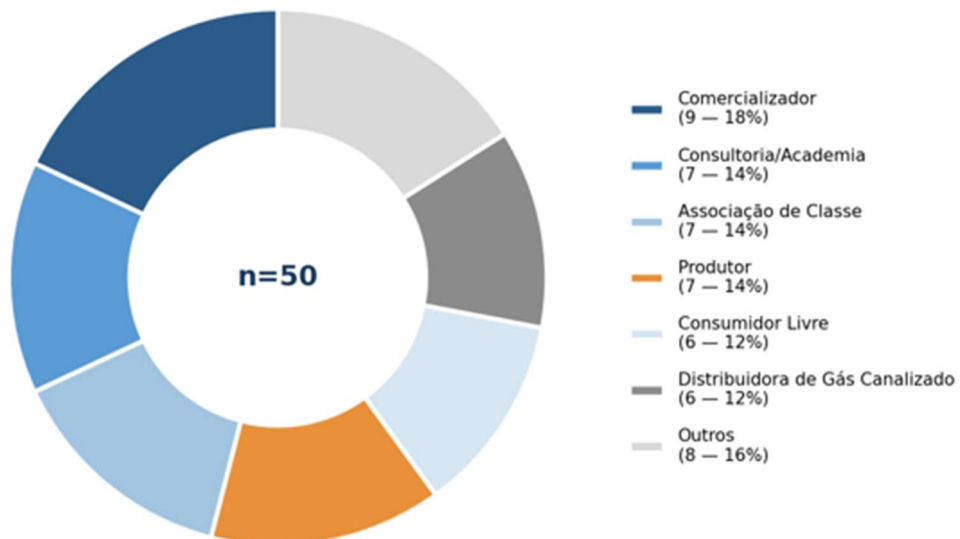
Foram recebidas 37 respostas válidas ao questionário, abrangendo comercializadores, distribuidoras, produtores, consumidores livres, associações de classe e consultorias. As respostas foram coletadas por meio de formulário eletrônico e abrangem 42 questões temáticas, divididas entre perguntas de seleção única, seleção múltipla e respostas abertas.

A análise que se segue apresenta a distribuição das respostas para cada questão, complementada por análises cruzadas entre o perfil dos respondentes e as principais variáveis de interesse. As respostas abertas são reproduzidas integralmente no apêndice.

2. Perfil dos Respondentes

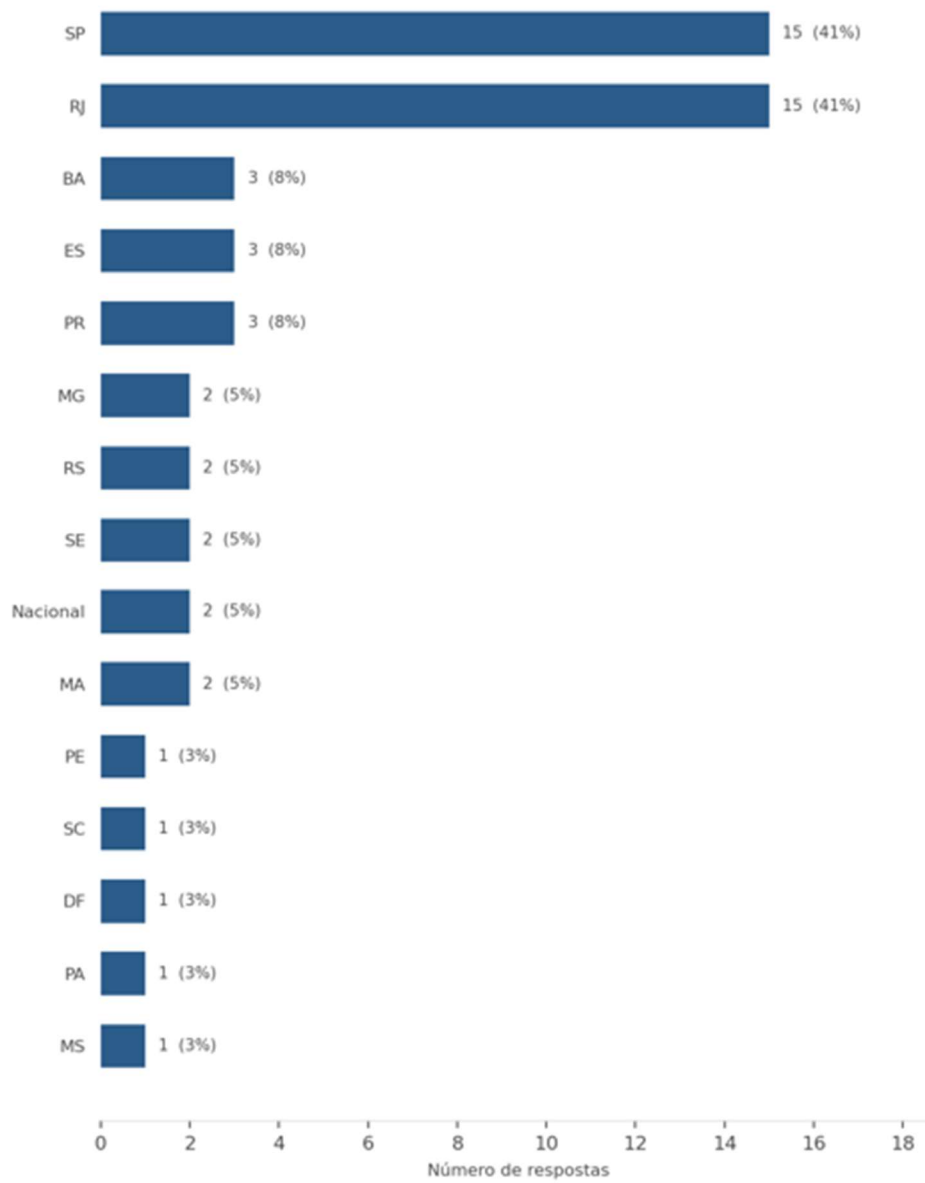
2.1 Distribuição por perfil

Figura 1 - Perfil dos respondentes — múltipla escolha (n=50)



2.2 Distribuição geográfica por UF

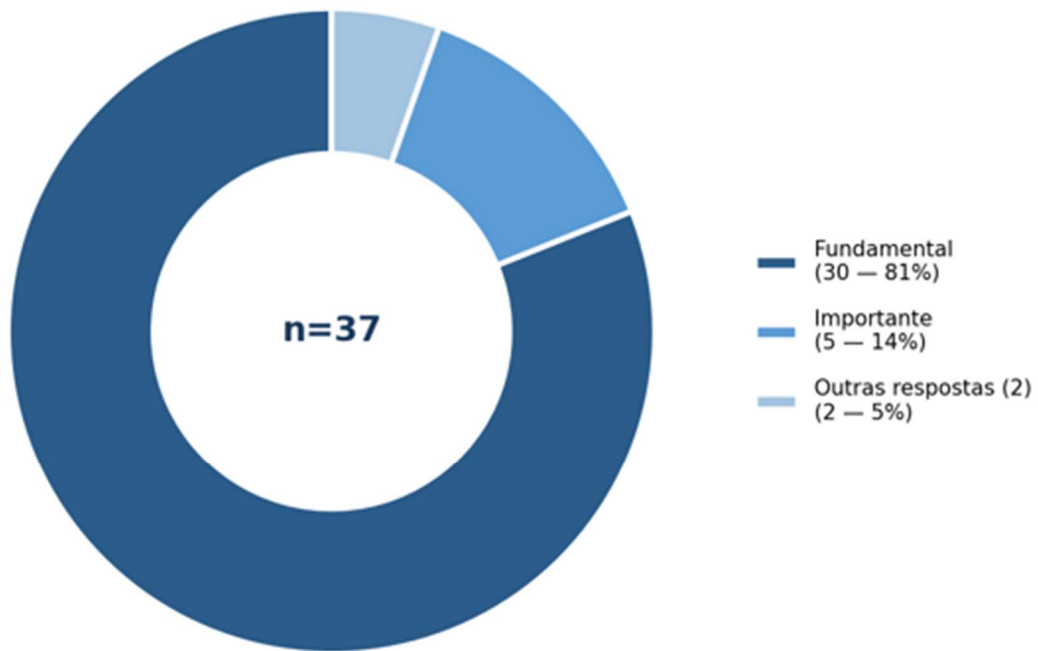
Figura 2 - Distribuição geográfica dos respondentes (n=37)



3. Percepção sobre o Programa

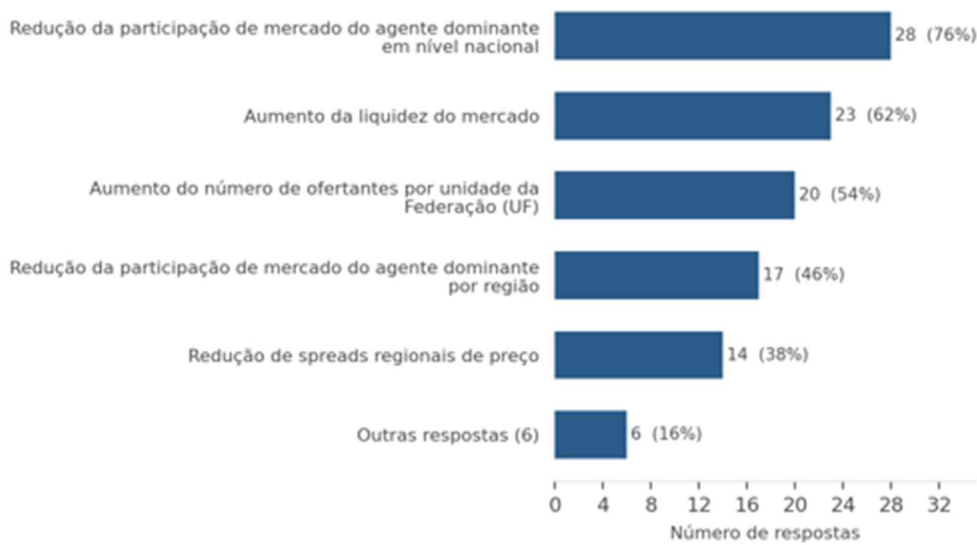
3.1 Relevância do Gas Release

Figura 3 - Avaliação dos respondentes sobre a relevância do Gas Release(n=37)



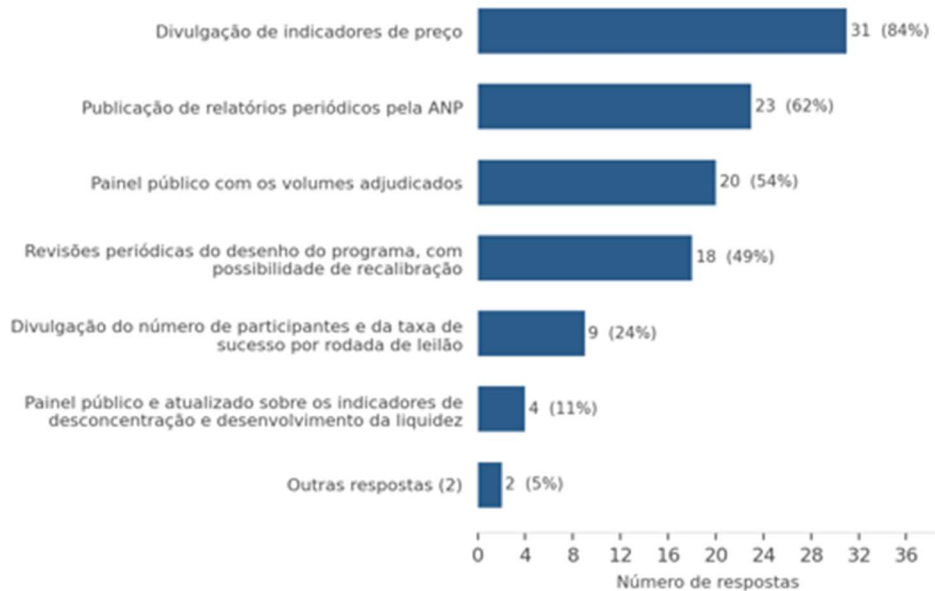
3.2 Metas de desconcentração prioritizadas

Figura 4 – Priorização das metas de desconcentração — múltipla escolha (n=37)



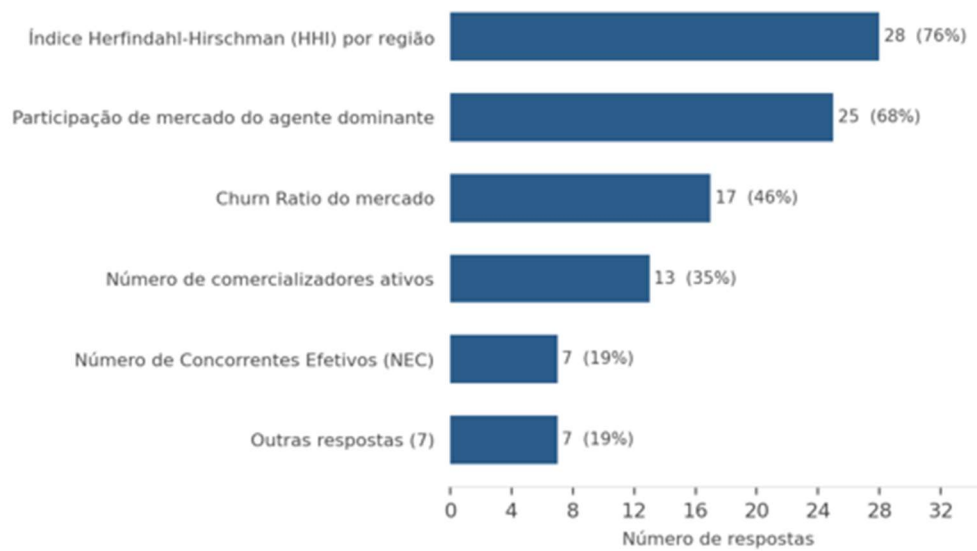
3.3 Mecanismos de monitoramento e transparência

Figura 5 -Mecanismos prioritários de monitoramento e transparência — múltipla escolha (n=37)



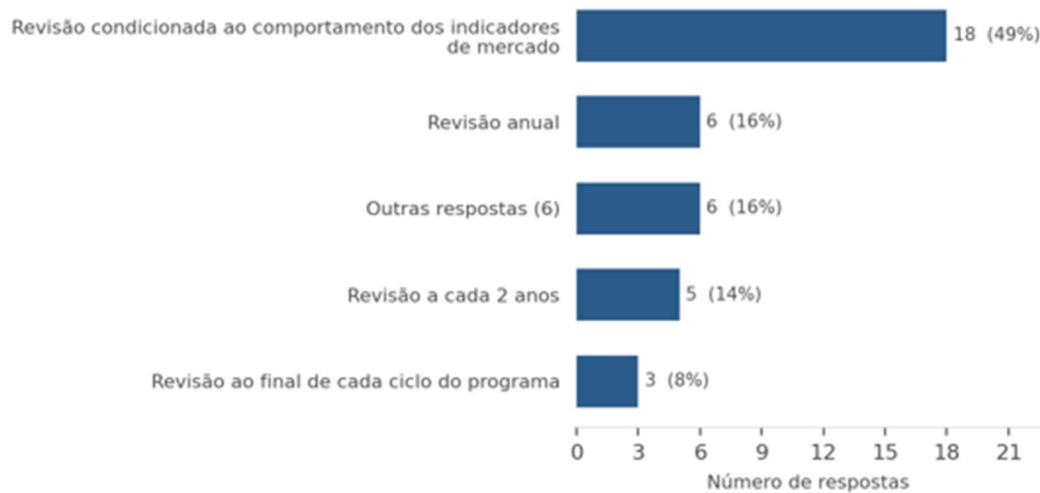
3.4 Indicadores objetivos de sucesso

Figura 6 -Indicadores propostos para avaliação do programa — múltipla escolha (n=37)



3.5 Periodicidade de revisão do programa

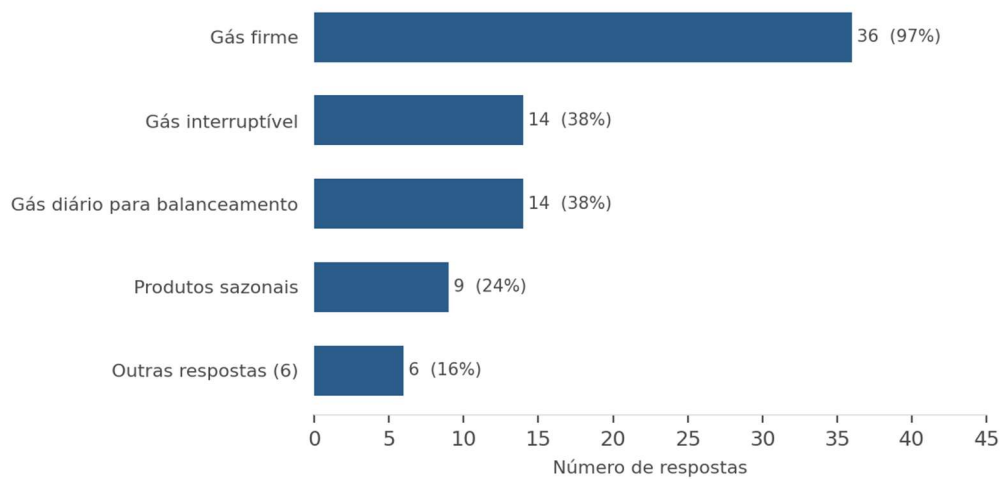
Figura 7 -Frequência recomendada para revisão do programa — múltipla escolha (n=37)



