

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

O MERCADO DE GÁS NATURAL E A GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Termelétricas a gás natural desempenham um papel importante no setor elétrico ao suprir energia elétrica nos momentos, quantidades e locais de que o sistema mais precisa com alta confiabilidade.

A inserção de termelétricas a gás natural no setor elétrico depende, no entanto, da disponibilidade do combustível. Embora a perspectiva de ampliação da oferta de gás natural no Brasil seja promissora, o mercado de gás natural ainda é muito incipiente e há uma série de entraves que precisam ser superados para permitir um melhor aproveitamento desse insumo – tanto para geração elétrica quanto para outros fins.

Um mercado de gás natural robusto e eficiente não é algo que se constrói da noite para o dia, mas se almejamos algum dia ter um mercado competitivo é preciso promover as mudanças necessárias para que ele possa florescer.

Embora a Petrobras tenha desempenhado um papel fundamental no desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil, ampliando a oferta e construindo quase toda infraestrutura de processamento e transporte existente, é absolutamente necessário engajar novos agentes no setor para que seja possível desenvolver um mercado de gás natural competitivo.

Esse *White Paper* examina algumas das principais questões que vêm prejudicando o desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil, e aponta caminhos para fomentar a entrada de novos agentes a fim de acirrar a concorrência e proporcionar mais flexibilidade tanto do lado da oferta quanto da demanda de gás natural.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo.”

(José de Alencar, escritor brasileiro, 1829-1877)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	2	4.1.1 Promover a prospecção e exploração de gás natural.....	24
2 A TERMELETRICIDADE NA MATRIZ ELÉTRICA	3	4.1.2 Remover as barreiras à exploração não convencional	25
2.1 Reflexões sobre a evolução da geração no Brasil.....	3	4.1.3 Facilitar o escoamento de gás natural	26
2.2 Atributos desejáveis de novas usinas	4	4.2 Fomentar a concorrência na oferta de gás natural.....	26
2.3 As perspectivas para as termelétricas a gás natural.....	4	4.2.1 Promover a entrada de novos agentes.....	26
2.3.1 Ampliação da oferta de gás natural no Brasil	5	4.2.2 Viabilizar o livre acesso e a troca operacional (<i>swap</i>)	27
2.3.2 Potencial produtivo da exploração não convencional.....	7	4.2.3 Implementar a desverticalização e a regulamentação da comercialização.....	29
2.3.3 Evolução do mercado de Gás Natural Liquefeito	8	4.3 Flexibilizar a oferta e demanda	32
2.3.4 Entraves para inserção de gás natural na matriz elétrica	9	4.3.1 Facilitar a comercialização de GNL	32
3 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	11	4.3.2 Promover a oferta de serviços de armazenamento	32
3.1 Panorama da produção e consumo de gás natural.....	11	4.4 Promover a desindexação do gás natural ao petróleo	33
3.2 A estrutura do setor	13	4.5 Incentivar a inserção de termelétricas a gás natural	35
3.3 O marco regulatório	16	4.5.1 Aprimorar a sistemática de leilões de energia	35
3.4 Exploração não convencional	20	4.5.2 Alterar a forma de comprovação de reservas	35
3.5 Perspectiva futura.....	23	5 CONCLUSÕES	37
4 POLÍTICAS PARA PROMOVER TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL.....	24	REFERÊNCIAS.....	38
4.1 Ampliar a oferta de gás natural.....	24		

1 INTRODUÇÃO

O gás natural deve assumir um papel cada vez mais relevante na matriz energética mundial, sendo que a *International Energy Agency (IEA)* já cunhou as duas próximas décadas como a “Era Dourada do Gás” (IEA, 2011). As estimativas mais recentes da IEA indicam que em 2030 a parcela do gás natural na matriz energética global atingirá a mesma ordem de grandeza das atuais fontes dominantes (petróleo e carvão mineral).

O gás natural vem sendo utilizado em diferentes países desde o século XIX. Apenas recentemente, entretanto, essa fonte de energia passou a desempenhar um papel de destaque na matriz energética mundial. O ganho de proeminência do gás natural deve-se a fatores relacionados tanto à sua demanda quanto à sua oferta.

Pelo lado da demanda, destaca-se o desenvolvimento e a massificação de tecnologias desenvolvidas nas últimas décadas que ampliaram a utilidade do gás natural. No setor elétrico, o desenvolvimento das turbinas de combustão a gás para geração termelétrica e das termelétricas a ciclo combinado foram instrumentais para elevar a demanda de gás natural.

A demanda por gás natural também vem sendo impulsionada pelo seu uso como substituto de outros combustíveis fósseis mais poluentes – como o carvão mineral e o óleo combustível – com o objetivo de mitigar, principalmente, a emissão de gases de efeito estufa à medida que as preocupações com os efeitos climáticos foram ganhando proeminência.

Pelo lado da oferta, destaca-se a evolução da infraestrutura de transporte e estocagem de gás natural, processo que foi responsável pela ampliação de sua disponibilidade no mercado a preços competitivos. Embora houvesse conhecimento de amplas reservas de gás natural há anos, muitas delas só passaram a ser exploradas quando o mercado potencial atingiu escala suficiente para viabilizar os investimentos em infraestrutura de transporte e armazenamento.

O advento da tecnologia de liquefação e regaseificação do gás natural, em especial, proporcionou mais versatilidade a este mercado ao viabilizar a comercialização de gás a grandes distâncias e para diferentes destinações.

A oferta de gás natural também vem sendo impulsionada pela exploração de reservas não convencionais. O desenvolvimento de um conjunto de novas técnicas tem permitido a exploração de reservas que previamente eram consideradas tecnicamente inviáveis, o que tem ampliado substancialmente o volume de reservas recuperáveis.

Este cenário, tal como descrito acima, ensejaria grandes expectativas quanto à possibilidade de expansão do uso de gás natural a preços competitivos para geração elétrica. Apesar disso, a inserção de novas termelétricas a gás natural no Brasil tem enfrentado grandes dificuldades nos últimos anos.

Nesse *White Paper* busca-se expor quais são os entraves que impedem um melhor aproveitamento do gás natural na matriz energética brasileira e apontar medidas que poderiam ser adotadas para promover o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, especialmente para fins de geração elétrica.

O *White Paper* está dividido em cinco seções. Nessa primeira seção apresenta-se a motivação para sua elaboração. Na segunda são analisadas as razões pelas quais a implantação de novas termelétricas a gás natural é tão importante para o setor elétrico. Na terceira seção discute-se um panorama do setor de gás natural, apontando-se os principais desafios que precisam ser superados. Na quarta seção são recomendadas propostas de políticas públicas para o desenvolvimento do mercado de gás natural e para a promoção de termelétricas a gás natural. A quinta apresenta as conclusões do estudo.

2 A TERMELETRICIDADE NA MATRIZ ELÉTRICA

2.1 REFLEXÕES SOBRE A EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO NO BRASIL

Olhando para o futuro do setor elétrico verifica-se que a maior parte da capacidade de geração adicionada ao sistema está localizada em regiões distantes dos grandes centros que apresentam o maior crescimento da demanda.

Essa tendência implica que há um crescente desbalanceamento entre a oferta e demanda de energia elétrica em determinadas regiões do país, com destaque para as regiões Sudeste e Sul, que terão que recorrer à energia advinda de geradores cada vez mais distantes. Isso faz com que a geração de eletricidade próxima aos centros do consumo torne-se cada vez mais valorizada em função:

- dos benefícios para a confiabilidade da rede;
- das economias relacionadas aos investimentos evitados em ampliações e reforços da rede de transmissão; e
- da redução de perdas.

