

COMITÊ 4

Gás para o setor produtivo



RELATÓRIO DO GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA GÁS PARA EMPREGAR

ABRIL DE 2024



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





Ministério de Minas e Energia

Ministro
Alexandre Silveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Pietro Adamo Sampaio Mendes

Diretor do Departamento de Gás Natural
Marcello Gomes Weydt

Ministério de Minas e Energia – MME
Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 9º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 2032 5555
www.mme.gov.br

Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar

Comitê 4

Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC)

Uallace Moreira Lima – Líder do Comitê 4

Leonardo Durans- Suplente do Comitê 4

Participantes do Comitê 4

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Alessandra Moura

Anna Clara

Carlos Orlando Enrique da Silva

Guilherme Biasi

Guilherme Eduardo Papaterra

Luis Claudio da Silva Carvalho

Luis Eduardo Esteves

Marcelo Kim

Mário Jorge Figueira Confort

Patricia Huguenin Baran

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

Eduardo Delmonte Ermakoff

Marcio Alexandre

Casa Civil da Presidência da República (CC/PR)

Anderson Barreto Arruda

Anderson Lozi

Cleyton Miranda Barros

Joao Henrique Lima

Julia Sechi Nazareno

Karla Branquinho

Leila Przytyk

Odenir Jose Reis

Regis Fontana Pinto

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Aline Maria dos Santos

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Arnaldo dos Santos Junior

Heloisa Borges Bastos Esteves

Henrique Plaudio G. Rangel

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Marcelo Ferreira Alfradique

Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA)

Soraya Carvalho Barrios

Tiago Nunes de Freitas Dahdah

Vinício Bertazzo Rossato

Ministério de Ciência, Tecnologia e Informação (MCTI)

Eduardo Soriano Lousada

Gustavo de lima Ramos

Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC)

Adriana Arruda Pessoa

Alexandre Messa

Ana Caroline Suzuki Bellucci

Arnaldo Nobre

Brenner Ferreira Soares

Cláudio Evangelista de Carvalho

Claudio Navarro

Eliezer Lopes

João Geovane Fernandes Costa

Luciana Machado Rodrigues

Maurício Marins Machado

Ministério da Fazenda (MF)

Daniela Godoy Martins Corrêa

Eduardo Roberto Zana

Gustavo Henrique Ferreira

Magno Antonio Calil Resende Silveira

Ministério de Minas e Energia (MME)

Annara Myrella

Cassio Giuliani

Daniel Pego

Edie Andreeto

Eleazar Hepner

Fellipe Castro

Fernando Caixeta

Fernando Matsumoto

Gustavo Manfrim

Jackeline Guedes

João Alencar

Marcello Gomes Weydt

Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo

Mauricio Abin-Chahin

Rafael Bastos

Ranielle Paz

Reinaldo da Cruz Garcia

Ministério dos Transporte (MT)

George Santoro

Pré Sal Petróleo S.A (PPSA)

William Vizioli

**Secretaria Especial de Assuntos
Federativos da Presidência da República
(SEAF/PR)**

André Luiz Ceciliano

José Ilário Gonçalves

**Secretaria-Geral da Presidência da
República (SG/PR)**

Flavio Camargo

Sumário

1	INTRODUÇÃO	6
2	OBJETIVO	7
3	INSTITUIÇÕES ENVOLVIDAS NOS TRABALHOS DO COMITÊ 4	8
4	METODOLOGIA ADOTADA PELO COMITÊ 4	9
4.1	LEVANTAMENTO DE DADOS.....	10
4.2	MATRIZ GUT: DEFINIÇÃO E PRIORIZAÇÃO DOS PROBLEMAS.....	11
4.3	5W2H: DEFINIÇÃO E DETALHAMENTO DAS AÇÕES.....	14
4.4	DIAGRAMA DE GANTT: ACOMPANHAMENTO DA EXECUÇÃO	15
5	RESULTADOS E CONCLUSÕES	16
5.1	AS DIFICULDADES ECONÔMICAS NO SETOR INDUSTRIAL E A IMPORTÂNCIA DO GÁS NATURAL PARA SUPERÁ-LAS. 16	
5.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE A METODOLOGIA ADOTADA.....	18
5.3	AÇÕES PROPOSTAS	18
5.4	CUMPRIMENTO DOS TÓPICOS PROPOSTOS PELO GT-GE	23
5.4.1	<i>Identificação das cadeias produtivas que demandam gás natural (ex. produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos)</i>	23
5.4.2	<i>Identificação dos preços de fornecimento de gás para cada setor produtivo e respectivas demandas (elasticidade-preço da demanda)</i>	30
5.4.3	<i>Identificação do atual consumo de cada setor (por estado), potencial de conversão de diversos setores industriais e prazos necessários para conversão</i>	31
5.4.4	<i>Identificação dos termos contratuais adequados (conforme cada segmento) e respectivos tipos de produtos (prazos de fornecimento, flexibilidades, indexadores e outros)</i>	32
5.4.5	<i>Identificação de possíveis políticas públicas e as respectivas formas de implementação caso oportuno, com a demonstração clara das externalidades positivas a serem alcançadas (aumento de receita, arrecadação de tributos, geração de renda, geração de empregos, e outros impactos)</i> 32	
5.5	PESQUISA DE DEMANDA.....	32
5.5.1	<i>PDGN Associação</i>	32
5.5.2	<i>PDGN e PDL Pilotos</i>	36
5.6	INTERFACES COM OUTROS COMITÊS DO GÁS PARA EMPREGAR.....	38
5.7	OUTROS PROBLEMAS IDENTIFICADOS.....	39
	ANEXO I - MATRIZ GUT	41
	ANEXO II - 5W2H	42
	ANEXO III - DIAGRAMA DE GANTT	45
	ANEXO IV - FORMULÁRIOS UTILIZADOS NAS PESQUISAS	52
	ANEXO V - COMPILADO DAS RESPOSTAS DO FORMULÁRIO DO ANEXO IV	59

1 INTRODUÇÃO

O Comitê 4 – Gás para o Setor Produtivo é um dos 5 Comitês criados no Grupo de Trabalho Gás para Empregar, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (Figura 1).

Ele é liderado pelo Secretário de Desenvolvimento Industrial, Inovação, Comércio e Serviços do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), Uallace Moreira Lima, que tem como suplente o Diretor do Departamento de Desenvolvimento da Indústria de Insumos e Materiais Intermediários, Leonardo Durans.

Figura 1: Imagem do Grupo de Trabalho Gás para Empregar.



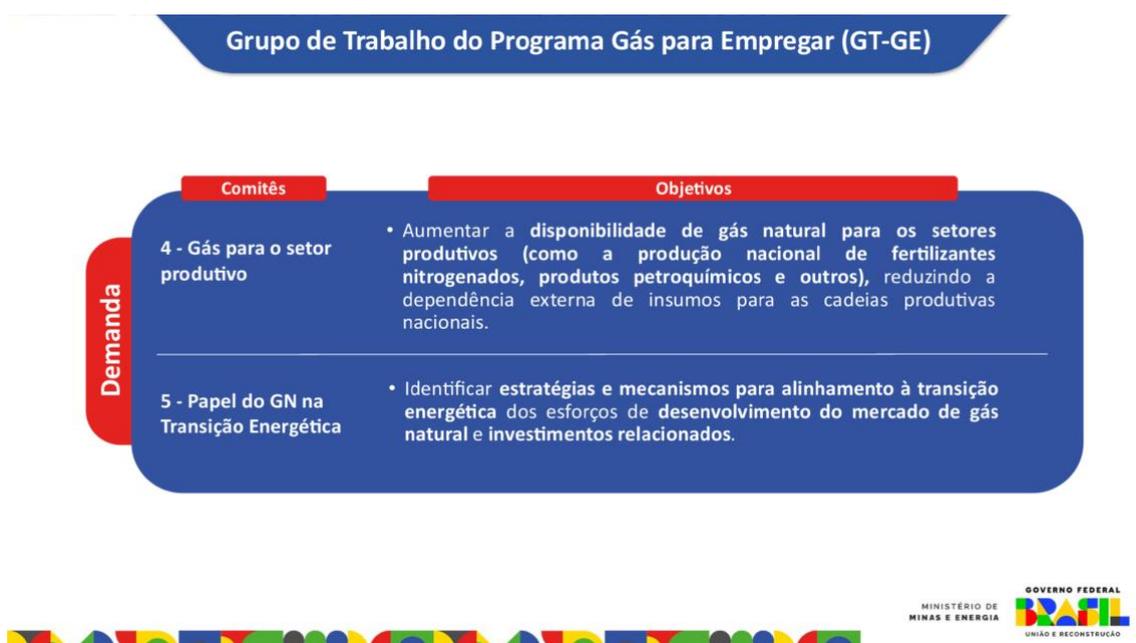
2 OBJETIVO

O objetivo do Comitê 4 foi aumentar a disponibilidade de gás natural para os setores produtivos (como a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros), reduzindo a dependência externa de insumos para as cadeias produtivas nacionais, segundo aprovado pelo GT-GE (Figura 2).

Considerando este objetivo, o Comitê 4 recebeu a instrução de trabalhar os seguintes tópicos:

- Identificação das cadeias produtivas que demandam gás natural (ex. produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos);
- Identificação dos preços de fornecimento de gás para cada setor produtivo e respectivas demandas (elasticidade preço da demanda);
- Identificação do atual consumo de cada setor (por estado), potencial de conversão de diversos setores industriais e prazos necessários para conversão;
- Identificação dos termos contratuais adequados (conforme cada segmento) e respectivos tipos de produtos (prazos de fornecimento, flexibilidades, indexadores e outros);
- Identificação de possíveis políticas públicas e as respectivas formas de implementação caso oportuno, com a demonstração clara das externalidades positivas a serem alcançadas (geração de empregos, aumento de receita, geração de renda, arrecadação de tributos e outros; e
- Outras medidas que julgar conveniente.

Figura 2: Objetivos com Comitê Técnico 4.



3 INSTITUIÇÕES ENVOLVIDAS NOS TRABALHOS DO COMITÊ 4

O Comitê 4 era composto por membros dos seguintes órgãos e instituições:

- MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (Líder)
- MME – Ministério de Minas e Energia
- Casa Civil da Presidência da República
- SG/PR – Secretaria-Geral da Presidência da República
- MF – Ministério da Fazenda
- MAPA – Ministério da Agricultura, Agropecuária e Abastecimento
- MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
- MT – Ministério dos Transportes
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A.

Além das instituições acima elencadas, o Comitê 4 também contou com a participação, em reunião aberta na qual puderam aportar contribuições, das seguintes instituições:

- CNI – Confederação Nacional da Indústria
- Fiesp – Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
- Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
- Abegás – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
- Abemi – Associação Brasileira de Engenharia Industrial
- Abiogás – Associação Brasileira do Biogás
- Abiquim – Associação Brasileira da Indústria Química
- Abividro – Associação Brasileira das Indústrias de Vidro
- ABPIP – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
- Abrace – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
- IABr – Instituto Aço Brasil
- IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
- Sinprifert – Sindicato Nacional das Indústrias de Matérias-Primas para Fertilizantes.

4 METODOLOGIA ADOTADA PELO COMITÊ 4

De acordo com a proposta de trabalho do GT-GE, o Comitê 4 deve entregar, ao final de suas atividades, uma Matriz GUT (Gravidade, Urgência, Tendência), o 5W2H e o Diagrama de Gantt. O material produzido encontra-se anexado a este relatório.

Para elaborar os documentos e trabalhar nas entregas ao GT-GE foram realizadas 12 reuniões, conforme Quadro 1.

Quadro 1: Lista de reuniões realizadas.

Ação	Temas Abordados	Datas
Primeira Reunião (Prévia)	- Apresentação, avaliação e aprovação da proposta de Plano de Trabalho	10/08/2023
Segunda Reunião	- Abertura oficial dos Trabalhos do Comitê 4, em sessão aberta ao setor privado	18/08/2023
Terceira Reunião	- Apresentação de compilado dos dados recebidos. - Elaboração da Matriz GUT - Proposta de planilha para a coleta dos dados de demanda	31/08/2023
Quarta Reunião	- Detalhamento das respostas sobre contratos - Elaboração do 5W2H	14/09/2023
Quinta Reunião	- Elaboração do 5W2H (continuação)	21/09/2023
Sexta Reunião	- Elaboração do Diagrama de Gantt	05/10/2023
Sétima Reunião	- Avaliação do Relatório	07/12/2023
Oitava Reunião	- Ajustes nas entregas (Matriz GUT, 5W2H e Diagrama de Gantt) e aprovação do Relatório	22/12/2023
Nona Reunião	- Priorização de setores - Novas ações - Novas questões fora do escopo do Comitê 4 - Compatibilidade com o Plano Nacional de Fertilizantes (PNF).	11/01/2024
Décima Reunião	Bilateral com a TAG	17/01/2024
Décima Primeira Reunião	Apresentação do estudo Gás natural como matéria-prima para Ureia – Análise de viabilidade econômica para o mercado brasileiro, pela EPE	17/01/2024
Décima Segunda Reunião	Bilateral conjunta dos Comitês 3 e 4 com a Unigel	29/02/2024

As memórias das reuniões e as apresentações utilizadas nas mesmas estão nos anexos IX e VII, respectivamente.

O Plano de Trabalho proposto pelo líder e aprovado pelos membros do Comitê 4 no dia 10/8/2023, consistiu no seguinte fluxo: levantamento de dados, elaboração da

Matriz GUT (Gravidade, Urgência e Tendência), elaboração do 5W2H e elaboração do Diagrama de Gantt.

A metodologia adotada utilizou os dados obtidos no Grupo de Trabalho Gás para a Indústria para identificar os problemas no setor de gás e elaborar a minuta inicial de Matriz GUT.

O Grupo de Trabalho Gás para Indústria foi criado no âmbito do Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CNDI) e coordenado pela Secretaria de Desenvolvimento Industrial, Inovação, Comércio e Serviços do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. Este grupo teve como objetivo analisar o mercado de gás natural e elaborar propostas visando resolver ou atenuar os gargalos que restringem a sua oferta, especialmente no contexto da neoindustrialização, com ampla participação do setor privado, e entregou seu relatório com propostas de ações no dia 9/10/2023.

4.1 Levantamento de Dados

Os dados foram obtidos a partir da coleta das respostas a um formulário (Figura 3), contendo 13 perguntas, disponibilizado pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços aos participantes do GT Gás para Indústria, que contava com diversos representantes do setor produtivo, entre consumidores, produtores e prestadores de serviços.

Foram recebidas respostas de 15 instituições diferentes contemplando os temas principais do GT Gás para Indústria e do Comitê 4 do GT-GE, convertidos nas seguintes perguntas:

- 1) Qual a sua instituição/órgão/entidade?
- 2) Quais cadeias produtivas demandam gás natural?
- 3) Qual o preço de fornecimento de gás para seu setor produtivo e respectivas demandas (elasticidade preço da demanda), ou seja, qual o preço máximo para viabilizar a produção com uso de gás do seu setor?
- 4) Qual o consumo atual do seu setor (por estado), potencial de conversão de diversos setores industriais e prazos necessários para conversão?
- 5) Identificar os termos contratuais adequados (conforme o seu segmento) e respectivos tipos de produtos (prazos de fornecimento, flexibilidades, indexadores e outros).
- 6) Identificar possíveis políticas públicas e as respectivas formas de implementação caso oportuno, com a demonstração clara das externalidades positivas a serem alcançadas (aumento de receita, arrecadação)
- 7) Qual a avaliação sobre a infraestrutura de escoamento e transporte existente: é suficiente, está subutilizada, precisa ser ampliada?
- 8) Quais outros agentes da cadeia deveriam ser consultados para contribuir com o grupo?
- 9) Qual o impacto (em custo) da baixa harmonização das legislações federal e estaduais nas indústrias que a entidade representa?

- 10) Qual o percentual de aquisição do mercado livre no setor?
- 11) Há avaliação de necessidade de estocagem?
- 12) O gás poderia ser substituído por outros combustíveis no setor? Quais os custos?
- 13) Comentários e sugestões adicionais.

No Anexo V encontra-se documento com um resumo das respostas recebidas.

Figura 3: Imagem do Formulário de Diagnóstico.

GT Gás para Indústria
Diagnóstico

* Obrigatória

1. Qual a sua instituição/órgão/entidade? *

Inserir sua resposta

2. Quais cadeias produtivas demandam gás natural? *

Inserir sua resposta

Preço de fornecimento de gás para seu setor produtivo e respectivas demandas de preço da demanda, ou seja, qual o preço máximo para viabilizar a produção de gás natural no seu setor? *

Inserir sua resposta

Consumo atual do seu setor (por estado), potencial de conversão de diversos combustíveis industriais e prazos necessários para conversão? *

Inserir sua resposta

Dados

Formulário disponível para o levantamento de informações e dados sobre o setor.

Diagnóstico

Diagnóstico da situação atual do mercado e posterior prognóstico em relação à produção de gás natural.

4.2 Matriz GUT: Definição e priorização dos problemas

Após a obtenção dos dados foi realizada a avaliação técnica das respostas encaminhadas pelas instituições e, a partir delas, foram identificados 32 problemas apresentados ao Comitê 4 para análise:

- 1) Escassez de dados e informações pelo lado da demanda por gás natural;
- 2) Falta de códigos CNAE específicos para atividades de gás natural, separando-as das normas aplicadas aos combustíveis líquidos, devido às diferenças operacionais e comerciais;
- 3) Falta de padronização na troca de informações que dificulta a visibilidade na rede de movimentação de gás;
- 4) Alta reinjeção de gás natural nos poços do pré-sal;
- 5) Interrupções na entrega de gás natural devido a problemas logísticos;
- 6) A exigência de flexibilidade de 100% por parte das térmicas a gás;

- 7) Alta ociosidade da indústria química;
- 8) Custo para a conversão das plantas para utilizar gás natural;
- 9) FAFENs fechadas e de porte abaixo do necessário;
- 10) Obrigação da contratação de termelétricas a gás natural;
- 11) Contratos e penalidades pouco adaptáveis ao tipo de indústria contratante;
- 12) Dependência de importações de gás natural;
- 13) Falta de alinhamento do preço de referência do gás natural no Brasil em relação aos preços praticados internacionalmente;
- 14) Gás natural representa parcela significativa dos custos variáveis de fabricação em alguns setores;
- 15) Vinculação de preços do gás para uso energético e para insumo;
- 16) Dificuldade para ceder capacidade ociosa na rede de transporte;
- 17) Dificuldades para acessar infraestruturas (gasodutos, UPGN e terminais de GNL);
- 18) Estados não atendidos por gasodutos;
- 19) Falta de investimentos estruturais no setor de gás natural;
- 20) Infraestrutura de escoamento e processamento de gás insuficientes;
- 21) Necessidade de atualização do Ajuste SINIEF 03/2018 para desvincular a compra de gás do ponto de entrada;
- 22) Necessidade de múltiplos documentos fiscais em operações de transporte por gasoduto;
- 23) Dificuldade em conciliar CTe (Conhecimento de Transporte Eletrônico) e Nfe (Nota Fiscal Eletrônica) no Sistema de Informação (SI);
- 24) Falta de harmonização das regulamentações federais e estaduais;
- 25) Necessidade de implementação do modelo de entrada e saída para alinhar as tarifas de uso efetivo da infraestrutura e promover eficiência;
- 26) Falta de alinhamento entre a proprietária do gás e a responsável pela emissão da NFe;
- 27) Restrições na comercialização devido a contratos de transporte separados para entrada e saída;
- 28) Altas tarifas de transporte;
- 29) Falta de incentivos fiscais;
- 30) Falta de padronização nas tarifas de transporte por diferentes estados e distribuidores;
- 31) Necessidade de adaptar e melhorar as regras de tributação para transporte, processamento e distribuição de gás; e
- 32) Falta de uniformidade das alíquotas de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços).

Cabe apontar que as respostas ao formulário foram fornecidas por representantes de diversos setores da economia, os quais possuem perspectivas, agendas e pleitos diferenciados. Isso resultou em problemas diversificados, com graus de complexidade diferentes e, por vezes, incoerentes entre si.

O Comitê avaliou os problemas identificados e selecionou para análise apenas aqueles que estavam no seu escopo de atuação. Os problemas foram, então, pontuados seguindo a metodologia estabelecida pela Matriz GUT, conforme disposto no Quadro 2, permitindo a sua priorização. Possíveis inconsistências entre os problemas selecionados na Matriz GUT devido às diversas origens das respostas ao formulário foram trabalhadas e sanadas nas ações propostas pelo Comitê e que constam do 5W2H e do Diagrama de Gantt.

Quadro 2: Critérios adotados para priorização dos problemas.

Nota	Gravidade	Urgência	Tendência
1	Sem gravidade	Pode esperar	Não irá mudar
2	Pouco grave	Pouco urgente	Irá piorar no longo prazo
3	Grave	Urgente, merece atenção no curto prazo	Irá piorar no médio prazo
4	Muito grave	Muito urgente	Irá piorar no curto prazo
5	Extremamente grave	Precisa de ação imediata	Irá piorar rapidamente

Excluindo-se aqueles que estão fora do escopo do Comitê 4, a Matriz GUT foi validada, inicialmente, com 9 itens, conforme o Quadro 3.