4. Desenho dos Produtos

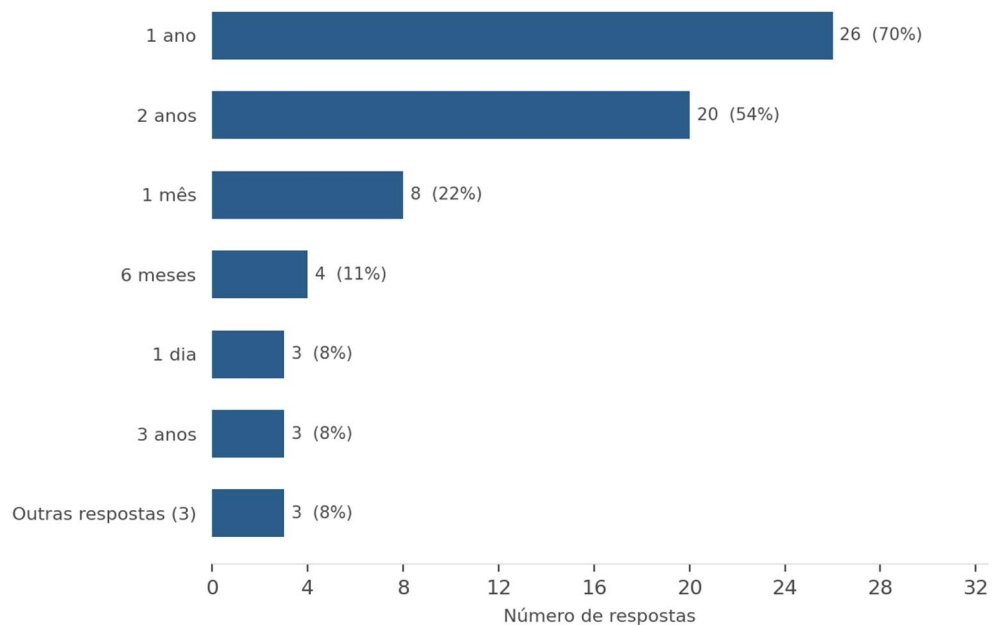
4.1 Produtos priorizados

Figura 8 -Priorização dos produtos no desenho do programa— múltipla escolha (n=37)



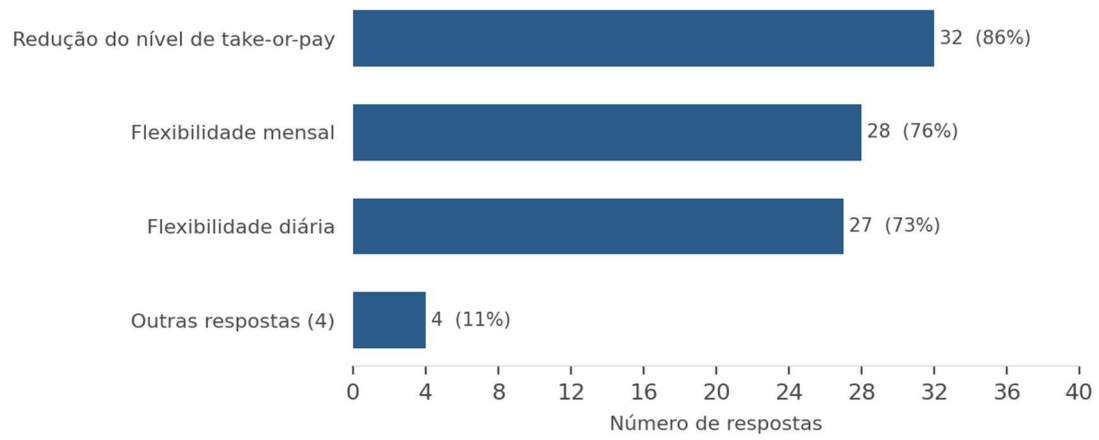
4.2 Horizonte contratual preferido

Figura 9 -Preferência quanto ao horizonte contratual — múltipla escolha (n=37)



4.3 Flexibilidade contratual dos produtos

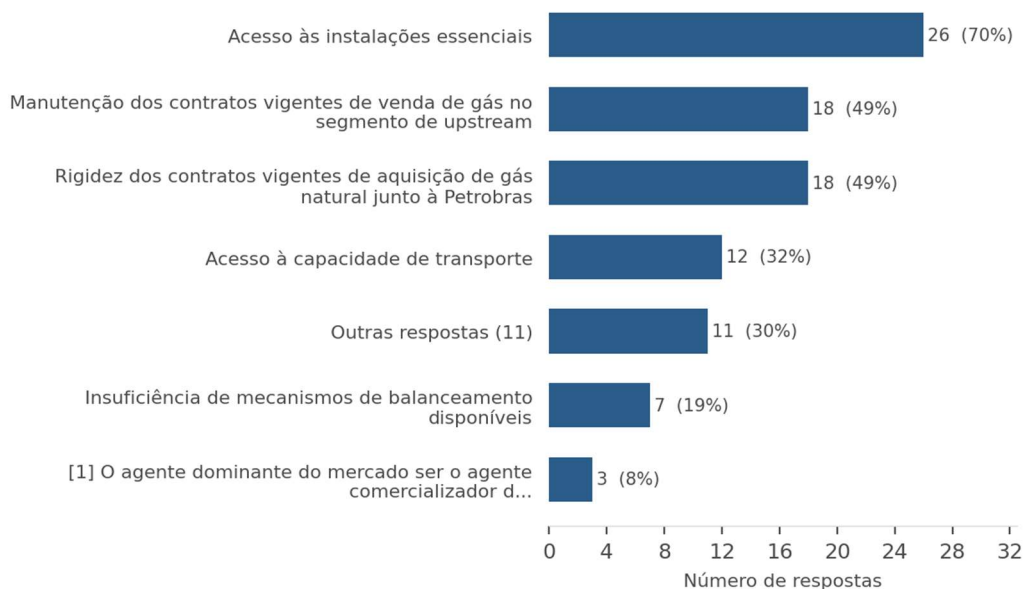
Figura 10 -Avaliação da flexibilidade contratual dos produtos — múltipla escolha (n=37)



5. Barreiras e Riscos

5.1 Barreiras à contestação do agente dominante

Figura 11 - Barreiras à contestação do agente dominante — múltipla escolha (n=37)

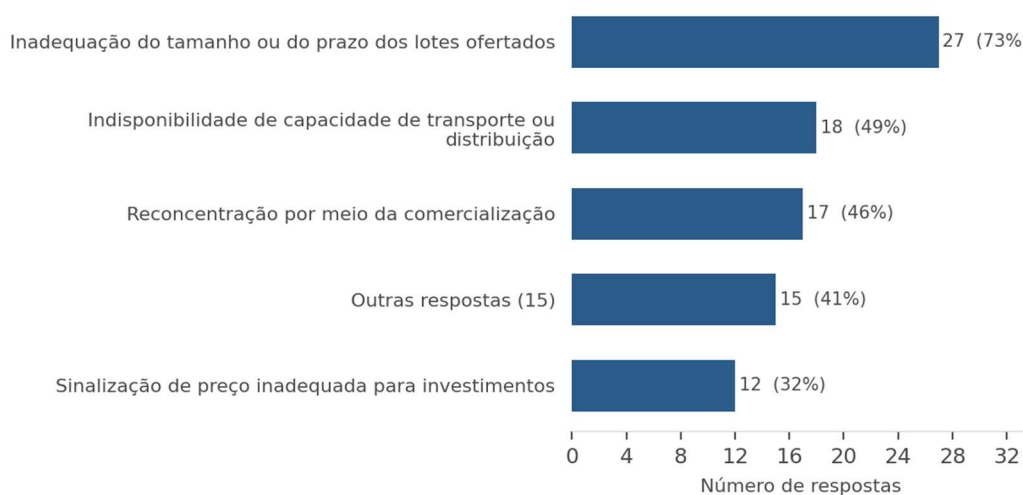


Legenda:

[1] O agente dominante do mercado ser o agente comercializador dos volumes advindos da PPSA e poder tomar esses volumes para produção de fertilizantes

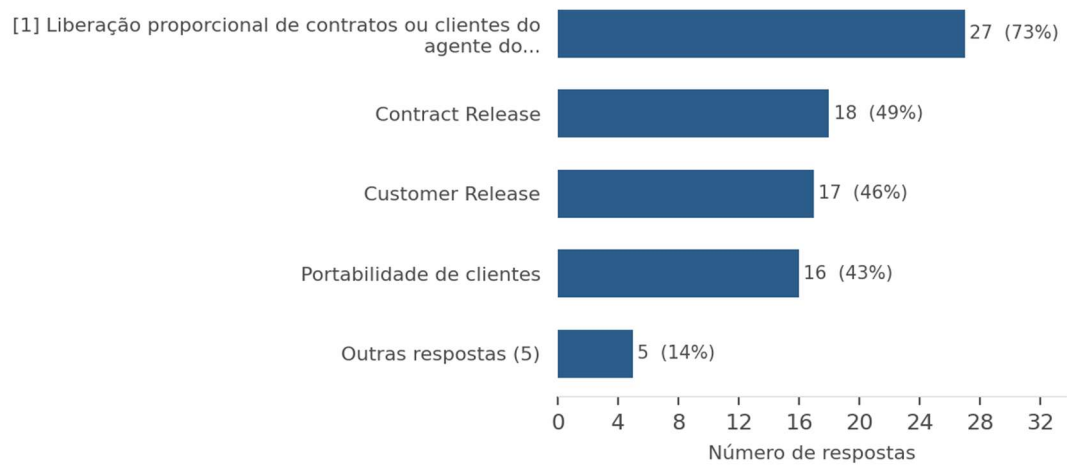
5.2 Riscos observados em relação ao programa

Figura 12 - Principais riscos percebidos na implementação do programa — múltipla escolha (n=37)



5.3 Medidas adicionais para acesso à demanda

Figura 13 -Medidas adicionais para ampliação do acesso à demanda — múltipla escolha (n=37)



Legenda:

[1] Liberação proporcional de contratos ou clientes do agente dominante, associada aos volumes adquiridos nos leilões de Gas Release

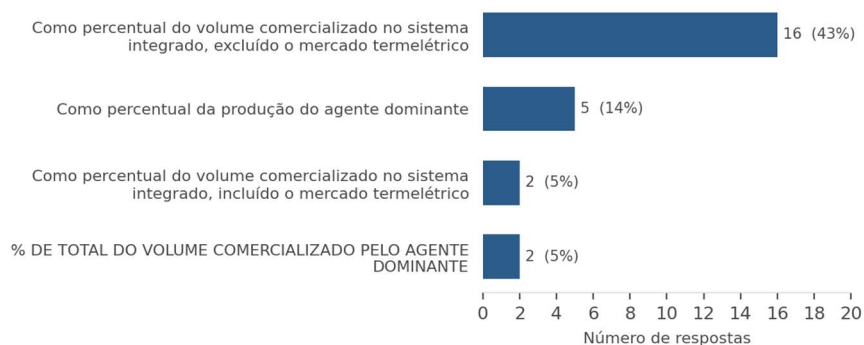
6. Estrutura do Programa

6.1 Definição dos volumes a serem liberados

As respostas a esta questão são predominantemente de texto livre. A tabela completa encontra-se no Apêndice A deste documento.

Respostas mais frequentes:

Figura 14 - Critérios para definição dos volumes a serem liberados — respostas com duas ou mais ocorrências (n=37)



6.2 Volume anual mínimo de oferta

As respostas a esta questão são predominantemente de texto livre. A tabela completa encontra-se no Apêndice A deste documento.

Respostas mais frequentes:

Figura 15 - Volume anual mínimo de oferta — respostas com duas ou mais ocorrências (n=37)



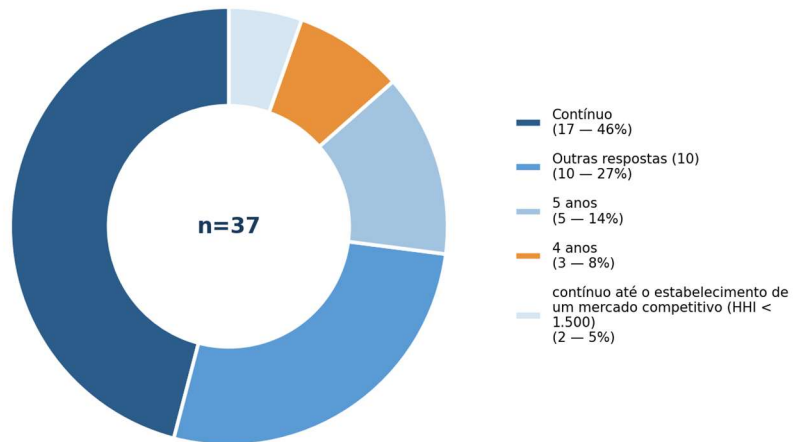
Legenda:

[1] o volume deveria estar condicionado a uma meta de nível de concentração – por exemplo até o estabelecimento de um mercado competitivo cuja o HHI é menor que 1.500.

[2] percentual deve ser definido, a partir da participação do agente dominante no mercado, em uma visão prospectiva

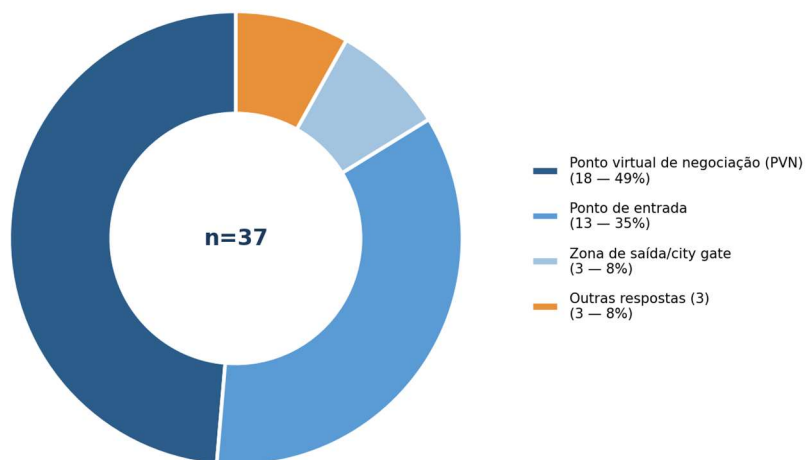
6.3 Duração total do programa

Figura 16 - Preferência quanto à duração total do programa (n=37)



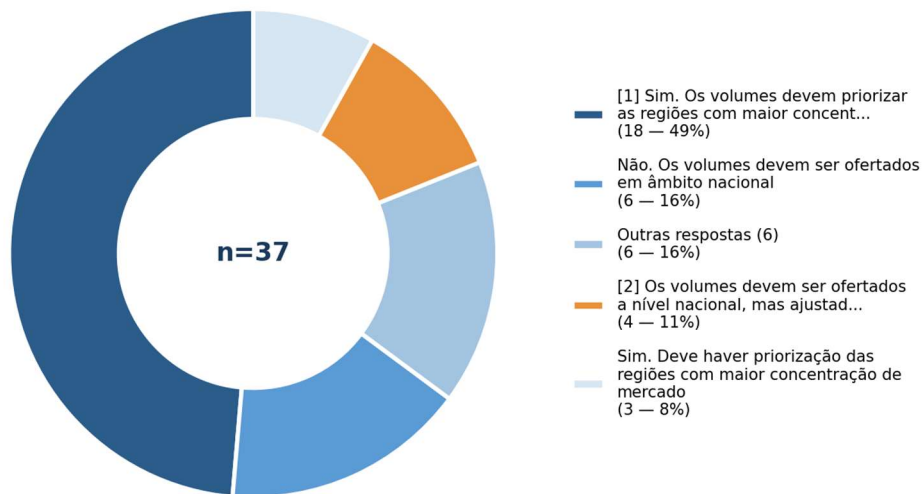
6.4 Pontos de entrega dos volumes

Figura 17 - Preferência quanto aos pontos de entrega dos volumes (n=37)



6.5 Consideração dos níveis regionais de concentração

Figura 18 - Preferências quanto à regionalização do PGR (n=37)



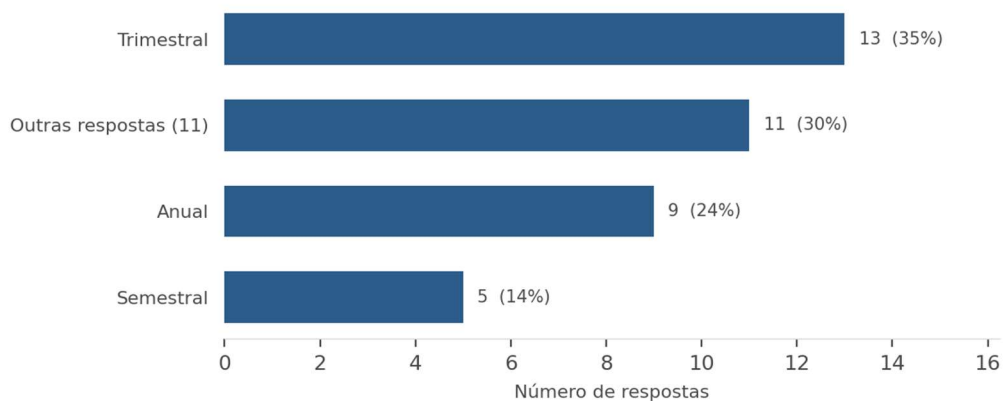
Legenda:

[1] Sim. Os volumes devem priorizar as regiões com maior concentração de mercado, porém um percentual ainda deve ser ofertado em âmbito nacional

[2] Os volumes devem ser ofertados a nível nacional, mas ajustados conforme a concentração de mercado observada em cada Região, caso haja restrições à movimentação de gás entre áreas de capacidade.