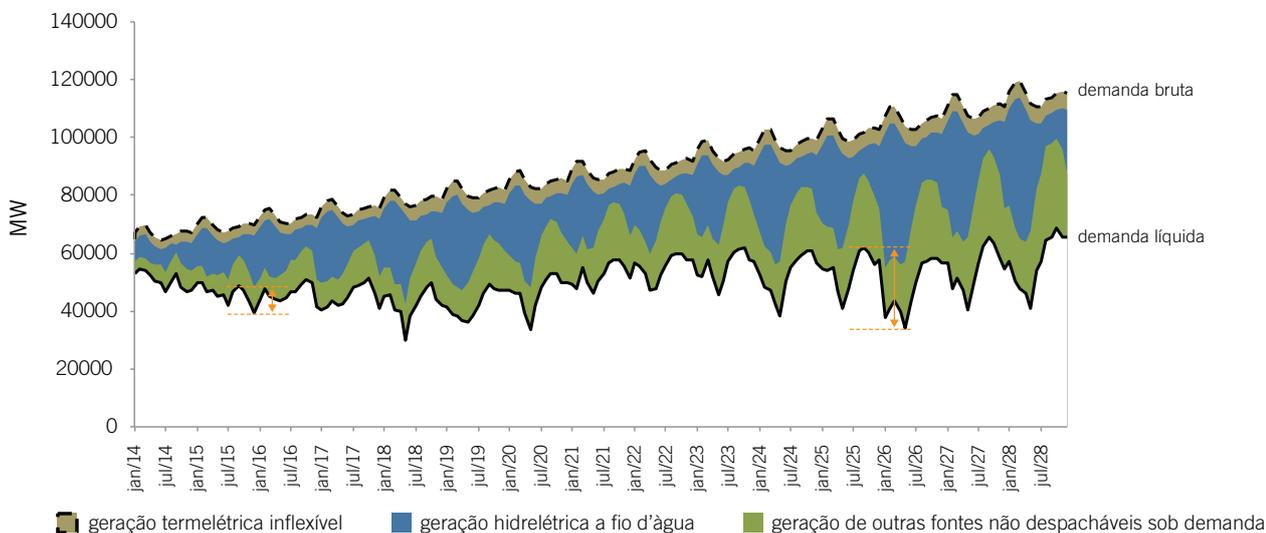
A Figura 1 apresenta a demanda prevista por energia elétrica nos próximos anos no Brasil com base nas projeções contidas no *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024)*. A **demanda bruta** de energia, indicada pela linha pontilhada, é a demanda total por energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. A **demanda líquida** de energia elétrica, indicada pela linha sólida, representa a demanda que precisa ser atendida pelos geradores “despacháveis sob demanda”, isto é, os geradores que são acionados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A demanda líquida é obtida subtraindo-se a energia suprida de:

- termelétricas “inflexíveis” (restrição de geração mínima, declarada pelo agente);
- hidrelétricas a fio d’água (sem capacidade de regularização sazonal); e
- demais fontes não controladas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (eólicas, termelétricas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas...).

Observa-se que a demanda líquida apresenta uma tendência de ampliação da variação sazonal cada vez mais acentuada, com a demanda máxima ocorrendo no período seco de cada ano (entre maio e outubro). Essa crescente variação decorre principalmente da crescente inserção de hidrelétricas a fio d’água.

Figura 1: Demanda bruta e líquida de energia



Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Além disso, uma parcela crescente da geração advém de fontes intermitentes – tais como a eólica e a fotovoltaica – que podem apresentar grandes variações na oferta ao longo do dia e da semana. Isso significa que o sistema elétrico irá necessitar cada vez mais de geração despachável sob demanda, com capacidade de acionamento rápido.

Outra questão pertinente ao se pensar a futura matriz elétrica é a incerteza quanto ao comportamento hidrológico. As vazões afluentes que chegam às hidrelétricas podem vir a apresentar um comportamento futuro muito diferente do que foi registrado no passado devido a:

- mudanças climáticas em nível global;
- alterações no uso do solo (tais como o desmatamento e a urbanização, que podem não apenas alterar os padrões de drenagem, mas também afetar o microclima); e
- crescentes usos consultivos das águas dos rios.

A configuração descrita acima introduz uma nova dimensão de risco à geração hidrelétrica – que atualmente não é contemplada nos modelos computacionais utilizados para balizar a expansão e operação do sistema – que poderá provocar mudanças substanciais nos próximos anos.

Finalmente, destaca-se a incerteza quanto à demanda. Embora o consumo de energia seja relativamente estável se comparado ao da maioria dos bens e serviços, as projeções futuras de demanda por energia elétrica estão sujeitas a variações de magnitudes substanciais quando se leva em conta a antecedência com a qual as decisões de investimento na expansão precisam ser tomadas. As decisões de investimento tipicamente precisam ser tomadas com cerca de cinco anos de antecedência, período durante o qual pode haver mudanças relevantes no cenário de crescimento econômico do país.

2.2 ATRIBUTOS DESEJÁVEIS DE NOVAS USINAS

O relato desenvolvido na seção anterior sobre as mudanças na matriz elétrica ressalta pontos de atenção para o planejamento futuro da expansão do parque gerador.

Com base nesses pontos é possível afirmar que certos atributos das usinas de geração tornar-se-ão cada vez mais importantes para o sistema nos próximos anos, dentre os quais:

1. localização próxima às áreas de maior crescimento da carga;
2. possibilidade de suprir energia nos períodos em que o sistema mais precisa;
3. capacidade de modulação diária (acionamento rápido);
4. independência das condições climáticas;
5. baixo impacto ambiental; e
6. prazo curto de implantação.

As termelétricas a gás natural atendem a todos os atributos da lista acima, o que as torna candidatas naturais para desempenhar um importante papel no setor elétrico nos próximos anos.

2.3 AS PERSPECTIVAS PARA AS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL

A crescente demanda por gás natural no setor elétrico decorre principalmente de inovações tecnológicas na geração termelétrica a partir desse combustível.

Uma dessas inovações foi o desenvolvimento das usinas a **turbinas de combustão**, nas quais um compressor é acoplado à câmara de combustão para promover a combustão em alta pressão. Trata-se da mesma tecnologia dos jatos de aviões. A vantagem dessa tecnologia é o acionamento rápido e eficiente em unidades de escala reduzida, o que permite a construção de usinas compostas de múltiplos geradores, que por sua vez propiciam a modulação da produção de energia elétrica conforme as necessidades do sistema.

Outra inovação foi o desenvolvimento das **usinas a ciclo combinado**, tecnologia que proporcionou elevação substancial da eficiência termodinâmica das termelétricas. As usinas de ciclo combinado tipicamente consistem do acoplamento de turbinas de combustão (ciclo Brayton) a uma caldeira de recuperação de calor para geração de energia elétrica adicional por meio de uma turbina a vapor (ciclo Rankine). Com isso consegue-se aumentar a produtividade do gás natural na geração elétrica, reduzir o custo de geração e minimizar as emissões de gases poluentes.

2.3.1 AMPLIAÇÃO DA OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Nos últimos anos o Brasil apresentou forte crescimento na oferta de petróleo e gás, sendo que a expectativa é de que a expansão continue nos próximos anos.

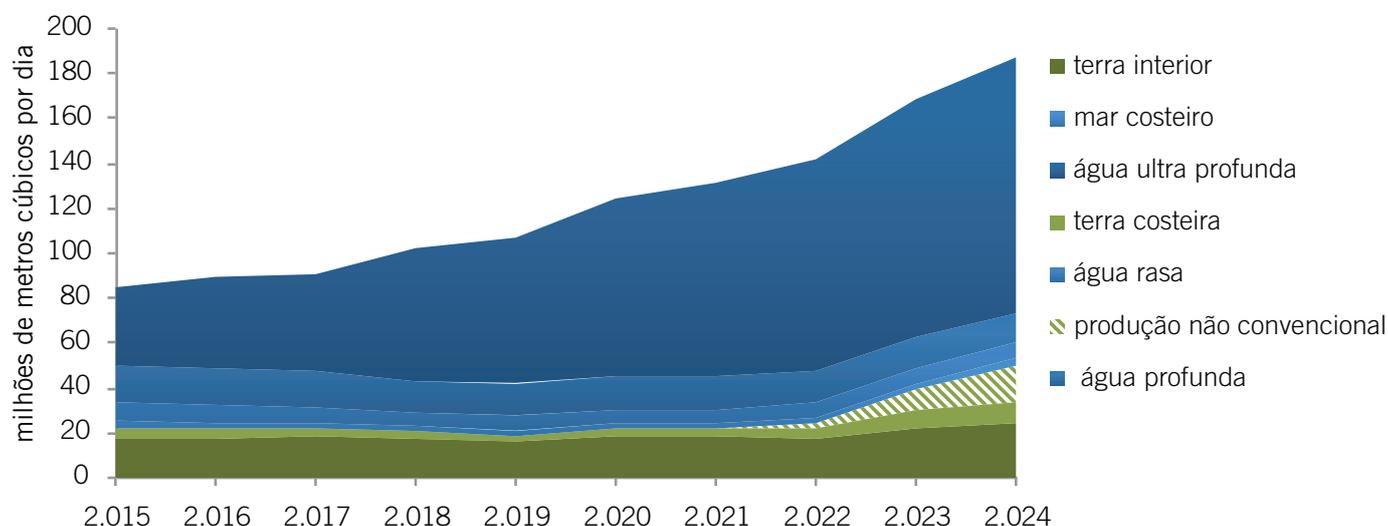
A expansão passada foi impulsionada principalmente pela adoção do regime de concessões estabelecido pela **Lei 9.478**, de 1997, que abriu o setor para outras empresas (além da Petrobras), e que passou a promover a exploração e produção por meio de rodadas de licitações de blocos de exploração.