Quadro 2: Itens avaliados na Matriz GUT.

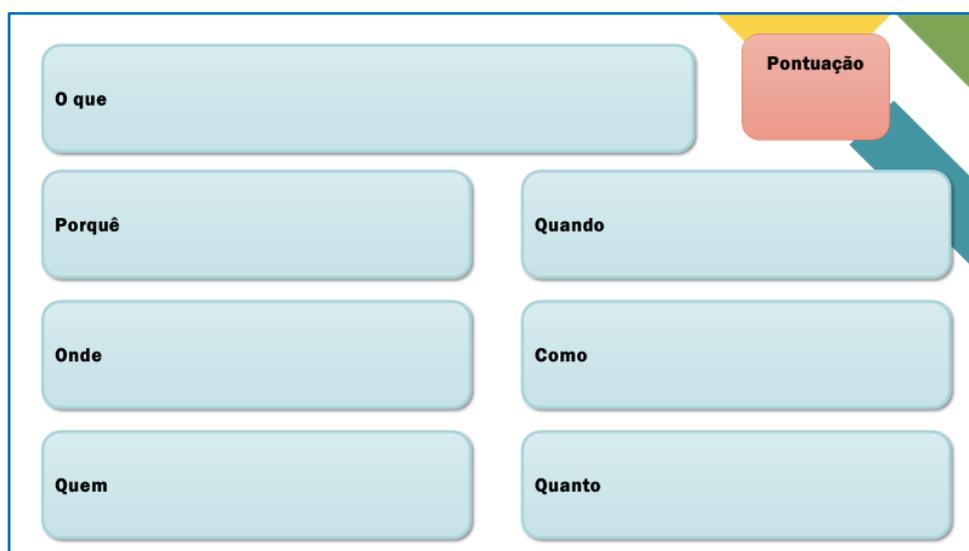
Descrição do Problema	Gravidade	Urgência	Tendência	Prioridade Final
A indústria química, maior demandante do gás natural como insumo industrial (eteno), está operando com alta ociosidade.	5	5	3	75
FAFENs fechadas e de porte abaixo do necessário.	5	5	3	75
Escassez de dados e informações pelo lado da demanda por gás natural.	5	5	2	50
Falta de alinhamento do preço de referência do gás natural no Brasil em relação aos preços praticados internacionalmente (Estados Unidos, Rússia, entre outros).	4	3	3	36
Obrigações da contratação de termelétricas a gás natural.	3	3	1	9
A dependência de importações de gás natural pode expor as indústrias a volatilidades cambiais e riscos geopolíticos.	3	3	1	9
Preços de gás como insumo não é desvinculados do uso energético.	3	2	1	6
Conversão das plantas para utilizar gás natural pode ser inviável devido aos investimentos necessários.	2	1	1	2
A exigência de flexibilidade de 100% por parte das térmicas a gás pode dificultar acordos com fornecedores de GNL, dificultando a garantia de volumes de	1	1	1	1

A Matriz GUT completa encontra-se no Anexo I ao final deste Relatório.

4.3 5W2H: Definição e detalhamento das ações

Dando continuidade à elaboração das entregas previstas, o Comitê 4 trabalhou na elaboração de um Plano de Ação para eliminar ou mitigar os problemas elencados na Matriz GUT, seguindo a metodologia 5W2H (*What/O que; Why/Porquê; Where/Onde; Who/Quem; When/Quando; How/Como; How much/Quanto*). O problema na Matriz GUT equivale ao porquê no 5W2H, justificando as ações sugeridas pelo Comitê 4 (Figura 4).

Figura 3: Modelo de 5W2H.



Como resultado deste processo, o Comitê 4 sugeriu 7 ações a serem implementadas:

- 1) Aumentar a capacidade de processamento e separação das frações líquidas do gás natural;
- 2) Incentivar a produção nacional de fertilizantes nitrogenados;
- 3) Obter dados de demanda de gás natural periodicamente;
- 4) Buscar a redução do preço do gás e frações líquidas por meio do aumento da oferta e da concorrência e da regulação e planejamento setorial.
- 5) Alterar os dispositivos da Lei nº 14.182 (Desestatização da Eletrobras) que obrigam a contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que as suporte;
- 6) Finalizar a regulamentação do Regime Especial da Indústria Química (REIQ); e
- 7) Estabelecer incentivos específicos à conversão de plantas para uso de gás natural (financiamento e tributário).

Durante as discussões, identificou-se que as ações para mitigar alguns problemas, não estariam no escopo do Comitê 4, mas seriam melhor tratados em outros comitês do GT-GE, conforme disposto no Quadro 4.

Quadro 4: Problemas que não estão no escopo do Comitê 4.

PROBLEMA	SUGESTÃO DE TRATAMENTO
A dependência de importações de gás natural pode expor as indústrias a volatilidades cambiais e riscos geopolíticos.	Encaminhar para o Comitê 1
A exigência de flexibilidade de 100% por parte das térmicas a gás pode dificultar acordos com fornecedores de GNL, dificultando a garantia de volumes de fornecimento.	Encaminhar para o Comitê 5

O 5W2H encontra-se no Anexo II ao final deste Relatório.

4.4 Diagrama de Gantt: acompanhamento da execução

Tendo sido detalhadas as ações sugeridas, o Comitê 4 elaborou o Diagrama de Gantt que permitirá o acompanhamento da execução das ações propostas, indicando os responsáveis e o cronograma, conforme consta na Figura 5. No Diagrama de Gantt a “Meta” e a “Tarefa” equivalem ao “O quê” e ao “Como” do 5W2H, respectivamente.

Figura 4: Exemplo de Diagrama de GANTT.

META						MMM/AAAA	MMM/AAAA	MMM/AAAA
					Início do projeto:	MM/AAAA		
TAREFAS	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO				
Tarefa 1		0%	MM/AAAA	MM/AAAA				
Ação 1.1		0%	MM/AAAA	MM/AAAA				
Ação 1.2		0%	MM/AAAA	MM/AAAA				
Tarefa 2		0%	MM/AAAA	MM/AAAA				
Ação 2.1		0%	MM/AAAA	MM/AAAA				
Ação 2.2		0%	MM/AAAA	MM/AAAA				
Ação 2.3		0%	MM/AAAA	MM/AAAA				

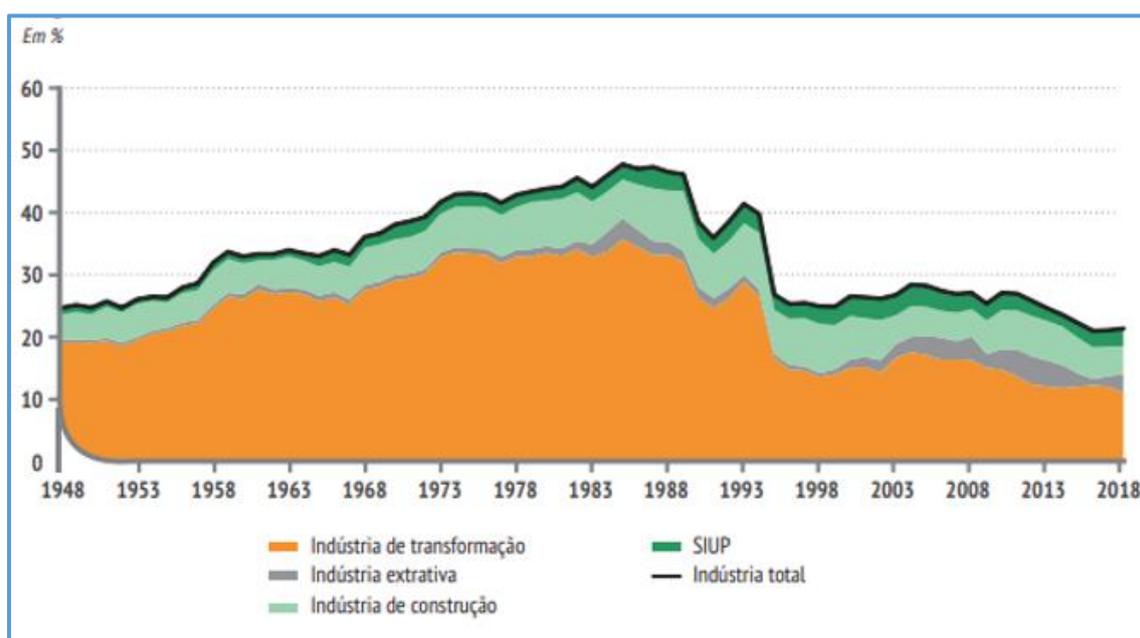
O Diagrama de Gantt encontra-se no Anexo III deste relatório.

5 RESULTADOS E CONCLUSÕES

5.1 As dificuldades econômicas no setor industrial e a importância do gás natural para superá-las

A indústria brasileira vem em uma tendência de queda desde 1985, após quase dobrar sua participação no PIB entre 1947 e 1985. A indústria de transformação foi a que teve a maior perda de importância relativa na produção, tendo a redução de sua participação no PIB caído de 35,9%, em 1985, para 11,3%, em 2018, o menor valor da série histórica iniciada em 1947, conforme a Figura 6.

Figura 5: Evolução da participação da indústria no PIB.



Fonte: CNI¹.

O setor industrial brasileiro vem enfrentando dificuldades econômicas e de falta de competitividade há alguns anos, conforme pode ser observado, por exemplo, por meio do seguinte gráfico que apura a Utilização da Capacidade da Indústria da CNI, com queda contínua desde 2021 (Figura 7).

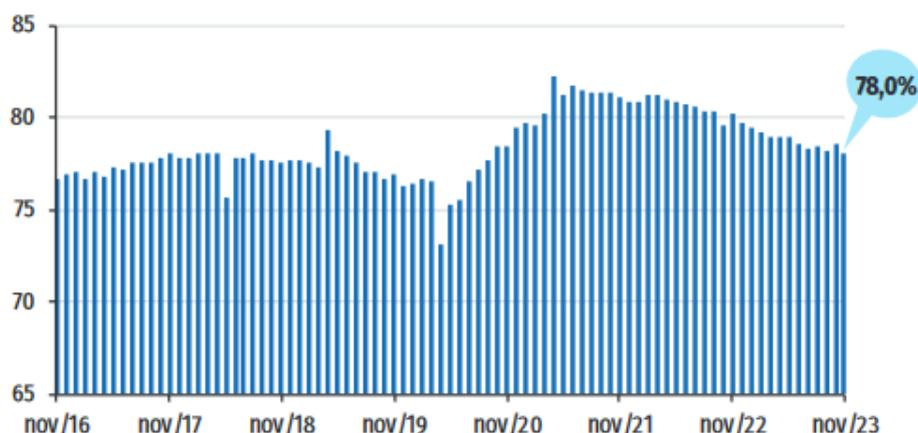
O gás natural é um importante insumo usado na indústria como energético e matéria prima. Sua participação nos custos das empresas que o consome varia desde 20% até 80%, como no caso da fabricação de fertilizantes nitrogenados².

Assim, o valor desse energético desde a molécula, passando por toda a infraestrutura (escoamento, processamento, transporte e serviço de gás canalizado local) até chegar ao consumidor final, tem sido considerado alto, da ordem de US\$ 20/MMBTU. Uma das consequências é que, de 2020 a 2023, a indústria nacional teve uma redução de cerca de 9% no consumo de gás natural.

¹ Fonte: CNI. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/7a/6a/7a6a9f5a-bcd6-4f91-9aff-85de72387256/nota_economica_11_-_julho_2019.pdf. Acessado em 05/03/2024.

² BNDES (2021). Gás para o desenvolvimento. Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil. Fevereiro, 2021

Figura 6: Utilização da Capacidade Instalada.



Fonte: CNI³.

Esses valores deixam a nossa indústria pouco competitiva frente aos seus principais concorrentes externos que muitas vezes contam com o preço do gás muito abaixo do nacional. A redução da competitividade, por sua vez, resulta em perda de renda, perda de empregos, diminuição da arrecadação de impostos e fechamento de fábricas.

A perda de arrecadação federal em 2023, por exemplo, para apenas 2 setores da indústria nacional, metalúrgico e químico, foi da ordem de R\$ 17,2 bilhões⁴. Só para ter uma ideia da ordem de grandeza, esse valor é mais que o suficiente para investir na unidade de processamento de gás natural do Comperj e na Rota 3 de escoamento de gás natural. Não se pode afirmar que essa perda de arrecadação se deve inteiramente ao gás pouco competitivo para os segmentos demandantes desse energético da indústria nacional, porém o gás tem uma participação importante nos seus custos de produção e um insumo mais barato e competitivo poderá colaborar para a melhoria da competitividade da indústria e nos bons efeitos econômicos advindos disso.

Os dados do Novo Caged (Sistema do Cadastro Geral de Empregos e Desempregados) corroboram a informação acima ao demonstrarem que o aumento no emprego da indústria de transformação de 2023 em relação a 2022, foi de 1,37%, enquanto a indústria geral foi de 1,52% e na economia como um todo de 3,5%⁵.

Essa situação não é do interesse do país que deve buscar formas para tornar esse energético, que é uma riqueza nacional, mais barato e acessível, e que os vários elos da cadeia sejam remunerados adequadamente, de forma justa. Somente dessa forma, o

³ Fonte: CNI. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/3f/36/3f36baf3-d9e6-47a1-aa92-9145b836755e/indicadoresindustriais_dezembro2023.pdf. Acesso em 07/03/2024.

⁴ Fonte: Receita Federal. Análise da Arrecadação das Receitas Federais, Dezembro/2023. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/relatorios/arrecadacao-federal/2023/analise-mensal-dez-2023.pdf/view>. Acesso em 05/03/2024.

⁵ Fonte: Novo CAGED. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiNWl5NWl0ODEtYmZiYy00Mjg3LTkzNWUyY2UyYjIwMDE1YWI2liwidCI6IjNYzkyOTY5LTZhNTEtNGYxOC04YWM5LWVmOThmYmFmYTk3OCJ9&pageName=ReportSectionb52b07ec3b5f3ac6c749>. Acessado em 05/03/2024.

setor poderá inverter essa tendência e colaborar com a neointustrialização e a economia do país.

O GT-GE tem como objetivo, justamente, buscar o melhor aproveitamento do gás natural nacional e os comitês temáticos têm atuado nesse sentido, de aumentar a oferta, remunerando adequadamente e de forma justa os vários elos da cadeia de infraestrutura, para que o energético consiga chegar até o consumidor final a um preço mais competitivo e, por fim, consiga gerar os efeitos positivos disso, como geração de renda e de empregos e aumento na arrecadação de tributos.

5.2 Considerações sobre a metodologia adotada

A metodologia proposta pela liderança e adotada pelo Comitê 4, privilegiou a agilidade e a articulação com o GT Gás para Indústria, do CNDI, promovendo a integração das iniciativas no âmbito da governança do governo federal. Assim, a coleta de dados inicial foi feita pela disponibilização de um formulário aos participantes do GT Gás para Indústria, o qual foi respondido por diversos representantes do setor produtivo, captando as propostas e necessidades do setor privado. Adicionalmente, foi realizada uma reunião pública, na qual os representantes do setor empresarial tiveram a oportunidade de se manifestar a respeito de suas expectativas e demandas relativas ao uso do gás natural pelos seus respectivos setores.

Isso eliminou a fase de reuniões individuais, sendo que dúvidas ou esclarecimentos adicionais foram obtidos diretamente com os respondentes do formulário. Possibilitou, ainda, a identificação de problemas e sugestões que estão no escopo de outros comitês do GT-GE, listados na próxima sessão. Permitiu, também, o cumprimento dos prazos previstos para execução dos trabalhos do grupo, o que possibilitará iniciar a execução de uma das ações, a da identificação da elasticidade-preço da demanda, ainda dentro do escopo de trabalho do GT-GE.

Um ponto negativo é que as respostas foram fornecidas por diversos setores diferentes, resultado de percepções e necessidades diversas. Isso gerou uma lista de problemas que poderiam ser considerados até incoerentes entre si. Todos, no entanto, foram trabalhados pelo Comitê resultando em ações articuladas.

5.3 Ações propostas

Considerando todo o exposto, em especial os problemas elencados a partir da pesquisa realizada pelo MDIC, e priorizados aqueles usando a metodologia GUT, 5W2H e Diagrama de Gantt, o Comitê 4 propõe as seguintes ações.

- 1) Aumentar a capacidade de processamento e separação das frações líquidas do gás natural.

A indústria química, atualmente a única demandante nacional do gás natural como matéria-prima está operando com cerca de 30% de ociosidade, segundo representantes do setor. Utiliza-se metano e etano, principalmente, mas, para que possa ser consumido, é necessário que gás natural seja separado em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), além da ampliação das rotas de escoamento atualmente existentes.

Considerando as limitações das infraestruturas de escoamento e processamento, diversas medidas pontuais foram sugeridas das quais destacamos: a) construção da Rota 4 que pode escoar gás dos campos de Bacalhau, Arã e Uirapuru, com potencial de agregar mais 20 milhões m³/dia à malha nacional; b) regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (escoamento, UPGN e terminais de GNL) para melhor utilização destas instalações; c) adequação da UPGN de Caraguatatuba, possibilitando a separação do etano no gás oriundo do pré-sal.

Os principais gargalos que precisariam ser eliminados são: falta de capacidade dos dutos de escoamento; falta de estocagem; desequilíbrio entre a oferta e a demanda; falta de infraestrutura para tratamento do gás nas FPSOs; novas rotas do pré-sal, em especial Pão de Açúcar e Sergipe-Alagoas; falta de harmonização das regulações federais e estaduais; necessidade de gás firme, com especificação técnica constante; contratos de longo prazo e preços de insumos (para matéria-prima) desvinculados do uso energético.

Essas ações possibilitariam à indústria acesso a gás natural com preços competitivos, garantindo ao Brasil uma grande oportunidade de promover a sua neointustrialização, gerando empregos, renda e desenvolvimento econômico e social.

Para tanto, o Comitê elencou a seguinte ação: Estabelecer diretrizes para processamento do gás natural alinhadas aos objetivos de política industrial, visando o aumento da oferta de líquidos. Isso seria feito por meio de Resoluções do CNPE e do CNDI, que orientariam as políticas.

2) Incentivar a produção nacional de fertilizantes nitrogenados.

A fabricação nacional de fertilizantes é considerada estratégica, visando garantir a oferta necessária para atender, pelo menos, parcialmente, a produção agrícola nacional. No entanto, as Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFENs) encontram-se fechadas e possuem porte abaixo do necessário para garantir certa segurança de fornecimento.

Foi lançada, no final de 2023, a atualização do Plano Nacional de Fertilizantes (PNF), com metas para superar dependência externa e prevendo a reativação de fábricas, incentivos a novas plantas industriais e investimento na produção de nutrientes sustentáveis, entre outras ações.

O gás natural é um insumo importante para a fabricação dos fertilizantes nitrogenados, chegando a responder por cerca de 80% do seu custo. Assim, espera-se que um aumento na oferta com a redução do preço do gás natural possa incentivar a indústria nacional de fertilizantes nitrogenados.

O PNF está disponível para consultas em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/competitividade-industrial/confert/pnf/pnf-v-08-06-12-23.pdf>.

Os estudos demonstram que o preço do gás ao consumidor industrial está acima do que viabilizaria a produção de fertilizantes no país. A redução dos valores cobrados passa por aumento da oferta e da concorrência, o que inclui medidas como a redução da reinjeção, a atração de investimentos em infraestrutura de escoamento e processamento, revisão da remuneração pelo acesso às infraestruturas e planejamento setorial e planos de desenvolvimento que considerem o retorno dos projetos para a

sociedade como um todo. Tais medidas foram melhor detalhadas no Comitê 2 do GT-GE.

A fim de atingir esta Meta, o Comitê propôs duas ações:

- 1) Aumentar a oferta de gás natural que permita redução de preço ao consumidor.
- 2) Aumentar a eficiência dos elos da cadeia que permita redução de preço ao consumidor.

3) Obter dados de demanda de gás natural periodicamente.

Importante destacar a necessidade de informações de demanda de gás natural e líquidos para que dessa maneira seja possível elaborar políticas públicas adequadas e eficazes de modo a atender ao interesse público gerando renda, empregos, tributos.

Um dos principais problemas identificados na pesquisa feita pelo MDIC junto ao setor produtivo e que consta na Matriz GUT e no 5W2H deste Relatório é a escassez de dados e informações pelo lado da demanda por gás natural. Portanto, o próprio setor produtivo percebe essa necessidade, assim como setor público para fins de política pública e planejamento setorial.

A identificação detalhada da demanda por setor e por estado, atual e potencial, inclusive com a elasticidade-preço era uma das tarefas que o Comitê 4 deveria ter respondido ao final do seu trabalho. No entanto, diferentemente da oferta, bem mapeada e conhecida, para a demanda de gás natural não existe uma coleta sistematizada de dados. O tema será aprofundado no item 5.5.