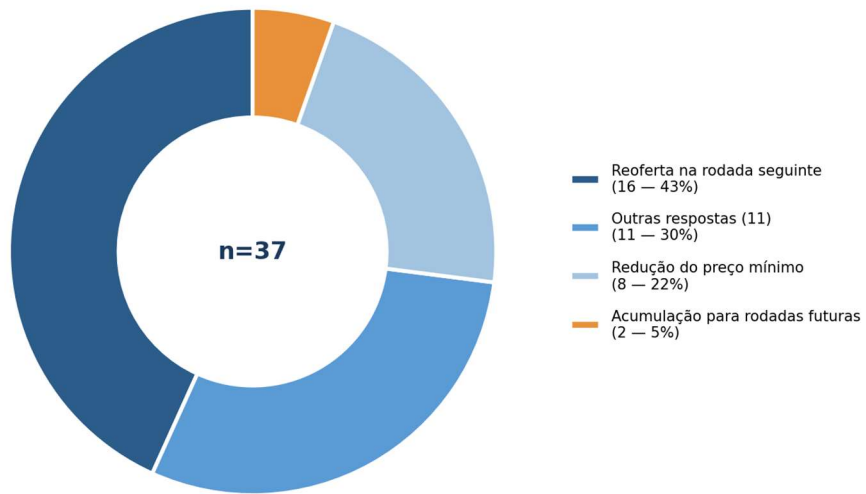
6.6 Periodicidade de leilões

Figura 19 - Frequência recomendada para realização dos leilões— múltipla escolha (n=37)



6.7 Tratamento de volumes não adjudicados

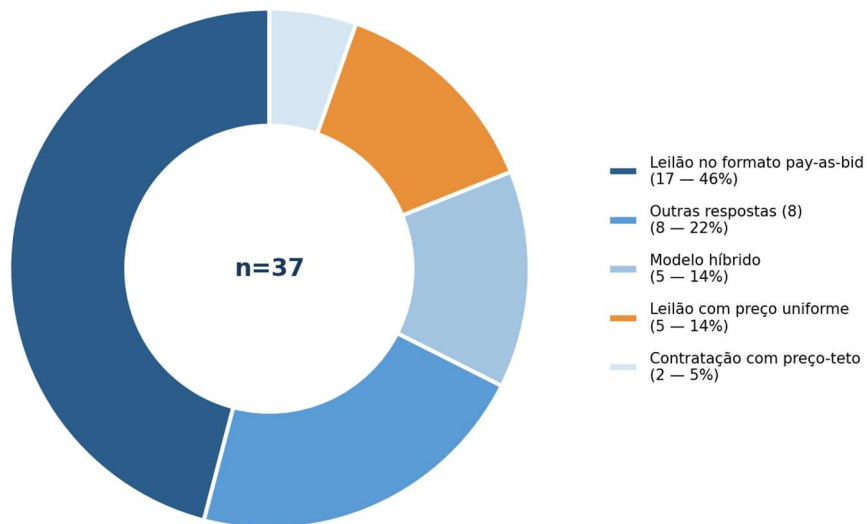
Figura 20 - Alternativas para tratamento dos volumes não adjudicados (n=37)



7. Formato dos Leilões

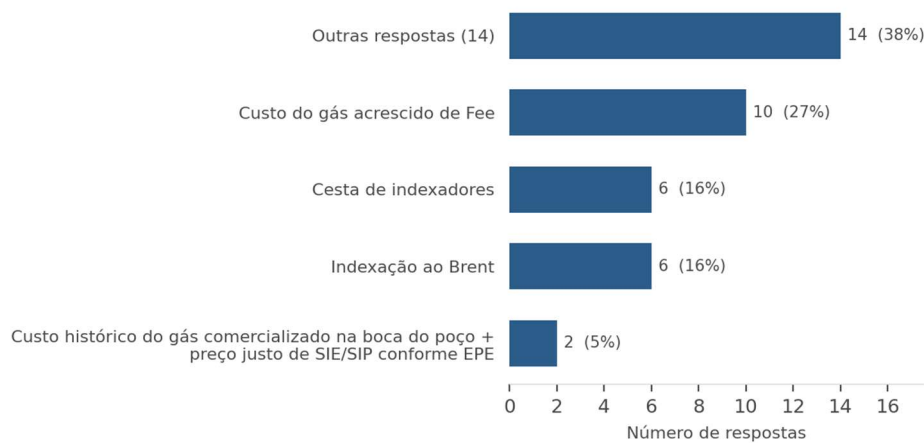
7.1 Formato de contratação

Figura 21 - Preferência quanto ao formato do leilão (n=37)



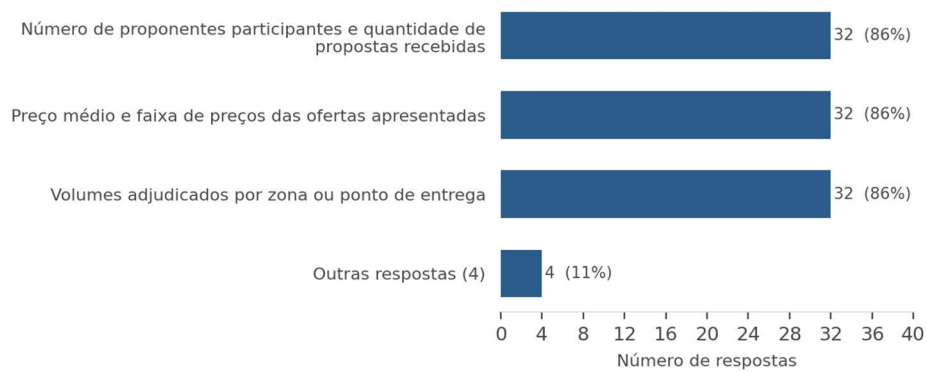
7.2 Metodologia de precificação

Figura 22 –Preferência quanto às metodologias de precificação — múltipla escolha (n=37)



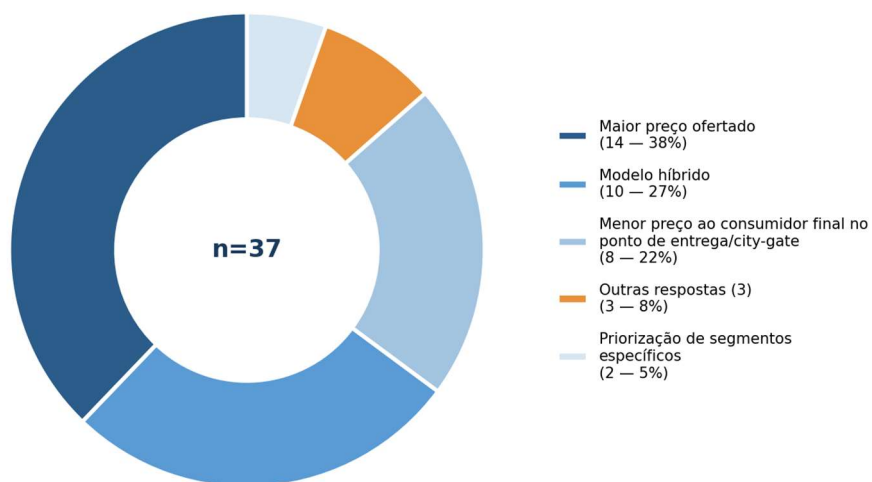
7.3 Transparência pós-leilão

Figura 23 - Informações prioritárias para transparência pós-leilão — múltipla escolha (n=37)



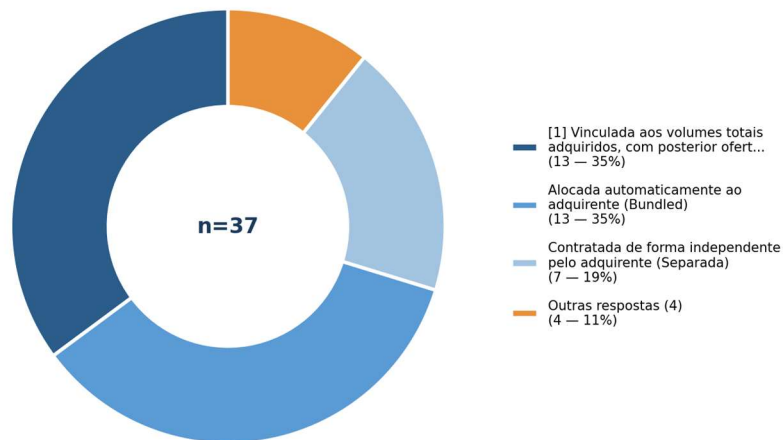
7.4 Critério de definição dos vencedores

Figura 24 - Critérios propostos para definição dos vencedores (n=37)



7.5 Associação da capacidade de transporte

Figura 25 - Formas de associação da capacidade de transporte aos volumes contratados (n=37)

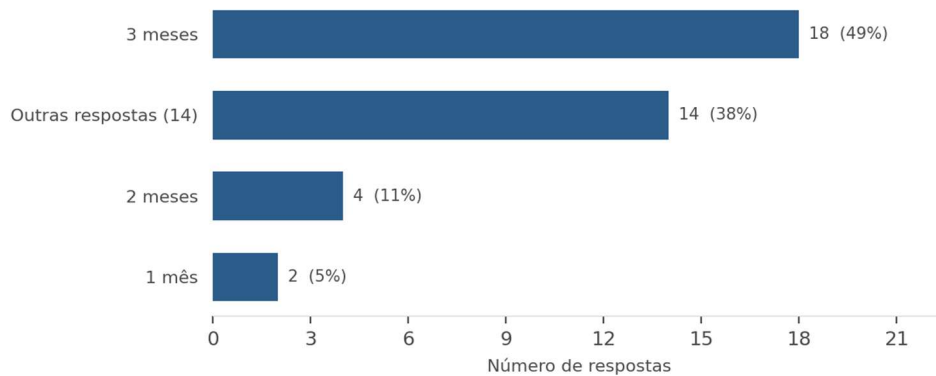


Legenda:

[1] Vinculada aos volumes totais adquiridos, com posterior oferta da capacidade pelas transportadoras (capacity release)

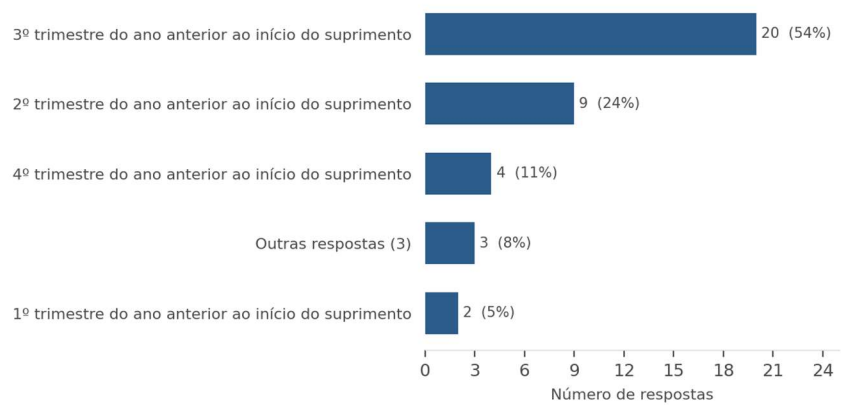
7.6 Antecedência mínima para divulgação dos leilões

Figura 26 - Antecedência mínima recomendada para divulgação dos leilões — múltipla escolha (n=37)



7.7 Período mais adequado para realização do leilão

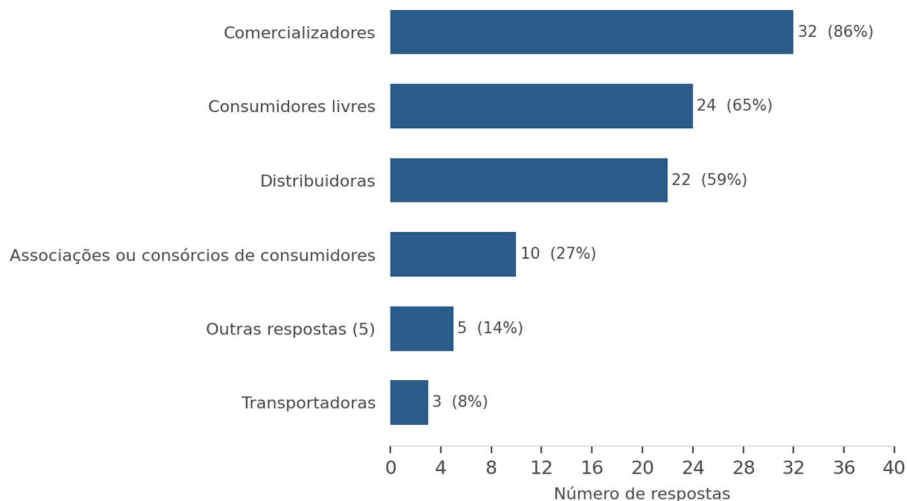
Figura 27 - Período mais adequado para realização do leilão — múltipla escolha (n=37)



8. Agentes e Salvaguardas

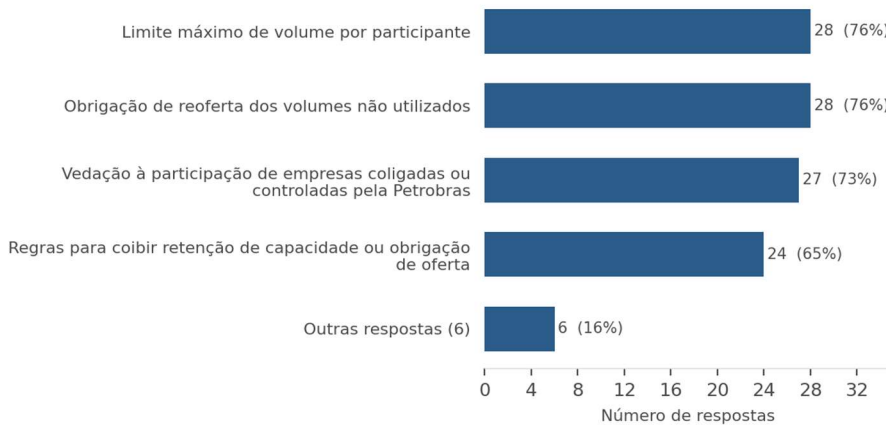
8.1 Agentes autorizados a adquirir gás

Figura 28 -Agentes autorizados a adquirir gás no PGR — múltipla escolha (n=37)



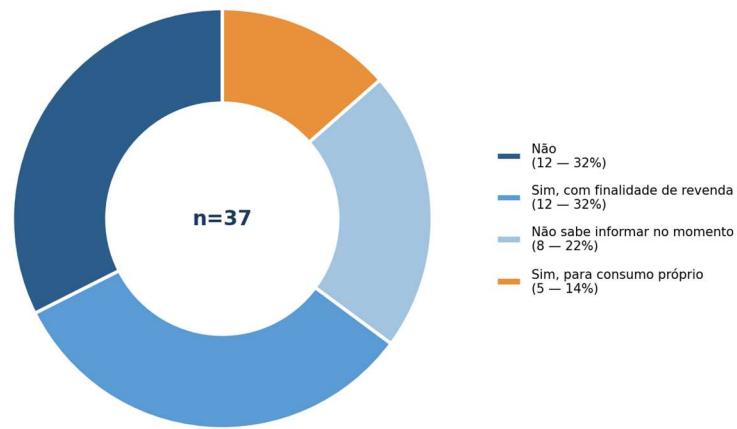
8.2 Salvaguardas contra reconcentração

Figura 29 -Salvaguardas propostas contra reconcentração de mercado — múltipla escolha (n=37)



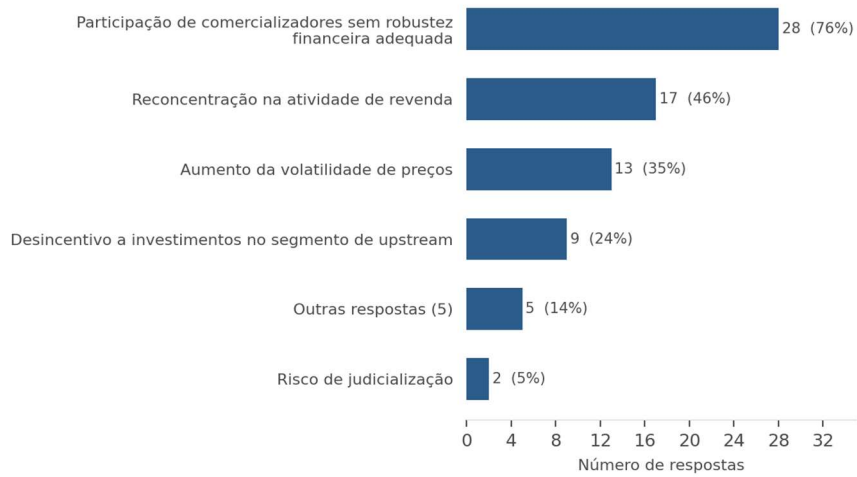
8.3 Interesse em participar dos leilões

Figura 30 - Interesse dos agentes em participar dos leilões (n=37)