A perspectiva de vigorosa expansão foi impulsionada não só pelas descobertas resultantes de licitações passadas, que ampliaram a perspectiva de reservas, mas também pela elevação do preço internacional do petróleo, fenômeno que passou a viabilizar a exploração de reservas que seriam economicamente inviáveis a preços mais baixos. No entanto, esse fenômeno tem sido revertido desde meados de 2014, momento a partir do qual os preços do petróleo passaram a apresentar tendência de queda.

Outro fator que tem contribuído para a perspectiva de ampliação da produção futura de gás natural no Brasil é a onda de recentes inovações tecnológicas que viabilizaram a exploração de reservas que anteriormente eram consideradas tecnicamente inviáveis. A combinação de técnicas utilizadas nessa “exploração não convencional” é descrita na seção “2.3.2 Potencial produtivo da exploração não convencional”.

Segundo o *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – PDE 2024 (EPE 2015)*, nos próximos dez anos a produção bruta de gás natural deverá dobrar de 84,9 em 2015 para 171,7 milhões de metros cúbicos diários (Mm³/d) em 2024.

Figura 2: Produção bruta potencial nacional de gás natural



A maior parte da oferta adicional, segundo os prognósticos oficiais, advirá de reservas em “águas ultraprofundas”, nas quais o leito do mar está a mais de 1.500 metros abaixo da superfície (i.e. cota batimétrica¹). A produção advinda dessas áreas deverá crescer em 231%, passando a responder por dois terços da produção bruta de gás natural, enquanto a produção nas demais áreas marítimas deverá diminuir. A produção em terra também deverá crescer substancialmente: o crescimento previsto é de 116% em “terras costeiras” e de 43% em “terras do interior”.

Além disso, nos últimos três anos do horizonte de planejamento do *PDE 2024* prevê-se o início da produção não convencional, contribuindo com 16,0 Mm³/d adicionais até 2024. Essa produção é esperada principalmente pela exploração em áreas de formações fechadas e de folhelho betuminoso (*shale gas*) nas Bacias de São Francisco, Parnaíba e Recôncavo.

A maior parte da produção adicional será de gás associado² à produção de petróleo, o que significa que sua produção será pautada primordialmente pelo mercado dos derivados do petróleo. A previsão contida no *PDE 2024* é de que a participação da produção de gás não associado deva cair de 30% para cerca de 13% da produção nacional.

As previsões correntes da expansão do gás natural são mais conservadoras que as realizadas em anos anteriores, em parte por causa de atrasos na expansão, e em parte devido à crescente reinjeção de gás natural na exploração nas Bacias de Campos e Santos (vide discussão na seção “3.1 Panorama da produção e consumo de gás natural”).

Ainda assim, há a expectativa de que a produção líquida de gás natural cresça 86%: de 53,3 em 2015 para 99,2 Mm³/d em 2024, sendo que essa previsão desconsidera a produção não convencional que poderia agregar uma quantia adicional substancial.³

Além disso, a Petrobras dispõe de três terminais de regaseificação – Baía de Guanabara (RJ), Pecém (CE) e TRBA (BA) – que possibilitam a importação de até 41 Mm³/d na forma de Gás Natural Liquefeito.

Há ainda três outros terminais de regaseificação a serem adicionados nos próximos anos. Dois terminais devem ser construídos pela empresa Excelerate⁴ até 2019: um localizado no porto Rio Grande (RS), com capacidade de 19,5 Mm³/d, e outro no porto de Suape (PE), com capacidade de 14 Mm³/d. Os dois terminais já estão comprometidos com o suprimento de duas termelétricas a gás natural a serem construídas pelo grupo Bolognesi: a Termelétrica Rio Grande (RS) e a Termelétrica Novo Tempo (PE), ambas contratadas no Leilão A-5 realizado em 28 de novembro de 2014. O terceiro terminal de regaseificação é o de Sergipe, a ser construído pela Genpower, cuja capacidade é de 14 Mm³/d e que deve entrar em operação em 2020 para atender à demanda da Termelétrica Porto Sergipe I, contratada no Leilão A-5 realizado em 30 de abril de 2015.

No *PDE 2024* considerou-se apenas os 19,5 Mm³/d do terminal de regaseificação de Rio Grande, pois esse possui projeto para conexão à malha integrada de gasodutos, já tendo submetido requerimento de construção de gasoduto de transporte ao Ministério de Minas e Energia conforme procedimento previsto na **Portaria MME 94/2012**. Da capacidade total deste terminal de regaseificação, 5,9 Mm³/d estão comprometidos com o suprimento da Termelétrica Rio Grande, o que significa que restarão 13,6 Mm³/d para comercialização na malha integrada.

1 O *Plano Decenal de Expansão de Energia* classifica as áreas de exploração de petróleo e gás terrestres (*onshore*) em dois grupos em função de sua proximidade da linha de costa: “terra interior” e “terra costeira”. A exploração no mar (*offshore*) é classificada em quatro grupos em função da cota batimétrica: “costa marítima”, cota batimétrica de até 100 metros; “águas rasas”, de 100 a 300 metros; “águas profundas”, de 300 a 1.500 metros; e “águas ultraprofundas”, acima de 1.500 metros.

2 Vide a explicação de gás associado na seção “3.4 Exploração não convencional”.

3 Fonte SDP/ANP (<http://200.189.102.61/SIEE/dashboard/EstatisticasNacionaisDeReinjecaoDeGasNatural>).

4 A Excelerate é uma empresa privada sediada nos EUA especializada em “soluções flutuantes para GNL” (*floating LNG solutions*). Trata-se da mesma empresa que construiu o terminal da Baía de Guanabara pertencente à Petrobras. A tecnologia empregada pela empresa é conhecida como *Floating Storage and Regasification Units (FSRU)*, que consiste em terminais flutuantes construídos em estaleiros que podem ser aportados no porto desejado (<http://excelerateenergy.com/>).

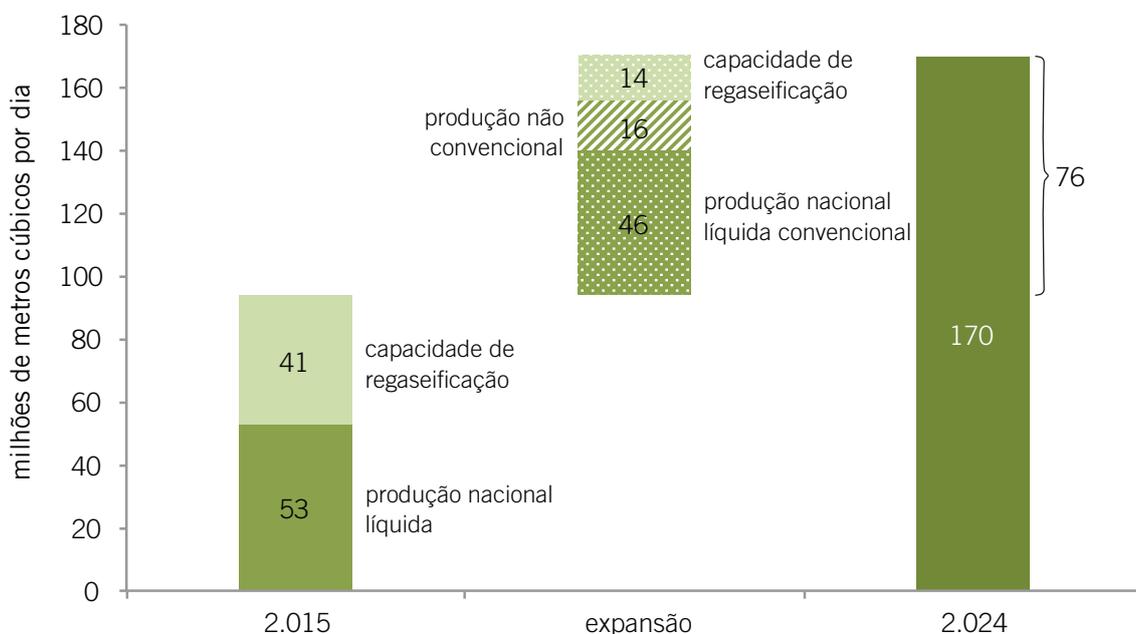
Os outros dois terminais de regaseificação por enquanto são considerados no balanço de gás natural oficial porque a estratégia dos empreendedores ainda não estava definida: a capacidade remanescente poderá ser utilizada para abastecer outras termelétricas a serem ofertadas pelo grupo em leilões subsequentes ou para ofertar ao mercado da malha integrada.

