



GÁS PARA CRESCER

RELATÓRIO TÉCNICO

versão beta
out/2016



Ministério de
Minas e Energia



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Chefe da Assessoria Econômica

Marisete Fátima Dadald Pereira

Diretora de Programa

Agnes Maria de Aragão da Costa

Diretor de Programa

Igor Alexandre Walter

Assessora Especial - Comunicação Social

Flávia Pierry Bessa Lima

Assessor Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais

Ricardo Moura de Araújo Faria

Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios

Paulo Félix Gabardo

Diretor de Programa

Gilberto Hollauer

Diretora do Departamento de Gás Natural

Symone Christine de Santana Araújo

Coordenação Executiva

Aldo Barroso Cores Junior

Equipe Técnica: Breno Peixoto Cortez, Fernando Massaharu Matsumoto, Guilherme Silva de Godoi, Jaqueline Meneghel Rodrigues, João Daniel de A. Cascalho, Juliano Vilela Borges dos Santos, Matheus Batista Bodnar

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Superintendente de Estudos Econômicos Energéticos

Jeferson Borghetti Soares

Superintendente de Projetos de Geração

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Superintendente de Planejamento da Geração

Jorge Trinkenreich

Superintendente de Gás Natural e Biocombustíveis

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica: Andre Makishi, Camila de Araujo Ferraz, Carlos Augusto Goes Pacheco, Cláudia Maria Chagas Bonelli, Daniel Silva Moro, Gabriel da Silva Azevedo Jorge, Gabriel de Figueiredo da Costa, Glauccio Vinicius Ramalho Faria, Gustavo Naciff de Andrade, João Felipe Gonçalves de Oliveira, Jorge Gonçalves Bezerra Junior, Lucas José Falarz, Luis Fernando Priolli, Marcelo Ferreira Alfradique, Natalia Gonçalves de Moraes, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Renato Haddad Simões Machado, Sergio Luiz Scramin Junior, Thiago Ivanoski Teixeira

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Diretora-Geral

Magda Chambriard

Diretor

José Gutman

Diretor

Aurélio Cesar Nogueira Amaral

Diretor

Waldyr Martins Barroso

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Gás Natural

José Cesário Cecchi

Coordenação Executiva

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Equipe Técnica: Guilherme De Biasi Cordeiro, Leandro Mitraud Alves, Luciano de Gusmão Veloso, Marco Antônio Barbosa Fidelis, Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	4
CONTEXTUALIZAÇÃO.....	5
Breve Histórico	5
O mercado de gás natural no Brasil	6
O Papel da Petrobras no Mercado de Gás Natural no Brasil	10
A INICIATIVA GÁS PARA CRESCER	14
ANEXOS	21

INTRODUÇÃO

O presente relatório foi elaborado com o objetivo de oferecer subsídios técnicos para a consulta pública do documento “**Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil**”. Compreende uma contextualização que contém breve histórico, dados do mercado de gás no Brasil e ainda descreve o papel da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras no setor. Nesse cenário introduz a iniciativa Gás para Crescer, cujo objetivo é propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Estatal nesse setor.

Foram apensados ao relatório notas técnicas elaboradas pelo Núcleo Operacional, responsável pela consolidação de uma proposta de um novo desenho para o mercado de gás natural no Brasil, formado pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Essas notas, elaboradas de forma sintética, estão ordenadas em conformidade com as frentes de trabalho da iniciativa.

Releva destacar que as ações estão sendo executadas a partir de uma construção estratégica envolvendo os agentes da indústria do gás natural. Na figura a seguir estão listados, não de forma exaustiva, o conjunto de agentes públicos e privados, interessados nas discussões contidas na iniciativa. Com a grande maioria deles já houve interação direta e muitos já contribuíram de forma significativa com este documento.

Construção estratégica



⁽¹⁾ Agentes presentes nas duas oficinas de trabalho da iniciativa Gás para Crescer

CONTEXTUALIZAÇÃO

Breve Histórico

No Brasil, como em grande parte do mundo, a indústria de gás natural desenvolveu-se pela ação de uma grande companhia estatal. Criada em 1953, a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras foi a principal responsável pelo desenvolvimento desse mercado no país, na qual o gás natural chega a ocupar 13,5% de participação na matriz energética¹.

Desde sua fundação até o ano de 1995, a empresa deteve a exclusividade no exercício do monopólio da União para a pesquisa e a lavra de jazidas, refino, importação e exportação de hidrocarbonetos e transporte marítimo ou por meio conduto de petróleo e gás natural. Em 1995, por meio da Emenda Constitucional (EC) nº 9, o Congresso alterou o art. 177 da Constituição, permitindo à União a concessão dessas atividades a empresas estatais ou privadas. Conforme exposição de motivos da PEC nº 6/95, que veio a tornar-se a EC nº 9/95, tal medida permitiria *“a atração de capitais privados para determinadas atividades em que se requer a expansão dos investimentos em volume insuscetível de financiamento exclusivo por parte da Petrobras”*.

A flexibilização do monopólio da Petrobras, no entanto, somente foi implementada dois anos depois, com a publicação da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, denominada *“Lei do Petróleo”*. Essa Lei ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, estabeleceu os princípios e objetivos da política energética nacional, criou o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e estabeleceu normas a respeito da participação de outras empresas (além da Petrobras) nas atividades da indústria petrolífera².

Alguns anos mais tarde, a despeito dos avanços promovidos pela Lei do Petróleo, pouco se observava em termos de diversificação de agentes no setor de gás. Era clara na indústria a visão de que a referida Lei era insuficiente para tratar das especificidades dessa indústria, uma vez que dava ao gás tratamento de derivado de petróleo, e não de fonte primária de energia. Dessa forma, a partir de 2005³, foi realizado um amplo debate entre representantes do Congresso Nacional, do Governo Federal e da indústria do gás

¹ Dados do Balanço Energético Nacional (BEN) 2015. A participação do gás na matriz pode variar substancialmente em função do despacho termelétrico, uma vez que a demanda termelétrica responde por praticamente metade da demanda total de gás natural.

² ANP - Nota Técnica nº 013/2009-SCM – Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnico-Econômicos e Jurídicos

³ O Senado Federal encaminhou em 2005 o PLS 226/2005, do Senador Rodolpho Tourinho (PFL-BA), com um Projeto de *“Lei do Gás”*. Em sua exposição de motivos, o Senador justifica que *“A ausência de um marco legal adequado para o gás natural tem inibido investimentos na indústria e agravado a concentração do mercado na empresa estatal, na contramão da flexibilização do monopólio pretendida pela Constituição”*. Um ano depois, a Câmara dos Deputados também propôs dois Projetos de Lei, que foram unificados e tramitaram naquela Casa. São eles o PL 6666/2006, do Deputado Luciano Zica (PT-SP), e o PL 6676/2006, proposto pelo Ministério de Minas e Energia.

natural, que culminou na publicação da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, também conhecida como “Lei do Gás”. Essa Lei foi regulamentada no ano seguinte pelo Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010².