8.4 Riscos ou efeitos adversos do programa

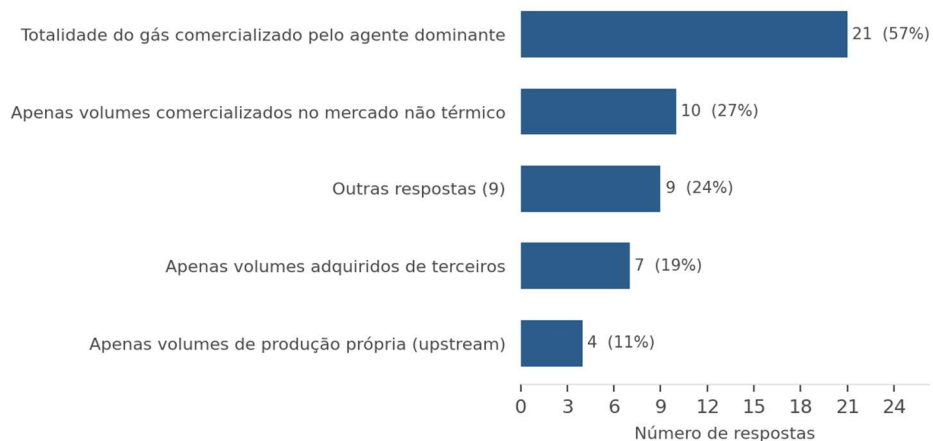
Figura 31 - Principais riscos associados à implementação de um PGR— múltipla escolha (n=37)



9. Escopo e Origem do Gás

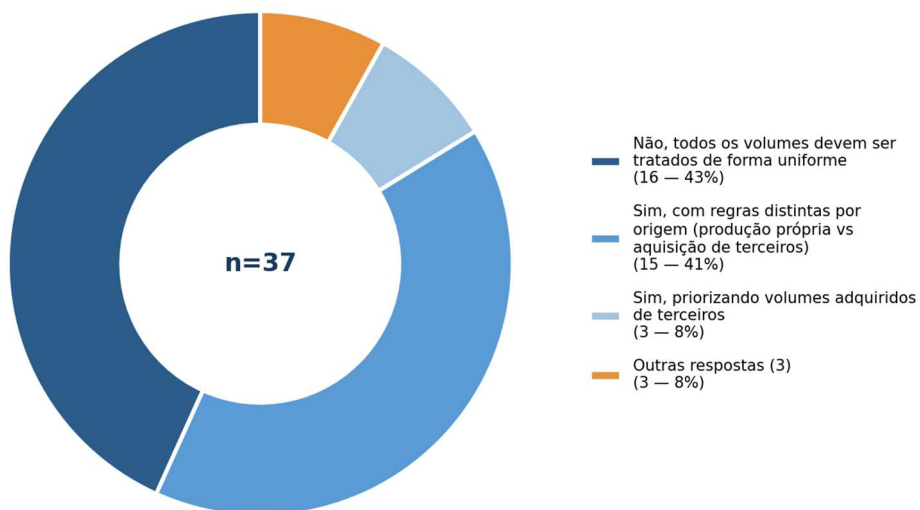
9.1 Volumes de incidência do programa

Figura 32 -Critérios para definição dos volumes objeto do PGR — múltipla escolha (n=37)



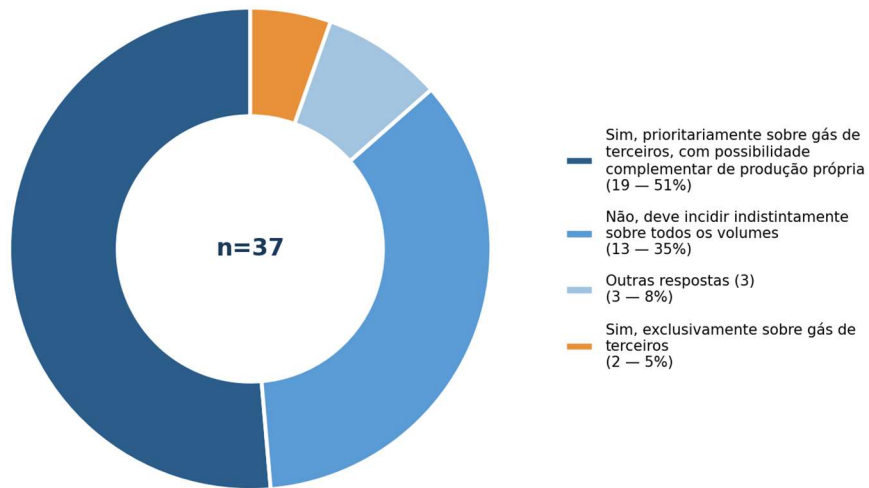
9.2 Diferenciação por origem do gás

Figura 33 - Tratamento dos volumes conforme a origem do gás (n=37)



9.3 Incidência sobre gás de terceiros

Figura 34 - Critérios de incidência do PGR sobre gás de terceiros (n=37)



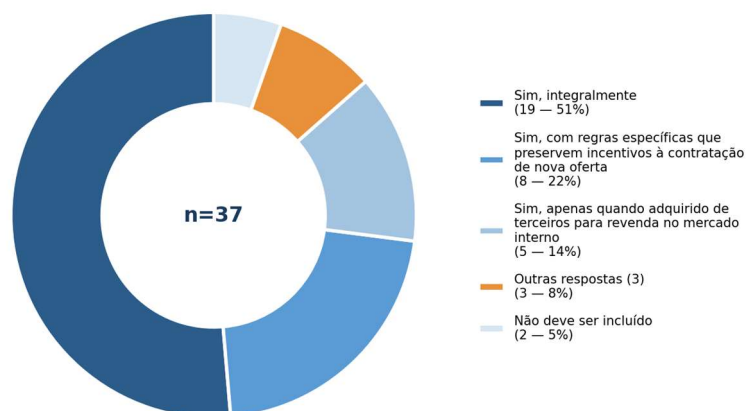
9.4 Inclusão do gás importado por gasodutos (contratos vigentes)

Figura 35 - Inclusão do gás importado por gasodutos em contratos vigentes no PGR — múltipla escolha (n=37)



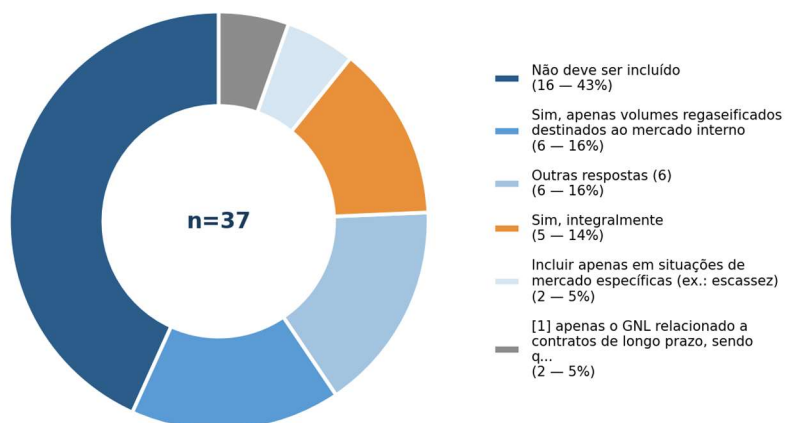
9.5 Inclusão do gás importado por gasodutos (novos contratos)

Figura 36 - Inclusão do gás importado por gasodutos em novos contratos no PGR(n=37)



9.6 Inclusão do GNL no Gas Release

Figura 37 - Inclusão do GNL no PGR (n=37)

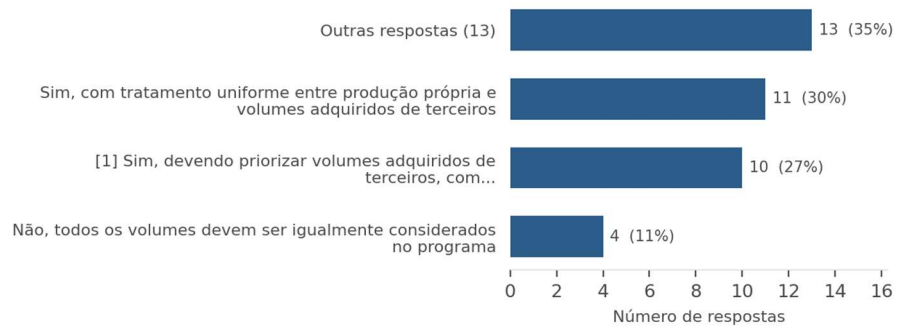


Legenda:

[1] apenas o GNL relacionado a contratos de longo prazo, sendo que no mercado spot a importação poderia ser realizada diretamente pelos agentes privados, com a Petrobras cobrando uma tarifa de regaseificação em seus terminais

9.7 Critérios de proporcionalidade no escopo do Gas Release

Figura 38 -Preferências quanto à diferenciação do tratamento dado ao gás natural conforme sua origem — múltipla escolha (n=37)



Legenda:

[1] Sim, devendo priorizar volumes adquiridos de terceiros, com exclusão ou tratamento diferenciado da produção própria

10. Mecanismos Complementares

10.1 Mecanismos complementares ao PGR

Figura 39 -Medidas complementares ao PGR — múltipla escolha (n=37)

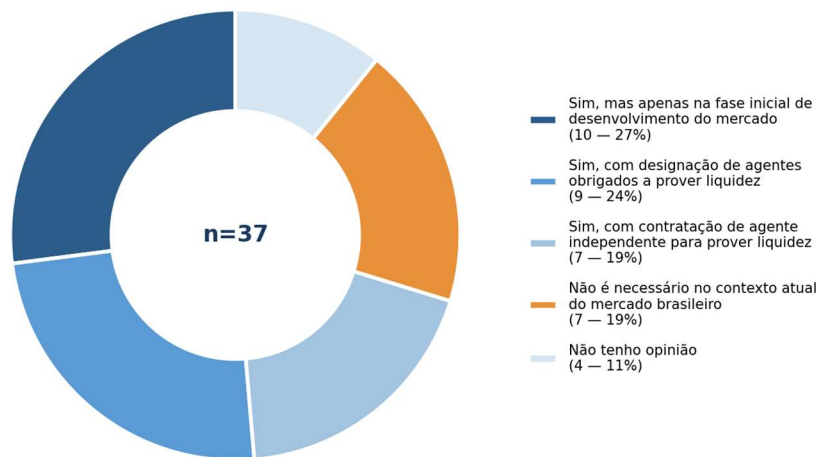


Legenda:

[1] Liberação proporcional de contratos ou clientes do agente dominante, associada aos volumes adquiridos nos leilões de Gas Release

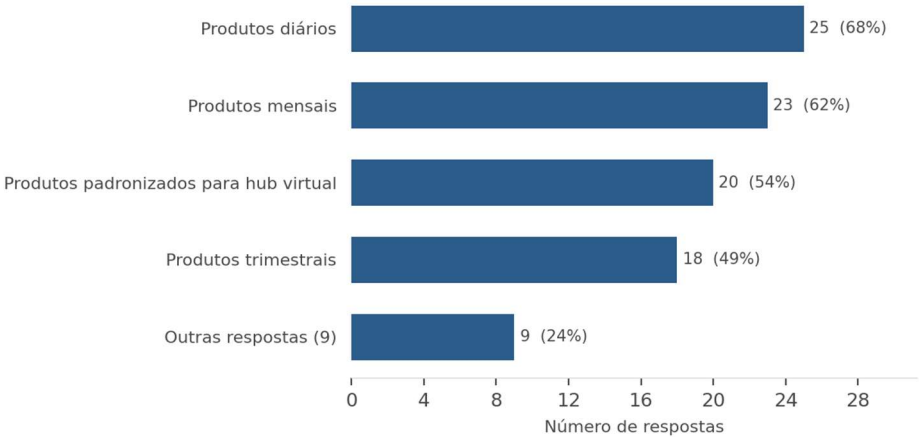
10.2 Percepção da utilidade de implementação de um Market Maker

Figura 40 Percepção da utilidade de implementação de um Market Maker (n=37)



10.3 Produtos priorizados para Market Maker

Figura 41 -Priorização dos produtos no desenho do Market Maker — múltipla escolha (n=37)

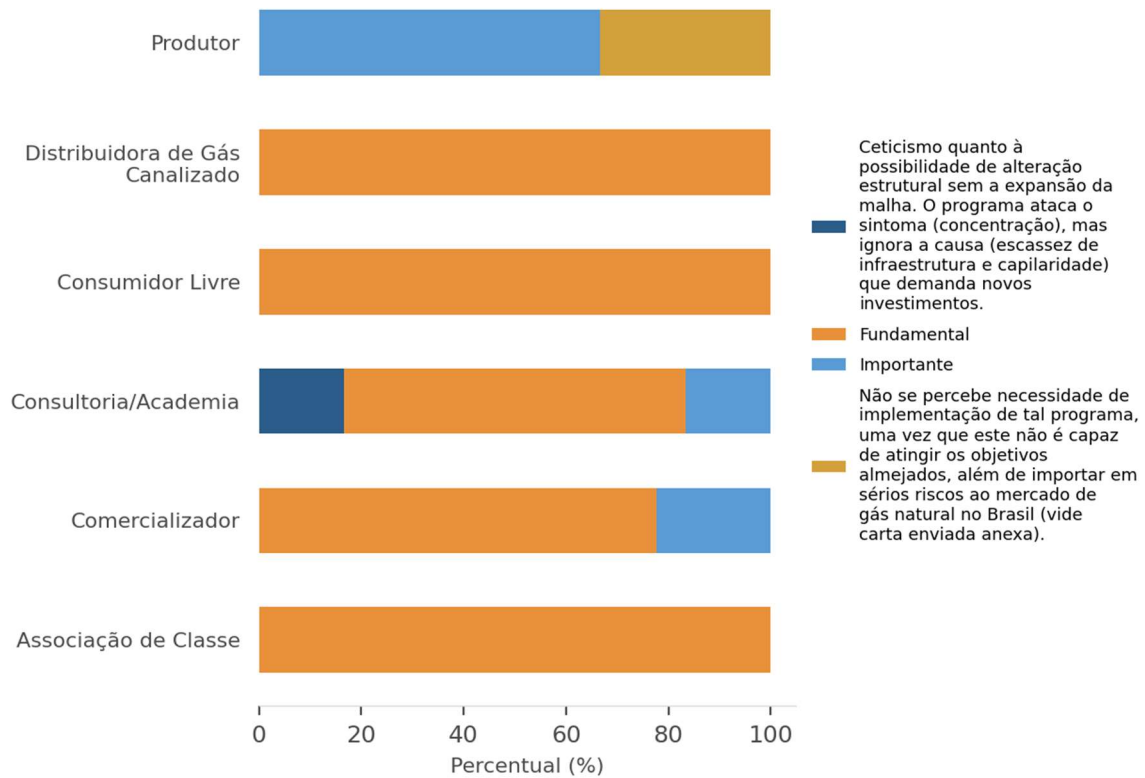


11. Análises Cruzadas

Esta seção apresenta o cruzamento entre as respostas a perguntas-chave e o perfil dos respondentes, permitindo identificar convergências e divergências entre os diferentes segmentos do setor.