Iniciativas para obter informações de demanda foram desenvolvidas pelo BNDES, pela CNI e pela Firjan, mas para objetivos pontuais. Porém, é necessário ter um levantamento dessas informações de maneira periódica e estruturada.

No âmbito deste GT-GE foram elaboradas as Pesquisas de Demanda de Gás Natural Associação (PDGN Associação), e as Pesquisas de Demanda de Gás Natural e de Líquidos Pilotos (PDGN e PDL Pilotos) que são esforços na busca pelas informações de demanda e poderão contribuir de maneira importante como experiências para a estruturação da ação proposta de realização de uma pesquisa periódica, ainda mais robusta e ampla.

Até o momento as pesquisas piloto demonstraram que há grande dificuldade em realizar o levantamento de demanda. Nem todas as associações conseguiram responder ao questionário e muitas o fizeram de forma incompleta. Em relação às empresas, das 30 convidadas a participar, apenas duas tinham conseguido enviar as respostas, até a finalização deste relatório.

O Comitê, assim, sugeriu que fosse implementada uma sistemática perene de coleta de dados da demanda por gás natural de forma que os investimentos em infraestrutura priorizem regiões nas quais a demanda potencial seja condizente com a capacidade de oferta. As pesquisas piloto, que serão abordadas no item 5.5, servirão como teste para a ação proposta, de coleta periódica das informações sobre a demanda de gás natural.

Portanto, o Comitê 4 propõe o seguinte:

- 1) Constar em resolução do CNPE a importância do fornecimento de informações dos principais demandantes de gás natural para fins de política pública;
- 2) Inserir no formulário as informações necessárias para a política;
- 3) Orientar e sensibilizar as empresas a fornecerem as informações;
- 4) Assinar acordos de confidencialidade com os órgãos que desejam acessar os dados; e
- 5) Elaborar mapa com a regionalização da demanda.

Oportuno, também, mencionar que os dados poderão ser utilizados para aprimorar o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, e que é importante fonte de informações sobre o setor, mas que precisa de aperfeiçoamentos.

O Boletim é um documento de acompanhamento da indústria de gás natural muito aguardado pelo mercado. Para a obtenção das informações necessárias para o Boletim, o MME recebe os dados das distribuidoras locais de gás canalizado, por meio da Abegás, em planilha Excel.

No entanto, carece de aperfeiçoamentos principalmente quanto à forma de obtenção dos dados. Os principais problemas são:

- a) a falta da informação tempestiva de uma ou mais distribuidoras que resulta no atraso da divulgação ou na divulgação incompleta do Boletim; e
- b) no tratamento das informações recebidas devido à falta de padronização.

Dessa forma, seria importante o desenvolvimento de um sistema que facilitasse o envio de informações necessárias para a elaboração do Boletim, e que este envio fosse tempestivo, evitando atrasos ou a divulgação incompleta.

Cabe, ainda, mencionar que as distribuidoras de gás canalizado local não estão sob a competência da regulação federal. No entanto, as informações são sempre importantes para formulação de políticas, públicas, planejamento e para estudos pela academia, sendo fundamental a participação ativa e comprometida dessas companhias, da mesma forma que dos consumidores de gás, colaborando com o envio das informações de qualidade, padronizadas e tempestivamente. Portanto, a sensibilização e comprometimento de todos os envolvidos nesse processo é necessária.

4) Buscar a redução do preço do gás e frações líquidas por meio do aumento da oferta e da concorrência e da regulação e planejamento setorial.

A indústria, em especial a química, que consome o gás como matéria-prima e fabrica produtos que concorrem internacionalmente a preços commoditizados, não consegue competir porque o preço do gás natural no Brasil é superior ao praticado pelos seus principais concorrentes. Para a indústria, que utiliza o gás como insumo, o ideal é que seu preço seja compatível ao praticado em outros países, permitindo que a competição aconteça por competências técnicas e operacionais, e não em preços que estão fora do controle da empresa.

Para possibilitar condições isonômicas com empresas estrangeiras, é necessário que o preço do gás seja reduzido, o que pode ser obtido por meio do aumento da oferta e da concorrência e por melhoria na regulação e no planejamento setorial.

Assim, da mesma forma que a indústria de fertilizantes, abordada na ação 2, a indústria química, em geral necessita de preços do gás mais baixos para viabilizar sua produção. As mesmas medidas citadas na ação 2 atenderiam esta ação 4 e englobam a redução da reinjeção, a atração de investimentos em infraestrutura de escoamento e processamento, revisão da remuneração pelo acesso às infraestruturas e planejamento setorial e planos de desenvolvimento que considerem o retorno dos projetos para a sociedade como um todo. Tais medidas foram melhor detalhadas no Comitê 2 do GT-GE.

Para atingir esta meta, o Comitê sugeriu as seguintes ações:

- 1) Aumentar a oferta de gás natural que permita redução de preço ao consumidor.
 - 2) Aumentar a eficiência dos elos da cadeia que permita redução de preço ao consumidor.
 - 3) Elaborar planejamento setorial, considerando as demais fontes energéticas e a política industrial, via instrumentos do CNPE.
 - 4) Estudar a utilização do instrumento do leilão para estimar as sensibilidades setoriais ao preço do GN.
- 5) Alterar os dispositivos da Lei nº 14.182 (Desestatização da Eletrobras) que obrigam a contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que as suporte.

A obrigação de contratação de termelétricas a gás, além de inviabilizar que fontes mais limpas sejam consideradas na contratação, reduz a quantidade de gás natural que estaria disponível para a indústria. O ideal é que a obrigação seja substituída pela possibilidade dando flexibilidade ao sistema elétrico e aumentando a disponibilidade de gás natural para outras finalidades.

O assunto já está sendo trabalhado no âmbito do MME e o Comitê propôs apenas acompanhar as tratativas sobre o tema.

- 6) Finalizar regulamentação do Regime Especial da Indústria Química (REIQ).

O preço do gás como insumo não é desvinculado do uso energético, ou seja, o custo do insumo independe do seu uso ser como matéria-prima ou como fonte energética. A baixa competitividade já está ocasionando a desativação de linhas de produção nacionais, que por sua vez são substituídas por importações.

Uma das formas para que o gás natural como matéria-prima tenha seus preços reduzidos, era a plena implementação do Regime Especial da Indústria Química (REIQ), o que já foi feito. Conforme previsto nas Leis n.º 11.196, de 21 de novembro de 2005 e Lei n.º 14.374, de 21 de junho de 2022, regulamentadas pelo Decreto n.º 11.668, de 24 de agosto de 2023 e pela Portaria Interministerial MDIC/MF/tem/MMA n.º 28, de 16 de novembro de 2023 e Portaria GM/MDIC n.º 8, de 22 de janeiro de 2024.

7) Estabelecer incentivos específicos à conversão de plantas para uso de gás natural (financiamento e tributário).

A conversão das plantas para utilizar gás natural pode ser inviável devido aos investimentos necessários. Estima-se, no entanto, que a grande maioria das plantas industriais já realizou as conversões de seus fornos que utilizavam combustíveis diversos, como o óleo diesel, e passaram a demandar gás natural. As poucas que restam seriam aquelas nas quais o custo é mais alto e os ganhos com a conversão menores.

A indústria de vidro, por exemplo, no início da década de 2000, realizou os ajustes necessários nos seus fatores de produção para sair do aquecimento via queima de carvão e migrar para o gás natural como insumo calorífico. Isso exigiu investimentos para alteração de todo o parque industrial, o que, atualmente, é algo inviável.

A fim de cumprir esta meta, o Comitê sugere as seguintes ações:

- 1) Levantamento das plantas industriais
- 2) Criar programas de financiamento
- 3) Criar incentivos à conversão

5.4 Cumprimento dos tópicos propostos pelo GT-GE

5.4.1 Identificação das cadeias produtivas que demandam gás natural (ex. produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos)

A identificação das cadeias produtivas que demandam gás natural é um dado disponibilizado pelo Balanço Energético Nacional⁶, publicado anualmente pela EPE. Segundo sua última edição, em 2022, o preço médio foi de US\$ 768,60/10³ m³ e os principais setores consumidores foram os listados no Quadro 5.

Quadro 5: Consumo de GN por segmentos do setor industrial (em 10³ tep).

SETOR	CONSUMO (EM 10 ³ TEP)
Química (matéria-prima)	3.060
Química (energia)	1.978
Ferro-Gusa e Aço	1.373
Cerâmica	1.313
Papel e Celulose	1.037
Alimentos e Bebidas	883
Não Ferrosos e Outro da Metalurgia	492
Mineração e Pelotização	272

⁶ Fonte: EPE. Balanço Energético Nacional 2023 (<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>)

Têxtil	168
Ferroligas	3
Cimento	3
Outras Indústrias	1.615
Industrial - Total	9.135

Fonte: Elaboração própria, com dados do Balanço Energético Nacional 2023⁷. (EPE, 2023).

Cabem, aqui, algumas ponderações acerca dos dados relacionados à demanda de gás natural. Diferentemente da oferta, bastante regulada, e com coleta de dados periódica, não há para a demanda a mesma rotina. Existe a identificação dos setores consumidores e do consumo por estado, mas não há um cruzamento entre setor e estado para identificar a localização espacial do consumo.

Dois estudos realizados em nível nacional e um para o estado do Rio de Janeiro tentaram identificar o aumento potencial da demanda relacionado com as quedas nos preços. Em nível nacional, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)⁸, no relatório Gás para o Desenvolvimento, publicado em dois volumes, em 2020 e 2021, apurou que a demanda brasileira industrial estimada para 2025 é da ordem de 58,8 milhões de m³/dia, e para 2030 de 81,1 milhões de m³/dia, enquanto a de 2018 foi de 33,5 milhões de m³/dia, conforme detalhado no Quadro 6.

Quadro 6: Demanda brasileira industrial de GN por uso (milhões de m³/dia).

USOS	2018 (REALIZADO)	2025 ¹	2030 ¹
Uso final energético	28,0	37,4	43,5
Química²	6,8	7,9	8,9
Cerâmica	3,9	5,8	7,0
Ferro-gusa e aço	3,6	6,2	6,8
Papel e celulose	3,0	3,7	4,6
Outras indústrias	10,7	13,8	16,2
Matéria-prima	4,0	13,7	24,5
Fertilizantes nitrogenados	2,5	7,6	12,7
Metanol	-	2,4	4,4
C2+ para poliolefinas	1,5	3,7	5,3
Redução direta	-	-	2,1

⁷ Fonte: EPE. Dados de demanda para química (matéria-prima) extraídos de <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-678/Anexo%20X%20-%20Matriz%20aberta%20e%20Comercial%201970-2022.xlsx> e os demais de [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-678/Anexo%20IX%20-%20Balan%20C3%A7os%20Energ%20C3%A9ticos%20Consolidados%20\(em%20tep\)%201970%20-%202022.xlsx](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-678/Anexo%20IX%20-%20Balan%20C3%A7os%20Energ%20C3%A9ticos%20Consolidados%20(em%20tep)%201970%20-%202022.xlsx)

⁸ Fonte: BNDES. Gás para o Desenvolvimento. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/relatorios/relatorio-gas-2020>.

Cogeração – industrial	1,5	5,7	9,6
Total industrial	33,5	56,8	77,6
Cogeração – comercial e público	0,5	2,0	3,5
Demanda total estimada	34,0	58,8	81,1

Notas: 1. O potencial indicado para os anos de 2025 e 2030 consideram a viabilidade de todas as oportunidades mensuradas ao longo do trabalho. 2. Valores ajustados com base em informações obtidas com representantes do setor.

Fonte: Elaborado por BNDES.

Ainda sobre as informações mencionadas no Quadro 6, verifica-se que, para o ano de 2030, a demanda brasileira industrial por GN, como matéria prima, possui um potencial de crescimento de 236% relativamente ao efetivamente consumido no ano de 2022, superando o potencial do uso energético cujo crescimento é estimado em 36%⁹. Em termos anuais, o crescimento potencial médio do uso como matéria prima do GN é previsto em 11,3%¹⁰.

A pesquisa revela, também, um potencial de consumo adicional de 42 milhões de m³/dia dos quais 29 milhões de m³/dia são de investimento em novas plantas, com destaques para as indústrias de ferro e aço, e química, conforme Quadro 7.

Quadro 7: Demanda adicional mapeada, por setor industrial.

SETOR	DEMANDA ADICIONAL (MILHÕES M³/DIA)	%
Ferro e aço	18,5	44
Química	18,2	43
Mineração e Pelotização	1,8	4
Cerâmicas	1,1	3
Outros	2,5	6
Total	42,3	100

Fonte: Elaborado por MME com dados do BNDES.

⁹ Fonte: EPE. Balanço Energético Nacional 2023, Tabela 2.3 da Seção Oferta e Demanda de Energia por Fonte. Somatório do fluxo Consumo Transformação (10,4 milhões de m³/dia) e Consumo Final Energético (32 milhões de m³/dia).

¹⁰ Além do atendimento a toda a cadeia de fertilizantes, é importante destacar que o ácido nítrico e a amônia, produzidos nas unidades de fertilizantes, atendem a inúmeras outras aplicações e têm ampla utilização em diversos segmentos industriais, tais como: produção de nylon, espumas, nitrocelulose, tintas e vernizes, explosivos, catalisadores, pigmentos orgânicos, resinas termofixas, galvanoplastia, mineração, limpeza industrial, ração de aves e suínos (aminoácidos), defensivos agrícolas, produtos alimentícios (glutamato monossódico, lisina, gás refrigerante), bebidas, metalurgia, açúcar e álcool, tratamento de água, agente redutor de óxidos de nitrogênio (Nox), couro e outros processos químicos.

Ressalta-se que, para viabilizar os projetos, os preços de gás natural entregue nas unidades industriais, sem impostos, e respectivas demandas adicionais seriam os seguintes: (a) 5,9 MMm³/dia para preços entre US\$ 8/MMBTU e US\$ 6/MMBTU; (b) 21,8 MMm³/dia para preços entre US\$ 6/MMBTU e US\$ 4/MMBTU; e (c) 24,8 MMm³/dia para preços abaixo de US\$ 4/MMBTU.

Este estudo projeta a demanda potencial tendo como hipóteses a realização de investimentos viabilizados por um cenário de redução de preços de 30% a 40% e estabilidade da oferta de GN. Alguns empreendimentos somente seriam viabilizados com redução expressiva dos valores, para algo em torno de US\$ 5 e 6/MMBTU como, por exemplo, novas plantas de produção de fertilizantes nitrogenados e de redução direta de óxido de ferro para produção de ferro-esponja.

O Banco, por fim, conclui que:

- Os fatores determinantes para a elevação do consumo industrial e novo patamar de desenvolvimento do mercado de gás natural são:
 - redução de pelo menos 30% nos preços praticados no país; e
 - garantia de condições competitivas de oferta de longo prazo de GN e das suas frações de líquidos (C2+).
- As principais medidas destinadas à construção dessas condições de mercado destacadas por representantes do setor industrial são:
 - criação de novas classes especiais de consumo que permitam a negociação de preços mais competitivos para grandes consumidores industriais;
 - redução da carga tributária incidente sobre o gás natural; e
 - definição de parâmetros de composição do gás natural (metano, etano, propano etc.) entregue na rede de distribuição com foco na maximização de seu aproveitamento econômico, sustentabilidade ambiental e segurança.

Ainda a nível nacional, a Confederação Nacional da Indústria (CNI)¹¹ estimou, em 2020, que a demanda seria de 27,5 MMm³/dia ao preço de US\$ 14/MMBTU e 62,2 MMm³/dia ao preço de US\$ 7/MMBTU. Para o estado do Rio de Janeiro, a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan)¹² estimou, em 2021, uma demanda potencial de até 12,5 MMm³/dia ao preço de US\$ 6/MMBTU.

Portanto, todos os estudos demonstram que existe demanda adicional, se o preço for competitivo para viabilizar o investimento.

Especificamente para o setor de fertilizantes nitrogenados, o Ministério da Agricultura e Pecuária¹³ juntamente com a Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços do Rio de Janeiro, em 2023, realizou um estudo no qual

¹¹ Fonte: CNI. Impactos econômicos da competitividade do gás natural. Disponível em: <https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2020/6/impactos-economicos-da-competitividade-do-gas-natural/>.

¹² Fonte: FIRJAN. Mapeamento de Demanda de Gás no Rio. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/mapeamento-de-demanda-de-gas-no-rio-1.htm>.

¹³ Fonte: MAPA. Estudo ainda não publicado.

foram identificadas potenciais plantas no Brasil que podem resultar em uma demanda maior que a prevista pelo estudo realizado em 2020 pelo BNDES (Quadro 8).

Quadro 8: Distribuição de fábricas e projetos para produção de fertilizantes nitrogenados.

LOCALIZAÇÃO	Plantas existentes		Plantas previstas até 2030		
	Demanda por GN ¹	Demanda por GN ¹ (matéria prima)	Empregos construção	Empregos operação	Investimentos
	(MMm ³ /dia)	(MMm ³ /dia)	(mil)	(mil)	(US\$ bilhões)
Brasil	3,6	22,2	49,0	4,4	12,9
Centro Oeste	0,0	9,1	18,5	1,85	4,0
<i>Mato Grosso²</i>	<i>0,0</i>	<i>5,9</i>	<i>10,5</i>	<i>1,05</i>	<i>3,3</i>
<i>Mato Grosso do Sul</i>	<i>0,0</i>	<i>3,2</i>	<i>8,0</i>	<i>0,8</i>	<i>0,7</i>
Nordeste	2,4	0,0	n.a.	n.a.	n.a.
<i>Bahia</i>	<i>1,3</i>	<i>0,0</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
<i>Sergipe</i>	<i>1,1</i>	<i>0,0</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Norte	0,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.
Sudeste	0,7	9,9	24,5	1,95	6,6
<i>Minas Gerais</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0³</i>	<i>4,0</i>	<i>0,4</i>	<i>1,0</i>
<i>Rio de Janeiro</i>	<i>0,0</i>	<i>9,9</i>	<i>20,5</i>	<i>1,55</i>	<i>5,6</i>
<i>São Paulo</i>	<i>0,7</i>	<i>0,0</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Sul	0,5	3,2	6,0	0,6	2,3
<i>Paraná</i>	<i>0,5</i>	<i>0,0</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
<i>Rio Grande do Sul</i>	<i>0,0</i>	<i>3,2</i>	<i>6,0</i>	<i>0,6</i>	<i>2,3</i>

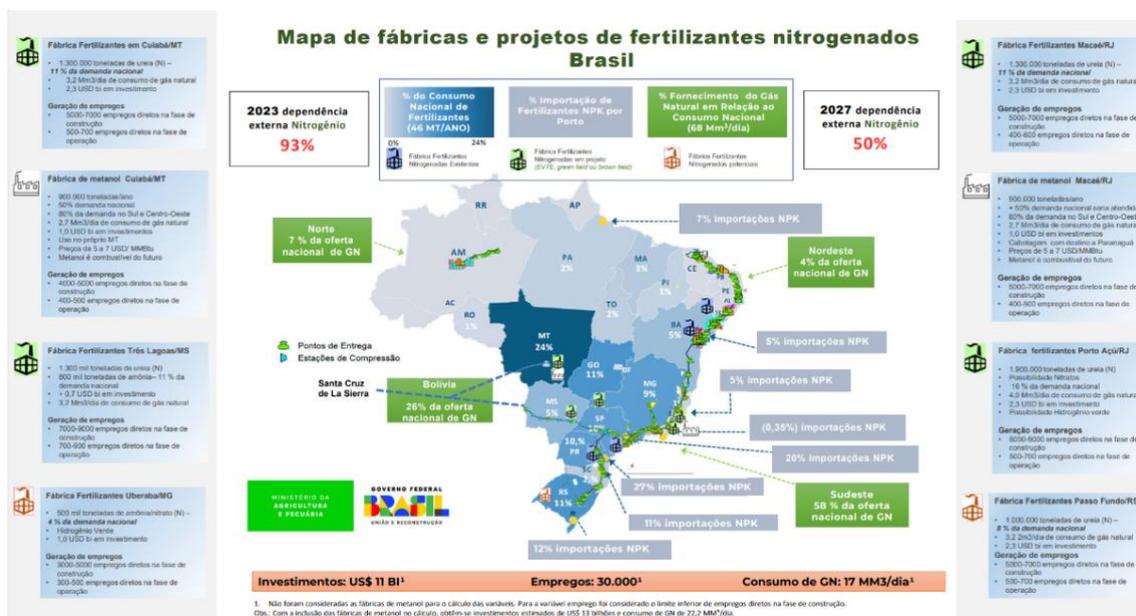
Fontes: Associação Nacional para Difusão de Adubos (ANDA), ComexStat, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Departamento de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (DGN/MME) e Yara.

Elaboração: Ministério da Agricultura e Pecuária e Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços do Rio de Janeiro.