Atualmente, passados quase oito anos da publicação da Lei, e seis de sua regulamentação, nota-se que apesar dos avanços na legislação e na regulação, não se observa no Brasil uma ampliação significativa da participação de novos agentes na indústria do gás natural.

O mercado de gás natural no Brasil

De acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural⁴, publicado mensalmente com as informações recebidas de agentes da indústria e de órgãos governamentais, em 2015, conforme balanço de gás natural mostrado na Figura 1, a produção nacional de gás natural foi de 96,2 milhões de m³/dia, dos quais 52,2 milhões de m³/dia foram ofertados ao mercado. Essa oferta foi complementada com a importação de 32,5 milhões de m³/dia por meio de gasoduto e de 17,9 milhões de m³/dia por meio de regaseificação de GNL (gás natural liquefeito).

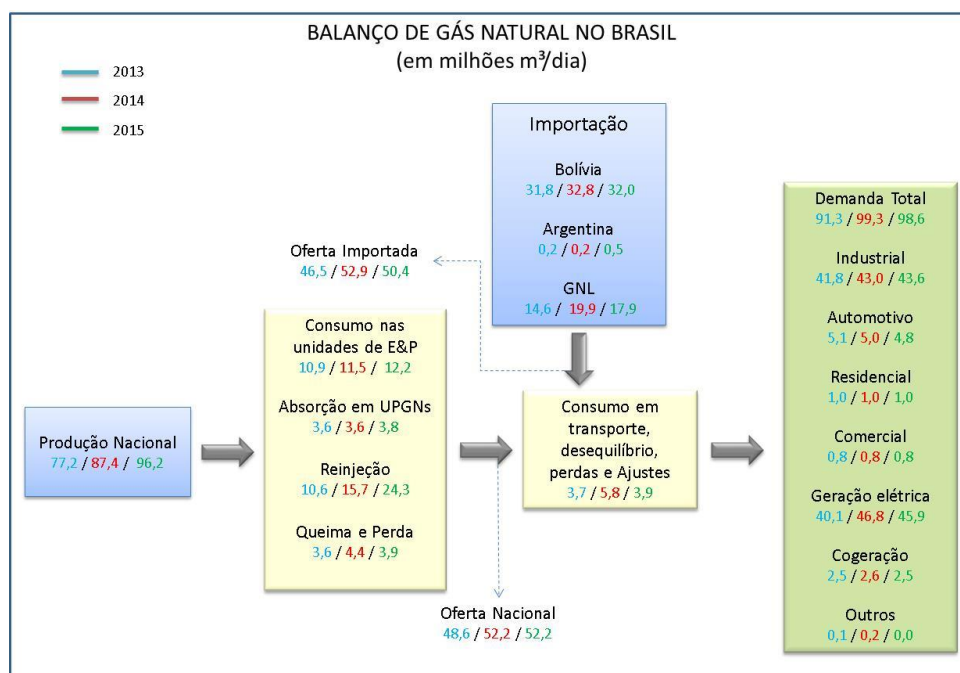


Figura 1 - Balanço de Gás Natural no Brasil

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

Pode-se destacar o aumento de 25% na produção nacional entre 2013 e 2015. No lado da demanda, evidencia-se a forte influência do setor elétrico brasileiro sobre o mercado de gás natural. Em 2014, período em que a crise hídrica foi mais intensa, a participação do segmento termelétrico no consumo médio de gás natural foi de 47 milhões de m³/dia,

⁴ O Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural é elaborado pelo Departamento de Gás Natural da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do Ministério de Minas e Energia e está disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes>.

quase a metade de todo o gás consumido no mercado nacional. Para efeitos de registro, em 2011, ano que registrou afluências acima da média histórica, a média do consumo no segmento termelétrico foi de cerca de 10 milhões de m³/dia.

A produção nacional vem crescendo nos últimos anos, como mostrado na Figura 2, tendo atingido 107,2 milhões de m³/dia em julho de 2016. O gráfico mostra a produção nacional de gás natural, da qual são subtraídos o consumo nas unidades de exploração e produção (E&P), reinjeção, absorção em unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e queima e perda, resultando na oferta de gás nacional para o mercado.