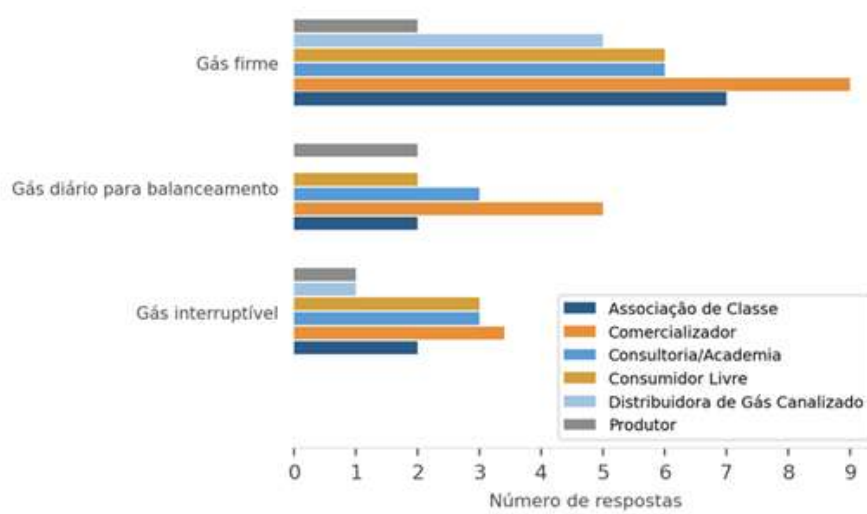
11.1 Relevância do programa por perfil

Figura 42 - Relevância percebida por perfil (%)



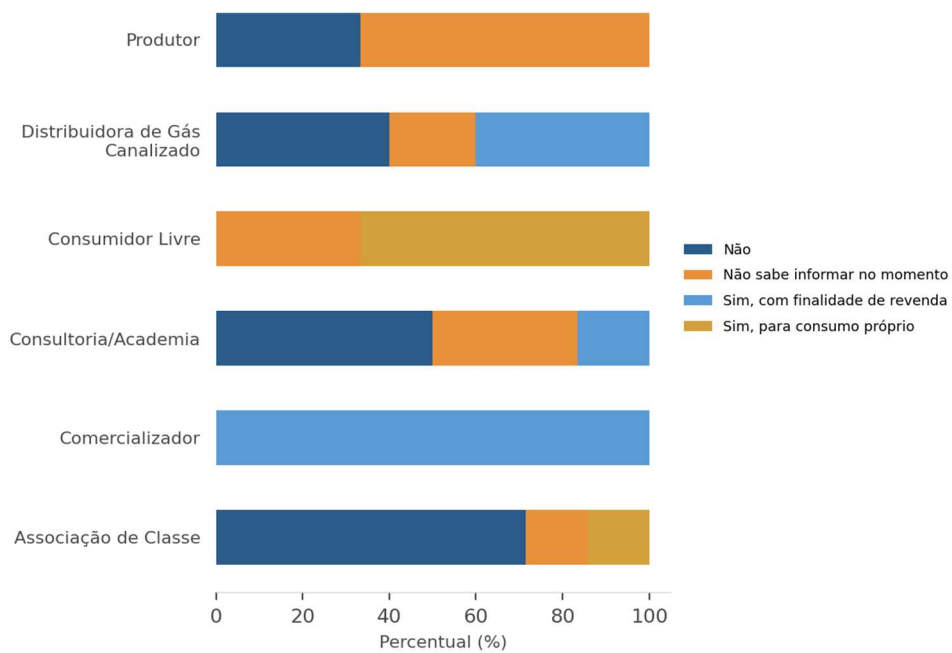
11.2 Produtos priorizados por perfil

Figura 43 - Produtos priorizados, segmentados por perfil



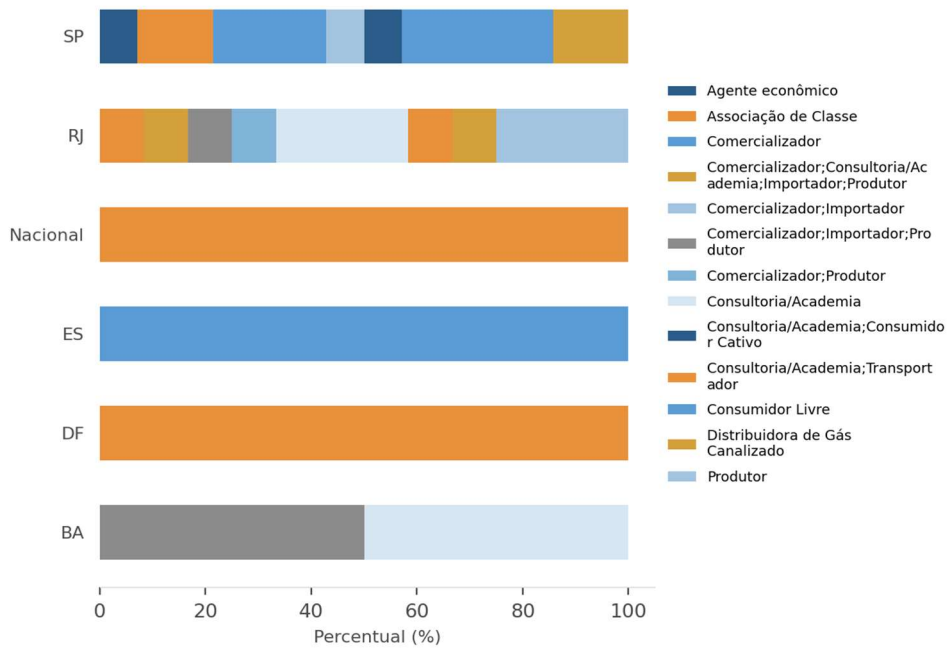
11.3 Interesse em participar dos leilões por perfil

Figura 44 - Interesse em participar, segmentado por perfil (%)



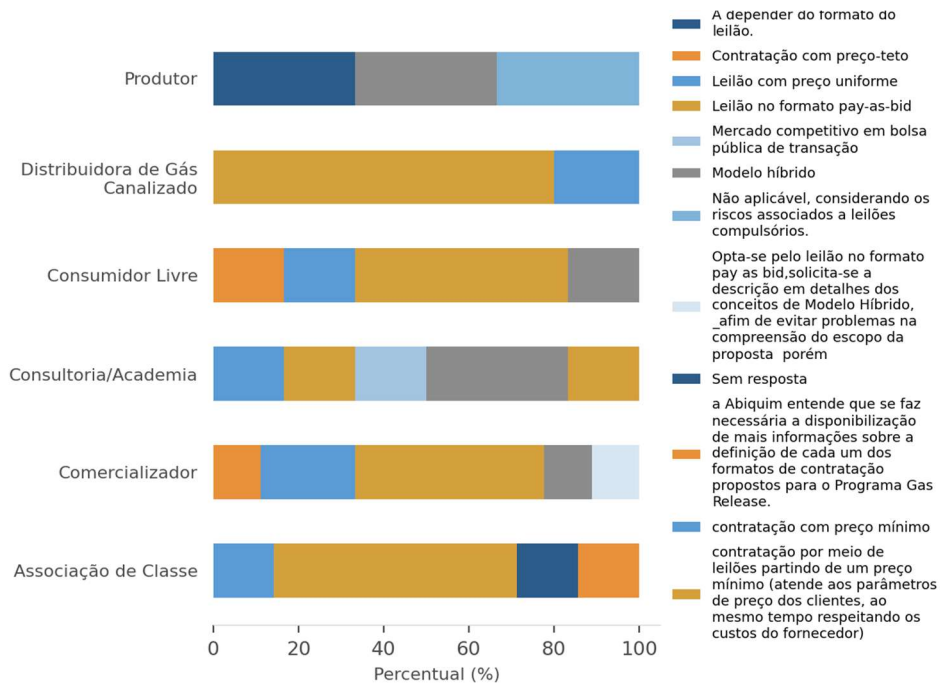
11.4 Distribuição de perfis por UF

Figura 45 - Composição dos perfis por UF (%)



11.5 Formato de contratação por perfil

Figura 46 - Preferência de formato de contratação por perfil de agente (%)



Apêndice A — Respostas de Texto Livre

Este apêndice reproduz integralmente as respostas de texto livre fornecidas pelos respondentes. As respostas são apresentadas sem edição, preservando o conteúdo original.

A.1 Definição dos volumes a serem liberados

#	Resposta
1	Como percentual da produção do agente dominante
2	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
3	Como percentual do volume movimentado no sistema integrado de transporte
4	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
5	Como percentual da produção do agente dominante
6	Como percentual da produção do agente dominante
7	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, incluído o mercado termelétrico
8	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
9	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
10	Na opção 2, com fito de explicitar a completa visão da companhia entendemos que a frase correta é "Com percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico (próprio do agente dominante e despachado pelo ONS)
11	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
12	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
13	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
14	Com a atual rede de transportes e a estrutura de oferta, qualquer percentual fixo será meramente simbólico. Uma vez que o programa não foca na raiz dos problemas.
15	Como percentual do volume comercializado pelo agente dominante
16	Como percentual da produção do agente dominante
17	Como percentual da produção do agente dominante
18	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
19	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado de transporte, excluído o mercado termelétrico.
20	% de total do volume comercializado pelo agente dominante
21	Como percentual do volume comercializado do agente dominante
22	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
23	No contexto brasileiro, a imposição de venda compulsória de gás natural não cria oferta física. Pela experiência internacional, os volumes de um eventual programa, conquanto não recomendado, deveriam ser o mínimo necessário para deflagrar uma dinâmica competitiva (que já se verifica plenamente no Brasil), sem relação com metas de redução de participação de mercado, devendo as participações dos agentes refletirem quão competitivamente conseguem oferecer gás natural ao mercado.
24	% DE TOTAL DO VOLUME COMERCIALIZADO PELO AGENTE DOMINANTE
25	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
26	% do volume total comercializado pelo agente dominante.
27	como percentual do total do volume comercializado pelo agente dominante

28	% DE TOTAL DO VOLUME COMERCIALIZADO PELO AGENTE DOMINANTE
29	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
30	Porcentagem do total de volume comercializado pelo agente dominante.
31	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
32	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
33	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
34	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico próprio do agente dominante e despachado pelo ONS
35	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, incluído o mercado termelétrico
36	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico
37	Como percentual do volume comercializado no sistema integrado, excluído o mercado termelétrico

A.2 Volume anual mínimo de oferta

#	Resposta
1	30%
2	20%
3	10%
4	20%
5	20%
6	10%
7	30%
8	30%
9	percentual deve ser definido, a partir da participação do agente dominante no mercado, em uma visão prospectiva
10	10%
11	20%
12	percentual deve ser definido, a partir da participação do agente dominante no mercado, em uma visão prospectiva
13	30%
14	Isto é irrelevante. O desafio é a ampliação da rede de transporte e o conseqüente incentivo para produção de molécula.
15	O percentual deve estar relacionado com a meta de HHI a ser alcançado -deve ser um percentual anual que permitisse alcançar os objetivos dentro de 3 a 5 anos
16	o volume deveria estar condicionado a uma meta de nível de concentração – por exemplo até o estabelecimento de um mercado competitivo cuja o HHI é menor que 1.500.
17	o volume deveria estar condicionado a uma meta de nível de concentração – por exemplo até o estabelecimento de um mercado competitivo cuja o HHI é menor que 1.500.
18	30%
19	Entendemos que este volume deverá ser definido no momento da Análise de Impacto Regulatório previsto na Agenda Regulatória ANP.
20	O volume deve estar condicionado a uma meta de nível de concentração
21	Volume associado a o nível de concentração planejado
22	30%
23	A liberação forçada de produção própria não encontra amparo na exp. int. e dá um sinal contrário aos investimentos no país, afastando o mercado dos objetivos de segurança de fornecimento e modicidade de preços. Na importação, o mercado já atua numa dinâmica competitiva, em que terceiros detêm capacidade superior à do incumbente. Em relação à compra GN de terceiros e terceiros, houve, durante a vigência do TCC firmado em 2019 entre PB e CADE, restrições de compras pelo incumbente; e todos os casos que se enquadraram nas exceções a tal restrição e que foram aprovados pelo CADE e homologados pela ANP o foram com o objetivo de viabilizar o aumento da oferta GN. Vale dizer que a inclusão de cláusulas de saída unilateral, sem qualquer penalização, por parte dos vendedores GN oriundos de campos produtores, a limitação de importações da Bolívia, os desinvestimentos em transporte e distribuição GN e o arrendamento Terminal de Regás, entre outros, já consubstanciaram uma espécie de Gas Release.
24	Metas anuais até atingir HHI 2500
25	Os volumes mínimos ofertados precisam estar vinculados com os índices e metas de desconcentração que a ANP irá utilizar.
26	O volume deve estar condicionado a uma meta de nível de concentração.
27	e) o volume deve estar condicionado a metas de concentração previamente definidas pela ANP, com piso regulatório inicial não inferior a 10%
28	o volume deveria estar condicionado a uma meta de nível de concentração
29	O percentual deve ser definido a partir da participação do agente dominante no mercado, em uma visão prospectiva.
30	O volume deve ser condicionado a uma meta do nível de concentração.
31	10%

32	30%
33	Piso inicial compatível com o reposicionamento contratual das distribuidoras e evoluindo conforme metas explícitas de redução da participação do agente dominante
34	10%
35	30%
36	20%
37	10%

A.3 Tamanhos mínimo e máximo dos lotes

#	Resposta
1	0,5 m ³ /dia
2	Mínimo: 1.000 Máximo: 100.000
3	300mil m ³ dia
4	Considerando a necessidade de viabilizar o programa e, ao mesmo tempo, pulverizar a concorrência, o ideal é uma abordagem progressiva, semelhante ao que ocorreu na abertura do mercado em 2022. Inicialmente, para facilitar a operacionalização e tracionar o Gas Release, recomendo lotes maiores, com mínimo de 200 e máximo de 500 (mil m ³ /dia). Num segundo momento, com o programa já maduro, a oferta deve ser ampliada para incluir os consumidores industriais de médio porte, reduzindo os lotes para a faixa de 5 a 15 (mil m ³ /dia), garantindo assim a verdadeira diversificação do mercado.
5	0,5
6	O objetivo é realizar lotes granular, escalonado e equilibrado, com volumes típicos entre 300k m ³ /dia a 1 MMm ³ /dia, permitindo simultaneamente entrada de novos agentes, de diferentes portes, e manutenção da eficiência econômica do mercado.
7	Deve ser avaliado à luz da capacidade existente.
8	100-200
9	Sugere-se que os lotes sejam dimensionados de forma diferenciada por tipo de produto, com definição de faixas mínimas e máximas, e não valores fixos. Como referência: Produtos diários: ~30 mil m ³ /dia Produtos mensais: ~50 mil m ³ /dia Produtos anuais: ~150 mil m ³ /dia Esses valores devem ser interpretados como referências centrais dentro de intervalos (mínimo–máximo), permitindo flexibilidade no desenho dos leilões. A adoção de faixas, em vez de volumes rígidos, permite acomodar diferentes perfis de agentes, ampliar a participação e evitar concentração excessiva dos volumes, além de aumentar a liquidez do mercado.
10	Entre 100.000 m ³ /dia e máximo 1.000.000 m ³ /dia
11	Entende-se que, para promover a efetiva diversificação de agentes e ampliação da concorrência no mercado de gás natural, os lotes ofertados no âmbito do Programa de Gas Release devem contemplar uma faixa de volumes que equilibre acessibilidade e viabilidade operacional. Nesse sentido, sugere-se a adoção de lotes com volume mínimo da ordem de 50 mil m ³ /dia e volume máximo de até 500 mil m ³ /dia. A definição de um volume mínimo nessa faixa permite a participação de comercializadores de menor porte e consumidores livres, ampliando a base de agentes no mercado. Por outro lado, a limitação do volume máximo evita a concentração dos lotes em poucos agentes de grande porte, contribuindo para a desconcentração do mercado. Adicionalmente, recomenda-se que o programa contemple a oferta de múltiplos lotes com tamanhos variados dentro dessa faixa, de modo a atender diferentes perfis de agentes e maximizar a competitividade nos leilões.
12	Dimensionar bem o tamanho dos lotes é essencial para garantir o sucesso e a diversidade de agentes participando do leilão. Lotes muito grandes não são atrativos para consumidores industriais que queiram participar diretamente do programa. Nesta acepção,

	sugerimos que cada lote seja dimensionado em 10 mil m ³ /dia. Ademais, com o objetivo de garantir maior diversidade na aquisição do gas release, sugerimos que a ANP avalie a aplicação de cotas máximas de aquisição de volumes, por exemplo, cada participante possa adquirir um limite de até 10% do volume total liberado. Todavia, se houver sobras de volumes para a realização de novas rodadas de oferta, essa limitação não deveria ser mantida, de forma a incentivar que todo gás ofertado seja contratado
13	Mínimo: 100.000 m ³ /d Máximo: 1.000.000 m ³ /d
14	Não são os volumes. O foco deveria ser outro. Há um diagnóstico equivocado e deficiente sobre o problema estrutural do gás no Brasil. O problema é ampliação da rede de Transporte para chegar a volumes relevantes de no mínimo o dobro ou mais do atual. A competição só será possível com a maturidade do mercado que depende de uma rede ampla, integrada e de múltiplos vínculos. Ao contrário da rede atual que é ponto a ponto. A competição hoje é limitada. Não adianta gas release quando há um estrangulamento na rede de transporte.
15	Um Gas Release Program - GRP tem o objetivo de reduzir a concentração, e nesse sentido, quanto mais atomizado forem os lotes maior será o impacto no HHI (desconcentração). Portanto, os tamanhos mínimos e máximos dos lotes devem ser estabelecidos de acordo com os objetivos e o volume total de cada leilão. Os volumes min e máx portanto devem estar condicionados aos objetivos, volume total colocado em leilão e da possibilidade desse volume ficar repartido ao final entre ao menos 4 a 5 comercializadoras.
16	100 mil m ³ /dia a 500 mil m ³ /dia esta faixa atenderia a diversos tipos de clientes, auxiliando na composição da base de ofertas. Clientes que desejam volumes maiores poderão adquirir diversos lotes.
17	100 a 500
18	Lote mínimo de 100 mil m ³ /dia com limitação de aquisição na primeira rodada de 20% e na segunda rodada sem limite.
19	0,1 Mm ³ /d -> 1 Mm ³ /d
20	250 a 500
21	200 mil - 500 mil
22	Considerando o perfil de consumo da indústria química, que abrange empresas de pequeno, médio e grande portes, consumidoras de gás natural para fins energéticos e também para uso como matéria-prima essencial (uso não energético), que juntas representam o maior consumo de gás natural do setor industrial, a Abiquim sugere considerar a faixa de mínima de 50 mil m ³ /dia, de forma a se contemplar um maior universo de empresas, além de uma faixa de consumo máxima de 1 milhão m ³ /dia, representando grandes consumidores de gás natural.
23	Não é recomendável definir lotes em programa compulsório; a granularidade deveria ser definida pelo mercado em ambiente organizado.
24	Mínimo: depende não apenas do volume ofertado , mas da quantidade de ofertantes pretendidos. Ou seja, a quantidade dos lotes deve ter como objetivo a entrada de, pelo menos, quatro ou mais ofertantes. Máximo: depende não apenas do volume ofertado , mas da quantidade de ofertantes pretendidos. Ou seja, a quantidade dos lotes deve ter como objetivo a entrada de, pelo menos, quatro ou mais ofertantes.
25	Depende do volume total a ser disponibilizado para o programa inteiro e o volume de cada rodada de gas release. Com estas informações, consegue-se parametrizar os volumes ideais de lotes para cada produto (firme ou balanceamento) e nos horizontes de tempo (curto, médio e longo prazo).
26	Mínimo: 250 mil Máximo: 500 mil
27	Os tamanhos mínimo e máximo dos lotes não devem ser fixados uniformemente de forma prévia e abstrata. Devem ser definidos pela ANP em cada ciclo, em função do volume total ofertado e da