1. Das infraestruturas existentes demanda considerando a capacidade instalada e das infraestruturas previstas demanda considerando o potencial de consumo na área de influência e a meta de redução da dependência externa em nitrogenados prevista pelo Plano Nacional de Fertilizantes para o ano de 2050.
2. Previsão de construção de duas plantas, sendo um de ureia e outra de metanol.
3. Fonte de energia prevista é hidrogênio verde.

Atualmente existem 4 plantas construídas (Figura 8), porém com problemas operacionais e de viabilidade econômico-financeira. Para a redução da dependência externa em nitrogenados, conforme prevê o Plano Nacional de Fertilizantes¹⁴ vigente, seria necessário reorganizar as existentes e construir 6 novas plantas alocadas no território nacional conforme a distância do mercado consumidor e a malha de dutos de transportes existentes (Figura 9). Porém a ampliação potencial da demanda mostra a importância dos investimentos em ampliação da capacidade e na melhoria das condições da malha atual de forma concomitante à estruturação de políticas de estímulo ao uso do gás natural como matéria-prima e à produção nacional de fertilizantes.

Figura 7: Mapa de fábricas e projetos de fertilizantes nitrogenados no Brasil.



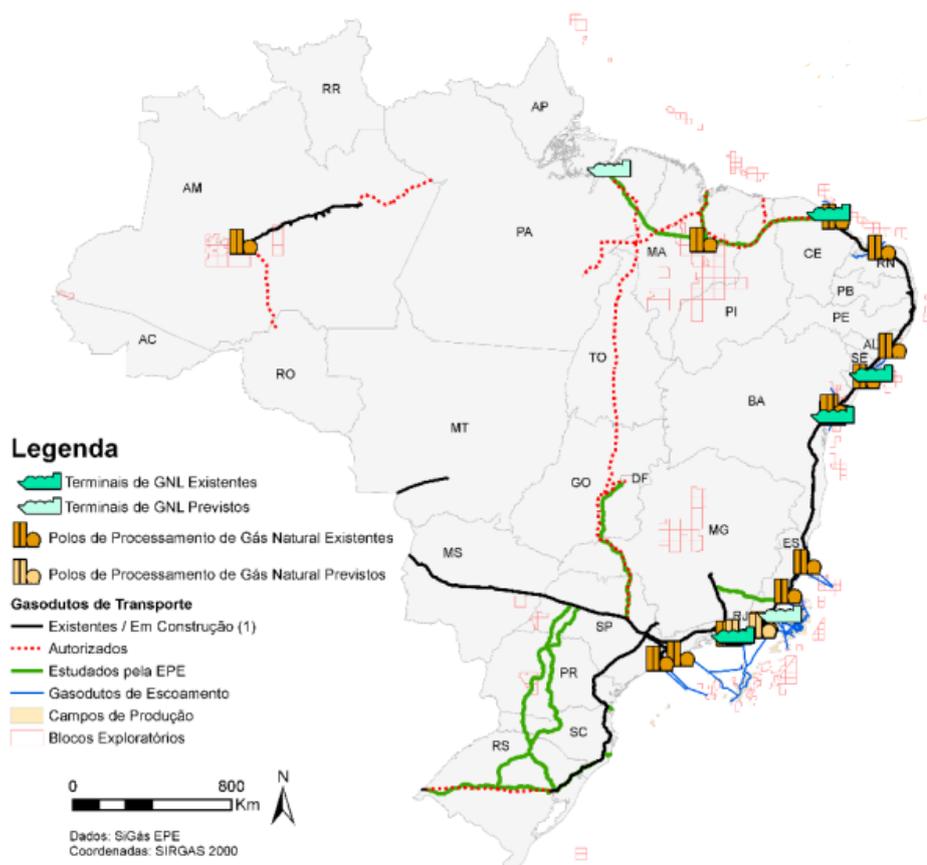
Fontes: Associação Nacional para Difusão de Adubos (ANDA), ComexStat, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Departamento de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (DGN/MME) e Yara.

Elaboração: Ministério da Agricultura e Pecuária e Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços do Rio de Janeiro.

No estudo Gás natural como matéria-prima para ureia: Análise de viabilidade econômica para o mercado brasileiro, realizado pela EPE, a empresa simulou combinações de preços da ureia com taxa de desconto para obter o preço do gás natural necessário para viabilizar o negócio em uma planta de produção de referência. Os valores aparecem demonstrados no Quadro 9.

¹⁴ Entre os maiores produtores de alimentos do mundo, o que tem maior risco/dependência é o Brasil (EUA 24%, UE 55%, Rússia 1%, China 4%, Índia 38%).

Figura 8: Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural existente, em construção e prevista.



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021.

Quadro 9: Combinações para viabilização da produção de fertilizantes.

Seleção de projetos para validação do estudo



Preço do gás natural (em USD/MMBTU) para diferentes combinações de investimento e taxa de desconto

Taxa de desconto	Variação no investimento total				
	1,5 bi	1,6 bi	1,7 bi	1,8 bi	1,9 bi
6%	10,0	9,8	9,6	9,4	9,2
8%	8,4	8,1	7,9	7,6	7,3
10%	6,6	6,2	5,9	5,5	5,1
12%	4,6	4,1	3,6	3,1	2,6
14%	2,4	1,8	1,2	0,6	0,0

Preço do gás natural (em USD/MMBTU) para diferentes combinações de taxa de desconto e preços da ureia

Taxa de desconto	Preço ureia				
	359 USD/t	344 USD/t	329 USD/t	314 USD/t	299 USD/t
6%	10,9	10,3	9,6	9,0	8,3
8%	9,2	8,5	7,9	7,2	6,6
10%	7,2	6,5	5,9	5,2	4,6
12%	4,9	4,3	3,6	3,0	2,3
14%	2,5	1,8	1,2	0,5	-

Preço do gás natural (em USD/MMBTU) para diferentes combinações de investimento e preços de ureia

Investimento	Preço ureia				
	359 USD/t	344 USD/t	329 USD/t	314 USD/t	299 USD/t
1,5 bi	7,9	7,3	6,6	6,0	5,3
1,6 bi	7,5	6,9	6,2	5,6	4,9
1,7 bi	7,2	6,5	5,9	5,2	4,6
1,8 bi	6,8	6,1	5,5	4,8	4,2
1,9 bi	6,4	5,7	5,1	4,4	3,8

5.4.2 Identificação dos preços de fornecimento de gás para cada setor produtivo e respectivas demandas (elasticidade-preço da demanda)

O segundo tópico tratava da identificação dos preços de fornecimento de gás para cada setor produtivo e respectivas demandas (elasticidade preço da demanda). Nos dados públicos ou fornecidos pelos setores produtivos, não foi possível chegar a este nível de detalhamento. Contudo, há estudos acadêmicos que analisaram a elasticidade preço da demanda do gás natural.

Guillén (2007¹⁵), discorrendo a respeito da análise das elasticidades preço e renda da demanda por combustíveis no Brasil e desagregadas por regiões geográficas conclui que:

- os resultados dos modelos para o gás natural no Brasil mostraram que a demanda por este combustível é inelástica com relação ao preço e à renda, tanto no curto quanto no longo prazo;
- o óleo combustível vem sendo substituído, em larga escala, pelo gás natural, principalmente em função de o gás natural ter um preço inferior, favorecer a melhoria da qualidade dos produtos em certos segmentos industriais, como cerâmica e vidro, e porque não necessita de estocagem; e
- o Brasil possui grandes diferenças regionais no que diz respeito à questão energética e, diante disso, é salutar a definição de políticas que levem em consideração o perfil energético de cada região brasileira e que incentivem o uso do gás natural, principalmente no setor industrial da economia, visto que a demanda por este combustível vem crescendo em todas as regiões brasileiras, que são notáveis as suas vantagens e que os consumidores se mostram muito pouco sensíveis a oscilações no seu preço, conforme observado em todos os modelos analisados.

Por fim, a autora recomenda que, para incentivar o uso do gás natural, a sua maior inserção na matriz energética brasileira e a diminuição da dependência de fontes energéticas externas, é fundamental o aumento dos investimentos nos sistemas de transporte do combustível (gasodutos e compressores) e um planejamento, de longo prazo, da demanda por gás natural em níveis regional e federal.

Um outro estudo, de Cabral (2013¹⁶), conclui que, de acordo com as estimativas realizadas a partir da demanda por gás natural para o setor industrial, o valor de elasticidade-preço de longo prazo é de -1,42, consideravelmente mais alto quando comparado a estudos prévios que indicam valores de elasticidade-preço da energia elétrica no país situados em torno de 0,80.

Huntington, Barrios e Arora (2019¹⁷), por sua vez, calcularam a elasticidade-preço da demanda de longo prazo por energéticos em países industrializados de renda

¹⁵ Fonte: Guillén, Bethânia Soares. Análise das elasticidades preço e renda da demanda por combustíveis no Brasil e desagregadas por regiões geográficas. 2007. / Bethânia Soares Azevedo. - Rio de Janeiro: Faculdades Ibmecc. 2007. Dissertação (Mestrado) – Faculdade Ibmecc, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: http://s3.amazonaws.com/public-cdn.ibmecc.br/portallibmecc-content/public/arquivos/df/dis_2007_3_-_bethania_soares_azevedo.pdf. Acesso em: 21 dez. 2023.

¹⁶ Fonte: CABRAL, Renata Fonseca. Estimativa econométrica das elasticidades renda e preço da demanda por gás natural para o setor industrial brasileiro. 2013. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-05062014-222010/>. Acesso em: 21 dez. 2023.

¹⁷ Fonte: HUNTINGTON, H. G., BARRIOS, J. J., ARORA, V. *Review of key international demand elasticities for major industrializing economies*. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110878>. Acesso em 05/01/2024.

média. No caso brasileiro a elasticidade-preço da demanda por gás natural é da ordem de -1,03.

Uma análise a partir desses estudos não permite concluir de forma categórica qual o comportamento da demanda do setor industrial e a sua elasticidade frente à variação de preços do gás natural. Assim, novos estudos devem ser buscados e feitos também a partir dos dados recebidos das PDGN e PDL Pilotos.

5.4.3 Identificação do atual consumo de cada setor (por estado), potencial de conversão de diversos setores industriais e prazos necessários para conversão

Quanto ao atual consumo de cada setor, não há dados públicos disponíveis por estado, mas há a informação agregada para o setor industrial, disponibilizada pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), conforme disposto no Quadro 10.

De acordo com as respostas da pesquisa realizada pelo MDIC junto ao setor produtivo, o potencial de conversão foi considerado baixo, pois a maioria das indústrias já passou por este processo, exceto aquelas localizadas em regiões não atendidas por gasodutos e em alguns processos siderúrgicos nos quais o gás natural seria uma matéria-prima substituta do carvão. O prazo para execução da conversão é variável, mas leva em torno de 2 (dois) anos.

Quadro 10: Consumo de gás por região (10³ m³/dia).

Região	CONSUMOS DE GÁS POR REGIÃO (10 ³ m ³ /dia)						MÉDIA	2022	
	INDUSTRIAL	AUTOMOTIVO (POSTOS)	RESIDENCIAL	COMERCIAL	GERELETR.	COGERAÇÃO	MATÉRIA-PRIMA	OUTROS (inclui GNC)	TOTAL
Norte	163,1	27,0	1,5	4,7	4.070,6	-	10,1	371,8	4.648,8
Rondônia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amazonas	163,1	27,0	1,5	4,7	4.070,6	-	10,1	371,8	4.648,8
Roraima	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pará	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amapá	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tocantins	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	10.250,0	1.400,1	79,3	103,9	3.137,1	882,7	386,5	0,0	16.239,5
Maranhão	-	-	-	-	2.440,5	-	-	-	2.440,5
Piauí	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ceará	361,8	183,4	6,1	10,6	0,0	3,2	-	-	565,1
Rio Gde. Norte	92,7	160,6	7,5	13,2	686,8	0,5	-	-	961,3
Paraíba	139,0	68,3	4,9	6,3	-	-	-	-	218,5
Pernambuco	2.569,6	449,6	19,3	21,0	9,8	23,5	-	-	3.092,8
Alagoas	526,1	93,3	12,7	12,6	-	-	-	-	644,7
Sergipe	1.275,1	83,6	8,0	4,7	-	0,2	-	0,0	1.371,7
Bahia	5.285,7	361,1	20,7	35,6	-	855,4	386,5	-	6.944,9
Sudeste	18.315,8	4.238,9	1.301,6	677,8	5.354,4	1.008,5	38,6	1,1	30.936,7
Minas Gerais	2.660,5	113,2	31,2	63,3	119,1	36,0	-	-	3.023,3
Espírito Santo	1.480,2	122,3	15,5	10,0	553,4	1,1	38,6	-	2.221,1
Rio de Janeiro	2.821,9	3.296,3	344,0	172,9	3.814,2	-	-	-	10.449,3
São Paulo	11.353,2	707,1	911,0	431,5	867,8	971,4	-	1,1	15.242,9
Sul	3.060,3	578,0	70,0	78,4	151,4	404,4	252,1	1.441,7	6.036,3
Paraná	435,9	65,1	35,4	18,7	151,4	147,2	245,4	-	1.099,1
Santa Catarina	1.661,2	288,7	7,3	15,2	-	0,1	6,6	-	1.979,2
Rio Gde. Sul	963,2	224,2	27,3	44,5	-	257,1	-	1.441,7	2.958,0
Centro-Oeste	526,8	18,0	4,2	9,1	1,0	1,9	-	117,1	678,1
Mato Grosso do S	526,8	11,9	4,2	9,1	1,0	1,9	-	117,1	672,0
Mato Grosso	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Goiás	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distrito Federal	-	6,1	-	-	-	-	-	-	6,1
TOTAL	32.316,0	6.261,9	1.456,6	873,9	12.714,5	2.297,5	687,2	1.931,7	58.539,4

Fonte: ABEGAS, 2022. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/wp-content/uploads/2023/08/Demanda-Gas-Natural-Levantamento-ABEGAS-Media-2022.xlsx>.

5.4.4 Identificação dos termos contratuais adequados (conforme cada segmento) e respectivos tipos de produtos (prazos de fornecimento, flexibilidades, indexadores e outros)

Sobre a questão dos contratos, as respostas foram apresentadas ao Comitê 4 pela liderança de forma mais detalhada, mas, em resumo, a conclusão principal é que eles devem ser flexíveis para se adaptarem às especificidades de cada indústria contratante. A questão das penalidades, consideradas excessivas pela maioria, foi bastante enfatizada. O tema, no entanto, está sendo tratado pelo Comitê 2, juntamente com a questão do transporte.

5.4.5 Identificação de possíveis políticas públicas e as respectivas formas de implementação caso oportuno, com a demonstração clara das externalidades positivas a serem alcançadas (aumento de receita, arrecadação de tributos, geração de renda, geração de empregos, e outros impactos)

Muitas políticas públicas foram sugeridas pelos respondentes, mas nenhuma delas trazia uma análise de impacto estruturada. A maioria foi aproveitada na elaboração do Relatório do GT Gás para Indústria. Em relação ao Comitê 4, as propostas estão apresentadas, com os detalhamentos possíveis, no 5W2H e no Diagrama de Gantt. O Anexo V – Compilado das respostas ao formulário apresenta tais propostas.

5.5 Pesquisa de demanda

Outras iniciativas que se encontram em curso são a Pesquisa de Demanda de Gás Natural Associação (PDGN Associação), e a Pesquisa de Demanda de Gás Natural e a Pesquisa de Demanda de Líquidos Pilotos (PDGN Piloto e PDL Piloto, respectivamente). Os questionários utilizados encontram-se no Anexo IV.

5.5.1 PDGN Associação

A PDGN Associação é uma pesquisa na qual o MME enviou um questionário diretamente às associações representativas do setor privado de modo a obter informações gerais dos principais setores consumidores de gás natural. As perguntas envolvem temas como dados econômicos do setor, fontes energéticas utilizadas, elasticidade-preço da demanda de gás natural e perspectiva de novos investimentos.

Participaram dessa pesquisa as seguintes associações:

- Associação Brasileira da Indústria de Alimentos (Abia) representando a indústria de alimentos e bebidas;
- Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim) representando as indústrias químicas de grande, médio e pequeno portes, bem como prestadores de serviços ao setor nas áreas de logística, transporte, gerenciamento de resíduos e atendimento a emergências
- Associação Brasileira da Indústria Têxtil e de Confecção (Abit) representando o setor têxtil e de confecção;

- Associação Brasileira das Indústrias de Vidro (Abividro) representando a indústria de vidro que atendem os mercados da construção civil, automobilístico, decoração, moveleira, perfumaria, cosmético, farmacêutico, alimentos e bebidas, linha doméstica, vidros técnicos e especiais.
- Associação Brasileira de Cimento Portland (ABCP) representando a indústria de cimento;
- Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica para Revestimentos, Louças Sanitárias e Congêneres (Anfacer) representando a indústria de cerâmica;
- Instituto Aço Brasil (Aço Brasil) representando as empresas brasileiras produtoras de aço;
- Indústria Brasileira de Árvores (Ibá) representando empresas da cadeia produtiva de árvores plantadas, do campo à indústria, e a Associação Brasileira Técnica de Celulose e Papel (ABTCP) que é uma entidade comprometida com o desenvolvimento técnico dos profissionais da cadeia produtiva do setor de base florestal e com a evolução da competitividade das empresas atuantes neste segmento;

A PDGN Associações teve como propósito a obtenção de informações abrangentes sobre os setores da indústria brasileira, englobando o consumo de gás natural como fonte energética, a viabilidade de conversão de plantas para o uso do gás natural, a utilização do gás como matéria-prima, investimentos em projetos envolvendo frações líquidas do gás natural, e informações adicionais, como sugestões de aprimoramento para o setor ou complementos aos dados fornecidos. Contudo, algumas informações não puderam ser obtidas por meio das associações, requerendo a adesão das empresas para fornecer dados mais detalhados. Isso possibilitaria dimensionar a demanda de maneira a alinhar as políticas públicas com as necessidades do setor produtivo para incrementar a oferta de gás natural no país.

Das oito associações, sete conseguiram responder ao questionário antes da finalização deste relatório e nem sempre tinham todas as informações solicitadas. Os respondentes, no entanto, são bastante representativos e, em 2022, abrangiam cerca de 24 mil empresas, gerando aproximadamente 2,8 milhões de empregos diretos e indiretos, com um faturamento anual estimado em R\$ 1,76 trilhão. As exportações alcançaram R\$ 198,5 bilhões, enquanto as importações totalizaram R\$ 477 bilhões. Em relação aos tributos, representam aproximadamente R\$ 68,7 bilhões e R\$ 45,8 bilhões, nos níveis federal e estadual, respectivamente.

No entanto, no que diz respeito à utilização da capacidade instalada, para as empresas desses setores, estava variando entre 67% e 79%. É relevante observar que há um total de 267 unidades consumidoras (plantas) que atualmente fazem uso de gás natural como fonte energética nos setores de cerâmica, química, papel e celulose, bem como aço.

No bloco subsequente de questionamentos, focalizaram-se as informações sobre o consumo de gás natural como fonte de energia. Ao indagar sobre os principais energéticos utilizados houve uma grande diversidade de respostas como as seguintes (Quadro 11):

Quadro 11: Energéticos utilizados conforme o setor da indústria.

Setor da Indústria	Energéticos utilizados
Têxtil e Confeção	Hidroelétricas, eólicas, fotovoltaicas, biomassa, óleo térmico, gás natural, termelétricas, lenha e/ou cavaco
Cerâmica	Energia elétrica e gás natural
Indústria química	Energia elétrica, gás natural, carvão/vapor, carvão vegetal, lenha, produtos da cana, biodiesel, óleo diesel, óleo combustível, GLP e outros secundários
Cimento	Coque de petróleo, industriais perigosos e não perigosos, pneus inservíveis, resíduos domésticos devidamente triados, além de uma ampla gama de biomassas (casca de arroz, licuri, caroço do açaí, sorgo, cavaco de madeira, casca de café)
Papel e Celulose	Licor preto (lixívia), biomassa (cavacos e cascas), GN e óleo combustível
Vidro	Gás natural
Aço	Gás de alto-forno, gás de coqueria, gás de aciaria, oxigênio, gás natural, GLP, óleo combustível, vapor de alta, vapor de baixa, ar comprimido, energia elétrica, carvão vegetal, carvão pulverizado (PCI), diesel, coque de carvão mineral, coque de petróleo, biometano

Fonte: Elaboração própria partir de dados fornecidos pelas Associação para a PDGN Associação.

Destaca-se, também, que o total do consumo médio anual de gás natural como fonte energética é de 20,52 MMm³/dia. Considerando a capacidade instalada, a demanda potencial é de 42,9 MMm³/dia.

A participação do gás natural como energético no custo de produção varia de aproximadamente 20% a 35% do custo total das empresas, conforme indicado pelas associações respondentes. Vale ressaltar que o setor químico é o que aponta o maior impacto do preço do gás nos seus custos, de 35%. Esse custo elevado exerce um impacto significativo nessa indústria, uma vez que acarreta um aumento direto nos custos de produção. Isso resulta na diminuição da competitividade da indústria química brasileira em comparação com países que possuem essa matéria-prima a preços mais acessíveis.