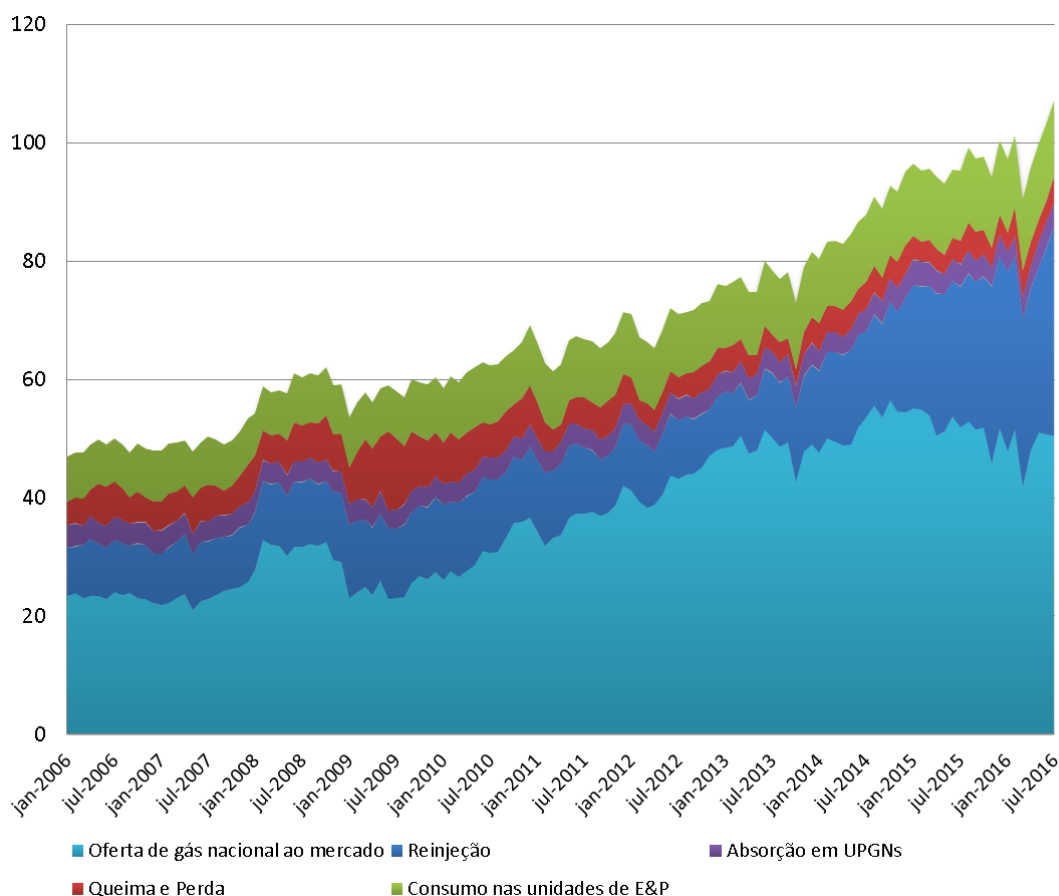


Figura 2 - Produção nacional de gás natural (milhões de m³/dia)
Fonte: Dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

A participação percentual de cada segmento de oferta ao mercado nacional em 2015 é apresentada na Figura 3 totalizando 102,6 milhões de m³/dia.

A demanda total de 2015, desprezadas as perdas e o consumo nos gasodutos de transporte, foi de 98,6 milhões de m³/dia. A participação percentual de cada segmento de consumo é apresentada na Figura 4. As distribuidoras locais de gás canalizado foram responsáveis por 78% dessa demanda total, o que evidencia o papel relevante do segmento de distribuição na indústria de gás natural do País. Hoje, existem 27 distribuidoras locais de gás canalizado em 24 Unidades da Federação.

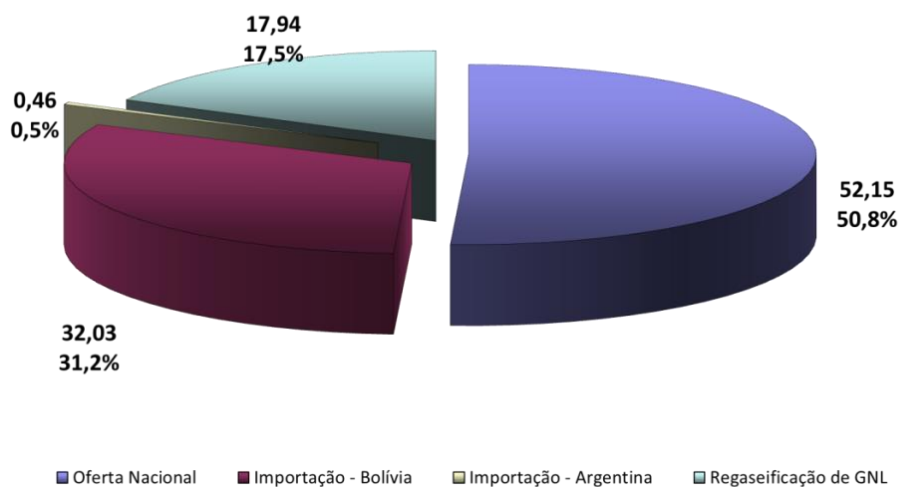


Figura 3 - Composição da oferta de gás natural – média de 2015 – volumes em milhões de m³/dia
Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – dezembro de 2015

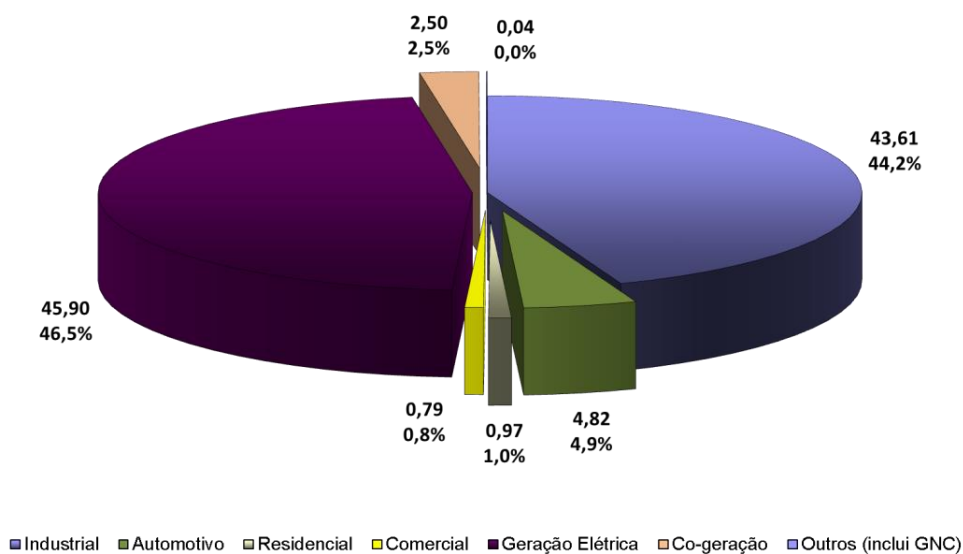


Figura 4 - Composição da demanda de gás natural em 2015 - volumes em milhões de m³/dia
Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – dezembro de 2015

Os preços de gás natural no Brasil são, predominantemente, indexados a cestas de óleos. É o caso dos contratos celebrados pela Petrobras com as distribuidoras locais de gás canalizado, nos quais os preços recebem trimestralmente reajustes a partir da variação do câmbio e da cotação de energéticos de referência. O gráfico abaixo mostra a evolução desde 2012 dos preços de gás natural no mercado nacional, comparativamente ao valor do óleo combustível, principal combustível concorrente no segmento industrial. Importante registrar que a Petrobras aplicou, entre 2012 e 2015, um desconto sobre o preço do gás natural dos contratos da Nova Política de Preços, como forma de manter sua competitividade frente aos energéticos concorrentes.