	meta de desconcentração, de modo a permitir que ao menos 4 a 5 ofertantes distintos possam disputar e dividir economicamente o volume liberado.
28	250mil-500mil
29	Lotes de 10 mil m ³ /dia com limitação de aquisição de 10% do volume total ofertado só na primeira rodada.
30	Mínimo de 250 mil m ³ /dia e máximo de 500 mil m ³ /dia
31	<p>Recomenda-se a definição de lotes com tamanhos mínimos que permitam a participação de agentes de menor porte, sem comprometer a eficiência operacional, e tamanhos máximos que evitem concentração excessiva por poucos agentes.</p> <p>Nesse sentido, sugere-se:</p> <p>Lotes mínimos compatíveis com o consumo de médios consumidores ou comercializadores emergentes; Lotes máximos limitados de forma a evitar elevada concentração por agente em cada rodada; Possibilidade de fracionamento e aquisição de múltiplos lotes, respeitando limites por agente.</p>
32	Lote mínimo de 10 a 100 mil m ³ /dia
33	<p>Conforme já abordado na 5ª questão da sessão IV, lotes muito grandes podem dificultar a participação de consumidores industriais de menor porte, que não têm escala para absorver todo o volume ofertado. Como referência inicial, a adoção de lotes mínimos da ordem de 10.000 m³/dia pode contribuir para ampliar a inclusão de diferentes perfis de agentes e promover uma alocação mais eficiente dos volumes disponibilizados. Adicionalmente, é recomendável estabelecer limites máximos de aquisição por participante a fim de evitar que o Programa de Gas Release deixe de cumprir seu objetivo central de desconcentração e diversificação de agentes. De acordo com o estudo do The Brattle Group, a pulverização da oferta entre diferentes participantes é fundamental para reduzir a concentração de mercado e alcançar níveis de HHI inferiores a 1.500, com participações individuais preferencialmente situadas na faixa de 12% a 17% do mercado contestável. Nesse sentido, sugere-se que, em cada certame, cada participante possa adquirir no máximo até 10% do volume total ofertado, limite que deve permanecer sujeito a revisões periódicas, em função da evolução do mercado e das metas anuais de abertura e desconcentração definidas para o programa. Um limite inicial de 10% reduz o risco de que grandes distribuidoras (LDCs) ou comercializadores dominantes arrematem a totalidade dos volumes ofertados, um dos principais vetores de reconcentração identificados na literatura internacional.</p> <p>Para mitigar o risco de baixa absorção dos volumes, recomenda-se ainda a adoção de um desenho de leilão em duas rodadas. Na primeira rodada, aplica-se o limite máximo de aquisição por participante, priorizando a desconcentração estrutural. Caso haja volume remanescente não contratado, propõe-se a realização de uma segunda rodada, na qual o volume residual seja ofertado sem limite individual de aquisição, assegurando a alocação eficiente do gás e evitando leilões vazios ou a permanência do volume com o incumbente. Essa estrutura de leilão em “dois tempos” é uma solução pragmática para o cenário brasileiro, pois utiliza a primeira rodada para evitar concentração excessiva de mercado, distribuindo os volumes entre mais participantes, e a segunda rodada para assegurar que todo o gás ofertado seja efetivamente contratado. Dessa forma, reduz-se o risco de leilões esvaziados ou de o gás permanecer com o agente dominante. Nesse contexto, é importante manter o monitoramento da participação da Petrobrás, de modo a evitar recompras significativas que possam comprometer os objetivos concorrenciais do Programa de Gas Release.</p>
34	Entre 100.000 m ³ /dia e máximo 1.000.000 m ³ /dia
35	500 - 1000
36	Mínimo: 10 mil m ³ /dia — Máximo: 500 mil m ³ /dia.
37	Entre 500.000 m ³ /dia e 1.000.000 m ³ /dia

A.4 Outros aspectos regulatórios ou operacionais

#	Resposta
1	não
2	nao
3	<p>Um aspecto regulatório e operacional crítico para o sucesso do Programa de Gas Release e para a efetiva abertura do mercado é a criação de uma câmara de comercialização e liquidação, atuando em moldes semelhantes aos da CCEE no mercado de energia elétrica.</p> <p>Atualmente, a descentralização excessiva e a falta de uma entidade administradora do mercado de gás geram ineficiências que afastam novos entrantes e consumidores de médio porte. A implementação dessa entidade centralizadora traria benefícios operacionais imediatos, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Padronização de Transações: Criação de contratos padronizados, reduzindo a assimetria de informação e os altos custos de transação (jurídicos e administrativos) que hoje penalizam os consumidores industriais. - Câmara de Compensação e Garantias: A centralização do risco de crédito em uma única entidade reduz a necessidade de garantias bilaterais pesadas, barateando a operação e dando segurança financeira para que comercializadores independentes e indústrias negociem livremente. - Transparência na Formação de Preço: Integrada ao mecanismo de Market Maker e às plataformas de negociação, essa entidade consolidaria os dados do mercado, gerando um sinal de preço (índice de referência) público, transparente e confiável. <p>É importante destacar que o mercado não precisa partir do zero. Atualmente, as Transportadoras têm atuado no Portal de Oferta de Capacidade (POC) e no desenvolvimento da Plataforma Eletrônica de Gás (PEG), que já funcionam como excelentes embriões dessa plataforma centralizadora. O caminho natural e mais eficiente seria conferir maior robustez regulatória e tecnológica a essas iniciativas, dotando o PEG de capacidades sistêmicas e poderes correspondentes aos de uma verdadeira "CCEE do Gás".</p>
4	Os temas de maior relevâncias já foram trazidos nas perguntas anteriores.
5	<p>Embora a Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) já estabeleça diretrizes para a abertura do mercado, pode ser necessário um arcabouço regulatório mais detalhado para implementar o Gas Release. Nesse sentido, sugere-se:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Regulamentação explícita que garanta o acesso não discriminatório de terceiros à infraestrutura essencial (gasodutos de transporte, UPGNs, terminais de GNL) controlada por incumbentes, com tarifas transparentes e justas. - Obrigatoriedade de divulgação de dados relevantes sobre o mercado, como volumes de gás disponíveis, capacidade de infraestrutura, preços de referência e condições contratuais, para criar um ambiente de negociação justo e eficiente. - Estabelecimento de um sistema ágil para a resolução de disputas entre os agentes, como arbitragem regulatória ou mecanismos de conciliação. - Medidas para facilitar a entrada de novos agentes (comercializadores, produtores independentes, consumidores livres), reduzindo barreiras burocráticas e de acesso. - Desenvolvimento de um índice de preços de gás natural no Brasil que reflita as condições de mercado, para servir como referência e benchmark para as negociações.

	<ul style="list-style-type: none"> - Avaliação da capacidade atual e futura dos gasodutos de transporte e escoamento da produção, e como o Gas Release pode impactar a necessidade de expansão ou otimização. - Regulamentação clara para o acesso de terceiros às UPGNs, para o tratamento do gás e a retirada de subprodutos. - Considerar a infraestrutura de regaseificação e como o gás importado via GNL se integra ao programa de Gas Release, garantindo concorrência na oferta. - Necessidade de plataformas digitais para a realização de leilões, negociação de volumes, agendamento de transporte e processamento, e divulgação de informações - Análise do regime tributário aplicável às operações de compra e venda de gás natural para garantir que não haja distorções ou operações excessivas que possam inviabilizar o programa; e - Definição de métricas claras para avaliar o sucesso do programa, como aumento da liquidez do mercado, redução da concentração de mercado, queda nos preços para consumidores finais e aumento da atração de investimentos.
6	<p>Consideração do papel estratégico de consumidores que utilizam gás natural como matéria-prima em processos industriais, dado seu impacto direto na competitividade e na atividade econômica.</p> <p>Nesse contexto, recomenda-se avaliar mecanismos que assegurem condições adequadas de acesso a volumes de gás para esses consumidores, especialmente em mercados regionais mais concentrados, preservando, ao mesmo tempo, a neutralidade e a eficiência do processo competitivo.</p> <p>Eventuais medidas devem ser desenhadas de forma a evitar distorções alocativas, podendo incluir a oferta de produtos compatíveis com o perfil de consumo desses agentes ou condições contratuais que reflitam sua relevância estrutural na demanda de gás.</p>
7	<p>Além das respostas já endereçadas pela companhia, entendemos que é essencial revisar e modernizar o SIE/SIP, aprimorando regras operacionais e comerciais para ampliar a liquidez, simplificar procedimentos e aumentar a transparência. A eliminação do contrato de adesão também se mostra necessária para reduzir barreiras de entrada e possibilitar maior flexibilidade contratual no acesso ao sistema. Recomendamos, ainda, fortalecer mecanismos de capacity release, aperfeiçoar a disponibilidade de informações operacionais e garantir processos mais ágeis e padronizados para uso das infraestruturas essenciais. Entendemos que esses aprimoramentos são fundamentais para viabilizar concorrência efetiva e assegurar que os volumes do Gas Release possam ser utilizados de forma eficiente e integrada ao mercado.</p> <p>No que tange a questão "Em quais pontos de entrega os volumes de gás devem ser ofertados no Programa de Gas Release?" (seção V), entendemos como pertinente uma outra possibilidade de resposta: "Aquisição à montante do SIE/SIP".</p> <p>Além disso, no que se refere a questão "Sua organização teria interesse em participar dos leilões de gás?" (seção VII), além da possibilidade de participação dos leilões com finalidade de revenda do gás, incluímos também como nossa resposta a possibilidade de participação para consumo próprio.</p> <p>Por fim, sobre a questão "O gás natural importado por gasodutos proveniente de novos contratos (oferta futura) deve ser considerado no escopo do Gas Release?" (seção X), solicitamos, por gentileza, explicitação desta agência sobre quais incentivos seriam utilizados à contratação de nova oferta, o que, na nossa</p>

	visão, não ficou evidente na pergunta.
8	<p>No desenho de um eventual Programa de Gas Release no Brasil, entende-se que alguns aspectos regulatórios e operacionais adicionais são essenciais para garantir a efetividade da medida como instrumento de promoção da concorrência e desenvolvimento de um mercado de gás natural mais líquido, transparente e competitivo.</p> <p>Inicialmente, destaca-se a importância de assegurar o acesso não discriminatório e eficiente às infraestruturas essenciais, especialmente transporte e processamento. A efetividade do Gas Release está diretamente condicionada à possibilidade concreta de escoamento e entrega dos volumes adquiridos, de modo que eventuais restrições de capacidade ou barreiras operacionais podem comprometer os objetivos do programa. Nesse sentido, mecanismos que promovam a alocação coordenada ou integrada de capacidade (bundled) devem ser considerados, bem como o fortalecimento de instrumentos como o capacity release.</p> <p>Adicionalmente, entende-se como fundamental a implementação ou o fortalecimento de um ponto virtual de negociação (hub), que permita a comercialização desvinculada de pontos físicos específicos, contribuindo para a formação de preços mais eficientes e para o aumento da liquidez do mercado. A existência de um ambiente de negociação mais dinâmico é condição relevante para o sucesso estrutural do programa.</p> <p>Outro aspecto relevante refere-se ao desenho dos produtos ofertados, que devem contemplar diferentes horizontes contratuais e níveis de flexibilidade, incluindo produtos de curto prazo (diários e mensais), além de contratos mais estruturados. Tal diversificação é importante para atender aos diferentes perfis de agentes e estimular a entrada de novos comercializadores e consumidores livres.</p> <p>Ressalta-se também a necessidade de adoção de salvaguardas concorrenciais robustas, a fim de mitigar riscos de reconcentração de mercado, incluindo limites de aquisição por agente, restrições à participação de empresas coligadas ao agente dominante e mecanismos que assegurem a reoferta de volumes não utilizados. Tais medidas são essenciais para garantir que os benefícios do programa sejam efetivamente disseminados no mercado.</p> <p>No que se refere à formação de preços, recomenda-se a adoção de metodologias que reflitam as condições de mercado, preferencialmente por meio de mecanismos competitivos de leilão e com referência a uma cesta de indexadores, evitando a excessiva dependência de um único indexador internacional e permitindo maior aderência às especificidades do mercado brasileiro.</p> <p>Adicionalmente, destaca-se a importância de previsibilidade regulatória e estabilidade das regras ao longo do programa, com definição clara de sua duração, volumes e critérios de revisão. Recomenda-se que eventuais revisões sejam baseadas em indicadores objetivos de desempenho do mercado, de modo a garantir segurança jurídica aos agentes e incentivar investimentos no setor.</p> <p>Por fim, entende-se que o Programa de Gas Release deve ser concebido de forma coordenada com outros instrumentos estruturantes do mercado de gás natural, tais como mecanismos de contract release, customer release e iniciativas de promoção da liquidez, como a atuação de market makers em fases iniciais. A integração entre esses instrumentos será determinante para a efetiva transição para um mercado mais competitivo e dinâmico no Brasil.</p>

9	<p>Como já comentamos ao longo dessa contribuição, em decorrência de questões regulatórias, poderia haver limitação ao acesso direto de consumidores livres na aquisição do gas release, em caso de: i) os prazos de migração não estarem aderentes à data de realização do leilão; ii) não haver definição para eleger o consumidor livre em determinado estado ou os volumes elegíveis forem demasiadamente elevados; iii) não haver definição do CUSD (ou definição de contratos punitivos ou inflexíveis) para que consumidores consigam contratar o serviço de distribuição de forma apartada. Ademais, é preciso considerar que as concessionárias locais possuem escala na contratação de gás e gerenciam os riscos contratuais por meio de seu portfólio, o que lhes garante maior flexibilidade na gestão dos volumes em relação aos consumidores. Nesse sentido, dadas as incertezas regulatórias e a ausência de isonomia em grande parte dos CUSDs aplicáveis, não haveria igualdade de participação entre distribuidoras e consumidores no processo competitivo. Os primeiros estariam com perfil mais associado a um comercializador do que a um consumidor em si.</p>
10	<p>A Galp parabeniza a Agência pela abertura do questionário objetivo acerca da estruturação do Programa de Gas Release conforme previsto na Lei 14.134/2021. Entendemos que a medida é de grande importância para o ambiente concorrencial, visto que, passados 5 anos do novo marco legal do setor de gás natural, ainda se observa elevado poder de mercado do agente incumbente, confirmados pelo market share e índice HHI. Além disso, outras condições específicas, como p.ex, o acesso ao transporte e contratos com condições anticoncorrenciais com terceiros contribuem para tornar o arcabouço regulatório mais complexo e, conseqüentemente, este Programa ganha mais relevância como medida a ser implantada na maior brevidade possível, em razão de seu potencial impacto para um ambiente mais competitivo.</p> <p>Entendemos como ação prioritária, pela facilidade de implementação e impacto direto para o aumento na competitividade (mais produtores/comercializadores presentes no mercado) seria a impossibilidade do agente incumbente de celebrar novos contratos de compra de gás proveniente de terceiros e com produção no Brasil. Adicionalmente, contratos existentes deverão ter a opcionalidade de encerramento antecipado pelo Vendedor, independentemente de previsão contratual nesse sentido e sem incorrer em penalidades e indenizações, ou seja, de forma não onerosa.</p> <p>Além disso, outras medidas que julgamos como importantes de serem discutidas e estruturadas dentro do Gas Release seriam:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Petrobras continuar com a possibilidade de importação apenas do gás próprio da Bolívia e Argentina. Entendemos que não deve haver vedação à importação de GNL. 2. Distribuidoras de gás poderem descontratar prioritariamente a Petrobras no mercado cativo, quando há migração de um consumidor para o mercado livre, ou seja, os contratos do incumbente seriam os primeiros a serem descontratados, independentemente de previsão contratual nesse sentido. Tal preocupação foi endereçada no TCC firmado junto ao CADE. 3. Petrobras não ter flexibilidade adicional nos contratos legados de Transporte, ou seja, estar submetido às mesmas penalidades e flexibilidades de todos os carregadores. Atualmente ainda existe falta de isonomia nas condições de acesso ao transporte que configuram um importante obstáculo a um ambiente competitivo, sendo um fator de grande relevância e impacto negativo na dinâmica comercial dos contratos firmados pelos outros carregadores, de encontro ao que preconiza o marco legal de 2021. <p>Além disso, o agente incumbente ainda é sócio controlador da TBG, o que pode gerar conflitos de interesse em diversos pleitos. Lembrando que, conforme já indicado pela Galp em outras</p>