Em suma, nos próximos dez anos prevê-se uma ampliação da oferta de gás de 75,4 Mm³/d, sendo:

- 45,8 Mm³/d provenientes da expansão da produção convencional;
- 16,0 Mm³/d provenientes da exploração não convencional; e
- 13,6 Mm³/d provenientes de um novo terminal de regaseificação de GNL.

Quanto à importação de gás natural por gasoduto, até a data de publicação deste *White Paper* não havia previsão de alteração dos 30 Mm³/d atualmente supridos pela Bolívia.

Figura 3: Perspectiva de expansão da oferta de gás natural



Fonte: MME (2015) Plano Decenal de Expansão de Energia 2024; Valor Econômico (29-30/nov/2014). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Há, portanto, uma expectativa de significativa expansão do gás natural na matriz energética brasileira nos próximos anos, o que contribui para a perspectiva de ampliação da termelétricidade a gás natural.

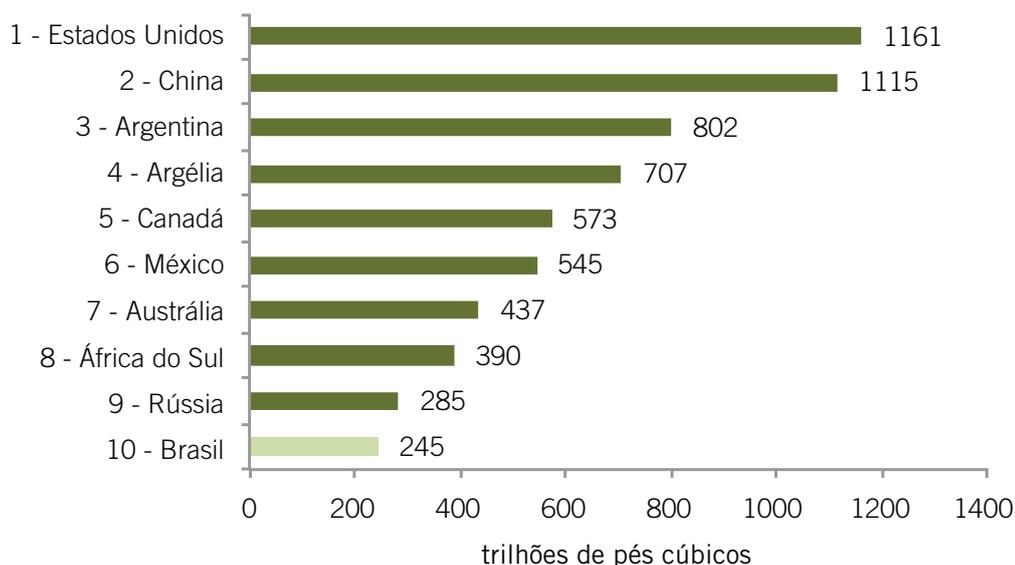
2.3.2 POTENCIAL PRODUTIVO DA EXPLORAÇÃO NÃO CONVENCIONAL

O potencial de produção de gás natural a partir da exploração não convencional no Brasil é muito promissor.⁵

Segundo levantamento da *Energy Information Administration (EIA)*, o Brasil apresenta a décima maior reserva de gás natural não convencional tecnicamente recuperável do mundo: 245 trilhões de pés cúbicos, o que equivale a 7.350.000 Mm³, montante suficiente para atender ao atual consumo brasileiro (que é da ordem de 100 Mm³/d) por mais de 200 anos.

5 A definição para “exploração não convencional” é apresentada na seção “3.4 Exploração não convencional”.

Figura 4: Dez maiores reservas não convencionais de gás natural



Fonte: EIA (2013).

Se a exploração não convencional for adotada no Brasil, o país não apenas ampliará substancialmente a sua oferta interna de gás natural, mas também serão abertas perspectivas para o ingresso de muitos novos produtores de pequeno e médio porte, o que facilitaria o desenvolvimento de um mercado doméstico bastante competitivo na oferta de gás natural.

2.3.3 EVOLUÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

O gás natural é geralmente transportado por meio de gasodutos, pois este é o meio mais simples e econômico para curtas a médias distâncias. Há duas situações, no entanto, em que gasodutos tornam-se inviáveis.

A primeira situação acontece no transporte envolvendo grandes distâncias. O custo-benefício dos gasodutos diminui à medida que a distância aumenta. Acima de alguns milhares de quilômetros, dependendo do volume envolvido, o investimento em gasodutos torna-se economicamente inviável, sendo que a distância máxima viável encurta-se quando envolve a travessia de áreas marítimas.

A segunda situação na qual gasodutos tornam-se inviáveis é no transporte temporário ou intermitente entre regiões. A construção do gasoduto requer vultosos investimentos em ativos cujo único propósito é transportar gás natural entre as áreas interconectadas, o que estabelece um alto grau de interdependência entre o produtor e o consumidor. Isto faz com que o gasoduto só se torne viável se houver uma expectativa de transporte em volume e prazo suficientes para amortizar o investimento inicial.

A tecnologia de **Gás Natural Liquefeito (GNL)** supre essas duas lacunas porque seu custo aumenta pouco à medida que se aumenta a distância e porque a mesma proporciona ampla flexibilidade para transportar o gás entre qualquer terminal de liquefação e qualquer terminal de regaseificação por meio de navios-tanque especialmente concebidos para o GNL.

Apesar dessas vantagens, o transporte de gás natural na forma de GNL requer grandes investimentos fixos em:

- terminais de liquefação;
- navios-tanques especialmente concebidos para esse tipo de carga; e
- terminais de regaseificação.

A liquefação é alcançada reduzindo-se a temperatura do gás natural para aproximadamente -162°C (162 graus Celsius negativos), quando o gás torna-se um fluido cujo transporte e manuseio são mais fáceis.

O processo completo de liquefação e regaseificação envolve etapas caras que aumentam o custo final do gás natural, mas que são parcialmente compensadas pelo baixo custo da molécula das regiões produtoras, locais que não dispõem de mercados consumidores próximos interligados por gasodutos, como no caso do Qatar, Malásia, Austrália, Indonésia, Nigéria, e Trindade e Tobago.

Além disso, o GNL proporciona mais versatilidade ao mercado de gás natural, permitindo direcionar o combustível para diferentes regiões, dependendo das condições de oferta e demanda vigentes em cada território.

Esse conjunto de características faz com que o GNL seja a opção mais viável para suprimento de gás por períodos temporários, como no período em que o Japão intensificou a sua geração termelétrica a gás natural para compensar a interdição de todas as suas usinas nucleares após o desastre da usina nuclear de Fukushima. No Brasil, o GNL tem-se tornado a solução para o atendimento da demanda variável das termelétricas que são projetadas para operar com baixo fator de capacidade com o objetivo de complementação hidrelétrica nos períodos de estiagem severa.

2.3.4 ENTRAVES PARA INSERÇÃO DE GÁS NATURAL NA MATRIZ ELÉTRICA

Apesar da expectativa de ampliação da produção de gás natural, empreendimentos de termelétricas a gás natural têm sido escassos nos Leilões de Energia Nova do setor elétrico, sendo que o principal entrave para essa inserção é a indisponibilidade de gás.

Apesar do interesse por parte dos empreendedores do setor elétrico de implantar novas termelétricas a gás natural, tais agentes não têm conseguido levar seus projetos adiante porque não encontram fornecedores de gás natural dispostos a assegurar o fornecimento de gás natural.

O problema de indisponibilidade se deve a quatro fatores principais:

- dificuldade para obter acesso à infraestrutura de processamento, manuseio e transporte do gás natural;
- exigências de comprovação de reservas incompatíveis com as práticas do setor;
- preço de oferta do gás natural; e
- inflexibilidade da oferta.

Embora a **Lei 11.909**, de 2009, assegure o acesso de terceiros aos gasodutos, o fato é que na prática os agentes ainda enfrentam grandes dificuldades para promover o carregamento de gás natural por meio da malha existente de gasodutos.