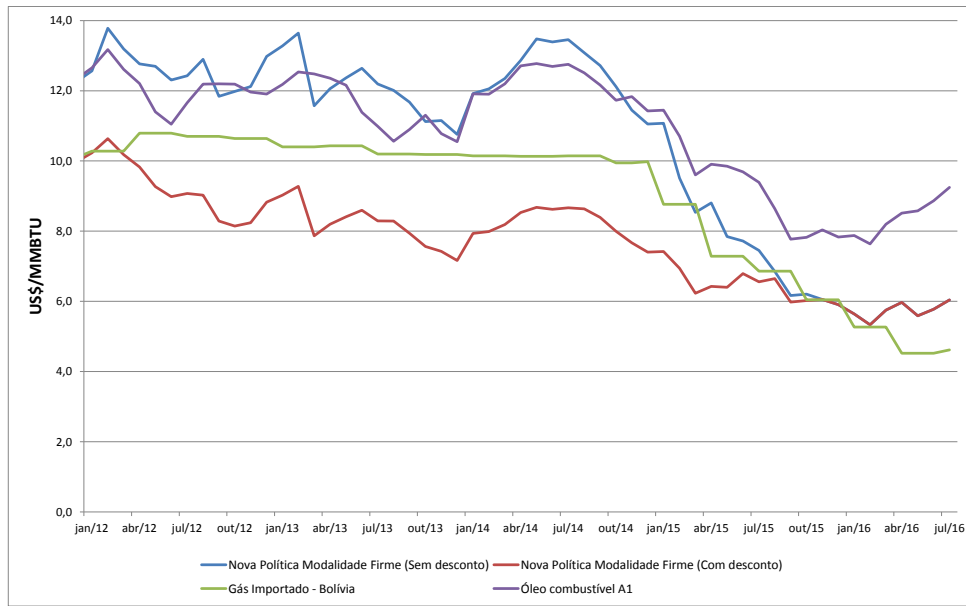


Figura 5 - Variação de preços de gás natural e do óleo combustível no mercado nacional
Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – julho de 2016

A extensão total da malha de transporte do País é de 9.409 km, cujo traçado é mostrado no mapa da Figura 6. Esse mapa mostra também outros gasodutos de transporte em estudo ou com processo de licenciamento ambiental iniciado antes da data de publicação da Lei do Gás. Outras instalações relevantes também são indicadas no mapa, como os terminais de regaseificação de GNL e as unidades de tratamento ou de processamento de gás natural.

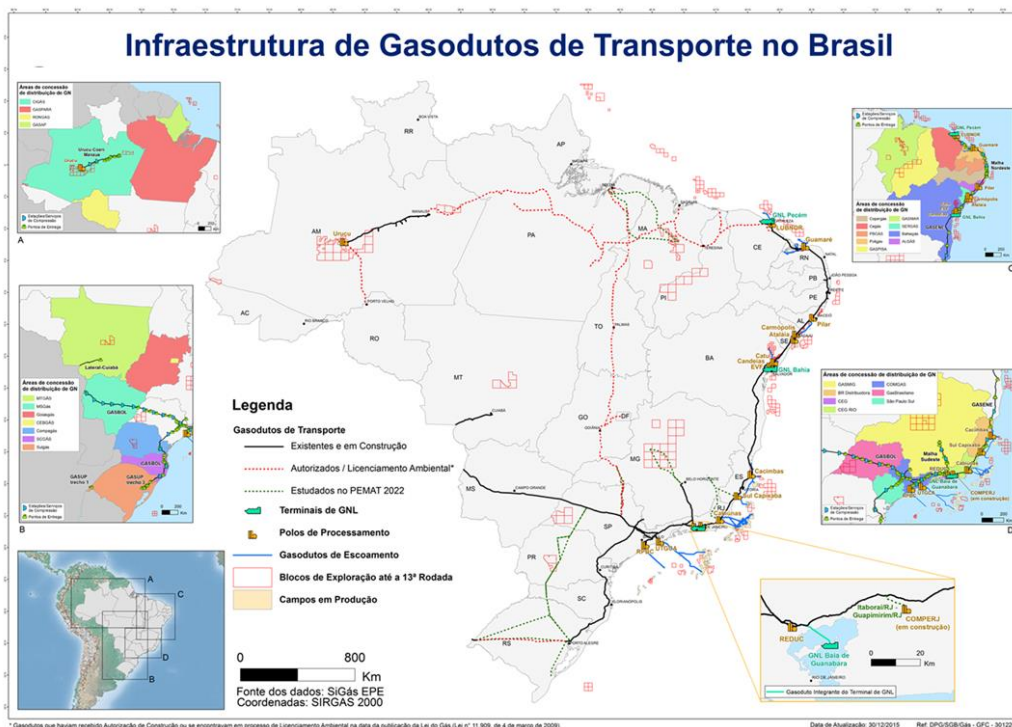


Figura 6 - Infraestrutura de gás natural
Fonte: EPE

O Papel da Petrobras no Mercado de Gás Natural no Brasil

A Petrobras responde por mais de 80% da produção nacional de gás natural. Em 2015, a participação da Estatal na produção nacional atingiu 78,1 milhões de m³/dia, que correspondem a 81,2% da produção nacional total. A Figura 7 mostra a participação de outras concessionárias na produção nacional de gás natural.

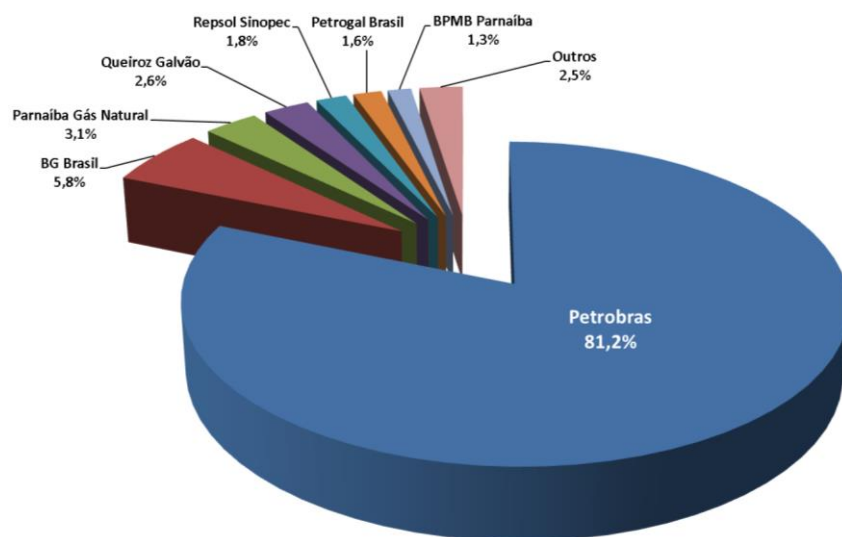


Figura 7 – Participação das concessionárias na produção nacional de gás natural
Fonte: Dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

Na oferta de gás nacional ao mercado, a Petrobras é praticamente a única supridora de gás natural. Isso ocorre porque, a despeito de existirem outros agentes produtores, eles, em geral, optam por vender o gás à Estatal, que, após seu escoamento e o devido processamento em UPGNs, oferta o produto ao mercado. As exceções são o Consórcio formado pela PGN (Parnaíba Gás Natural) e BPMB Parnaíba, na Bacia do Parnaíba, que destina os 4,3 milhões m³/dia (4,6% da oferta total em 2015) de gás produzido exclusivamente ao atendimento de usinas termelétricas na localidade; e a Panergy, na Bahia, que oferta cerca de 6 mil m³/dia de gás natural ao mercado (0,006% da oferta total em 2015).