	<p>oportunidades: A TBG é a única transportadora que disponibiliza o contrato anual flexível com multiplicadores altíssimos e com pouca oferta do produto no cronograma de contratação.</p> <p>4. Petrobras não estar apta a realizar novos contratos de longo prazo de venda (máximo de 1 ou 2 anos).</p> <p>5. Petrobras não poder oferecer produtos de "performance". O preço deve ser único, sem faixas. Ou seja, caso queira diminuir o preço para incentivar a demanda, deveria fazê-lo para todo volume contratual. Também entendemos que não deva ser ofertado produtos com mecanismos de make up (recuperação), pois verifica-se, na prática, que tal estrutura contratual tem se tornando um grande empecilho para os clientes realizarem a mudança de fornecedor, visto que, o custo para a mudança se torna excessivamente oneroso, dado o tempo necessário para recuperar o volume contratual não utilizado.</p> <p>6. A Parcela de Transporte da Petrobras nos contratos de venda deveria manter as mesmas condições dos produtos de Transporte oferecido pelas Transportadoras. Conforme descrito no item 3, a falta de isonomia no transporte aliado ao elevado ao grau de concentração da oferta de gás pelo agente incumbente gera ainda maiores desafios para um ambiente competitivo conforme preconizado pela Lei 14.134/2021.</p>
11	<p>O desafio central do Brasil no setor de energia é a estruturação de incentivos que impulsionem efetivamente a produção e a oferta de gás, acompanhados por uma malha de transporte multidirecional que sirva de alicerce para um mercado genuinamente competitivo. Contudo, observa-se que o atual direcionamento do debate busca consolidar um consenso para excluir a Petrobras; justamente, o ator com maior fôlego financeiro e técnico para viabilizar essa expansão. Torna-se transparente que o real objetivo dessas manobras é capturar os volumes produzidos pela companhia e pela União, transferindo-os para o poder de arbitragem de terceiros, em vez de fomentar o desenvolvimento estrutural do país.</p> <p>Esse cenário é o desdobramento de um histórico de equívocos regulatórios que se arrasta desde a Lei do Gás de 2009 e se acentua em sua revisão recente. Ao focar excessivamente em desestimular a participação da Petrobras, o arcabouço legal provocou uma estagnação na infraestrutura de transporte; os ativos foram meramente transferidos para novos agentes sem que isso se traduzisse em benefícios econômicos reais. Vivemos, na prática, uma década e meia perdida, onde a filosofia de gas release apenas aprofunda a crise ao privilegiar agentes de intermediação que lucram com o ágio, em detrimento daqueles que possuem real capacidade de investimento na produção.</p> <p>Como consequência direta dessa miopia regulatória, o setor assiste a um fenômeno contraditório: a rede de gás de distribuição cresce em extensão, mas o consumo não acompanha esse movimento, resultando em elevações expressivas nas margens e nas tarifas. Um exemplo emblemático dessa distorção é o caso paulista. Embora houvesse uma perspectiva, anunciada pela FIESP em 2021, em consulta pública, de que a antecipação da concessão traria uma redução tarifária próxima a 25% (o que deveria ser próximo de 30% dada a data que de fato ocorreu a RTO), a realidade entregue ao consumidor foi um aumento na tarifa média superior a 6%, evidenciando o abismo entre o discurso liberalizante e o impacto no bolso da sociedade - fruto de investimentos redundantes que se sobrepõem ao sistema de transporte para atender a entrada do biometano e o mercado livre.</p>
12	<p>Em primeiro lugar, se faz importante destacar que a realização de um Gas Release Program – GRP está previsto no artigo 33º da Lei 14.134/2021 – Lei do Gás que estabelece que cabe à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e quando necessário, adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás</p>

	<p>natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.</p> <p>Dentre os mecanismos previstos estão:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. a cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento; ii. programa de venda de gás natural (GRP) com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e iii. restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção. <p>Passados 5 anos da promulgação da Lei 14.134/2021, apesar da redução do Market Share da Petrobras, ela ainda detém cerca de 70% de participação na comercialização de gás no país. Se tomamos com referência o índice Herfindahl-Hirschman (HHI), que é o mais utilizado mundialmente para medir grau de concentração de mercado, encontramos um índice muito elevado por aqui e dessa forma, passado 5 anos da Lei do Gás, a ANP tem o dever de realizar ações visando a desconcentração do mercado.</p> <p>Cabe ressaltar que programas de gás release, se mostraram eficazes em países na UE como Espanha e Itália, em que o Regulador/Governo forçou o agente dominante a ceder parte do seu gás aos concorrentes visando a redução da concentração e um aumento da concorrência. Outros países da UE realizaram GRP variando de 3 a 5 anos.</p> <p>Cabe registrar que algumas das respostas registradas no formulário podem variar em razão dos objetivos, prazos, condições, etc.. que a ANP venha a estabelecer para o GRP, e não devem ser consideradas como definitivas.</p> <p>Considerando que o HHI será o índice que a ANP estará adotando, caso o objetivo inicial seja o de alcançar 2.500 pontos (indica um mercado moderadamente concentrado), as respostas serão distintas de um objetivo de se alcançar um índice < 1.500 pontos (considerado um mercado não concentrado). Portanto, nossa opinião é a de que em 1º lugar a ANP deveria definir um índice, um objetivo e um prazo a ser alcançado esse objetivo. Atualmente o Brasil tem um HHI próximos de 6.000 pontos que representa um mercado altamente concentrado.</p> <p>Um objetivo de médio prazo poderia ser o de alcançar um HHI de 2.500. Para isso o market share da Petrobras, atualmente na casa dos 70%, deveria se reduzir a menos de 40%. Importante ressaltar que essa redução deveria ser repartida ao menos entre 4 a 5 comercializadores distintos o que condiciona por exemplo a resposta da questão 17.</p> <p>A questão 4 trata de quais indicadores objetivos deveriam ser utilizados pela ANP para avaliar, ao longo do tempo, o sucesso do programa? No meu entendimento o HHI seria o índice a ser adotado para a medição do grau de concentração, mas se faz necessário a definição de um objetivo (HHI < 2.500, < 1.500, ou outro?).</p> <p>Considerando as características locais do Brasil, e o alto nível de concentração existente, algumas medidas passíveis de serem adotadas para redução da concentração são:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. A Petrobras ser impedida de comercializar gás de terceiros, ii. Leilão de contratos da PB de gás boliviano a terceiros, iii. Cessão de capacidade de regasificação ociosa por meio de leilão anual, iv. PPSA realizar um leilão do seu gás para comercializadores (menos Petrobras) com a obrigação de ofertarem ao mercado livre, e v. O preço do gás de produção própria da PB colocada em leilão poderia ser ou o histórico de aquisição de gás de produção de terceiros ou um Cost Plus Pricing + margem+ tarifas de SIE e SIP reguladas pela ANP.
--	---

	<p>Figuras com a de um Market Maker trarão liquidez ao mercado possibilitando uma melhor gestão dos riscos. O setor vai precisar também, no médio prazo de um Gestor Técnico do Sistema e de um Operador do Mercado Organizado.</p>
13	<p>A definição de um eventual Programa de Gas Release no Brasil deve considerar, de forma integrada, aspectos regulatórios, operacionais e institucionais já amplamente discutidos em iniciativas anteriores, como os programas Gás para Crescer (especialmente nos subcomitês 3 e 4), Novo Mercado de Gás e Gás para Empregar. A incorporação desses aprendizados garante a continuidade do processo de abertura do mercado, já debatido com diversos agentes e reconhecido como relevante, inclusive por agentes incumbentes.</p> <p>Nesse contexto, a experiência internacional, especialmente de países europeus analisados pela Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), demonstra que mercados de gás eficientes requerem elevada liquidez, transparência e mecanismos eficazes de gestão de risco. Para isso, é fundamental não apenas monitorar a concentração de mercado por meio do Índice Herfindahl-Hirschman (HHI), mas também acompanhar indicadores complementares, como taxa de rotatividade, volumes transacionados, diversificação das fontes de suprimento e índice residual de oferta.</p> <p>O acompanhamento sistemático desses indicadores deve estar alinhado às competências estabelecidas pela Lei nº 14.134/2021, que atribui à ANP o papel de monitorar o funcionamento do mercado e implementar mecanismos de estímulo à concorrência e à eficiência, incluindo instrumentos como cessão compulsória de capacidade, programas de venda obrigatória de gás por agentes dominantes e restrições a práticas anticoncorrenciais.</p> <p>No desenho do programa, é essencial estabelecer objetivos claros de desconcentração de mercado no médio e longo prazo, com metas mensuráveis, como a redução do HHI para patamares compatíveis com mercados competitivos (abaixo de 1.500) ou moderadamente concentrados (abaixo de 2.500 pontos). Para isso, o programa deve evitar que os volumes liberados sejam adquiridos por novos agentes dominantes, promovendo uma distribuição mais equilibrada entre múltiplos comercializadores.</p> <p>Do ponto de vista operacional, a realização de leilões periódicos — preferencialmente trimestrais — contribuiria para maior previsibilidade e planejamento dos agentes, além de fomentar a liquidez e permitir ajustes dinâmicos nos parâmetros do programa. A definição de preços também deve observar limites que assegurem, simultaneamente, a viabilidade da produção ou importação (preços mínimos) e a viabilidade de projetos pelo lado da demanda (preços máximos), podendo, em uma fase inicial, adotar metodologias baseadas em custos (como cost-plus pricing), evoluindo posteriormente para modelos baseados em indicadores de mercado.</p> <p>Adicionalmente, a experiência internacional evidencia que programas de Gas Release são mais eficazes quando acompanhados de medidas estruturais complementares, como a ampliação do acesso às infraestruturas essenciais (escoamento, processamento e regaseificação), a promoção de leilões de capacidade e a criação de condições para que produtores e importadores acessem diretamente o mercado. Nesse sentido, é fundamental evitar a concentração dessas atividades por agentes dominantes e incentivar o uso aberto e competitivo das infraestruturas.</p> <p>Por fim, é relevante destacar o fortalecimento do mercado livre, com a ampliação da elegibilidade dos consumidores e a implementação de cronogramas de migração, garantindo que o gás liberado no programa seja efetivamente direcionado a ambientes competitivos. A padronização dos contratos de comercialização, com definição de cláusulas mínimas pela ANP e vedação de práticas que restrinjam a concorrência, também é essencial para assegurar transparência e eficiência.</p>
14	<p>É importante que o desenho do programa de Gas Release seja realizado com base nos estudos já publicados nos programas Gás para Crescer (subcomitês 3 e 4), Novo Mercado de Gás e Gás para</p>

	<p>Empregar, visando assim a continuidade de um movimento de abertura do mercado que já contou com a participação de diversos agentes, e inclusive com a concordância da Petrobras sobre a importância desta iniciativa. É importante que o programa de Gas Release monitore a evolução do índice HHI (índice HHI abaixo de 1.500 para mercados competitivos, ou abaixo de 2.500 para mercados moderadamente concentrados) para evitar que os volumes liberados sejam comprados por novos agentes dominantes. Também devem ser considerados os preços mínimos que viabilizem a produção/importação, e os preços máximos que viabilizem projetos pelo lado do consumo (a contratação nos leilões deverá ocorrer entre esses limites). O estabelecimento de leilões trimestrais favoreceria o planejamento dos agentes, e ajudaria a criar uma rotina de ciclos de oferta (incluindo possivelmente o Gás da União), fomentando o mercado e atraindo novos agentes, além de permitir o ajuste dos parâmetros conforme os condicionantes. Paralelo ao Gas Release, é fundamental que sejam dados incentivos para que a Petrobras não importe mais gás natural via GNL ou gasodutos diretamente (exceto em casos excepcionais), e não adquira o gás de terceiros no upstream, mas sim que as infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, terminais de GNL e UPGNs) possam ter sua capacidade contratada para que os agentes produtores e/ou importadores alcancem diretamente o mercado.</p>
15	<p>O desenho do Programa de Gas Release deve considerar, como aspecto regulatório e operacional adicional, a necessidade de condições isonômicas para a atuação dos agentes de mercado, especialmente no que se refere ao acesso à infraestrutura, à gestão de riscos comerciais e à capacidade de geração de ganhos de eficiência que se traduzam em redução efetiva de preços ao mercado. Assimetrias regulatórias na distribuição, como prazos de migração desalinhados, critérios distintos de elegibilidade de consumidores livres e contratos de uso do sistema de distribuição (CUSD) excessivamente rígidos ou punitivos, reduzem a capacidade de formação de portfólios eficientes, limitam a atuação competitiva dos comercializadores e podem comprometer os efeitos esperados do programa sobre preços. Adicionalmente, é fundamental avançar na transparência e padronização das informações operacionais dos sistemas integrados de escoamento (SIE), processamento (SIP) e transporte (SIT), incluindo dados sobre fluxos físicos, entradas e saídas por áreas de capacidade, indisponibilidades e paradas programadas e não programadas. O acesso público e tempestivo a essas informações é condição necessária para viabilizar gestão ativa de portfólio, arbitragem regional, reoferta de excedentes e negociação em mercados de curto prazo, reduzindo assimetrias informacionais, ampliando a liquidez e fortalecendo os sinais econômicos de preço.</p> <p>Para assegurar a efetividade do Programa de Gas Release ao longo do tempo, é igualmente relevante que a ANP estabeleça métricas objetivas de acompanhamento e gatilhos de evolução do programa, como indicadores de liquidez, churn, dispersão de preços, nível de concorrência e impacto sobre preços médios praticados, permitindo ajustes regulatórios sempre que os objetivos não estejam sendo plenamente alcançados. Esses mecanismos devem coexistir com o respeito aos contratos vigentes, de forma a preservar a segurança jurídica, evitar rupturas contratuais e garantir previsibilidade aos agentes, condição essencial para a assunção de riscos comerciais, a continuidade dos investimentos e o desenvolvimento sustentável do mercado.</p> <p>A previsibilidade regulatória e operacional dessas infraestruturas, aliada a métricas claras e à preservação do arcabouço contratual existente, é fundamental para que os comercializadores possam atuar como intermediários eficientes, prover liquidez, contribuir para a circulação da molécula e apoiar o alcance dos objetivos estruturais de desconcentração, formação de preços e redução sustentável de custos do mercado brasileiro de gás natural.</p>
16	<p>Recomendamos que a ANP, após a divulgação da Análise de Impacto Regulatório esteja aberta a debater com a Indústria seus</p>

	resultados de forma a construir um diálogo construtivo sobre as especificidades para mercado doméstico.
17	A presente contribuição não implica na impossibilidade de revisão de posicionamentos à medida que o processo regulatório avança e novas informações sejam disponibilizadas. Assim, os pontos expostos são preliminares e sujeitos a revisão conforme o amadurecimento da discussão regulatória. Vale lembrar que a Lei 14.134/2021 atribuiu à ANP a responsabilidade de acompanhar o mercado de gás natural e adotar medidas que estimulem eficiência, competitividade e reduzam a concentração, prevenindo práticas contrárias à ordem econômica. Entre os mecanismos previstos estão a cessão compulsória de capacidade de transporte e processamento, programas de venda obrigatória de gás por agentes dominantes via leilões e restrições à venda entre produtores nas áreas de produção.
18	Esta contribuição possui caráter preliminar e poderá ser ajustada ao longo do processo, conforme a evolução das discussões e a disponibilização de novas informações. A Lei nº 14.134/2021 atribui à ANP a função de acompanhar o mercado de gás natural e implementar medidas voltadas ao aumento da eficiência, à ampliação da concorrência e à redução da concentração. Para isso, estão previstos instrumentos como a liberação obrigatória de capacidade de infraestrutura, a comercialização compulsória de gás por agentes dominantes via leilões e limitações a determinadas operações entre produtores.
19	O desenho do Programa de Gas Release deve ser integrado às políticas de transporte, balanceamento e desenvolvimento de hubs virtuais, de modo a assegurar previsibilidade regulatória, segurança jurídica e redução estrutural de riscos para consumidores industriais intensivos, como a indústria química. O Programa contribui para o aumento da competitividade no mercado de gás natural ao mitigar o poder de mercado do agente dominante, ampliar a contestabilidade da oferta e viabilizar a entrada e consolidação de comercializadores independentes, com efeitos positivos sobre a transparência e formação de preços. A disponibilização obrigatória de volumes cria oferta efetivamente disputável, reduz a dependência bilateral dos grandes consumidores e amplia o número de vendedores potenciais por região, favorecendo uma formação de preços mais aderente às condições de oferta e demanda. A adoção de leilões, produtos padronizados e PVNs fortalece a geração de referências de preços e sinais econômicos confiáveis, servindo de base para contratos de médio prazo compatíveis com o perfil da demanda industrial. Os impactos econômicos positivos do Programa, entretanto, dependem de um desenho regulatório que assegure volumes materialmente relevantes, acesso não discriminatório à infraestrutura essencial, regras claras de governança, monitoramento e enforcement, além de salvaguardas concorrenciais eficazes. Também é relevante a definição de critérios objetivos para gestão de contingências, coordenação com políticas concorrenciais e condições de reavaliação ou encerramento do programa, de modo a evitar reconcentração de mercado, distorções de incentivos, desincentivos a investimentos e riscos à segurança de suprimento, assegurando a sustentabilidade concorrencial do mercado no longo prazo. A indústria química é a maior consumidora industrial de gás natural (matéria prima e energético), sendo insumo estratégico para suas atividades produtivas. A desconcentração é fundamental para a competitividade no médio e longo prazo, mas precisa ser feita de uma forma estruturada e que não gere riscos ao suprimento futuro e nem desincentivos a investimentos. A ABIQUIM tem interesse de eventualmente participar dos leilões, na forma de associação/consórcio de consumidores (essa informação complementa a questão correspondente, na Seção VII deste formulário). Considerando a agregação de valor nas cadeias produtivas industriais, é preciso desenvolver novas abordagens de precificação de GN, sendo necessário aprofundar alternativas que podem viabilizar o parque industrial brasileiro. A opção de precificação por cesta de indexadores – com a ressalva de se considerar na metodologia países com mercados semelhantes ao