Outro entrave é a comprovação de disponibilidade de gás natural ao longo de todo o período de concessão. De acordo com as **Portaria 21/2008** e **514/2011** do Ministério de Minas e Energia, empreendedores de termelétricas a gás natural que desejem participar dos Leilões de Energia Nova devem apresentar comprovação de disponibilidade do combustível para todo o período de duração do contrato (geralmente de 20 anos somados aos cinco anos de antecedência do início da operação comercial), cabendo à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a verificação da comprovação. Esta comprovação inclui não apenas o compromisso de compra e venda de gás natural, mas também a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural a serem contratados.⁶

Essa regulamentação tem o intuito de evitar a repetição da situação ocorrida em 2006, quando a Aneel, agência reguladora do setor elétrico, precisou determinar a retirada de cerca de 4.000

⁶ Caso o gás natural venha a ser movimentado em terminal de regaseificação de GNL, o empreendedor deve apresentar comprovante de capacidade de regaseificação disponível e reservada para o seu empreendimento no respectivo terminal. Adicionalmente, caso os terminais ainda não estejam em operação comercial, devem ser apresentadas as licenças ambientais do terminal de regaseificação.

megawatts-médio de termelétricas a gás devido à indisponibilidade de gás natural.⁷

A forma em que as exigências de comprovação foram estabelecidas, no entanto, são incompatíveis com a realidade do setor de petróleo e gás, pois as empresas petrolíferas só investem na prospecção de novas reservas na proporção do necessário para assegurar o suprimento do mercado. Assim sendo, a necessidade dessa comprovação tem limitado a participação de termelétricas a gás natural nos Leilões de Energia Nova.

No Leilão A-5 de 2015, por exemplo, dos 31 empreendimentos termelétricos a gás natural inscritos, apenas sete foram habilitados devido à dificuldade de obter comprovação de fornecimento do combustível para todo o período do contrato.

As autoridades governamentais reconhecem que as exigências para comprovação de reservas exigidas para a habilitação de projetos termelétricos nos Leilões de Energia Nova é muito restritiva. Segundo Guilherme de Biasi, Superintendente da ANP:

“A comprovação da reserva de gás por todo o período contratual da usina mostrou-se restritiva demais.” (*Valor Econômico*, 25/jun/2015).

O presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, também compartilha a visão de que as exigências de comprovação poderiam ser revistas:

“Pedir 25 anos de contrato está sendo um inibidor de entrada para o leilão. Talvez não seja tão necessário. Pode ser um contrato menor.” (*Valor Econômico*, 25/jun/2015).

No terceiro Leilão de Energia de Reserva de 2015 a exigência de comprovação de fornecimento de gás natural foi um pouco flexibilizada: passou-se a exigir a comprovação de disponibilidade de gás apenas para os primeiros 15 anos com posterior comprovação do período remanescente, desde que com cinco anos de antecedência. A mesma regra de comprovação de fornecimento de gás natural deve ser adotada no primeiro Leilão de Energia Nova de 2016 (**Portarias MME 119/2015 e 382/2015**).

Outro aspecto que tem prejudicado a penetração do gás natural tem sido sua precificação. O preço do gás natural no Brasil é pouco competitivo em comparação com os preços praticados em várias partes do mundo. Além disso, grande parte do gás natural comercializado no Brasil tem sido indexada aos preços do petróleo, o que não reflete as condições locais de oferta e demanda do mercado de gás natural.

Finalmente, destaca-se a inflexibilidade dos contratos de fornecimento de gás natural. Ainda não existe no país um mercado atacadista de curto prazo para este insumo. O suprimento de gás natural no Brasil é feito por meio de contratos de longo prazo com **cláusulas de take-or-pay** e **ship-or-pay** pelos quais o comprador de gás natural se compromete a fazer um pagamento fixo para obter o direito a receber até uma determinada quantidade de gás natural. O **ship-or-pay** refere-se ao direito de utilizar uma determinada parcela da capacidade da infraestrutura de transporte e o **take-or-pay** refere-se ao direito de receber uma determinada quantidade da molécula do produtor.

Em ambos os casos, o comprador compromete-se a fazer o pagamento estabelecido mesmo que os volumes de gás natural transportado e consumido sejam menores do que os montantes estabelecidos no contrato. Esses contratos geralmente preveem a possibilidade de transportar e consumir um volume de gás maior do que o estipulado nas cláusulas de **ship-or-pay** e **take-or-pay** a um preço predeterminado.

Embora essas cláusulas sejam comuns no mercado de gás natural, principalmente nas fases iniciais de desenvolvimento do mercado, elas deterioram a concorrência em mercados maduros (como argumentado na seção “4.2.3 Implementar a desverticalização e a regulamentação da comercialização”) e prejudicam a complementação hidrotérmica no setor elétrico porque forçam a operação inflexível das termelétricas.

⁷ Após testes comprovarem que as termelétricas não poderiam operar quando solicitadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico devido à falta de combustível, a Aneel estabeleceu um Termo de Compromisso com a Petrobras prevendo um cronograma para a restabelecimento do pleno fornecimento de gás natural para as termelétricas. Enquanto o fornecimento de gás não estivesse regularizado, as termelétricas envolvidas foram retiradas da programação para fins de formação dos preços do mercado de curto prazo e para fins de planejamento da operação.

3 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

3.1 PANORAMA DA PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL

Em 2015, a geração termelétrica foi responsável por 43% da demanda total de gás natural no país. O setor industrial aparece em segunda posição, respondendo por 43,4% da demanda – incluindo o consumo das refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENs). Os 5% remanescentes foram direcionados ao atendimento do setor automotivo (demanda de gás natural veicular – GNV), à cogeração (geração de energia elétrica e vapor) e às demais classes de consumo (comercial, residencial e ‘outros’).

O elevado consumo de gás natural para geração elétrica em 2014 deveu-se ao comportamento hidrológico desfavorável no período recente. O parque gerador de eletricidade no Brasil é predominantemente hidrelétrico, o que faz com que o acionamento de termelétricas seja, na maior parte, condicionado às condições hidrológicas.

Em função desse acionamento a demanda de gás natural para geração termelétrica varia muito. Para se ter uma noção do grau de variação da demanda de gás natural para geração elétrica, pode-se comparar o seu consumo em 2015, que foi de 32,88 Mm³/d (43% do consumo total de gás natural de 2015), ao consumo em 2012, que foi de 10,4 Mm³/d (17% do consumo total de 2012). Para lidar com essa grande variação (que é função da demanda termelétrica adicional requerida nos anos de hidrologia adversa) tem-se recorrido à importação de GNL.

A produção nacional de gás natural em 2015 atingiu 96,2 Mm³/d, sendo que 76,1% da produção advém de poços marítimos. Cerca de dois terços da produção (67% do total) é de gás associado (isto é, de poços que produzem petróleo e gás natural), de forma que as decisões de produção são primordialmente pautadas pela lógica do petróleo (MME, 2015a).

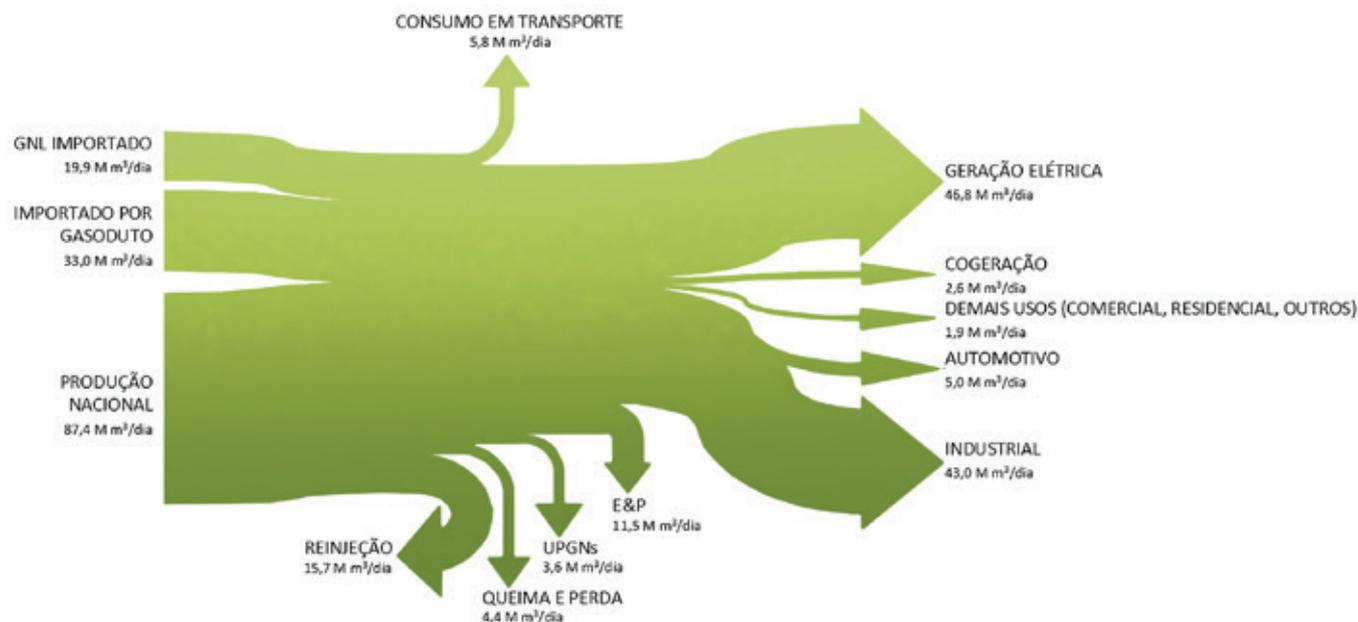
A demanda remanescente foi atendida pela importação de gás natural por gasodutos e por meio de terminais de regaseificação, que recebem GNL (33,0 Mm³/d e 19,9 Mm³/dia, respectivamente). Enquanto a Bolívia constitui-se no principal fornecedor de gás natural importado por vias terrestres⁸, o GNL é fornecido principalmente por Trinidad e Tobago.