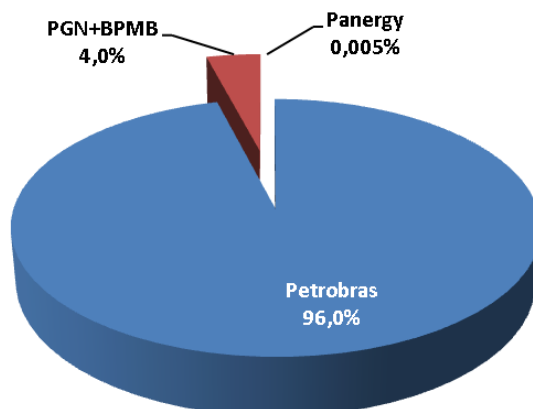


Figura 8 – Participação dos agentes na oferta total de gás natural ao mercado
Fonte: Dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

Na importação, a participação da Estatal alcança 99,1%, por gasoduto ou por gás natural liquefeito (GNL). A importação por meio do gasoduto Bolívia-Brasil em capacidade firme é 100% da Petrobras (32,0 milhões de m³/dia em 2015), embora possam existir carregadores com contratos de serviço de transporte interruptível. Outros importadores utilizam ainda os gasodutos Uruguaiana-Porto Alegre, trecho 1, e o Lateral Cuiabá, em volume bastante reduzido (cerca de 0,46 milhões de m³/dia em 2015). Quanto ao GNL, a Petrobras possui três terminais de regaseificação de GNL, sendo responsável por todo o volume importado de GNL do País.

Considerando a oferta nacional e a importação, a Petrobras respondeu por 94,9% da oferta total de gás natural ao mercado em 2015.

Vale ressaltar que a Petrobras detém participação em infraestrutura de escoamento *offshore* de gás natural, além de ser proprietária das unidades de processamento e dos terminais de regaseificação de GNL. Essas infraestruturas podem ser consideradas essenciais para o processo de concorrência (nas atividades potencialmente competitivas da cadeia) e por essa razão sobre elas pode ser aplicada a *essential facility doctrine*.

As atividades de processamento e de regaseificação de gás natural não são monopólios naturais e atualmente no Brasil podem ser acessadas por meio de negociação direta com o proprietário da UPGN ou do Terminal de Regaseificação. A negativa de acesso a esse tipo de instalação pode impactar na concorrência a montante da cadeia. Dessa forma, a *essential facilities doctrine* impõe aos titulares de instalações essenciais o dever de negociar com seus competidores. Seu princípio é de que a recusa de acesso pode constituir um abuso da posição dominante por parte do incumbente. Com base na defesa da concorrência, a *essential facilities doctrine* estabelece sob quais condições uma firma verticalmente integrada deveria ser obrigada a ofertar o bem ou serviço ao seu concorrente.

Em relação ao transporte de gás natural, a Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias Petrobras Logística de Gás S.A. e Transportadora Associada de Gás S.A (TAG), conforme mostra a Tabela 1, detém participação em 97% dos 9.409 km da malha dutoviária do País. Dentre as transportadoras existentes, a única que não possui participação da Petrobras é a GasOcidente (GasOcidente do Mato Grosso Ltda.). No caso da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), da qual a Brookfield Infrastructure Partners comprou recentemente 90% de participação societária, a Petrobras continua com participação de 10%.

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), subsidiária da Petrobras, opera 69% da extensão dos gasodutos. O restante da malha é operado pelas transportadoras TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.), TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gás) e GasOcidente.

Tabela 1 - Composição Acionária das Transportadoras

Transportadora	Participação Acionária	
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)	100%
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)	Petrobras Logística de Gás S.A.	51%
	BBPP Holdings Ltda.	29%
	YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda.	12%
	GTB-TBG Holding S.À.R.L.	8%
Nova Transportadora do Sudeste (NTS)	Brookfield Infrastructure Partners (BIP) ⁵	90%
	TAG	10%
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)	Petrobras Logística de Gás S.A.	25%
	TotalFinaElf	25%
	Ultrapar	20%
	Repsol YPF	15%
	Tecgás	15%
GasOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM)	Ashmore Energy International	100%

Fonte: ANP e fatos relevantes da Petrobras

A Petrobras é praticamente a única carregadora dos gasodutos de transporte do País e, ao mesmo tempo, controla a operação da quase totalidade desses. A exceção é a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás), que tem contratação de capacidade no gasoduto Uruguiana-Porto Alegre, no trecho 3 e eventualmente no trecho 1, e os carregadores que recentemente solicitaram acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil em capacidade ociosa, para movimentação de pequenos volumes de modo interruptível.

A Petrobras, diretamente ou por meio da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)⁶, possui participação em 20 das 27 distribuidoras estaduais. Da demanda total das distribuidoras, as com participação da Estatal respondem por 51,7% (média de 2015). Ao considerar somente o montante total de gás natural fornecido pela Petrobras às distribuidoras do País, aquelas com participação da Estatal respondem por 46,2% (neste caso, exclui-se a Companhia Maranhense de Gás - Gasmar, que adquire o gás natural produzido pelo Consórcio da PGN e BPMB Parnaíba).

⁵ Em Fato Relevante de 23 de setembro de 2016, a Petrobras comunicou a aprovação, pelo Conselho de Administração, da venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para a Brookfield Infrastructure Partners (BIP) e suas afiliadas, através de um Fundo de Investimento em Participações (FIP), cujos demais cotistas são British Columbia Investment Management Corporation (BCIMC), CIC Capital Corporation (subsidiária integral da China Investment Corporation - CIC) e GIC Private Limited (GIC). Ainda conforme o Fato Relevante, a conclusão da transação está sujeita à aprovação da Assembleia Geral da Petrobras e a determinadas condições precedentes usuais, incluindo a aprovação pelos órgãos reguladores competentes.

⁶ Em Fato Relevante de 28 de dezembro de 2015, a Petrobras informou a conclusão da operação de venda de participação de 49% da Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda (Mitsui-Gás). Portanto, a Petrobras permanece com 51% de participação na Gaspetro.