Tal cenário pode conduzir à perda de mercado para empresas estrangeiras, contribuindo para a desindustrialização do setor e inibindo investimentos em novas plantas e na modernização das já existentes. Essa situação pode levar à estagnação do setor e à perda de oportunidades de crescimento, forçando o país a gastar com a importação de insumos químicos, como fertilizantes, em vez de promover a produção nacional, podendo também implicar em um desvio de recursos que poderiam estar sendo ganhos e investidos na indústria nacional.

Quanto ao preço médio do gás natural como fonte energética, de acordo com informações fornecidas pelos setores respondentes, este situa-se entre US\$ 15,00/MMBTU à US\$ 25,26/MMBTU. Esses custos elevados do gás natural constituem uma ameaça significativa à competitividade da indústria brasileira.

Ao abordar a questão do preço alvo que viabiliza a utilização do gás natural como energético, as associações apontaram que este deve ser entre US\$ 6,00 e 6,50/MMBTU, bem abaixo do valor pago informado.

Diante deste cenário, com as informações recebidas dos setores, é evidente que os altos custos e preços podem exercer um impacto negativo na competitividade da indústria brasileira. O gás natural, sendo uma fonte de energia mais limpa e eficiente do que outras alternativas, como carvão e óleo, destaca a necessidade de medidas governamentais para reduzir o seu preço, tornando-o mais competitivo em relação a outras fontes de energia.

No que diz respeito ao consumo como matéria-prima, os produtos fabricados a partir do gás natural incluem fertilizantes, metanol, hidrogênio, oxo-álcoois, negro de fumo, peróxido de hidrogênio, cianetos, eteno e derivados, propeno e derivados, cal, ferro gusa para conversão em aço, entre outros. Atualmente, apenas o setor químico consome gás natural como matéria-prima, aproximadamente 2,28 MMm³/dia, sendo 1,07 ton/dia de etano (C2) e 0,548 ton/dia de butano (C3).

Quanto à possibilidade de substituição de parte das importações de produtos que utilizam gás natural como matéria-prima, foram identificadas oportunidades para fertilizantes nitrogenados, metanol, isocianatos e outros produtos para os quais o Brasil possui capacidade instalada no setor químico, além de 100% de carvão metalúrgico. Os setores de têxtil e confecção, química, cimento e papel e celulose responderam que há a possibilidade de substituição, enquanto as indústrias de cerâmicas e aço indicaram que não vislumbram essa oportunidade.

Diante disso, destaca-se a necessidade de se implementar estratégias eficazes para a redução do preço do gás natural para a indústria. A elevação dos preços, se não controlada, pode acarretar uma significativa perda de competitividade para produtos importados. Tal cenário, por sua vez, implicaria em um desvio de recursos que, de outra forma, poderiam ser direcionados para ganhos e investimentos na indústria nacional. Portanto, se faz necessária a busca por mecanismos que propiciem a redução dos custos do gás natural para fortalecer a competitividade e preservar a vitalidade do setor industrial nacional.

Como informações complementares, destaca-se a sugestão de estabelecer uma relação mais robusta entre as concessionárias do país e as internacionais; a harmonização das legislações estaduais e federais; o incentivo ao mercado livre; a promoção de estudos conjuntos da academia e EPE; a capacitação dos envolvidos ao longo da cadeia produtiva; a busca por investimentos em novas tecnologias; e o desenvolvimento de políticas públicas para aumentar a oferta de gás.

Cumprе ressaltar que diversas perguntas do questionário ficaram sem respostas, as quais acredita-se que poderão ser obtidas na pesquisa direta a ser realizada com as empresas.

5.5.2 PDGN e PDL Pilotos

As PDGN e PDL Pilotos são pesquisas realizadas a partir do preenchimento de planilhas por empresas consumidoras de gás natural e atuais não consumidores que podem vir a realizar a conversão, a depender das condições de demanda e preços.

As empresas foram indicadas pelas associações que as representam e que participaram da PDGN Associações, listadas anteriormente: Abia, Abiquim, Abit, Abividro, ABCP, Anfacer, Aço Brasil e Ibá. Essas associações correspondem a mais de 70% do consumo de gás natural de acordo com o BEN 2023.

Inicialmente são solicitadas informações, tendo como base o ano de 2022 e o dólar a R\$ 5,20, relativas ao tipo de uso, preço médio pago pelo GN e participação deste no custo de produção, quantidade de empregados, utilização da capacidade instalada e tributos pagos.

Uma cenarização da indústria sobre o impacto no consumo conforme variação de preços de gás natural também foi solicitada. O objetivo é avaliar os impactos nas principais variáveis econômicas da empresa conforme alterações no preço do gás natural para o consumidor final industrial entre US\$ 30 a 1/MMBTU. Também foram solicitadas informações para o caso da empresa desejar converter de algum outro energético para gás natural, incluindo informações sobre o investimento (R\$) e o tempo necessários para conversão (em meses).

A PDL, por sua vez, se refere à Pesquisa de Demanda por Líquidos e mostra-se importante para conhecer a demanda atual e potencial principalmente para a indústria química que inclusive, é a maior demandante de consumo industrial. Essa pesquisa é importante para que se possa dimensionar as infraestruturas de gás natural necessárias para que os líquidos sejam ofertados em quantidade, tipo e qualidade que as indústrias precisam. Neste caso específico, a infraestrutura de processamento torna-se bastante importante.

Da mesma forma como nas anteriores, são solicitadas informações tendo como base o ano de 2022 e o dólar a R\$ 5,20. Também, é realizada uma cenarização da indústria sobre o impacto no consumo de líquidos conforme variação de preços e no tipo de líquido.

Essas pesquisas têm como objetivo estimar a demanda atual e potencial, conforme variação de preços, do gás como energético ou como matéria prima de forma a buscar melhor atender ao setor demandante em termos de quantidade, qualidade, tipo e preço. Dessa forma, com base nessas informações, pretende-se formular políticas públicas e realizar planejamento adequados, dimensionando as infraestruturas, e uma regulação eficiente para que isso seja alcançado.

A partir das informações recebidas, consolidadas e analisadas dessas pesquisas será possível propor políticas públicas detalhadas com as formas de implementação, caso oportuno, demonstrando as externalidades positivas a serem alcançadas (aumento de receita, arrecadação de tributos, geração de renda, geração de empregos, e outros impactos), conforme estava previsto como um dos tópicos a serem abordados por este Comitê.

A PDGN e a PDL Pilotos foram pensadas para servir de teste para a pesquisa permanente que foi proposta pelo Comitê 4 ao GT-GE. Assim, foram convidadas a colaborar 30 empresas indicadas pelas Associações que participaram da PDGN

Associações, mas apenas quatro responderam ao questionário com as informações requeridas. Isso demonstra a dificuldade para obtenção de informações do setor privado que poderiam contribuir para a identificação da demanda. Na grande maioria das vezes, são fornecidas respostas imprecisas aos questionamentos.

5.5.2.1 Confidencialidade das informações recebidas

É sabido que algumas informações do setor produtivo são estratégicas e confidenciais e é importante ressaltar que os dados recebidos serão usados somente para ajudar na formulação de políticas públicas e para o planejamento setorial, e não serão divulgados de forma desagregada.

Assim, para dar maior segurança às empresas quanto ao uso e divulgação das informações, foi elaborado um Termo de Compartilhamento de Informações e de Manutenção do Sigilo que disciplina como se dará o seu recebimento, uso e divulgação, sempre agregada e anonimizada.

No fluxo considerado, os dados das empresas serão recebidos pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB) do MME que encaminhará para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizar a análise e tratamento. Diante disso, o MME e a EPE assinaram o referido Termo com as empresas e entidades do setor produtivo, para discussão e desenvolvimento de medidas potencializadoras da demanda e da oferta da indústria de gás natural.

O instrumento legal (Termo) contém cláusulas e condições que asseguram a confidencialidade das informações prestadas pelo setor produtivo ao Governo Federal sendo aplicado, no que couber, a legislação sobre o acesso a informações, a qual assegura condições de sigilo comercial e industrial. Dentre a legislação aplicável, destacamos, em especial, a Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011, e o Decreto nº 7.724, de 16 de maio de 2012, quanto ao tratamento dos dados de forma agregada e anonimizada e a Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018, sobre a proteção de dados pessoais. Os dados recebidos servirão de subsídio para os estudos sobre a demanda e a oferta de gás natural no Brasil que integrarão os relatórios dos comitês técnicos do GT-GE.

Oportuno comentar que o Termo foi elaborado seguindo modelos já utilizados pelo BNDES e pela EPE em pesquisas semelhantes. O documento contou com contribuições e análise do corpo técnico e jurídico da EPE, a qual, também, é signatária. A EPE ficará responsável pela análise e elaboração dos estudos utilizando os dados recebidos.

Posteriormente, buscando uma simplificação no procedimento de assinaturas, foi proposto um Termo de Adesão ao Termo de Compartilhamento de Informações e de Manutenção do Sigilo, por meio do qual a empresa fornecedora das informações manifesta a sua adesão voluntária ao documento, o qual será celebrado entre o MME e a EPE, prevendo as empresas como partes. A adesão de cada empresa interessada ocorrerá por meio do preenchimento de um Termo de Adesão, a ser apresentado ao MME.

5.6 Interfaces com outros Comitês do Gás para Empregar

Durante as etapas de desenvolvimento dos trabalhos do Comitê 4 foram identificados problemas e ações que exigiam uma articulação com outros comitês. As propostas, nestes casos, deveriam ser elaboradas conjuntamente e foram apresentados aos demais Comitês durante a reunião de líderes realizada em 23/10/2023. As interfaces estão listadas no Quadro 12:

Quadro 12: Problemas e ações que necessitam interlocução com os demais Comitês do GT-GE.

Interfaces na Matriz GUT:

- A dependência de importações de gás natural pode expor as indústrias a volatilidades cambiais e riscos geopolíticos - **Comitê 1**
- Obrigação de contratação de termelétricas a gás natural - **Comitê 5**

Interfaces no 5W2H

- Aumento de oferta nacional tende a reduzir a dependência de importações - **Comitês 2 e 3**

Interfaces no Diagrama de GANTT:

- **Meta 1:** Aumentar a Capacidade de Processamento e Separação das Frações Líquidas do Gás Natural
 - Ação: Estabelecer diretrizes para o processamento do gás natural alinhadas aos objetivos de política industrial, visando o aumento da oferta de líquidos - **Comitês 2 e 3.**
- **Meta 4:** Buscar a redução do preço de gás e frações líquidas por meio do aumento da oferta e da concorrência e da regulação e planejamento setorial.
 - Ação 1: Aumentar a oferta de gás natural que permita redução de preço ao consumidor - **Comitê 1**
 - Ação 2: Aumentar a eficiência dos elos da cadeia que permita redução de preços ao consumidor - **Comitê 2**
- **Meta 5:** Alterar os dispositivos da Lei nº 14.182 (Desestatização da Eletrobras) que obrigam a contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que a suporte - **Comitê 5**
- **Meta 7:** Estabelecer incentivos específicos à conversão de plantas industriais para o uso de gás natural (financiamento e tributário) - **Comitê 5**
 - Ação 1: Levantamento das plantas industriais
 - Ação 2: Criar programas e financiamento
 - Ação 3: Criar incentivos à conversão

5.7 Outros problemas identificados

A metodologia de coleta de informações, por meio de um formulário e que pudessem ser utilizadas tanto pelo GT Gás para Indústria quanto pelo Comitê 4 do GT-GE, possibilitou identificar outros problemas relativos à disponibilização do gás para o setor produtivo que estavam no escopo de outros Comitês, ou até, fora do escopo de atuação do GT-GE. Tais problemas foram apresentados aos demais Comitês e à coordenação do GT-GE para os devidos encaminhamentos durante a reunião de líderes realizada em 23/10/2023 e estão listados abaixo (Quadro 13):

Quadro 13: Problemas apresentados aos Comitês e ao GT-GE para os devidos encaminhamentos.

Relativa ao Comitê 1

- Atualmente, há uma alta reinjeção de gás natural nos poços do pré-sal.

Relativas ao Comitê 2

- Dificuldade para ceder capacidade ociosa na rede de transporte.
- Dificuldade para acessar infraestruturas (gasodutos, UPGN e Terminais GNL).
- Ainda há estados não atendidos por gasodutos.
- Falta de investimentos estruturais no setor de gás natural.
- Infraestrutura de escoamento e processamento de gás insuficientes.
- Restrições na comercialização devido a contratos de transporte separados para entrada e saída.
- Altas tarifas de transporte.
- Falta de padronização nas tarifas de transporte por diferentes estados e distribuidores.
- Contratos e penalidades pouco adaptáveis ao tipo de indústria contratante.
- Analisar a alternativa que seria mais viável: ampliação da rede de transporte ou do aumento da oferta de biometano (oferta regionalizada).

Relativas ao Comitê 5

- A exigência de flexibilidade de 100% por parte das térmicas a gás pode dificultar acordos com fornecedores da GNL, dificultando a garantia de volumes de fornecimento.
- Analisar a alternativa que seria mais viável: ampliação da rede de transporte ou do aumento da oferta de biometano (oferta regionalizada).

Fora do escopo do GT-GE

- Falta de códigos CNAE específicos para atividades de gás natural, separando-as das normas aplicadas aos combustíveis líquidos, devido às diferenças operacionais e comerciais.
- Falta de padronização na troca de informações dificulta a visibilidade na rede de movimentação de gás.
- Atualização do Ajuste SINIEF 03/2018 para desvincular a compra de gás do ponto de entrada.
- Aumento na necessidade de múltiplos documentos fiscais em operações de transporte por gasoduto.
- Dificuldade em conciliar CTe (Conhecimento de Transporte Eletrônico) e NFe (Nota Fiscal Eletrônica) no Sistema de Informação (SI).
- Falta de harmonização das regulamentações federais e estaduais.
- Propriedade do gás e responsabilidade pela emissão da NFe não estão alinhadas.
- Falta de incentivos fiscais.
- Necessidade de adaptar e melhorar as regras de tributação para transporte, processamento e distribuição de gás.
- Uniformização das alíquotas de ICMS (Imposto sobre Circulação de mercadorias e Serviços).
- Considerar a disponibilidade de gás importado para computar a oferta disponível.
- Considerar demais alternativas para fomentar a indústria de fertilizantes (hidrogênio, biometano).

ANEXO I - MATRIZ GUT

Descrição do Problema	Gravidade	Urgência	Tendência	Prioridade Final	Observações
A indústria química, maior demandante do gás natural como insumo industrial (eteno), está operando com alta ociosidade.	5	5	3	75	
FAFENs fechadas e de porte abaixo do necessário.	5	5	3	75	
Escassez de dados e informações pelo lado da demanda por gás natural.	5	5	2	50	
Falta de alinhamento do preço de referência do gás natural no Brasil em relação aos preços praticados internacionalmente (Estados Unidos, Rússia, entre outros).	4	3	3	36	
Obrigação da contratação de termelétricas a gás natural.	3	3	1	9	Tratado também no C5. Detalhar a descrição.
A dependência de importações de gás natural pode expor as indústrias a volatilidades cambiais e riscos geopolíticos.	3	3	1	9	Também C1
Preços de gás como insumo não é desvinculados do uso energético.	3	2	1	6	
Conversão das plantas para utilizar gás natural pode ser inviável devido aos investimentos necessários.	2	1	1	2	
A exigência de flexibilidade de 100% por parte das térmicas a gás pode dificultar acordos com fornecedores de GNL, dificultando a garantia de volumes de	1	1	1	1	Encaminhar ao C5
Contratos e penalidades pouco adaptáveis ao tipo de indústria contratante.				0	Encaminhar ao C2
Falta de códigos CNAE específicos para atividades de gás natural, separando-as das normas aplicadas aos combustíveis líquidos, devido às diferenças operacionais e				0	Fora do escopo do GT-GE
Falta de padronização na troca de informações dificulta a visibilidade na rede de movimentação de gás.				0	Fora do escopo do GT-GE
Atualmente, há uma alta reinjeção de gás natural nos poços do pré-sal.				0	Encaminhar ao C1
O gás natural representa uma parcela significativa dos custos variáveis de fabricação em alguns setores e os preços altos ou com elevadas flutuações impactam				0	Abordado em outros problemas
Dificuldade para ceder capacidade ociosa na rede de transporte.				0	Encaminhar ao C2
Dificuldades para acessar infraestruturas (gasodutos, UPGN e terminais de GNL).				0	Encaminhar ao C2
Ainda há estados não atendidos por gasodutos.				0	Encaminhar ao C2
Falta de investimentos estruturais no setor de gás natural.				0	Encaminhar ao C2
Infraestrutura de escoamento e processamento de gás são insuficientes.				0	Encaminhar ao C2
Atualização do Ajuste SINIEF 03/2018 para desvincular a compra de gás do ponto de entrada.				0	Fora do escopo do GT-GE
Aumento na necessidade de múltiplos documentos fiscais em operações de transporte por gasoduto.				0	Fora do escopo do GT-GE
Dificuldade em conciliar CTe (Conhecimento de Transporte Eletrônico) e NFe (Nota Fiscal Eletrônica) no Sistema de Informação (SI).				0	Fora do escopo do GT-GE
Falta de harmonização das regulamentações federais e estaduais.				0	Fora do escopo do GT-GE
Adotar o modelo de entrada e saída e revisar as tarifas de transporte de modo a guardar certa proporcionalidade com o uso efetivo.				0	Encaminhar ao C2
Propriedade do gás e responsabilidade pela emissão da NFe não estão alinhadas.				0	Fora do escopo do GT-GE
Restrições na comercialização devido a contratos de transporte separados para entrada e saída.				0	Detalhar
Altas tarifas de transporte.				0	Encaminhar para o C2 e parte fora do escopo
Falta de incentivos fiscais.				0	Fora do escopo
Falta de padronização nas tarifas de transporte por diferentes estados e distribuidores.				0	Encaminhar para o C2 e parte fora do escopo
Necessidade de adaptar e melhorar as regras de tributação para transporte, processamento e distribuição de gás.				0	Fora do escopo
Uniformização das alíquotas de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços).				0	Fora do escopo
Interrupções na entrega de gás natural devido a problemas logísticos podem afetar a produção e os prazos de entrega.				0	Não foram identificados dados sobre ocorrências de falhas nas informações enviadas pelos respondentes

ANEXO II - 5W2H

O que: Aumentar a capacidade de processamento e separação das frações líquidas do gás natural

Pontuação

75

Porquê: A indústria química, maior demandante do gás natural como insumo industrial (metano e etano), está operando com alta ociosidade.

Quando: 2024 (conforme agenda do CNPE).

Onde: CNPE e CNDI

Como: Estabelecer diretrizes para processamento do gás natural alinhadas aos objetivos de política industrial, visando o aumento da oferta de líquidos.

Quem: MME, MDIC, CNPE e CNDI.

Quanto: Não se aplica.

O que: Incentivar a produção nacional de fertilizantes nitrogenados.

Pontuação

75

Porquê: FAFENs fechadas e de porte abaixo do necessário.

Quando: A definir.

Onde: locais atuais e potenciais para instalação de FAFENs, conforme PNF.

Como: aumentar a oferta de gás natural e a eficiência dos elos da cadeia que permita redução de preço ao consumidor.

Quem: MDIC/Empresas.

Quanto: a definir (conversar com os agentes do setor).

O que: Obter dados de demanda de gás natural periodicamente.

Pontuação

50

Porquê: Escassez de dados e informações pelo lado da demanda por gás natural

Quando: 2024.

Onde: Não se aplica

Como: : 1) Constar em resolução do CNPE a importância do fornecimento de informações dos principais demandantes de gás natural para fins de Política Pública; 2) Inserir no formulário as informações necessárias para a política; 3) Orientar e sensibilizar as empresas a fornecer as informações; 4) Assinar acordos de confidencialidade com os órgãos que desejam acessar os dados; 5) Elaborar mapa com a regionalização da demanda.

Quem: EPE, CNPE, MME, MDIC e órgãos interessados.

Quanto: a definir (será avaliado após a definição da forma de coleta dos dados)

O que: Buscar a redução do preço do gás e frações líquidas por meio do aumento da oferta e da concorrência e da regulação e planejamento setorial

Pontuação

36

Porquê: Falta de alinhamento do preço de referência do gás natural no Brasil em relação aos preços praticados internacionalmente

Quando: 2024

Onde: GT-GE e CNPE

Como: a) aumentar a oferta de gás natural e a eficiência dos elos da cadeia que permita redução e preço ao consumidor; b) elaborar planejamento setorial, considerando as demais fontes energéticas e a política industrial, via instrumentos do CNPE; c) estudar a utilização do instrumento do leilão para estimar as sensibilidades setoriais ao preço do GN

Quem: MME e CNPE

Quanto: sem custo financeiro.

O que: Alterar os dispositivos da Lei nº 14.182 (Desestatização da Eletrobras) que obrigam a contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que as suporte

Pontuação

9

Porquê: Obrigação de contratação de termelétrica a gás

Quando: 2024

Onde: Regiões sem infraestrutura.