Da produção bruta de gás natural no Brasil somente pouco mais que a metade (53,1%) chega ao consumidor final. Isso ocorre porque uma parte do gás natural é consumida ou perdida no processo. Do volume total de gás natural produzido no Brasil em 2015, 8,5% foi consumido nas atividades de exploração e produção (E&P); 25,2% foi reinjetado nos poços de produção; 4,0% perdido ou queimado nas plataformas; 4,2% absorvido pelas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e 5,0% consumido no transporte. O balanço de gás natural do ano de 2014 no Brasil é apresentado na Figura 5.

Chamam a atenção os altos índices de reinjeção de gás natural, fenômeno que ocorre tanto nos campos marítimos quanto nos terrestres. A prática de reinjeção de gás natural deve-se à elevada participação do gás natural oriundo de **campos associados** (em que há extração de petróleo e gás), nos quais a produção de petróleo é priorizada. Nestes casos, a reinjeção de gás natural é utilizada para aumentar a produtividade de petróleo e para evitar investimentos adicionais na infraestrutura necessária para escoamento e tratamento do gás natural.

8 Em 2014, apenas 0,2 Mm³/d de gás natural foi importado por gasodutos de outro país (Argentina).

Figura 6: Balanço de Gás Natural no Brasil



Fonte: MME (2015) Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Elaboração: Instituto Acende Brasil

A ausência de demanda por gás natural nas proximidades do ponto de extração – a exemplo do que ocorre atualmente com parte do gás natural extraído do campo de Urucu, na Amazônia – também contribui para os altos índices de reinjeção de gás natural (veja o Quadro 1).

Quadro 1: O gás natural de Urucu

A operação dos campos pertencentes à província petrolífera de Urucu, no estado do Amazonas, é representativa dos desafios envolvidos no aproveitamento econômico do gás natural associado. Embora a região já conte com infraestrutura de transporte (o gasoduto Urucu–Coari–Manaus) e com uma série de usinas termelétricas em Manaus que foram recentemente convertidas para consumir gás natural, a demanda local ainda é inferior à produção de Urucu, o que tem feito com que uma parcela significativa da produção seja reinjetada nos campos produtores, tornando o estado do Amazonas um dos que apresenta a maior taxa de reinjeção de gás natural no Brasil. O início da operação da usina termelétrica Mauá 3 (583 MW), previsto para 2016 (Eletrobras Amazonas, 2014), deve elevar a demanda por gás natural na região, reduzindo a taxa de reinjeção de gás natural no estado (G1, 10/abr/2015).

No caso do gás natural extraído no campo de Libra, primeiro bloco de exploração na área do Pré-Sal licitado no regime de partilha, o alto teor de dióxido de carbono (CO₂) presente no gás natural é outro fator que dificulta o seu aproveitamento econômico e, conseqüentemente, contribui para os altos índices de reinjeção.

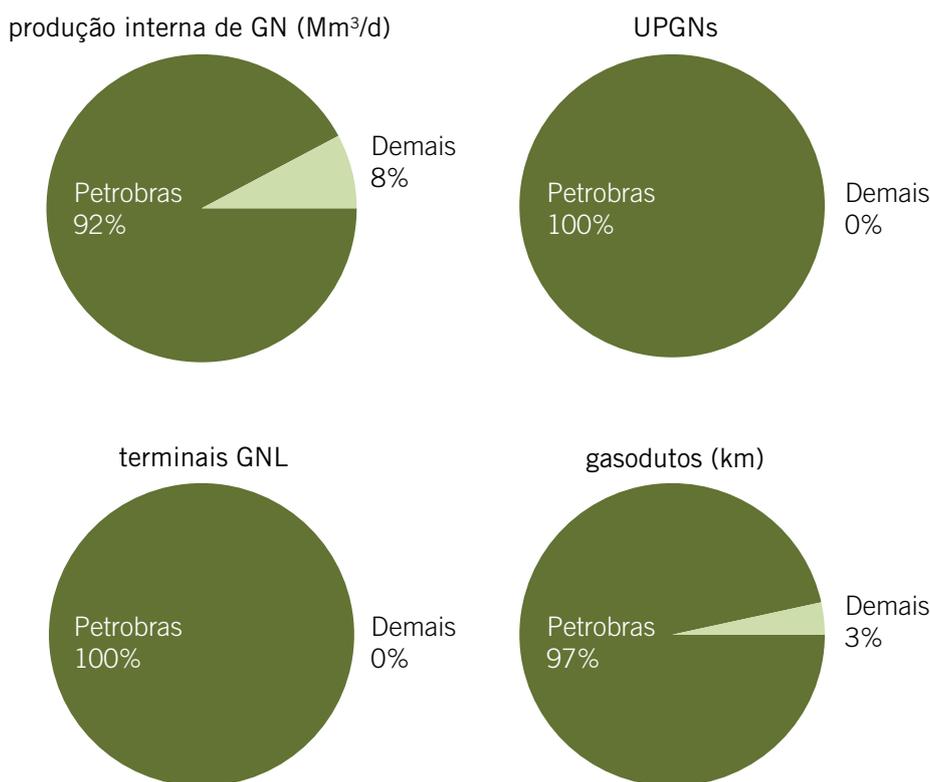
3.2 A ESTRUTURA DO SETOR

Apesar de a **Lei 9.478**, a Lei do Petróleo, eliminar o monopólio legal da Petrobras, a estatal ainda domina todos os segmentos do setor de gás natural no Brasil. *(Nas fases finais de revisão deste documento a Petrobras anunciou a intenção de alienar grande parte dos seus ativos no setor de gás natural, o que pode alterar substancialmente a estrutura do setor descrito nesta seção).*

A cadeia de suprimento do gás natural no Brasil depende, em grande parte, das atividades da Petrobras. Do ponto de vista da oferta desse energético, a Petrobras responde por 92,2% da sua produção interna (MME, 2015b).

Quanto à importação, além de ser responsável por todos os três terminais de regaseificação em operação no Brasil, a Petrobras é controladora majoritária, por meio de sua subsidiária Gaspetro, da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), que conecta os grandes centros consumidores das regiões Sul e Sudeste ao país vizinho. Praticamente todo o gás natural importado por terra pelo Brasil é transportado por este gasoduto.