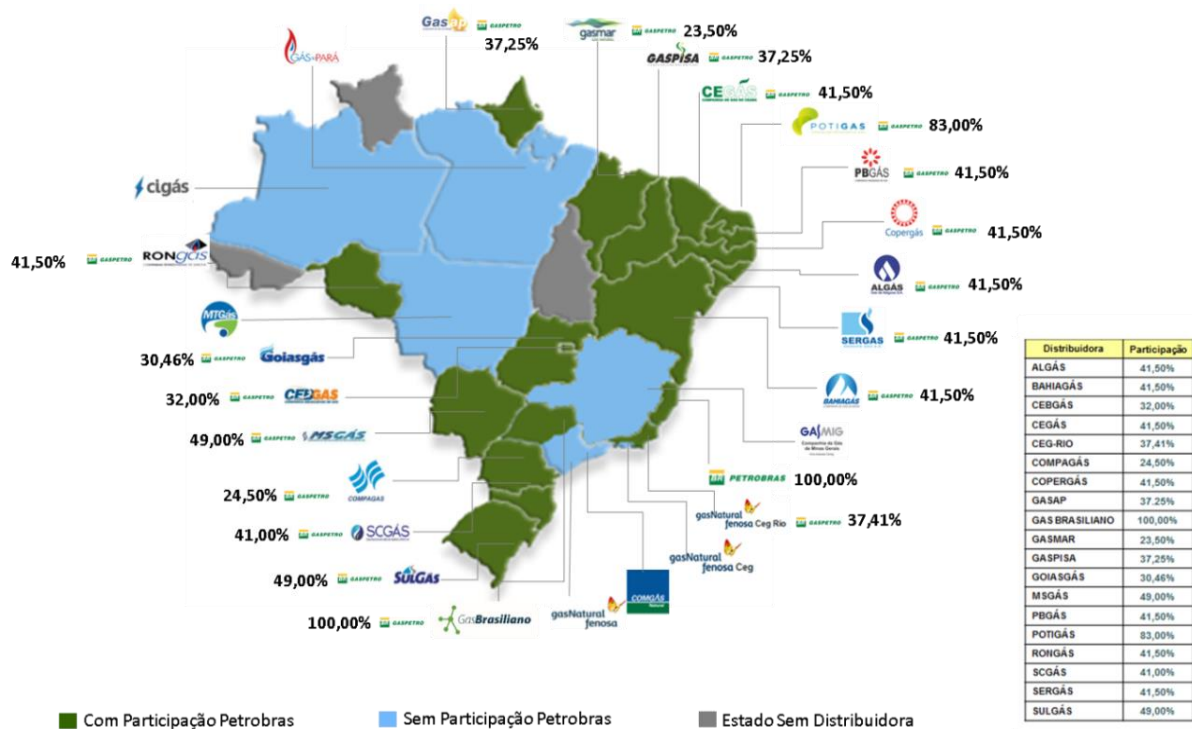


Figura 9 - Participação da Gaspetro e da Petrobras nas distribuidoras de gás natural
 Fonte: Petrobras

A Petrobras possui participação relevante também no consumo de gás natural. A Estatal é o sexto maior agente de geração de energia elétrica no País, com capacidade instalada de 6,24 GW⁷. Isso representa cerca de 48% da potência instalada de geração a partir do gás natural e 4,0% da capacidade instalada total de geração elétrica do País. Além do consumo de grandes volumes em termelétricas (26,0% da oferta total de gás), considerando a média de 2015, a Petrobras consumiu ainda cerca de 13,8% da oferta de gás natural do País em suas refinarias e fábricas de fertilizantes (Fafens), como autoprodutora e/ou autoimportadora, o que fez com que o total consumido atingisse 39,8% da oferta total. Releva comentar que foi assegurada às refinarias e Fafens existentes na data da publicação da Lei do Gás a manutenção dos regimes de consumo de gás natural, de modo que não há intermediação das distribuidoras estaduais.

Considerando esse contexto a Petrobras ocupa posição dominante em todos os elos da cadeia, como pode ser observada no gráfico abaixo:

⁷ Baseado em informações disponíveis no sítio eletrônico dos agentes de geração elétrica e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/GraficoDezMajoresPotencia.asp> - acesso em 29/09/2016).



Figura 10 - Participação da Petrobras na cadeia de gás natural em 2015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

Assim, o anúncio pela Estatal de que reduzirá sua participação na indústria de gás natural revela grandes oportunidades de investimentos. A visão de um mercado mais diverso, manifestada pelo legislador em sucessivas ocasiões desde a EC nº 9/95, há 21 anos, poderá se concretizar, não devido ao ingresso espontâneo e substantivo de novos agentes, mas à redução da participação do incumbente, a Petrobras.

Ao mesmo tempo em que traz uma série de oportunidades, o atual momento da indústria de gás natural impõe alguns desafios, que deverão endereçados propriamente para a manutenção de seu bom funcionamento no futuro próximo.

A INICIATIVA GÁS PARA CRESCER

Lançada pelo Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia Fernando Coelho Filho, em 24 de junho de 2016, a iniciativa Gás para Crescer, tem como objetivo propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse setor.

O que se pretende é lançar as bases para um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, e que contribua para o crescimento do País. As premissas dessa iniciativa compreendem adoção de boas práticas internacionais, aumento da competição, diversidade de agentes, maior dinamismo e acesso à informação, participação dos agentes do setor e respeito aos

contratos, de modo a construir um ambiente favorável à atração de investimentos, prioritariamente privados.

A execução das atividades, no âmbito dessa iniciativa, leva em conta uma discussão estratégica com os diversos agentes da indústria do gás natural no Brasil. Dessa forma, o objetivo principal desta iniciativa é consultar os agentes de mercado sobre suas opiniões em relação às principais ações deste programa. As ações são coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia, que forma, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o núcleo operacional, responsável pela consolidação de uma proposta que faça frente a esses desafios e servirá de base para discussões com os diversos agentes do setor.

A iniciativa é composta por um conjunto de dez frentes de trabalho, coordenadas pelo núcleo operacional formado pela ANP, EPE e MME, que resumem conjuntos temáticos objeto de discussão com agentes dos setores, público e privado, que representam os diversos segmentos da indústria do gás natural.