Como: Acompanhar tratativas sobre o tema. Há a possibilidade de envio de minuta de PL ao CN ou publicação de MP. Há recomendação do TCU ao MME, no Acórdão 86/2023, para que a contratação de energia de reserva seja motivada diante do caso concreto.

Quem: MME

Quanto: sem custos financeiros

O que: Finalizar regulamentação do Regime Especial da Indústria Química (REIQ).

Pontuação

6

Porquê: Preços de gás como matéria-prima não é desvinculados do uso energético.

Quando: 2023

Onde: Não se aplica.

Como: Portaria Conjunta MF-MDIC-MTE-MMA e Portaria MDIC (Novos Investimentos).

Quem: MDIC, MF, MMA e MTE.

Quanto: R\$ 1 bilhão por ano de renúncia fiscal.

O que: Estabelecer incentivos específicos à conversão de plantas para uso de gás natural (financiamento e tributário)

Pontuação

2

Porquê: Conversão das plantas industriais para utilizar gás natural pode ser inviável devido aos investimentos necessários.

Quando: 2024

Onde: Não se aplica.

Como: levantamento das plantas industriais, criar programas de financiamento e incentivos à conversão.

Quem: MDIC, MME, MF e Bancos Regionais.

Quanto: A depender do levantamento e do modelo.

O que: Encaminhado aos C1, C2 e C3

Pontuação

9

Porquê: A dependência de importações de gás natural pode expor as indústrias a volatilidades cambiais e riscos geopolíticos.

Quando

Onde

Como:

Quem:

Quanto

O que: Encaminhado para o C5

Pontuação

1

Porquê: A exigência de flexibilidade de 100% por parte das térmicas a gás pode dificultar acordos com fornecedores de GNL, dificultando a garantia de volumes de fornecimento.

Quando

Onde

Como

Quem

Quanto

ANEXO III - DIAGRAMA DE GANTT

Meta 1: Aumentar a Capacidade de Processamento e Separação das Frações Líquidas do Gás Natural

Início do projeto: 01/04/2024

TAREFA	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO	abr/2024	mai/2024	mai/2024	jun/2024	jul/2024	ago/2024	set/2024	out/2024	nov/2024	dez/2024	jan/2025	fev/2025	mar/2025	abr/2025	mai/2025		
Estabelecer diretrizes para processamento do gás natural alinhadas aos objetivos de política industrial, visando o aumento da oferta de líquidos.			1/4/24	30/8/24	█																
Minuta de Resolução CNPE	MME	0%	1/4/24	31/7/24	█																
Minuta de Resolução CNDI	MDIC		1/4/24	31/7/24	█																
Aprovação e publicação das Resoluções	CNPE e CNDI		1/8/24	30/8/24					█												
Obs.: alinhar com C2 e C3																					

Meta 2: Incentivar a Produção Nacional de Fertilizantes Nitrogenados

Início do projeto:					a definir														
TAREFA	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO	a definir														
Aumentar a oferta de gás natural que permita redução de preço ao consumidor.																			
Implementar ações definidas pelo Comitê 1	MDIC/Empresas	0%																	
Aumentar a eficiência dos elos da cadeia que permita redução de preço ao consumidor.																			
Implementar ações definidas pelo Comitê 2	MDIC/Empresas	0%																	
Obs.: detalhar as informações da produção de fertilizantes																			

Meta 3: Obter Dados de Demanda de Gás Natural Periodicamente

				Início do projeto: 01/04/2024														
TAREFA	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO	abr/2024	mai/2024	jun/2024	jul/2024	ago/2024	set/2024	out/2024	nov/2024	dez/2024	jan/2025	fev/2025	mar/2025	abr/2025	mai/2025
Constar em resolução do CNPE a importância do fornecimento de informações dos principais demandantes de gás natural para fins de Política Pública			1/4/24	31/5/25														
Minutar resolução CNPE	MME	0%	1/4/24	31/7/24														
Aprovar e publicar a resolução CNPE	CNPE	0%	1/8/24	31/8/24														
Divulgar a Resolução ao setor produtivo consumidor de gás natural	MDIC	0%	1/9/24	31/5/25														
Inserir no formulário as informações necessárias para a política			1/6/24	31/7/24														
Elaborar lista de dados que deverão ser coletados, se possível, com justificativa da necessidade	MDIC/MME	0%	1/6/24	30/6/24														
Validar lista com membros do CNPE	CNPE	0%	1/7/24	31/7/24														
Orientar e sensibilizar as empresas a fornecer as informações			1/8/24	31/5/25														
Realizar seminários e audiências públicas	MDIC/MME	0%	1/8/24	31/5/25														
Criar material de comunicação/publicitário para divulgação e sensibilização das empresas	MDIC	0%	1/7/24	31/5/25														
Realizar apresentações às associações e entidades representativas do setor privado	MDIC	0%	1/8/24	31/5/25														
Assinar acordos de confidencialidade com os órgãos que desejam acessar os dados.			1/9/24	31/8/24														
Avaliar com os demais órgãos públicos o interesse em acessar os dados	Membros do CNPE	0%	1/9/24	31/9/2024														
Definir qual instituição irá coletar, manter, controlar acesso e garantir a segurança das informações	CNPE	0%	1/4/24	30/4/24														
Elaborar minuta de acordo para acesso aos dados	MDIC	0%	1/5/24	31/5/24														
Elaborar portaria regulando o acesso, manuseio e segurança das informações	MDIC	0%	1/5/24	31/5/24														
Publicar portaria com minuta de acordo para acesso aos dados	MDIC	0%	1/6/24	30/6/24														
Assinar acordos para acesso aos dados conforme estipulado na portaria	MDIC e órgãos interessados	0%	1/7/24	31/8/24														
Elaborar mapa com a regionalização da demanda			a definir	a definir														
Elaborar mapa com a regionalização da demanda	EPE	0%	a definir	a definir														

Meta 4: Buscar a redução do preço do gás e frações líquidas por meio do aumento da oferta e da concorrência e da regulação e planejamento setorial

Início do projeto: 01/06/2024

					jun/2024	jul/2024	ago/2024	set/2024	out/2024	nov/2024	dez/2024	jan/2025	fev/2025	mar/2025	abr/2025	mai/2025
TAREFA	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO												
Aumentar a oferta de gás natural que permita redução de preço ao consumidor.																
Implementar ações definidas pelo Comitê 1																
Aumentar a eficiência dos elos da cadeia que permita redução de preço ao consumidor.																
Implementar ações definidas pelo Comitê 2																
Elaborar planejamento setorial, considerando as demais fontes energéticas e a política industrial, via instrumentos do CNPE.	Membros do CNPE		1/6/24	31/8/24												
Minutar resolução CNPE	MIME		1/6/24	31/6/24												
Aprovar e publicar a resolução CNPE	CNPE		1/7/24	31/8/24												
Estudar a utilização do instrumento do leilão para estimar as sensibilidades setoriais ao preço do GN	Membros do CNPE		1/6/24	31/8/24												
Minutar resolução CNPE	MIME		1/6/24	30/6/24												
Obs.: alinhar com os demais comitês																

Meta 5: Alterar os dispositivos da Lei nº 14.182 (Desestatização da Eletrobras) que obrigam a contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que as suporte

					Início do projeto: 01/04/2024											
					abr/2024	mai/2024	jun/2024	jul/2024	ago/2024	set/2024	out/2024	nov/2024	dez/2024	jan/2025	fev/2025	mar/2025
TAREFA	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO												
Acompanhar tratativas sobre o tema			1/4/24													
A definir	MME	0%	1/4/24	31/12/24												
A definir	MME	0%	1/4/24	31/12/24												
Obs.: articular com o C5																

Meta 6: Finalizar Regulamentação do Regime Especial da Indústria Química (REIQ)

Início do projeto: 24/08/2023

					ago/2023	set/2023	out/2023	nov/2023	dez/2023	jan/2024	fev/2024	mar/2024	abr/2024	mai/2024	jun/2024	jul/2024
TAREFA	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO												
Portaria Interministerial MF-MDIC-MTE-MMA e Portaria MDIC (Novos Investimentos)	MDIC, MF, MMA e MTE	100%	24/8/23	23/11/23												
Elaborar Minutas de Portarias	MDIC, MF, MMA e MTE	100%	24/8/23	23/11/23												
Publicação de Portarias	MDIC, MF, MMA e MTE	100%	1/11/23	23/11/23												

Meta 7: Estabelecer incentivos específicos à conversão de plantas industriais para uso de gás natural (financiamento e tributário)

Início do projeto: 01/04/2024

TAREFA	ATRIBUÍDO PARA	PROGRESSO	INÍCIO	TÉRMINO	abr/2024	mai/2024	jun/2024	jul/2024	ago/2024	set/2024	out/2024	nov/2024	dez/2024	jan/2025	fev/2025	mar/2025	abr/2025	mai/2025	jun/2025	jul/2025	ago/2025	set/2025	out/2025	nov/2025	dez/2025	jan/2026	fev/2026	mar/2026				
Levantamento das plantas industriais	MDIC e MME		1/4/24	31/3/25	[Barra de progresso]																											
Elaboração de Termo de Referência para a realização do levantamento	MDIC e MME		1/4/24	31/7/24	[Barra de progresso]																											
Articulação com as associações de setores que vierem a ser priorizados para o levantamento	MDIC e MME		1/6/24	31/8/24			[Barra de progresso]																									
Lançamento de edital para a contratação de consultoria para realização do levantamento	MDIC e MME		1/8/24	30/9/24					[Barra de progresso]																							
Acompanhamento do levantamento e avaliação dos resultados	MDIC e MME		1/10/24	31/3/25						[Barra de progresso]																						
Criar programas de financiamento			1/3/25	31/10/25													[Barra de progresso]															
Articulação com instituições de financiamento	MDIC, MF, BNDES e Bancos regionais		1/3/25	31/5/25													[Barra de progresso]															
Elaboração de proposta de programa de financiamento	MDIC, MF, BNDES e Bancos regionais		1/6/25	31/7/25															[Barra de progresso]													
Lançamento dos programas de financiamento	MDIC, MF, BNDES e Bancos regionais		1/8/25	31/10/25																	[Barra de progresso]											
Criar incentivos à conversão			1/3/25	31/10/25													[Barra de progresso]															
Articulação com o Ministério da Fazenda	MDIC, MME e MF		1/3/25	31/5/25													[Barra de progresso]															
Elaboração de proposta de programa de incentivos à conversão de plantas	MDIC, MME e MF		1/6/25	31/7/25															[Barra de progresso]													
Lançamento do programa de incentivos	MDIC, MME e MF		1/8/25	31/10/25																	[Barra de progresso]											
Obs.: articular com CS																																

ANEXO IV - FORMULÁRIOS UTILIZADOS NAS PESQUISAS

PDGN Associações

Ano de Referência: 2022

Informações Gerais do Setor:

1. Quantidade de empresas no setor (número absoluto);
2. Capacidade instalada do setor (valor agregado representativo do setor, ou se não for possível, apresentar a capacidade instalada dos produtos e, também daqueles que mais utilizam o gás natural ou seus derivados);
3. Participação (%) de uso da capacidade instalada das empresas do setor;
4. Produção anual do setor (valor agregado representativo do setor, ou se não for possível, apresentar a produção dos principais produtos e, também daqueles que mais utilizam o gás natural ou seus derivados);
5. Número de empregados diretos (próprios e terceirizados) no setor (em 31/12);
6. Faturamento anual do setor (R\$ mil);
7. Importações anuais do setor (R\$ mil);
8. Exportações anuais do setor (R\$ mil);
9. Impostos pagos:
 - a. Federal (R\$ mil):
 - b. Estadual (R\$ mil):
 - c. Municipal (R\$ mil):

Informações de Consumo de Gás Natural como Energético:

10. Listar quais são os principais energéticos utilizados pelas empresas do setor;
11. Quantidade de unidades consumidoras (plantas) do setor que utilizam Gás Natural como energético;
12. Consumo médio anual de Gás Natural como energético (milhões de m³/dia);
13. Demanda potencial de Gás Natural como energético para 100% de capacidade instalada (milhões de m³/dia);
14. Participação do Gás Natural como energético no custo de produção do setor;
15. Qual o preço médio de Gás Natural utilizado como energético percebido pelas empresas do setor (USD/MMBtu)?*
16. Qual o preço alvo que viabiliza o negócio (US\$/MMBtu) para uso como energético?*

17. Qual o preço do Gás Natural para uso energético que inviabiliza a continuidade da operação (US\$/MMBtu)?*
18. Há alguma oportunidade de substituição de parte das importações de produtos que utilizam o Gás Natural como energético? Descreva as opções?
19. Possibilidade de conversão de um energético para o Gás Natural:
 - a. Qual é esse energético?
 - b. Qual o volume de gás natural que passaria a ser consumido (m³/dia)?
 - c. Qual o investimento estimado para essa conversão (R\$)?
 - d. Qual a duração média, em meses, para essa conversão?
 - e. Essa conversão poderia ser realizada a que nível de preços (US\$/MMBtu)?

Informações de Consumo de Gás Natural como Matéria-Prima:

20. Quantidade de unidades consumidoras (plantas) do setor que utilizam Gás Natural como matéria-prima;
21. Especificar os produtos que são fabricados a partir do Gás Natural:
22. Consumo médio anual de Gás Natural como matéria-prima (m³/dia):
23. Demanda potencial de Gás Natural como matéria-prima para 100% de capacidade instalada (m³/dia):
24. Participação do Gás Natural como matéria-prima no custo de produção do setor;
25. Qual o preço médio de Gás Natural utilizado como matéria-prima percebido pelas empresas do setor (USD/MMBtu)?*
26. Qual o preço alvo que viabiliza o negócio (US\$/MMBtu) para uso como matéria-prima?*
27. Qual o preço do Gás Natural para uso como matéria-prima que inviabiliza a continuidade da operação (US\$/MMBtu)?*
28. Há alguma oportunidade de substituição de parte das importações de produtos que utilizam o Gás Natural como matéria-prima? Descreva as opções?
29. Possibilidade de investimento em projetos que utilizam o Gás Natural como matéria-prima:
 - a. Qual o nível de preço do Gás Natural que viabiliza o investimento (US\$/MMBTU)?
 - b. Qual o volume de Gás Natural que passaria a ser consumido (m³/dia)?
 - c. Qual o investimento estimado do projeto (R\$)?
 - d. Qual a duração estimada para implantação?

Informações de Consumo de Frações Líquidas do Gás Natural:

30. Quantidade de unidades consumidoras (plantas) do setor que utilizam frações líquidas do Gás Natural como matéria-prima;
31. Especificar os produtos que são fabricados a partir das frações líquidas do Gás Natural;
32. Consumo médio anual das frações líquidas do Gás Natural utilizadas como matéria-prima (t/ano):
 - a. Etano (C2):
 - b. Butano (C3):
 - c. Propano (C4):
 - d. Demais (C5+):
33. Qual o preço médio das frações líquidas utilizadas como matéria-prima percebido pelas empresas do setor (US\$/t)?*
 - a. Etano (C2):
 - b. Butano (C3):
 - c. Propano (C4):
 - d. Demais (C5+):
34. Qual o preço alvo das frações líquidas utilizadas como matéria-prima percebido pelas empresas do setor (US\$/t)?*
 - a. Etano (C2):
 - b. Butano (C3):
 - c. Propano (C4):
 - d. Demais (C5+):
35. Qual o preço das frações líquidas utilizadas como matéria-prima que inviabiliza a continuidade da operação (US\$/t)?*
 - a. Etano (C2):
 - b. Butano (C3):
 - c. Propano (C4):
 - d. Demais (C5+):
36. Há alguma oportunidade de substituição de parte das importações de produtos que utilizam as frações líquidas do Gás Natural como matéria-prima? Descreva as opções?
37. Possibilidade de investimento em projetos que utilizam frações líquidas do Gás Natural como matéria-prima:
 - a. Quais frações líquidas do Gás Natural seriam utilizadas?

- b. Qual o nível de preço das respectivas frações líquidas do Gás Natural que viabilizam o investimento (US\$/t)?
- c. Qual o volume das frações líquidas do Gás Natural que passaria a ser consumido (t/ano)?
- d. Qual o investimento estimado do projeto (R\$)?
- e. Qual a duração estimada para implantação?

Outras Informações:

38. Campo livre texto para observações e sugestões:

PDGN Piloto

Ano de Referência: 2022

I - Dos atuais demandantes de GN:

a. Informações gerais da indústria relativas ao ano base 2022, quanto à:

- i. Tipo de Uso: Energético ou Matéria-Prima;
- ii. Participação do GN no Custo de Produção (%);
- iii. Quantidade média de empregados no ano base (2022);
- iv. Preço médio do GN no ano base (US\$/MMBtu e R\$/MMBtu);
- v. Consumo médio de GN no ano base (mil m³/dia);
- vi. Consumo máximo de GN no ano base (mil m³/dia);
- vii. Mês do Consumo máximo de GN no ano base;
- viii. Capacidade máxima de consumo de GN na planta (mil m³/dia);
- ix. Utilização da capacidade instalada (%);
- x. Receita/faturamento no ano base (R\$);
- xi. Tributos federais no ano base (R\$);
- xii. Tributos estaduais no ano base (R\$);
- xiii. Tributos municipais no ano base (R\$);
- xiv. Emissões do processo produtivo no ano base (ton. CO₂ eq.)

b. quanto à conversão da instalação caso exista a possibilidade da empresa investir na conversão da planta para outro combustível em um determinado cenário de preço de gás natural:

- i. preço do GN que estimula a conversão da instalação para outro combustível (US\$/MMBtu);

- ii. combustível substituto: Carvão vegetal, Carvão mineral, Coque, Lenha, Nafta, Óleo Diesel, Óleo Combustível, Energia Elétrica, e Outros;
 - iii. Investimento para conversão (R\$);
 - iv. Tempo para conversão (meses);
 - v. Demanda anual do novo insumo (TEP);
 - vi. Receita/faturamento anual (R\$);
 - vii. Tributos federais anual (R\$);
 - viii. Tributos estaduais anual (R\$);
 - ix. Tributos municipais anual (R\$);
 - x. Quantidade média de empregados anual;
 - xi. Emissões do processo produtivo anual (ton. de CO2 eq.).
- c. Quanto à inviabilização da operação, apenas se existir a possibilidade da empresa descontinuar seu processo fabril em um determinado cenário de preço de gás natural e que seja inviável a conversão para outro combustível:**
- i. Preço do GN que inviabiliza a continuidade da operação (US\$/MMBtu e R\$/MMBtu).
- d. Quanto à concorrência externa:**
- i. País onde se encontra a empresa concorrente;
 - ii. Preço do GN da empresa concorrente no exterior (US\$/MMBtu).

Uma cenarização da indústria sobre o impacto no consumo conforme variação de preços de gás natural é solicitado preencher. Trata-se de avaliar os impactos nas seguintes variáveis conforme variação de preços partindo do preço de gás natural para o consumidor final industrial de US\$ 30 a 1/MMBTu:

1. capacidade instalada (em mil m³/dia);
2. Consumo de GN (mil m³/dia);
3. Utilização da Capacidade Instalada (em %);
4. Investimento para Ampliação da fábrica (R\$);
5. Receita/Faturamento da empresa (R\$);
6. Tributos federais, estaduais e municipais (em R\$);
7. Número de empregos; e
8. Emissões do processo produtivo (em toneladas de CO2 eq.).

II - Dos consumidores de outros combustíveis, exceto GN:

- a. Informações gerais da indústria relativas ao ano base 2022, quanto à:**

- i. Insumo atual: Carvão vegetal, Carvão mineral, Coque, Lenha, Nafta, Óleo Diesel, Óleo Combustível, Energia Elétrica, e Outros;
- ii. Participação do atual insumo no Custo de Produção (%);
- iii. Rendimento do Combustível no Processo da Empresa (%)
- iv. Tipo de utilização de Combustível: Força motriz, Calor de processo, Aquecimento direto, Refrigeração, Iluminação, Eletroquímica, e Outras;
- v. Quantidade média de empregados no ano base (2022);
- vi. Preço médio do atual insumo no ano base;
- vii. Consumo do atual insumo no ano base;
- viii. Capacidade máxima de consumo do atual insumo na planta no ano base;
- ix. Receita/faturamento no ano base (R\$);
- x. Tributos federais no ano base (R\$);
- xi. Tributos estaduais no ano base (R\$);
- xii. Tributos municipais no ano base (R\$);
- xiii. Emissões do processo produtivo no ano base (ton. CO2 eq.)

Cenarização similar é feita para este caso, com variação de preços e impactos, incluindo ainda informações para o caso de a empresa desejar converter de um energético para Gás natural, incluindo também informações sobre o Investimento para Conversão (R\$) e o Tempo para Conversão (em meses).