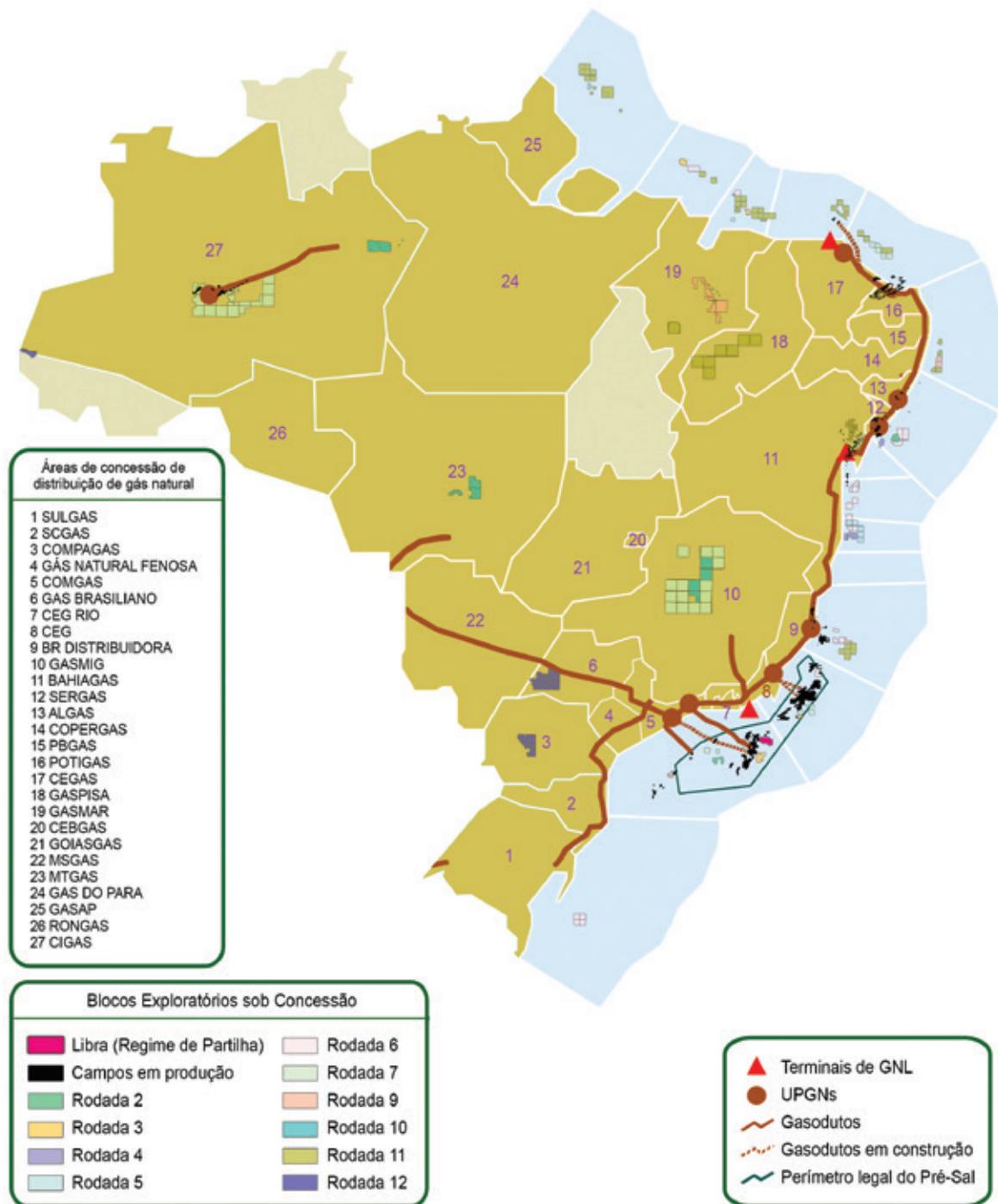
Figura 7: Participação da Petrobras na cadeia do gás natural



Fonte: ANP (2015). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

De forma análoga à importação, o transporte interno de gás natural também depende, em larga escala, da Petrobras. Com exceção dos gasodutos Lateral-Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre, toda a malha de gasodutos de transporte em operação no Brasil (Figura 8) é controlada pela estatal por meio de suas subsidiárias Transpetro e, mais recentemente, Petrobras Logística de Gás. Assim, a Petrobras é proprietária majoritária e operadora de 8.927 dos 9.244 quilômetros de gasodutos existentes no país.

Figura 8: Mapa do gás no Brasil



Fonte: ANP (2015). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O segmento de distribuição também não foge ao padrão de domínio da Petrobras. Além de ser integralmente responsável pelo serviço de distribuição de gás natural no Espírito Santo, por meio da Petrobras Distribuidora, a Petrobras, por meio da Gaspetro, possui participação acionária em 19 das 27 concessionárias de distribuição de gás no país, tendo controle majoritário da Gás Brasileiro e Potigás e participações substantivas (de 24 a 49%) nas demais.⁹

9 Recentemente, a Petrobras vendeu 49% das ações da Gaspetro para o grupo japonês Mitsui (Valor Econômico, 29/dez/2015), mas manteve o controle acionário da subsidiária.

A dominância da Petrobras não se restringe à produção, processamento, transporte e comercialização do gás natural, mas também se faz no ramo de geração termelétrica no setor elétrico, no qual é proprietária de 53% da potência instalada de termelétricas a gás natural.

A verticalização ao longo de toda cadeia não é incomum no desenvolvimento do mercado de gás natural. Ferraro e Hallack (2012) reportam que mesmo países com mercados de elevada concorrência, como é o caso dos Estados Unidos, inicialmente eram caracterizados pela concentração de atividades em alguns poucos grandes conglomerados empresariais verticalmente integrados.

Em estágios iniciais de desenvolvimento desse mercado, a necessidade de desenvolver simultaneamente o lado da oferta e da demanda envolve riscos e incertezas substanciais que requerem um planejamento integrado e uma capacidade de adaptação, necessidade que é mais facilmente administrada internalizando todas as atividades numa única empresa.

Assim, a Petrobras desempenhou um papel determinante nos projetos estruturantes que foram cruciais para impulsionar o mercado de gás natural no Brasil. A importação de gás natural da Bolívia é o exemplo mais emblemático dessa estratégia. Além de participar das atividades de exploração e produção de gás natural na Bolívia, a Petrobras assumiu o financiamento e a responsabilidade da construção do gasoduto Gasbol, arcando com o risco do seu desenvolvimento mesmo sem garantias de que encontraria demanda para todo o gás no mercado brasileiro (Torres Filho, 2002).

Apesar da importância histórica para estruturação do setor, a dominância da Petrobras no setor de gás natural é hoje um fator que prejudica a evolução do mercado de gás, inibindo o ingresso de concorrentes no setor e elevando o custo do gás natural. Medidas regulatórias precisam ser tomadas para promover uma alteração da estrutura do mercado a fim de viabilizar a sua evolução (Ferraro e Hallack, 2012).

Em audiência pública na Câmara dos Deputados realizada em setembro de 2015, José Cesário Cecchi, superintendente da ANP, colocou de forma contundente as limitações da agência reguladora e o poder de mercado da Petrobras:

“Em 17 anos, a ANP não obteve sucesso em sua atuação. Isso significa que a Petrobras continua a ser a única supridora de gás natural.” (Valor Econômico, 18/set/2015)

Ao referir-se às recentes mudanças na política de preços de venda de gás natural da Petrobras (que elimina os “descontos” em relação ao preço de lista) o superintendente afirmou:

“Ao reduzir os descontos, ela nada mais está fazendo do que exercer o seu monopólio no mercado.” (Valor Econômico, 18/set/2015)

Dada essa condição, não é surpreendente o fato de que a Petrobras seja investigada pelo Cade (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) por diversas alegações de práticas anticompetitivas.

Há diversas investigações de discriminação de preços – tanto no fornecimento de gás natural advindo de gasodutos quanto no fornecimento de GNL – de forma a favorecer as empresas controladas ou coligadas à estatal em detrimento de seus pares (Valor Econômico, 13/ago/2015).

As recentes iniciativas da Petrobras de vender seus terminais de regaseificação, seus gasodutos e suas termelétricas a gás natural proporcionam uma oportunidade para abrir o setor a novos agentes, favorecendo o estabelecimento de uma estrutura mais propícia para o desenvolvimento de um mercado concorrencial. Neste processo é essencial que a ANP seja ágil para preencher as lacunas remanescentes na regulamentação a fim de assegurar segurança jurídica, transparência e isonomia entre os agentes.

3.3 O MARCO REGULATÓRIO

O novo marco regulatório estabelecido em 1997, por meio da promulgação da **Lei 9.478**, conhecida como “**Lei do Petróleo**”, encerrou o monopólio legal detido pela Petrobras sobre a exploração dos hidrocarbonetos e estabeleceu a agência reguladora do setor, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que desde então tem promovido a prospecção e exploração de petróleo e gás por meio de Rodadas de Licitação de blocos de exploração.

O novo marco regulatório ensejou o ingresso de novas empresas no setor e a expansão da atividade de prospecção e exploração de petróleo e gás, o que, por sua vez, resultou na ampliação exponencial de descobertas de reservas de petróleo e gás no país.

A Petrobras ainda predomina na exploração e produção de petróleo no país, mas todas as Rodadas têm contado com participação relevante de outros agentes, tendência que tem reduzido gradativamente a dominância da estatal no *upstream* do setor de petróleo e gás.

A Figura 9 mostra a participação da Petrobras nos blocos terrestres e marítimos licitados em cada rodada. As participações foram calculadas considerando três indicadores:

- a área dos blocos licitados;
- o valor do bônus de assinatura pago pela concessão; e
- a parcela de blocos de exploração em que a Petrobras é operadora.

Nos dois primeiros casos foram considerados os blocos arrematados pela Petrobras ou pelos consórcios de que ela participou (com ponderação por sua participação no consórcio). Verifica-se que na maior parte dos casos a participação da Petrobras é inferior a 50%.

Apesar de ensejar um importante avanço na atividade de exploração e produção de petróleo e gás, a Lei do Petróleo não aborda questões cruciais para a promoção da concorrência no setor de gás natural, particularmente no que diz respeito ao seu processamento e transporte (Sousa, 2010).