FRENTES DE TRABALHO

1. Comercialização de gás natural
 - 1.1. Competição na oferta
 - 1.2. Incentivo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade)
2. Tarifação por entradas e saídas
3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais (“essential facilities”)
4. Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal
5. Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural
6. Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural
7. Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem
8. Política de comercialização do gás natural da parcela da União nos contratos de Partilha
9. Desafios tributários
10. Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas

Uma síntese dos resultados dessas discussões pode ser encontrada a seguir, e nas notas técnicas em anexo à presente publicação.

1. Comercialização de gás natural, com ênfase na competição na oferta e no incentivo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade)

Cenário atual: O mercado de gás natural no País é caracterizado pela existência de um oligosônio na compra de gás natural no atacado, com um grande poder de decisão na

aquisição do gás concentrado em cinco agentes (entre eles a Petrobras) proprietários das 27 distribuidoras de gás natural. A Estatal é proprietária de ativos de consumo intensivo do energético, tais como termelétricas, refinarias e fafens, acentuando o grau de concentração do mercado consumidor. Pelo lado da oferta, a Petrobras é praticamente a única fornecedora de gás natural ao mercado.

Proposições: Adoção de medidas que possibilitem:

- implementação de medidas de estímulo a competição: implementação de medidas que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural, entre elas programas de *gas release* e limitação ao *self-dealing*, proporcionando a existência, em escala nacional, de múltiplos comercializadores, garantindo que os agentes de mercado efetivamente negociem contratos bilateralmente.
- estímulo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade): mecanismo de mitigação do risco da entrega física do gás natural, ao qual possam recorrer tanto produtores quanto consumidores de gás natural para assegurar o cumprimento dos contratos.

2. Tarifação por entradas e saídas

Cenário atual: No País são utilizados dois tipos de tarifação: por distância e postal. A tarifação por distância tem como principal atrativo a refletividade de custos, o que a torna preferível em gasodutos longos e unidirecionais, como por exemplo, o gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Esse tipo de tarifação tem o inconveniente de ser calculada quase que caso-a-caso, o que reduz a transparência do custo do transporte e dificulta o cálculo econômico por parte dos agentes do mercado. Adicionalmente, na medida em que a rede de transporte torna-se mais complexa e interconectada os fluxos físicos de gás na malha ocorrem em diferentes direções, o faz com que a tarifação por distância não reflita os reais custos do serviço de transporte. Já a tarifação postal se caracteriza pela cobrança uniforme de todos os usuários independentemente da distância ou localização deles na rede. Por não refletir exatamente o custo de transporte para o local de seu uso, esse método tem como característica subsidiar a movimentação do gás natural para os locais mais distantes das fontes de oferta, privilegiando a universalização do serviço em detrimento da emissão de sinais locacionais eficientes. No atual cenário, é conveniente analisar proposição de metodologia por entradas e saídas, que, além de refletir de maneira real os custos de transporte e permitir atratividade para novos investimentos, pode abrir espaço para viabilizar modelo com maior racionalidade tributária.

Proposição: Implantação de sistema tarifário de Entrada-Saída no transporte de gás natural: e sua relação com os incentivos à maximização do volume transportado pelos gasodutos, à luz da experiência internacional.

3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais para a concorrência (aplicação da *essential facilities doctrine*);

Cenário atual: A inexistência de compartilhamento de infraestruturas anteriores à malha de transporte é condição que limita a entrada de novos agentes na comercialização de gás natural, restringindo a competição e o acesso ao mercado. Evidência disso é fato de que a Petrobras, apesar de responder por 81% da produção nacional, adquire quase a totalidade da produção de agentes privados, sendo responsável por 99,8% da disponibilização da oferta nacional à malha de gasodutos de transporte. As atividades de processamento e de regaseificação de gás natural não são monopólios naturais, mas são essenciais para que haja concorrência a montante e a jusante na cadeia do gás. Atualmente no Brasil essas instalações de processamento e regaseificação podem ser acessadas por meio de negociação direta com o proprietário da UPGN ou do Terminal de Regaseificação. O marco legal vigente não obriga o acesso a essas instalações, mas não o proíbe, sendo o acesso, portanto, negociado entre as partes.

Proposição: Adoção de medidas que possibilitem:

- regulamentação do acesso de terceiros a UPGNs e terminais de regaseificação: aplicação da *essential facilities doctrine*. A negativa de acesso a esse tipo de instalação pode impactar na concorrência a montante da cadeia. Desta forma, a *essential facilities doctrine* impõe aos titulares de instalações essenciais o dever de negociar com seus competidores. Esta doutrina foi implantada pelos Estados Unidos da América. Sua origem é o caso *Terminal Railroad Combination*, de 1912. Seu princípio é de que a recusa de acesso pode constituir um abuso da posição dominante por parte do incumbente.
- regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento: medida que poderia contribuir para uma maior disponibilização de oferta de gás natural ao mercado. Tal medida visa incentivar a oferta do serviço de movimentação por parte de terceiros, o que pode segregar o risco na cadeia de valor do gás natural, além de permitir o compartilhamento dos custos de escoamento do gás natural entre os agentes da exploração e produção, potencialmente reduzindo o custo unitário de disponibilização do gás natural no mercado.

4. Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal

Cenário atual: O § 2º do art. 25 da Constituição Federal atribui aos Estados competência para explorar o serviço local de gás canalizado. Nesse sentido, verifica-se a necessidade de aperfeiçoamento e padronização dos marcos e das estruturas regulatórias dos Estados, pois o atual cenário gera incertezas jurídicas e o incremento de custos de transação.

Proposição: Adoção de medidas que visem o aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados por meio da adoção de melhores práticas regulatórias: legitimidade participação, transparência, *accountability*, autonomia, previsibilidade.

5. Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural

Cenário atual: O pleno desenvolvimento do mercado de gás natural tem sido inibido por uma série de fatores, entre eles: i) pouca transparência da metodologia de precificação do gás natural, bem como de seus energéticos substitutos; ii) baixa capilaridade da malha de distribuição; iii) mercado secundário pouco desenvolvido; e iv) incertezas relacionadas à tributação e ao *swap*.

Proposição: Estímulo à competitividade do gás natural frente a outros energéticos por meio da efetivação de mecanismos que fomentem o fornecimento de gás natural por novos ofertantes; bem como a transparência na formação dos preços e a coordenação do planejamento e da regulação em todas as etapas da cadeia de suprimento.