PDL Piloto

Ano de Referência: 2022

I - Se sua empresa for consumidora de líquidos contidos no gás (C2, C3, C4 e/ou C5+) deve preencher os dados a seguir:

- a. Informações gerais da indústria relativas ao ano base 2022, quanto à Matéria-Prima (Etano(C2) ou Propano (C3) ou Butano (C4) ou Corrente (C5+)):**
 - i. Produto produzido a partir dessa matéria-prima (cite o nome);
 - ii. Peso da molécula no custo de produção do referido produto;
 - iii. Preço do produto final;
 - iv. Preço do Etano (ou Propano (C3) ou Butano (C4) ou Corrente (C5+));
 - v. Consumo médio no ano base (ton.);
 - vi. Consumo máximo no ano base (ton.);
 - vii. Mês do Consumo máximo de GN no ano base;
 - viii. Capacidade máxima de consumo dessa molécula no ano (ton.);

- ix. Utilização da capacidade instalada da planta (%);
- x. Receita/faturamento no ano base (R\$);
- xi. Tributos federais no ano base (R\$);
- xii. Tributos estaduais no ano base (R\$);
- xiii. Tributos municipais no ano base (R\$);
- xiv. Emissões do processo produtivo no ano base (ton. CO2 eq.)

Também é realizada uma cenarização da indústria sobre o impacto no consumo de líquidos conforme variação de preços do tipo de líquido. Decorrente dessa variação de preços desse líquido, deve-se preencher os impactos nas seguintes variáveis:

1. Capacidade instalada (em mil m³/dia);
2. Consumo de GN (mil m³/dia);
3. Utilização da Capacidade Instalada (em %);
4. Investimento para Ampliação da fábrica (R\$);
5. Receita/Faturamento da empresa (R\$);
6. Tributos federais, estaduais e municipais (em R\$);
7. Número de empregos; e
8. Emissões do processo produtivo (em toneladas de CO2 eq.).

ANEXO V - COMPILADO DAS RESPOSTAS DO FORMULÁRIO DO ANEXO IV

1. Introdução

O levantamento dos problemas existentes pelo lado da demanda de gás natural foi feito no âmbito do Grupo de Trabalho Gás para Indústria, liderado pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) e instituído como parte da estratégia do Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CNDI) de elaboração da política industrial.

O diagnóstico do setor, além de consulta a estudos previamente existentes e dados públicos, foi realizado com a coleta de informações dos participantes do GT Gás para Indústria.

Participaram do GT Gás para Indústria as seguintes instituições:

- MDIC - Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (Coordenação)
- MME - Ministério de Minas e Energia
- BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética
- FUP - Federação Única dos Petroleiros
- Petrobras
- CNI - Confederação Nacional da Indústria
- Fiesp - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
- Firjan - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
- Abegás - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
- ABEMI - Associação Brasileira de Engenharia Industrial
- Abiogás - Associação Brasileira do Biogás
- Abiquim - Associação Brasileira da Indústria Química
- Abividro - Associação Brasileira das Indústrias de Vidro
- ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
- Abrace - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
- IABr - Instituto Aço Brasil
- IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

- Sinprifert - Sindicato Nacional das Indústrias de Matérias-Primas para Fertilizantes

Importante esclarecer que nem todas as instituições elencadas acima responderam ao formulário e, por questões de sigilo comercial e empresarial, este texto não identificará os respondentes ou incluirá informações desagregadas que possibilitem a identificação da entidade ou empresa. Também não será apresentado juízo de valor, nem serão ou avaliadas a veracidade ou coerência das informações recebidas. Há, inclusive, propostas discrepantes e divergentes, as quais podem apenas representar as diferentes visões dos respondentes. As informações verificadas constam do Relatório do GT Gás para Indústria.

2. Perguntas realizadas

As perguntas inseridas no formulário buscavam informações mais amplas do que o escopo do Comitê 4 do GT-GE e foram as seguintes:

1. Identificação do respondente.
2. Quais cadeias produtivas demandam gás natural?
3. Qual o preço de fornecimento de gás para seu setor produtivo e respectivas demandas elasticidade preço da demanda, ou seja, qual o preço máximo para viabilizar a produção com uso de gás do seu setor?
4. Qual o consumo atual do seu setor (por estado), potencial de conversão de diversos setores industriais e prazos necessários para conversão?
5. Identificar os termos contratuais adequados (conforme o seu segmento) e respectivos tipos de produtos (prazos de fornecimento, flexibilidades, indexadores e outros).
6. Identificar possíveis políticas públicas e as respectivas formas de implementação caso oportuno, com a demonstração clara das externalidades positivas a serem alcançadas (aumento de receita, arrecadação
7. Qual a avaliação sobre a infraestrutura de escoamento e transporte existente: é suficiente, está subutilizada, precisa ser ampliada?
8. Quais outros agentes da cadeia deveriam ser consultados para contribuir com o grupo?
9. Qual o impacto (em custo) da baixa harmonização das legislações federal e estaduais nas indústrias que a entidade representa?
10. Qual o percentual de aquisição do mercado livre no setor?
11. Há avaliação de necessidade de estocagem?
12. O gás poderia ser substituído por outros combustíveis no setor?
13. Quais os custos?
14. Comentários e sugestões adicionais.

3. Resumo das respostas recebidas

Foram recebidas respostas de 15 instituições diferentes que, quando convertidas em texto, resultaram em um documento de aproximadamente 48 páginas. As respostas, em geral, foram consideradas abrangentes, citavam diversas fontes diferentes e apresentaram poucas divergências. No entanto, traziam poucos dados quantitativos, demonstrando a falta de informações sobre o consumo de gás natural, mas apresentaram uma grande quantidade de sugestões de políticas públicas, o que significa que há amplo espaço para melhorias no setor.

A seguir detalham-se as respostas recebidas para as questões específicas.

Questão 2 – Quais cadeias produtivas demandam gás natural?

Os principais setores apontados pelos respondentes foram:

- Energético
- Transporte (GNV)
- Química
- Cerâmica
- Ferro-Gusa e Aço/ Siderúrgico/ Ferroliga
- Papel e celulose
- Fertilizantes nitrogenados
- Metanol
- C2+ para poliolefinas
- Salineiro
- Têxtil
- Construção Civil
- Alimentos e Bebidas
- Mineração
- Vidro
- Alumínio
- Gases industriais
- Automobilístico

Também foram apresentados os dados do Balanço Energético Nacional como resposta a esta questão:

- Cimento: 0,01 MMm³/dia
- Ferro Gusa e Aço: 4,27 MMm³/dia
- Ferro Ligas: 0,01 MMm³/dia
- Mineração e Pelotização: 0,85 MMm³/dia

- Não Ferrosos e Outros Metalurgia: 1,53 MMm³/dia
- Química: 6,16 MMm³/dia
- Alimentos e Bebidas: 2,75 MMm³/dia
- Têxtil: 0,52 MMm³/dia
- Papel e Celulose: 3,23 MMm³/dia
- Cerâmica: 4,09 MMm³/dia
- Outras Indústrias: 5,03 MMm³/dia

Questão 3 – Qual o preço máximo para viabilizar a produção?

O preço máximo varia por segmento de atuação da empresa e está relacionado a características como concorrência nacional e internacional, custo de outros insumos substitutos e preço de venda do produto final. Entre as respostas recebidas, considerando-se o custo total na porta da empresa, encontram-se:

- Média internacional como referência, ou seja, entre US\$ 2,5/MMBTU (EUA, produtor de gás) a US\$ 7/MMBTU (NBP – Europa, não produtores de gás).
- Até US\$ 6/MM BTU.
- Entre US\$ 5 e US\$ 7 MMBTU.

Questão 4a – Qual o consumo por setor?

Para esta questão, quase todos os respondentes informaram dados do setor que representam¹ ou do estado, bem como informações gerais. Nenhum deles, no entanto, foi capaz de apresentar dados de consumo por setor industrial para todos os estados brasileiros. As sugestões que possibilitam comparação envolvem a utilização de dados de fontes oficiais nacionais como o Balanço Energético Nacional, publicado pela EPE, e o Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME. Há, no entanto, diferença na unidade de medida utilizada, sendo que o primeiro apresenta o consumo em 10³ tep e o segundo em MMm³/dia.

Questão 4b – Qual o consumo por estado?

Para os dados de consumo por estado, foi sugerido o levantamento realizado pela ABEGAS, disponível em: <https://www.abegas.org.br/wp-content/uploads/2023/08/Demanda-Gas-Natural-Levantamento-ABEGAS-Media-2022.xlsx>

Figura 1. Consumo por setor

Região	CONSUMOS DE GÁS POR REGIÃO (10 ³ m ³ /dia)						MATERIAS PRIMAS	OUTROS (incluindo GNC)	MÉDIA	2022
	INDUSTRIAL	AUFOMOTIVO (POSTOS)	RESIDENCIAL	COMERCIAL	GERELETR	COGERAÇÃO			TOTAL	TOTAL
Norte	163,1	27,0	1,5	4,7	4.070,6	-	10,1	371,8	4.648,8	
Rorônia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amazonas	163,1	27,0	1,5	4,7	4.070,6	-	10,1	371,8	4.648,8	
Roraima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pará	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amapá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tocantins	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nordeste	10.250,0	1.400,1	79,3	103,3	3.137,1	862,7	386,5	0,0	16.239,5	
Maranhão	-	-	-	-	2.440,5	-	-	-	2.440,5	
Piauí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ceará	361,8	183,4	6,1	10,6	0,0	3,2	-	-	665,1	
Rio Gdo. Norte	92,7	160,6	7,5	13,2	686,8	0,5	-	-	961,3	
Paraíba	139,0	68,3	4,9	6,3	-	-	-	-	218,6	
Pernambuco	2.569,6	449,6	19,3	21,0	9,8	23,5	-	-	3.082,8	
Alagoas	526,1	93,3	12,7	12,6	-	-	-	-	644,7	
Sergipe	1.275,1	89,6	8,0	4,7	-	0,2	-	0,0	1.371,7	
Bahia	5.285,7	361,1	20,7	36,6	-	855,4	386,5	-	6.944,9	
Sudeste	18.315,8	4.238,9	1.301,6	677,8	5.354,4	1.008,5	38,6	1,1	30.336,7	
Minas Gerais	2.660,5	113,2	31,2	63,3	119,1	36,0	-	-	3.023,3	
Espírito Santo	1.480,2	122,3	15,5	10,0	553,4	1,1	38,6	-	2.221,1	
Rio de Janeiro	2.821,9	3.296,3	344,0	172,9	3.814,2	-	-	-	10.449,3	
São Paulo	11.353,2	707,1	911,0	431,5	867,8	971,4	-	1,1	16.342,9	
Sul	3.060,3	578,0	70,0	78,4	151,4	404,4	252,1	1.441,7	6.036,3	
Paraná	435,9	65,1	35,4	18,7	151,4	147,2	245,4	-	1.089,1	
Santa Catarina	1.661,2	288,7	7,3	15,2	-	0,1	6,6	-	1.972,2	
Rio Gdo. Sul	963,2	234,2	27,3	44,5	-	257,1	-	1.441,7	2.968,0	
Centro-Oeste	526,8	18,0	4,2	9,1	1,0	1,9	-	117,1	678,1	
Mato Grosso do S	526,8	11,9	4,2	9,1	1,0	1,9	-	117,1	672,0	
Mato Grosso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Goiás	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Distrito Federal	-	6,1	-	-	-	-	-	-	8,1	
TOTAL	32.316,0	6.261,5	1.456,6	873,3	12.714,5	2.237,5	687,2	1.931,7	50.539,4	

Fonte: ABEGAS, 2022.

Questão 4c – Qual o potencial de conversão e prazos necessários?

As respostas apontam que o prazo para se realizar a conversão varia por setor, mas é em média em torno de 2 anos.

As plantas industriais já realizaram, em sua maioria, as possíveis conversões de seus fornos que utilizavam combustíveis diversos, como o óleo diesel, e passaram a demandar gás natural.

Há, no entanto, pequena possibilidade de conversão em indústrias situadas em regiões que ainda não atendidas por gasodutos, tais como Pará e Maranhão.

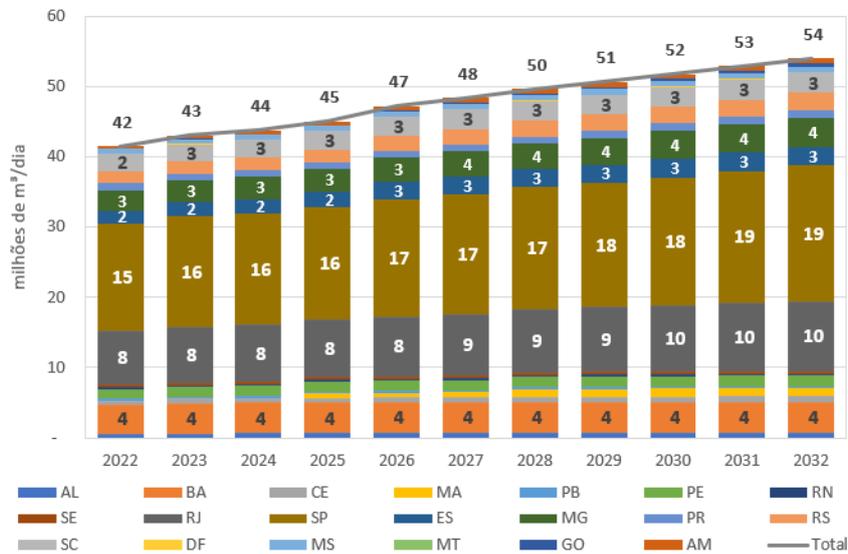
Porém, há capacidade ociosa que pode representar incremento na demanda de gás.

Questão 4d – Consumo potencial

Em termos de potencial, foi citado o PDE 2032, com a seguinte estimativa de demanda:

Figura 2 - Consumo potencial para os próximos 10 anos.

Demanda industrial, comercial, residencial e de GNV
 Cenário de referência, com base nas informações recebidas das CDLs



Fonte: EPE. PDE 2032

Informa-se que alguns respondentes apresentaram dados que possuem caráter restrito, que não serão inseridos neste relatório por questões de confidencialidade.

Questão 5 – Quais termos contratuais adequados?

Para esta questão houve grande diversidade de respostas que, em resumo, sugerem que os modelos de contratos devem ser simplificados, mais flexíveis e adaptáveis ao tipo de consumidor. Por outro lado, foi sugerido que seria importante padronizar os termos dos contratos, levando em consideração a segurança de fornecimento. Outras sugestões foram a possibilidade de renegociação de quantidades e maior flexibilização nas regras de *take or pay*.

Em relação aos prazos, sugeriu-se desde contratos intradiários até prazos de 25 anos, além da possibilidade de compras de oportunidade no mercado spot.

Para os preços, sugeriu-se: vinculação aos preços das commodities químicas; adequação à realidade e custos de produção locais/nacionais; valores reduzidos para contratos de longo prazo com fornecimento constante; utilização de indexadores mais estáveis como *Henry Hub*.

Quanto a especificação, a única sugestão recebida foi a manutenção da qualidade, com pouca oscilação na composição do gás.

As penalidades são consideradas excessivas e, entre as consideradas mais prejudiciais, foram citadas: Penalidade por gás de Ultrapassagem (PGU); Penalidade por erro de programação; Penalidade por Utilização da capacidade excedente; e Penalidade

por desbalanceamento. Sugeriu-se maior flexibilidade sobre incidência de multas/penalidades.

Um último apontamento foi a necessidade de considerar flexibilizar as condições específicas e a regulação das demais parcelas que compõem o preço final, tais como transporte, distribuição, impostos e acesso às infraestruturas essenciais.

Questão 6 – Quais as possíveis políticas públicas, as formas de implementação e suas externalidades?

Pergunta com maior quantidade de informações recebidas, resultando em 14 páginas em texto corrido. Poucas propostas apresentaram análise quantitativa de impactos econômicos e as formas de implementação. Após análise elas foram agrupadas e ajustadas, resultando na lista abaixo.

- Estratégia
 1. Priorizar o gás natural para a indústria.
 2. Priorizar setores-chave para a transição energética da economia brasileira, como a indústria energia e carbono intensiva, de difícil abatimento de Gases de Efeito Estufa (GEE).
- Informações
 3. Reduzir a assimetria de informações da indústria de petróleo e gás.
- Oferta
 4. Adotar mecanismos regulatórios que reduzam a reinjeção de gás que ocorre hoje nos poços do pré-sal.
 5. Estimular a exploração e produção do gás natural prevendo, nos próximos leilões, uma obrigação de entrega de gás ao mercado, respeitadas as restrições técnicas e econômicas.
 6. Implementar o programa Potencializa E&P.
 7. Adotar o mecanismo de *capacity release*.
 8. Implementar o *Gas Release*.
 9. Analisar a revenda de gás natural dos produtores independentes à Petrobras.
 10. Avaliar as condições comerciais mais favoráveis em contratos entre partes relacionadas.
 11. Criar a figura de um “agente supridor de última instância”.
 12. Possibilitar a atuação da PPSA como comercializadora do gás obtido por swap.
 13. Garantir a estabilidade de regras para investimentos em E&P, intensivos em capital e de longo prazo.
 14. Impor política de preços transparente e não randômica, baseada em estruturas/metodologias internacionais.

15. Incentivar e reduzir os custos de entrada em áreas exploratórias com potencial de gás natural (redução de *royalties*, taxas etc.).
- Demanda
 16. Implementar a depreciação acelerada.
 17. Implementar o Projeto Corredores Logísticos Gás Natural: substituir o óleo diesel por gás natural veicular nos veículos para transporte de carga e passageiros.
 18. Reabrir a FAFEN de Araucária (ANSA).
 19. Retomar as obras da FAFEN de Três Lagoas.
 - Contratos
 20. Determinar o limite máximo de prazo contratual e/ou o impedir estratégias de incremento de custos da molécula em contratos de curto e médio prazos.
 - Infraestrutura
 21. Promover o acesso às Infraestruturas Essenciais e aos Gasodutos: acesso não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às UPGNs, assim como aos terminais de GNL.
 22. Antecipar o uso compartilhado da infraestrutura.
 23. Realizar estudo sobre a liberação de infraestruturas essenciais no setor de gás natural.
 24. Ampliar o investimento em infraestrutura.
 25. Estabelecer isenções fiscais para projetos estruturantes.
 26. Aumentar a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural.
 27. Possibilitar a atuação da PPSA como investidora em infraestrutura de escoamento.
 28. Promover a participação pública em projetos de infraestrutura para baratear tarifas.
 29. Dar publicidade da capacidade total comprometida das UPGNs e nas infraestruturas de escoamento (com obrigações de negociações públicas e isonômicas).
 30. Realizar os desinvestimentos previstos.
 - Transporte
 31. Adotar o modelo de entrada e saída.
 32. Avaliar a Taxa de Retorno Regulatória das Transportadoras e Distribuidoras: redução das tarifas de transporte e distribuição.
 33. Estabelecer um Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural, que seja coordenado por um Gestor Independente e aplique o Modelo de Entradas e Saídas como mecanismo de alocação de capacidade.

34. Expandir o Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural, com os custos rateados entre todos os usuários, mediante a previsão de incentivos que coíbam investimentos ineficientes.
 35. Realizar estudo para tarifa reduzida de transporte para a curta distância.
 36. Reduzir as tarifas de interconexão entre os sistemas de transporte (TBG, NTS e TAG) incentivando a comercialização de gás inter-regional e maior aproveitamento dos recursos disponíveis.
 37. Revisar a Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras: redução da tarifa de transporte. A redução de tarifas de transporte tende a resultar na redução de obstáculos à atuação de supridores, com desincentivo a soluções locais como ilhas de GNL (suprimento direto de GNL ao mercado com *bypass* da malha de transporte) e incentivo ao aumento da base de movimentação de gás na malha, abrindo espaço para potencial redução do custo unitário de transporte.
 38. Revisar as tarifas de transporte.
- Regulação
 39. Avançar na Regulação da Lei do Gás.
 40. Cumprir as obrigações previstas no Termo de Compromisso de Cessação de Conduta, firmado entre o CADE e a Petrobras em julho de 2019.
 41. Finalizar a atualização da Resolução sobre especificação de Gás Natural
 42. Harmonizar a regulação Federal/Estaduais.
 43. Harmonizar as regulamentações estaduais: a adoção de princípios básicos na regulamentação dos serviços locais de gás canalizado em todos os estados, possibilitando a ampliação do mercado livre de gás.
 44. Implementar o Pacto Nacional, previsto no decreto regulamentador da lei do gás, no qual a ANP deve definir diretrizes para regulação estadual do consumidor livre.
 - Fiscal
 45. Adaptar e aperfeiçoar regras tributárias incidentes nas atividades de transporte, processamento, escoamento, comercialização e distribuição de gás natural para eliminar ou minimizar o efeito de acúmulo de créditos.
 46. Alterar o Ajuste SINIEF 03/2018 para que a responsabilidade pelo lançamento das perdas de Gás Natural passe do transportador para o carregador, efetivo proprietário da molécula.
 47. Ampliar os prazos de emissão dos documentos fiscais e de pagamento do ICMS possibilitando as devidas conferências e evitando o pagamento de multas por atraso e outras penalidades.
 48. Alterar os Ajustes SINIEF 01/2021, 22/2021 e 03/2018 para aperfeiçoar o Registro e Controle Fiscal de Diferenças Operacionais.