	<p>Brasil, ou seja, produtores de GN e não somente importador – aplica-se ao uso energético do GN. Para uso não energético, recomenda-se a adoção de mecanismos de precificação referenciados nos mercados dos produtos derivados do GN (netback price), de forma a refletir a ciclicidade econômica e a dinâmica setorial das cadeias produtivas correspondentes, como os mercados de amônia/ureia, metanol, entre outros.</p> <p>Mundialmente, naqueles países que tem oferta de gás, existem métodos de precificação desse teor (classificados métodos concorrenciais com approach comercial). O modelo netback price, para GN não energético, é calculado a partir do valor econômico do produto final fabricado com esse gás, descontados os custos de transformação e margens. Com esse produto final fabricado no País, além da agregação de valor, é possível assegurar garantias de suprimento a cadeias produtivas vitais ao desenvolvimento sustentado. Essa lógica de precificação faz referência à International Gas Union, que possui drivers de aspectos concorrenciais, comerciais e atua na competitividade das cadeias produtivas estendidas. Esse desenvolvimento permitiria que a oferta de GN fosse direcionada para diversas indústrias (fertilizantes, metanol, química/petroquímica, vidro, cerâmica, siderurgia, etc).</p>
20	<p>Antes de qualquer avaliação de desenho de um eventual programa de Gas Release, entende-se ser imprescindível a conclusão da regulamentação do Novo Marco Legal, incluindo-se o regramento para constituição do Mercado Organizado de Gás, sem o quê o Gas Release é desnecessário, desproporcional e potencialmente contraproducente. A implementação de ações intempestivas de intervenção antes do pleno regramento da Lei gera incerteza entre os agentes com a percepção de risco regulatório aumentado.</p> <p>Por fim, dada a complexidade do tema e seus potenciais impactos deletérios à indústria, com risco de irreversibilidade, é fundamental e imprescindível que a ANP promova a consulta pública sobre a Avaliação de Impacto Regulatório em um estágio em que as alternativas regulatórias já estejam formuladas de maneira clara e não vaga, permitindo uma análise mais qualificada por parte dos agentes. Para que os agentes regulados e demais interessados possam colaborar de forma técnica, consistente e propositiva, é importante que a consulta se baseie em opções previamente estruturadas, com problemas, objetivos e possíveis encaminhamentos bem delimitados, oferecendo um referencial mais organizado e prático para a manifestação das contribuições.</p>
21	<ul style="list-style-type: none"> • Esta contribuição não prejudica a possibilidade de revisão de posicionamentos à medida que o processo regulatório avance e novas informações sejam disponibilizadas. Assim, os pontos expostos são preliminares e sujeitos a revisão conforme o amadurecimento da discussão regulatória. • Como serão tratados os líquidos no programa do Gas Release? • Vale lembrar que a Lei 14.134/2021 atribuiu à ANP a responsabilidade de acompanhar o mercado de gás natural e adotar medidas que estimulem eficiência, competitividade e reduzam a concentração, prevenindo práticas contrárias à ordem econômica. Entre os mecanismos previstos estão a cessão compulsória de capacidade de transporte e processamento, programas de venda obrigatória de gás por agentes dominantes via leilões e restrições à venda entre produtores nas áreas de produção.
22	<p>É importante promover a desconcentração da demanda no segmento não termelétrico atualmente vinculada ao agente dominante, especialmente em contratos de longo prazo com elevados níveis de take-or-pay. Considerando que o agente dominante também detém demanda própria em seu sistema, é necessário que o mecanismo de Customer Release seja estruturado de forma proporcional à oferta a ser disponibilizada nos leilões, assegurando equilíbrio entre liberação de oferta e contestabilidade da demanda.</p>

	<p>Deve haver uma clara segregação entre a formatação dos produtos firmes e dos produtos de curto prazo voltados ao balanceamento, uma vez que se tratam de instrumentos com características distintas, incluindo lotes, prazos e periodicidade de oferta. No caso dos produtos de balanceamento, é positiva a iniciativa de estruturação de um mecanismo de Market Maker com agente independente, que contribua para a adequada formatação da oferta e efetivamente estimule o aumento da liquidez no mercado.</p> <p>Os agentes adquirentes dos volumes liberados assumam integralmente as obrigações associadas à flexibilidade desses volumes no sistema de transporte, de modo a assegurar isonomia de condições operacionais entre os agentes e evitar a transferência indevida de riscos ao vendedor ou a terceiros.</p>
23	<p>A presente contribuição reflete o posicionamento da Distribuidora no estágio atual da discussão regulatória, considerando as informações e elementos disponíveis até o momento. Trata-se de manifestação preliminar, que não restringe nem prejudica a possibilidade de revisão, complementação ou ajuste de posicionamentos à medida que o processo regulatório avance, que novos dados sejam disponibilizados e que o tema apresente maior grau de amadurecimento do Programa.</p> <p>A Lei nº 14.134/2021 prevê a possibilidade de adoção de programas voltados à promoção da eficiência, da competitividade e à prevenção de práticas contrárias à ordem econômica, incluindo programas de venda de gás natural por agentes com poder de mercado, como instrumento de abertura e desconcentração do mercado. A adequada avaliação de eventuais programas de desconcentração pressupõe a prévia explicitação das finalidades regulatórias a serem perseguidas, bem como a adoção de indicadores objetivos que permitam mensurar, ao longo do tempo, a evolução do grau de concorrência, liquidez, transparência e diversificação do mercado.</p> <p>Nesse contexto, é imperativo que a definição da volumetria objeto do Gas Release — assim como os critérios, condições e obrigações deles decorrentes — não implique alteração prejudicial, direta ou indireta, das condições estabelecidas nos contratos de fornecimento de gás natural atualmente vigentes. As reflexões apresentadas devem ser compreendidas como subsídios iniciais, condicionados às premissas que vierem a ser definidas pela Agência e passíveis de revisão conforme o amadurecimento do processo regulatório, reservando-se a Distribuidora o direito de complementar ou revisar seu posicionamento e manifestação, inclusive mediante apresentação de estudos específicos sobre os impactos contratuais e econômicos das medidas que vierem a ser regulamentadas.</p>
24	<p>Sim. O programa deve prever: (i) metas prévias de desconcentração, com destaque para HHI e participação de mercado; (ii) monitor independente; (iii) contrato-padrão, regras operacionais uniformes, pré-qualificação e garantias; (iv) mecanismos contra retenção estratégica de gás e capacidade; (v) coordenação formal entre ANP e CADE; e (vi) revisão e encerramento condicionados ao atingimento das metas. Também devem ser endereçadas situações operacionais como indisponibilidade ou congestionamento de transporte, falhas de balanceamento, divergências de nominação, restrições em terminais de regaseificação, indisponibilidade de capacidade firme e reoferta obrigatória de volumes não utilizados.</p>
25	<p>Esta contribuição não prejudica a possibilidade de revisão de posicionamentos à medida que o processo regulatório avance e novas informações sejam disponibilizadas. Assim, os pontos expostos são preliminares e sujeitos a revisão conforme o amadurecimento da discussão regulatória. Vale lembrar que a Lei 14.134/2021 atribuiu à ANP a responsabilidade de acompanhar o mercado de gás natural e adotar medidas que estimulem eficiência, competitividade e reduzam a concentração, prevenindo práticas contrárias à ordem econômica. Entre os mecanismos previstos estão a cessão compulsória de capacidade de transporte e processamento, programas de venda obrigatória</p>

	de gás por agentes dominantes via leilões e restrições à venda entre produtores nas áreas de produção.
26	Esta contribuição não prejudica a possibilidade de revisão de posicionamentos à medida que o processo regulatório avance e novas informações sejam disponibilizadas. Assim, os pontos expostos são preliminares e sujeitos a revisão conforme o amadurecimento da discussão regulatória. Vale lembrar que a Lei 14.134/2021 atribuiu à ANP a responsabilidade de acompanhar o mercado de gás natural e adotar medidas que estimulem eficiência, competitividade e reduzam a concentração, prevenindo práticas contrárias à ordem econômica. Entre os mecanismos previstos estão a cessão compulsória de capacidade de transporte e processamento, programas de venda obrigatória de gás por agentes dominantes via leilões e restrições à venda entre produtores nas áreas de produção.
27	<p>Recomenda-se que o desenho do Programa de Gas Release considere, adicionalmente, os seguintes aspectos regulatórios e operacionais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Acesso não discriminatório à infraestrutura essencial A efetividade do programa depende diretamente da disponibilidade e do acesso isonômico às infraestruturas de transporte, processamento e escoamento, evitando que limitações físicas comprometam a abertura do mercado. 2. Mitigação de impactos sobre contratos vigentes Deve-se assegurar a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes, evitando descasamentos que possam gerar riscos à segurança de suprimento ou judicialização. 3. Coordenação federativa e regulatória A implementação do programa deve considerar a articulação entre a regulação federal e as competências estaduais, de forma a garantir coerência regulatória ao longo de toda a cadeia de gás natural. 4. Mecanismos de gestão de risco e garantias financeiras É importante estabelecer critérios mínimos de qualificação e garantias para participação nos leilões, mitigando riscos de inadimplência e interrupção de fornecimento. 5. Desenvolvimento gradual do mercado e instrumentos de liquidez A adoção de mecanismos como market maker e produtos padronizados deve ser considerada, especialmente em fases iniciais, para fomentar liquidez e formação de preço. 6. Monitoramento contínuo e ajustes regulatórios O programa deve prever revisões periódicas baseadas em indicadores objetivos, permitindo ajustes conforme a evolução da maturidade do mercado.
28	<p>O principal objetivo deve ser desvincular o preço do gás ao preço do Brent, de alguma forma pois, mesmo se tratando de gás associado, trata-se de outro produto com variação internacional de preços mais independente. O objetivo final deve ser promover o desenvolvimento da indústria brasileira melhorando sua competitividade, já bastante impactada pelos aspectos tributários e logísticos (custo Brasil).</p> <p>O desenho do Programa de Gas Release deve considerar, como aspecto regulatório e operacional adicional, a necessidade de condições isonômicas para a atuação dos agentes de mercado, especialmente no que se refere ao acesso à infraestrutura, à gestão de riscos comerciais e à capacidade de geração de ganhos de eficiência que se traduzam em redução efetiva de preços ao mercado. Assimetrias regulatórias na distribuição, como prazos de migração desalinhados, critérios distintos de elegibilidade de consumidores livres e contratos de uso do sistema de distribuição (CUSD) excessivamente rígidos ou punitivos, reduzem a capacidade de formação de portfólios eficientes, limitam a atuação competitiva dos comercializadores e podem</p>

	<p>comprometer os efeitos esperados do programa sobre preços.</p> <p>Para assegurar a efetividade do Programa de Gas Release ao longo do tempo, é igualmente relevante que a ANP estabeleça métricas objetivas de acompanhamento e gatilhos de evolução do programa, como indicadores de liquidez, churn, dispersão de preços, nível de concorrência e impacto sobre preços médios praticados, permitindo ajustes regulatórios sempre que os objetivos não estejam sendo plenamente alcançados. Esses mecanismos devem coexistir com o respeito aos contratos vigentes, de forma a preservar a segurança jurídica, evitar rupturas contratuais e garantir previsibilidade aos agentes, condição essencial para a assunção de riscos comerciais, a continuidade dos investimentos e o desenvolvimento sustentável do mercado.</p>
29	<p>Outros aspectos regulatórios ou operacionais relevantes a serem considerados no desenho do Programa de Gas Release já foram abordados ao longo deste questionário, o principalmente no documento anexo</p>
30	<p>No desenho de um eventual Programa de Gas Release no Brasil, entende-se que alguns aspectos regulatórios e operacionais adicionais são essenciais para garantir a efetividade da medida como instrumento de promoção da concorrência e de desenvolvimento de um mercado de gás natural mais líquido, transparente e competitivo.</p> <p>Nesse contexto, além das respostas já endereçadas, revela-se fundamental revisar e modernizar o SIE/SIP, por meio do aprimoramento de regras operacionais e comerciais voltadas à ampliação da liquidez, à simplificação de procedimentos e ao aumento da transparência. A eliminação do contrato de adesão também se mostra necessária para reduzir barreiras de entrada e possibilitar maior flexibilidade contratual no acesso ao sistema, especialmente para novos agentes e consumidores livres.</p> <p>Destaca-se, inicialmente, a importância de assegurar o acesso não discriminatório e eficiente às infraestruturas essenciais, em especial às atividades de transporte e processamento. A efetividade de um Programa de Gas Release está diretamente condicionada à possibilidade concreta de escoamento e entrega dos volumes adquiridos, de modo que eventuais restrições de capacidade ou barreiras operacionais podem comprometer seus objetivos. Nesse sentido, entende-se como relevante o fortalecimento dos mecanismos de capacity release, a adoção de instrumentos que promovam a alocação coordenada ou integrada de capacidade (bundled) e a ampliação da disponibilidade de informações operacionais, por meio de processos mais ágeis e padronizados.</p> <p>As discussões relativas ao Gas Release no Brasil devem ser compreendidas a partir de duas frentes complementares — oferta e demanda —, ambas indispensáveis para a ampliação da concorrência e a dinamização do mercado de gás natural.</p> <p>No eixo da oferta, é essencial promover o aumento contínuo e a diversificação das fontes de suprimento, com ampliação da participação de novos players e incentivo para que players independentes já consolidados invistam na expansão da oferta. Destaca-se, nesse aspecto, o papel estratégico da produção onshore, que tende a apresentar custos de produção mais competitivos, maior previsibilidade operacional e relevante potencial de crescimento. Nesse sentido, merece destaque a continuidade do programa de desinvestimentos da Petrobras, que contribui para a entrada de novos agentes e para a redução da concentração do mercado. Adicionalmente, entende-se como relevante o estímulo ao desenvolvimento de fontes alternativas de suprimento, incluindo o gás não convencional, respeitados os arcabouços regulatório, ambiental e de segurança aplicáveis.</p> <p>No eixo da demanda, a estratégia deve priorizar a diversificação do portfólio de contratação dos consumidores finais, evitando a dependência de um único supridor e estimulando a contratação em diferentes prazos e com múltiplos fornecedores. Nesse contexto, destaca-se a importância do mercado secundário como fonte complementar de suprimento, seja como gás de oportunidade, seja como instrumento de balanceamento de</p>

	<p>portfólio. Para tanto, são essenciais ações voltadas ao desenvolvimento e aumento da liquidez do mercado secundário, incluindo a simplificação e padronização dos contratos de transporte, o incentivo à migração para o mercado livre e a redução das assimetrias de informação entre agentes. Considera-se igualmente relevante a implementação ou o fortalecimento de um ponto virtual de negociação (hub), que permita a comercialização desvinculada de pontos físicos e contribua para a formação de preços mais eficientes e para o aumento da liquidez. Por fim, destaca-se a importância de assegurar previsibilidade regulatória e estabilidade das regras ao longo do programa, com definição clara de sua duração, volumes e critérios de revisão, preferencialmente baseados em indicadores objetivos de desempenho do mercado, bem como sua coordenação com outros instrumentos estruturantes do mercado de gás natural.</p>
31	<p>Sim. O programa de gas release para que seja efetivo deve permitir o acesso dos adquirentes dos volumes advindos do gas release às infraestruturas do SI e do SIP, por meio do capacity release.</p> <p>Caso tal mecânica não seja adotada, haverá uma impossibilidade fática de aquisição desses volumes por terceiros, pela incapacidade de especificar o gás conforme normativos existentes da ANP.</p> <p>Logo, tal tema deve andar em paralelo (ou de forma antecipada) ao gas release.</p> <p>No mais, a Edge se reserva ao direito de alterar o posicionamento acima indicado a depender do formato a ser proposto pela ANP.</p>
32	<p>O Brasil se encontra em momento crucial de abertura de seu mercado de gás natural. As reformas introduzidas pela Lei nº 14.134/2021 criaram as condições normativas necessárias, mas a experiência internacional demonstra que a legislação de acesso não discriminatório, isoladamente, é insuficiente para desenvolver concorrência efetiva quando o agente dominante controla a maior parte dos recursos disponíveis. Nesse contexto, o Programa de Gas Release possui papel relevante na concretização de um mercado nacional mais competitivo e maduro.</p> <p>1. O tamanho do programa é condição de efetividade</p> <p>A experiência europeia é inequívoca: programas de pequena escala — como o alemão (3,5% da demanda) e o italiano (3%) — não geraram impacto perceptível na concorrência. O tamanho do programa deve ser definido por uma métrica objetiva, como o Índice Herfindahl-Hirschman (HHI).</p> <p>2. Customer Release como complemento obrigatório</p> <p>De forma complementar ao Gas Release, se faz necessária a adoção de medidas referentes à liberação da demanda, sob pena de se inviabilizar o Programa. Nesse contexto, a regulamentação do Customer Release deve ser tratada como complemento obrigatório ao Gas Release.</p> <p>3. Leilões sem preço de reserva, com mecanismo de recuperação de custos</p> <p>Preços de reserva comprometem a função precípua do leilão, que é revelar o verdadeiro valor competitivo do gás. A solução adequada, adotada na Itália, é o leilão sem preço de reserva combinado com sobretaxa de recuperação de custos cobrada sobre o uso da rede de transporte — separando o problema da recuperação de custos do problema da competitividade dos preços.</p> <p>4. Capacity Release dimensionado a partir do Gas Release</p> <p>A disponibilização de volumes de gás não produzirá efeitos</p>

	<p>concorrenciais se os adquirentes não dispuserem de capacidade de transporte para escoá-los. O Capacity Release deve ser adequadamente dimensionado e implementado, sob pena de a disponibilidade de capacidade de transporte tornar-se o fator limitante do programa.</p> <p>5. Duração condicionada ao HHI, não ao calendário O horizonte de 4 anos do 1º ciclo é razoável como ponto de partida, mas o encerramento do programa deve ser condicionado ao atingimento efetivo das metas de HHI, e não ao simples decurso do prazo.</p>
33	<p>A regularização de acesso de terceiros à terminais de regaseificação deve ser incluída no desenho de programa de Gas Release.</p>