6. Harmonização entre os setores elétrico e de gás natural

Cenário atual: Devido à predominância da hidroeletricidade na sua matriz elétrica, o despacho termoelétrico é fortemente influenciado pelas condições hidrológicas e, por consequência, bastante variável, introduzindo igual variabilidade na demanda de gás natural para a geração térmica, bem como introduz ociosidade no sistema de transporte de gás. Isso impacta significativamente a capacidade de planejamento do setor e sua atratividade para novos investimentos. Se por um lado, a forte penetração de renováveis exigirá bastante flexibilidade operativa, por outro lado, a redução da capacidade de regularização na geração hidroelétrica deverá requerer expansão da capacidade de geração termelétrica de base, tornando imprescindível o planejamento coordenado da expansão de infraestrutura de geração de energia e de suprimento de combustíveis.

Proposição: Revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico: rediscussão sobre as penalidades do setor elétrico transferidas ao carregador em caso de falha no fornecimento de gás; revisão da exigência de demonstração imediata de lastro de gás para todo o período contratual no setor elétrico, que impõe barreira à entrada de projetos de térmicas a gás; possibilidade de que as usinas térmicas operem na base do sistema de geração elétrica, funcionando como âncora para os investimentos no setor.

7. Gestão independente integrada, planejamento e outorga do sistema de transporte e instalações de estocagem

Cenário atual: Atualmente a atividade de transporte de gás natural é exercida a partir de um arcabouço legal e regulatório que considera a movimentação por meio de gasodutos de transporte. Nesse sentido faz-se necessário uma mudança de paradigma na medida em que passará a ser considerada uma modelagem de sistema de transporte. Tal medida demandará a implantação de gestão independente integrada do sistema de transporte de gás natural. Adicionalmente, o atual modelo de planejamento e outorga para exploração das atividades de transporte de gás natural e de estocagem não oferecem sinais econômicos que propiciem a expansão das atividades, o que demandará a sua revisão.

Proposição: Adoção de medidas que possibilitem:

- promoção da independência comercial e operacional dos transportadores: não permitir que empresa de produção/comercialização ou outra a ela relacionada assuma a tarefa de operação de qualquer duto de transporte, favorecendo o acesso não discriminatório, a transparência e a alocação eficiente de capacidade. Inibir práticas oportunistas que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural.
- instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), composto pela malha existente de gasodutos de transporte e expansões futuras, instalações de armazenamento e estocagem de gás natural.
- implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN, que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do STGN e à transparência das informações de capacidade e utilização do sistema.
- implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte: esse modelo permite a contratação separada de capacidades de entrada ou de saída e a comercialização de gás de forma independente de sua localização na rede, o que aumenta o número de agentes aptos a negociar entre si e favorece a formação de mercados secundários e a competição na oferta.
- aumento da transparência, com a disponibilização de informações atuais, fidedignas e de fácil acesso, especialmente em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros.
- busca pela redução de custos de transação da cadeia de gás natural, por meio da disponibilização de ferramentas eletrônicas, padronização de contratos e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor.
- formação de pontos virtuais ou físicos de negociação (*hubs*) de gás natural: desenvolvimento de hubs de negociação, de modo a facilitar a comercialização do gás natural.
- criação de mercado secundário de gás natural: mecanismo de mitigação do risco da entrega física do gás natural, ao qual possam recorrer tanto produtores quanto consumidores de gás natural para assegurar o cumprimento dos contratos.
- revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que deverá considerar as instalações de armazenamento e estocagem.
- revisar o modelo de planejamento e outorga para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural.
- estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural: a existência de instalações de estocagem de gás natural permite, entre outras, reduzir a exposição ao risco de suprimentos, distribuidoras e consumidores, incentivar a atuação de

comercializadores e melhorar a capacidade do mercado de lidar com situações de contingência.

8. Política de comercialização do gás natural da parcela da União nos contratos de Partilha

Cenário atual: O aproveitamento do gás natural da União, proveniente dos contratos de partilha da produção, é instrumento de política pública para o desenvolvimento do mercado de gás natural. Vislumbra-se a implementação da política de comercialização em duas fases, sendo a primeira uma política transitória com período de duração de 30 meses, destinada ao prospecto de Libra e as áreas unitizáveis, que servirá de base para construção de modelo de longo prazo.

Proposição: Elaboração de resoluções do CNPE para a política de transição e a política de longo prazo. No caso da política de transição deverão ser consideradas as seguintes diretrizes: i) prioridade de abastecimento do mercado nacional; ii) adoção de referências paramétricas típicas de mercado; iii) minimização dos riscos da União associados à atividade de comercialização; e iv) autonomia do agente comercializador.

9. Desafios tributários

Cenário atual: O sistema tributário vigente não atende a especificidades inerentes ao gás natural, como a característica de ser um bem fungível e ser movimentado em fluxo contínuo e permanente. Dessa forma, é exigido, para fins tributários, o casamento entre os fluxos contratual e físico, ocasionando ineficiência ao sistema e impondo dificuldades para a implementação da troca operacional de gás natural ou mesmo a entrada de novos carregadores na malha de transporte.

Proposição: Adequação e modernização das regras tributárias no cenário de múltiplos agentes, considerando as questões referentes ao transporte de gás natural, ao compartilhamento de infraestrutura de regaseificação e de cargas de GNL e às operações interestaduais e de importação.

10. Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas

Cenário atual: Em razão do programa de desinvestimento da Petrobras poderão ocorrer duas alterações importantes ao mercado de gás natural: i) deixará de desempenhar o papel de ofertante incumbente, se desobrigando de suprir a expansão da demanda futura; ii) terá redução em sua própria demanda, uma vez que sairá parcialmente do mercado de geração termelétrica. A revisão da necessidade de oferta firme de gás boliviano por parte da empresa se torna, portanto, necessária, sobretudo em um cenário futuro de expansão de oferta de gás nacional, aliada à capacidade de importação flexível via GNL.

Proposição: Coordenar as atividades e fomentar a interação e coordenação dos agentes eventualmente interessados na contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas. O

tema está sendo tratado no âmbito do Comitê Técnico Bilateral Brasil – Bolívia, ou em outros fóruns conforme o caso.

ANEXOS

As Notas Técnicas elaboradas pelo Núcleo Operacional estão ordenadas em conformidade com as frentes de trabalho da Iniciativa listadas no corpo do Relatório Técnico. Releva destacar que as frentes de trabalho que tratam do estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal e do incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural foram condensadas em um único documento. Ademais, não há anexo para a frente de trabalho referente ao apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas.

ANEXO 1. Comercialização de gás natural

ANEXO 2. Tarifação por entradas e saídas

ANEXO 3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais (“essential facilities”)

ANEXO 4. Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal e incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural

ANEXO 5. Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural

ANEXO 6. Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem

ANEXO 7. Política de comercialização do gás da Partilha

ANEXO 8. Desafios tributários