49. Atualizar o Ajuste SINIEF 03/2018 desvinculando a compra do gás ao ponto de entrada.
 50. Avaliar o desenvolvimento de modelo em que o CT-e do transportador seja global por carregador até o ponto de transferência de custódia entre o transportador intermediário e/ou distribuidor e que os CTes do distribuidor indiquem a quantidade medida e entregue no ponto de entrega final. Avaliar aplicação de cenário semelhante ao redespacho intermediário.
 51. Avaliar possíveis incentivos fiscais para novos projetos de desenvolvimento da produção que aumentam oferta de gás para o mercado.
 52. Atualizar o Ajuste SINIEF 03/2018 para definir o modelo comercial-tributário para realização das operações com intermediário de comercializador não caracterizado como remetente físico, expedidor ou destinatário físico do gás natural (Operações de Intermediação Comercial SEM Transporte).
 53. Descascar o Destinatário da NFe de Venda, sem Transporte, e o Local de Entrega do Gás Natural.
 54. Eliminar a exigência de referenciar as Notas Fiscais (NFes) da Molécula de Gás Natural nos Conhecimentos de Transporte (CTes).
 55. Atualizar o Ajuste SINIEF 03/2018 para, na Comercialização de Gás Natural com Contratação do Transporte por Agentes Distintos, é necessário se construir modelos comerciais em que se tenha na entrada a indicação de quantidade alocada, enquanto na saída seja considerada a quantidade medida.
 56. Atualizar o Ajuste SINIEF 03/2018 para, nas Operações de Intermediação Comercial COM Transporte, possibilitar que o CT-e de saída tenha como remetente o intermediário-vendedor (não o carregador) e como destinatário o comprador.
 57. Padronização do tratamento tributário do CUSD.
 58. Reduzir os impostos praticados.
 59. Simplificar a emissão dos documentos relativos ao transporte de gás natural e/ou alteração do modelo para capacidade.
 60. Uniformizar as alíquotas de ICMS.
- Novos insumos
 61. Incentivar novas alternativas de oferta de gás no próprio país: o biometano, gás *onshore* e gás não convencional (*shale gas*).
 - Outros
 62. Aperfeiçoar o processo de Liquidação Financeira dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão visando realizar a centralização desses pagamentos e recebimentos, de modo a estruturar um banco gestor responsável por essa ação.
 63. Estabelecer e utilizar CNAEs específicos para as atividades de gás natural.

64. Implementação de um canal de comunicação na esfera federal para reporte de práticas potencialmente nocivas à concorrência.
65. Implementar o Mercado Regulado de Carbono.
66. Precificar os atributos ambientais e créditos de carbono.
67. Revogar os dispositivos legais da Lei de Desestatização da Eletrobras que obriguem a contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que as suporte.

Questão 7 – Qual a avaliação sobre a infraestrutura de escoamento e transporte?

Existe capacidade atual para processar e ofertar mais gás ao mercado, mas há necessidade de correção dos desequilíbrios entre capacidade de escoamento e índices de operação. Os principais gargalos que precisam ser eliminados são:

- Falta de capacidade dos dutos de escoamento, para a transferência dos líquidos e C5+ para as refinarias e polos petroquímicos;
- Desequilíbrio entre a oferta e a demanda, principalmente em indústrias que operam em regime de contratos de longo prazo, como a indústria de fertilizantes e petroquímica;
- Infraestrutura insuficiente para tratamento do gás nos FPSOs;
- Importante assegurar a construção das novas Rotas do pré-sal, em especial Pão de Açúcar e Sergipe-Alagoas;
- Falta de harmonização das regulações federais e estaduais onerando as tarifas de transporte e de distribuição;
- Garantir uma especificação técnica constante para o gás natural;

Quanto ao escoamento, não há plena capacidade devido ao atraso do Rota 3 que deve entrar em operação no segundo semestre de 2024.

A EPE no Plano Decenal de Energia (PDE) apresenta mapeamento de gargalos e indica necessidade de expansão da infraestrutura de gás natural no Brasil. Já nos Planos Indicativos, ao longo dos últimos anos, a EPE tem indicado novas opções de gasodutos tanto de escoamento como de transporte que poderiam fortalecer o portfólio de infraestrutura de gás natural no Brasil.

A infraestrutura de transporte de gás natural por dutos é considerada inferior ao potencial do país. Como exemplo, existem alegações de demanda por gás natural superiores à capacidade de transporte do GASBOL na parte sul de SC e no RS. No entanto, o desenvolvimento de novas rotas de gasodutos depende de novas âncoras de consumo. Mudanças nas condições de oferta e demanda também podem requerer investimentos para a retirada de gargalos, como no caso do GASENE Norte, cuja restrição de capacidade vem sendo contornada por uma solução comercial denominada serviço de descongestionamento. O incremento na oferta de gás oriundo do Rota 3 também indicou a necessidade de retirada de gargalos que limitam o fluxo de gás do RJ para SP e demais estados atendidos pelo GASBOL, em especial devido à redução da oferta de gás boliviano.

Porém, tão importante quanto o desenvolvimento de novas infraestruturas é a otimização do uso de gasodutos já existentes, por meio do acesso a terceiros. No caso dos gasodutos de transporte, o acesso é na modalidade regulada. Para os gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais GNL, o acesso é assegurado e não discriminatório, em bases negociais.

Foram feitos apontamentos específicos como a necessidade de finalização da UTG de Itaboraí e a necessidade de coordenação entre a Rota 1 e a UTG de Caraguatatuba (UTGC).

Caso seja considerada a revisão dos planejamentos de novas UEPs (Bacalhau, Búzios, Itapu e Atapu) que terão 100% de reinjeção, passando então a prever a disponibilização de gás natural será, então, necessário planejar novas rotas de escoamento.

Atualmente, não se tem a devida transparência em relação à capacidade de transporte existente e utilizada e na determinação das tarifas.

Em relação ao escoamento, tem-se, do mesmo modo, que não estão claros os aspectos atinentes às rotas 3 e 4, tais como, conclusão das obras e regras de acesso.

A infraestrutura para transporte e distribuição atual não é suficiente para atender a descarbonização a longo prazo.

Há necessidade de expansão das rotas de escoamento e UPGN para aumento da oferta de gás nacional. Especificamente o investimento na Rota 4 (que pode escoar gás dos campos de Bacalhau, Arã e Uirapuru), com potencial de agregar mais 20 milhões m³/dia à malha nacional.

No caso do transporte, é preciso realizar o processo de consulta pública para expansão do trecho sul do Gasbol, o qual aguarda aprovação da ANP.

Por fim, entende-se necessária a regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (escoamento, UPGN e terminais de GNL) para melhor utilização destas instalações, reduzindo a ociosidade.

Com a expectativa de redução da oferta de gás boliviano nos próximos anos, poderá ser necessária a expansão da malha de transporte no sistema da NTS, permitindo uma maior capacidade de fluxo de gás no sentido RJ à SP, de maneira a viabilizar que o gás nacional chegue ao mercado atualmente atendido pela TBG e parte da NTS (SP).

A infraestrutura de transporte e escoamento de gás natural no Brasil é insuficiente para atender a demanda futura. A maior parte desta rede está concentrada na costa brasileira e sudeste do país, onde estão as principais reservas de gás natural. O restante do país não tem acesso à rede de gasodutos, o que dificulta o transporte e o escoamento do gás natural.

Projetos para expansão da infraestrutura não devem gerar custos para o consumidor, mas sim promover um modelo de negócio que se autofinancie, como ocorre nos chamados gasodutos virtuais.

Questão 8 – Quais outros agentes da cadeia deveriam ser consultados para contribuir com o grupo?

Foram apresentadas as seguintes sugestões de outros agentes que deveriam ser consultados:

1. Órgãos do governo
 - a. Agências reguladoras (federais e estaduais)
 - b. ABAR
2. Entidades representativas do setor privado:
 - a. Abal
 - b. ABIMAQ
 - c. Abit
 - d. Aspacer
 - e. ATGÁS (Associação das Empresas de Transporte de Gás).
 - f. Federações Estaduais
3. Empresas
 - a. Comercializadores
 - b. Distribuidores
 - c. Grandes Consumidores de Gás (Unigel, Vale, Ternium, Braskem).
 - d. Produtores de gás natural
 - e. Setor sucroalcooleiro
 - f. Transportadores
4. Representantes dos trabalhadores
 - a. MAB - Movimento dos Atingidos por Barragens
 - b. Movimento dos Pequenos Produtores (MPA)
 - c. CNA - Confederação Nacional dos Trabalhadores da Agricultura
 - d. CNQ - Confederação Nacional dos Trabalhadores Químicos

Questão 9 – Qual o impacto (em custo) da baixa harmonização das legislações?

Os respondentes não apresentaram o custo em termos de valores, mas apontaram outros impactos que a baixa harmonização apresenta. Entre eles foram apontados:

- Insegurança jurídica;
- Custos adicionais para entender as 27 diferentes regulações estaduais existentes no Brasil;
- Incertezas;

- Aumento do custo de transação;
- Atraso no aumento do número de consumidores;
- Atraso no desenvolvimento do mercado livre de gás natural;
- Menor liquidez do mercado;
- Menor possibilidade de abertura e concorrência no mercado de gás natural;
- Sobreposições entre as legislações/regulações estaduais e federais e duplicidade de obrigações perante cada ente;
- Curva de aprendizagem dos agentes envolvidos em razão das diversas regulações e entes reguladores envolvidos;
- Exposição a possíveis penalidades administrativas perante diferentes reguladores;
- Complexidade na negociação de contratos sujeitos a diferentes esferas de negociação e não necessariamente compatíveis entre si;
- Volatilidade da legislação estadual;
- Taxação diferenciada do ICMS;
- Custos de aprendizagem;
- Custos de treinamento de pessoal;
- Custos de estruturação de área operacional;
- Necessidade de prestação de informações e envio de documentação em duplicidade;
- Complexidade;
- Inconsistências jurídicas, técnicas e operacionais entre os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs) e os contratos de transporte (GTAs).

Foram apresentadas algumas propostas para este tema:

- Competência Constitucional: definir a competência legal e regulatória dada no Artigo 25º da Constituição Federal, para o qual existe, atualmente, uma dupla interpretação das atividades prestadas pelos Estados se os serviços locais canalizados se referem apenas a serviços de movimentação de gás via dutos que integram um sistema de distribuição, assim como não contempla as atividades de comercialização. Já há discussão para casos em tramitação no STF, tendo sua interpretação/jurisprudência ainda pendente.
- Abertura de Filial para Comercialização de Gás Natural nos Estados: permitir que os Estados sigam a regulamentação RANP 52/2011 e que as Agências Reguladoras estaduais não façam nenhuma exigência além das já solicitadas na regulação federal.

- Regulação e Fiscalização da Comercialização de Gás Natural: implementar *enforcement* quanto a competência federal sobre a atividade de comercialização de gás natural frente a regulamentação estadual.
- Classificação de Gasodutos de Transporte: estabelecer arcabouço regulatório para harmonizar a competência na classificação de gasodutos de transporte e de distribuição.
- Tributação em termelétricas a gás natural: ajustar a cobrança de ICMS no fornecimento de gás natural para térmicas e a exigência do estorno de créditos na venda interestadual de energia.
- Equiparação da tributação para movimentação de energia: a movimentação na energia elétrica é muito mais simples de ser executada e documentada, e deve-se buscar uma solução tributária semelhante para o gás natural.
- Exclusão do ICMS na movimentação do gás natural através dos gasodutos de transporte.
- Tributação no Ponto Virtual de Negociação (PVN): simplificar o arcabouço tributário nas operações do setor de gás natural. A meta deve ser para permitir a precificação do gás entre diversas contrapartes, aumentar o volume e a liquidez de transações referenciadas ao PVN e em todos os elos da cadeia.
- Uniformização de Alíquotas de ICMS entre os Estados.
- Tributação ao Longo da Cadeia de Gás Natural: adaptar e aperfeiçoar regras tributárias incidentes nas atividades de transporte, processamento, escoamento e comercialização.
- Incidência do ICMS: substituir Ajustes SINIEF por ajuste na Lei Kandir.
- Classificação tributária da operação com gás natural em gasodutos: estabelecer arcabouço tributário para excluir a movimentação de gás natural em gasodutos do âmbito de incidência do ICMS e ISS, de modo similar à movimentação da energia elétrica.
- Estabelecer convênios institucionais entre a ANP e os entes reguladores estaduais para minimizar conflitos legais e sobreposições entre as leis/regulações federais e estaduais.
- Dar incentivos aos Estados para que realizem, voluntariamente, modificações nos marcos legais que regem à questão à nível estadual, harmonizando-os aos princípios estabelecidos na Lei 14.134/2021 ('Lei do Gás').

Entretanto, apontou-se que, para a indústria consumidora de gás natural, os custos de distribuição não são os mais representativos, respondendo, em média, por algo em torno de 10-15%. Haveria mais ganhos de competitividade com a redução no custo da molécula do gás natural e o aumento do consumo que, por si só, geraria uma

ampliação no uso de todas as infraestruturas, melhorando o equilíbrio econômico, viabilizando a redução das tarifas de distribuição.

Há Estados em diferentes níveis de desenvolvimento do mercado, entretanto não é a harmonização de legislações o fator determinante para que o mercado seja mais competitivo e sim uma maior diversidade de agentes ofertando gás ao mercado.

Foi citado como exemplo de conflito entre as regulações estadual e federal o gasoduto denominado “Subida da Serra”, o qual pode ter impacto em detrimento do usuário/consumidor final e potencial objeto de litígio.

Questão 10 – Qual o percentual de aquisição do mercado livre no setor?

O percentual atual é baixo, sobretudo por não haver opções de suprimento, mas tem tendência de crescimento.

Conforme o último relatório do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), até novembro de 2022, os consumidores livres representavam 16% do consumo de gás natural. No primeiro semestre de 2023, os consumidores livres possuíam cerca de 35 contratos de compra e venda vigentes, cerca de quatro vezes superior ao início de 2020 e respondiam por aproximadamente 12% do consumo de gás no setor no período (jan/23 a maio/23). Em 2023, os volumes estão abaixo da média histórica, em função do menor despacho térmico das usinas a gás natural. A abertura do mercado na oferta de gás ainda está restrita à região Nordeste, região na qual o mercado livre corresponde a, aproximadamente, 25% da demanda total do setor.

O mercado livre de Gás Natural ainda não se concretizou, principalmente, por problemas da falta de opções de suprimento e deficiências na falta de oferta de redes de gasodutos de transportes impedem que este mercado efetivamente aconteça. A distribuidora local, pelo volume agregado, acaba tendo condições de negociação com mais vantagens em relação ao volume. As perspectivas, no entanto, são promissoras.

Questão 11 – Há avaliação de necessidade de estocagem?

A estocagem de gás poderia trazer flexibilidade ao sistema de gás natural. O tema foi objeto de estudo da Nota Técnica Estocagem Subterrânea de Gás Natural – Aspectos Gerais, Regulatórios, Estimativa de Custos e Simulação lançada pela EPE, em 2018.

A estocagem é presente em praticamente todos os países em que há um grau avançado de amadurecimento do mercado de gás. Ela é fundamental para, dentre outras funções, ajustar a oferta constante a demandas sazonais, para atendimento a demandas de pico, para balanceamento e até a otimização das redes de gás natural.

Trata-se de importante mecanismo de flexibilidade e segurança de fornecimento para o mercado de gás natural e poderia ser um instrumento para evitar a incorrência de penalidades aos consumidores. No entanto, a estocagem e seus custos devem ser remunerados por aqueles que demandam essa necessidade.

A estocagem de gás natural pode ser usada pelos novos agentes do setor para:

- Garantir a continuidade e segurança do suprimento: a estocagem permite a criação de reservas de gás natural que podem ser usadas em momentos de alta demanda ou interrupções no fornecimento;
- Garantir preços mais estáveis: a estocagem permite que agentes possam comprar gás em períodos de preços mais baixos e armazená-lo até que seja mais vantajoso usá-lo ou revendê-lo;
- Flexibilidade operacional e redução do risco: a estocagem ajuda a manter o equilíbrio diário entre a oferta e a demanda;
- Segurança energética: a existência de instalações de estocagem tipicamente reduz riscos de desabastecimentos, devido a situações inesperadas, proporcionando uma maior segurança energética a nível de país.

A estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) representa uma solução consolidada em países e continentes onde invernos rigorosos demandam um pico sazonal no fornecimento energético. Embora o Brasil não apresente essas mesmas características climáticas, é certo que poderia se beneficiar da flexibilidade proporcionada pela estocagem. A ESGN desempenha um papel crucial na garantia da segurança energética e estabilidade no abastecimento de gás natural.

Além disso, a opção de estocagem garante maior estabilidade nas flutuações de preços internos do gás uma vez que possibilita a produção do gás associado de maneira estável potencializando maior flexibilidade nos contratos, além de diminuir a dependência de importação de GNL em momentos de estiagem, crises, entre outros.

Questão 12 – O gás poderia ser substituído por outros combustíveis no setor? Quais os custos?

De modo geral, o gás natural é o insumo mais barato e limpo que a indústria tem disponível. Possui substitutos naturais tais como óleo combustível, energia elétrica, lenha, carvão, diesel, GLP entre outros. O gás natural, também, tem vantagens em termos de emissão de gases de efeito estufa em relação aos combustíveis alternativos.

Há um movimento de destruição de demanda de gás natural na busca de combustíveis que apresentam custos mais competitivos e maiores flexibilidades. Essas qualidades podem ainda se somar a agenda de descarbonização com algumas indústrias migrando especialmente para eletrificação e para a biomassa.

Uma opção que poderia ser avaliada, mas que ainda carece de escala para redução de custos, é a da substituição de gás natural por biogás/biometano. Quando falamos em novas energias, o gás natural pode ser substituído pelo hidrogênio, mas este, também, possui um custo consideravelmente maior.

Em algumas indústrias, o gás natural atua como um combustível de transição como, por exemplo, a siderurgia, na qual ele substituiu o consumo de carvão mineral e deve ser, futuramente, substituído por hidrogênio.

No entanto, sua substituição pode requerer desde pequenas adaptações até investimentos vultosos na modificação do processo industrial.

Questão 13 – Comentários e sugestões adicionais

Como comentários adicionais, foram apresentados:

- A importância da não alteração da Resolução nº 16/2008 da ANP, que está em processo de análise na ANP; caso as especificações sejam alteradas, uma parte considerável dos projetos do setor, em especial dos derivados de etano e propano, não se viabilizarão e pode haver um efeito negativo sobre as emissões de gases de efeito estufa que ocorrem nos processos;
- A importância de buscar novas alternativas de oferta de gás no próprio país, como o biogás (pré-sal caipira), gás *onshore* e gás não convencional (*shale gas*);
- Deve ser considerado o uso de insumos na ótica de transição energética para promover investimentos em soluções de baixo carbono, tais como, biogás e biometano;
- A necessidade de formulação de uma visão mais clara sobre a demanda para compatibilizar com a previsão de aumento de oferta;
- A necessidade de ampliar as informações sobre a demanda, inclusive a do mercado livre;
- A importância de focar em aspectos atinentes à defesa da concorrência e à repressão de abuso de posição dominante, consubstanciada em potenciais práticas randômicas de precificação, na adoção de mecanismos contratuais que impedem a migração de fornecedor, na verticalização da cadeia e nas estipulações de vigências contratuais de longo prazo, aspectos que impedem o livre desenvolvimento de um verdadeiro mercado livre, com multiplicidade de agentes ofertantes e redução dos preços/tarifas;
- A importância de determinações eficazes para mitigar práticas de *self-dealing*, falhas regulatórias decorrentes de assimetria informacional, a adoção de condutas discriminatórias com o fito de dificultar a migração de agentes ao mercado livre, obscuridade de acesso à informação de contratos e políticas de precificação;
- Ampliar a transparência e a criação de mecanismos que garantam robustez de abastecimento, como a figura do “agente supridor de última instância” e/ou a previsão de um usuário parcialmente livre, que contrata parte de seu fornecimento no mercado cativo, para incentivar o desenvolvimento do mercado livre;
- Retomada dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento;
- Retomada do COMPERJ como pólo petroquímico;
- Acesso a preços competitivos, com ações para corrigir as distorções e evitar a perda de investimentos e empregos para o Brasil e a desativação

de linhas de produção nacionais, que por sua vez são substituídas por importações;

- Maior investimento em uma equipe multidisciplinar para atuar junto a ANP, para a elaboração de um código de rede nacional de transporte de gás no Brasil com regras e tarifas claras e objetivas para todas as transportadoras;
- Enfrentamento do desafio da tributação do gás natural, no qual é necessário: adaptar e simplificar regras tributárias incidentes nas atividades de transporte, processamento, escoamento, comercialização e distribuição de gás natural, que poderão eliminar ou minimizar o efeito de acúmulo de créditos que oneram as atividades desse setor;
- Enfrentamento dos desafios referentes aos licenciamentos ambientais.