Na ausência de acesso aos consumidores finais, ou a outras empresas envolvidas nos elos intermediários do setor, as empresas produtoras de gás natural não têm tido outra alternativa senão vender a sua parcela de gás natural à Petrobras, restrição que também compromete a concorrência no setor.

A fim de tratar das questões de tratamento, processamento, estocagem, transporte, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural elaborou-se, em 2009, a **Lei 11.909**, conhecida como “**Lei do Gás**”.

Dentre os temas abordados na Lei do Gás destaca-se a mudança no regime de outorga de gasodutos de transporte, que passaram a ser objetos de concessão, e não mais de autorização. No novo arranjo, o governo passa a identificar a necessidade de construção de gasodutos de interesse geral, com base em estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), denominado **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária (Pemat)**¹⁰.

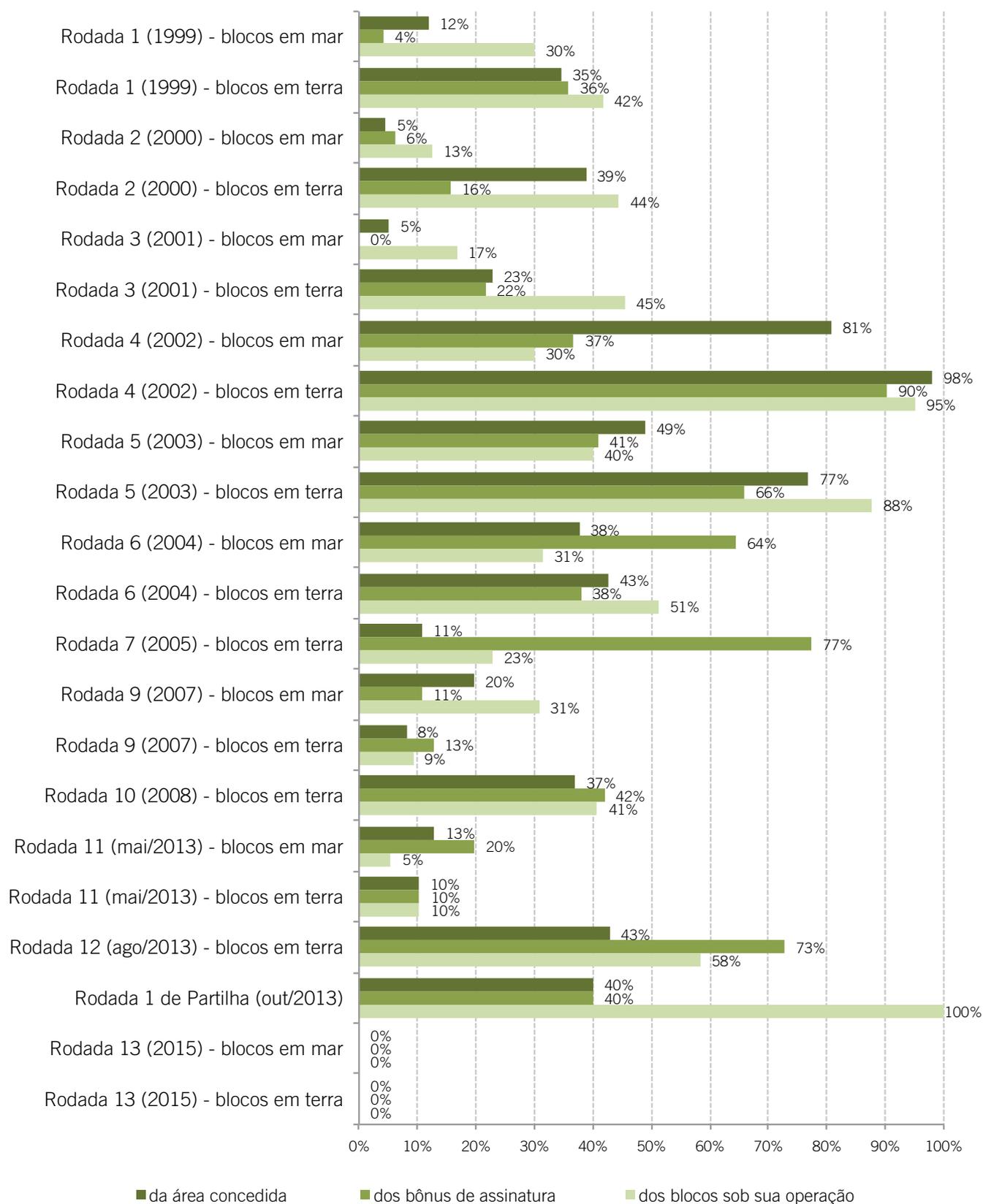
Uma vez identificada a necessidade de construção de um novo gasoduto, o governo deve promover uma licitação para a escolha do responsável pela construção e operação do gasoduto.

A legislação também prevê a concessão de “reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos” para exercício da atividade de **estocagem** de gás natural.

A Lei do Gás distingue a atividade de **carregador**, dono da molécula de gás natural, e de **transportador**, operador do gasoduto. O intuito da distinção é incentivar a entrada de novos atores

10 A elaboração do *Pemat* é exigência da Portaria MME 94/2012, sendo que a primeira edição do *Pemat* foi produzida em 2014 (EPE, 2014).

Figura 9: Participação da Petrobras nos blocos exploratórios licitados



Fonte: ANP (2015). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

no segmento de transporte do insumo a fim de facilitar a concorrência, ao possibilitar que vários carregadores ofertem capacidade num mesmo gasoduto. A legislação proíbe que uma mesma empresa atue como transportador e carregador em um mesmo gasoduto para assegurar a neutralidade da operação do gasoduto. A **Resolução ANP 51/2013** é ainda mais restritiva, vetando que empresas coligadas ou que tenham alguma relação societária possam atuar como carregador e transportador na mesmo gasoduto concedido.

Antes da licitação de um novo gasoduto, a legislação prevê que a ANP realize uma **chamada pública** “para contratação de capacidade, com o objetivo de identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva”. Os carregadores que ao final do processo de chamada pública solicitarem capacidade do gasoduto terão que assinar o termo de compromisso de compra da capacidade de transporte com base na **tarifa máxima de transporte** estabelecida pela ANP. Esses carregadores iniciais desfrutariam de um período de exclusividade, não superior a dez anos, durante o qual têm direito exclusivo de explorar a capacidade contratada do gasoduto.

A Lei do Gás classifica os gasodutos em três categorias:

- **gasodutos de transferência**, que consistem nos dutos de “interesse específico e exclusivo de seu proprietário que percorrem apenas as instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural” do proprietário;
- **gasodutos de transporte**, que consistem nos dutos que movimentam, de uma maneira geral, o gás natural desde as instalações do produtor até o ponto de entrega às concessionárias estaduais; e
- **gasodutos de escoamento de produção**, que consistem nos dutos “destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação”.

A contratação de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte pode ocorrer em três modalidades:

- **firme**, na qual o transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado pelo carregador até a capacidade contratada;
- **extraordinária**, na qual o transportador também se obriga a programar e transportar o volume solicitado pelo carregador, mas contendo resolução terminativa caso haja requisito de contratação na modalidade firme (ou seja, sua contratação fica condicionada à capacidade disponível que não for contratada na modalidade firme);
- **interruptível**, modalidade de contratação de capacidade ociosa (capacidade contratada, mas que temporariamente não está sendo usada) na qual o acesso pode ser interrompido a qualquer momento pelo transportador para atender às solicitações de programação de transporte dos carregadores com contratos na modalidade firme.

A contratação do serviço nas modalidades “firme” e “extraordinária” fica condicionada à existência de **capacidade disponível** (isto é, a capacidade comercial não contratada), enquanto a contratação do serviço interruptível fica condicionada à disponibilidade de **capacidade ociosa**, que a legislação define como sendo a capacidade contratada (na modalidade firme ou extraordinária) que temporariamente não está sendo utilizada.

A Lei do Gás garante o acesso a terceiros apenas para os gasodutos de transporte, mas não para:

- os gasodutos de escoamento da produção;
- as instalações de tratamento ou processamento de gás natural;
- os terminais de liquefação e regaseificação.

O acesso de terceiros aos gasodutos de transporte previsto na legislação contribui para a ampliação da competição, mas a exclusão de algumas das demais instalações – principalmente de gasodutos de escoamento, instalações de processamento de gás natural e de terminais de regaseificação – restringe substancialmente a participação de novas empresas no setor. Empresas cuja produção não tem escala suficiente para remunerar investimentos relacionados a este tipo de infraestrutura têm como única opção a venda do gás não processado para grandes produtores (geralmente, a Petrobras) e, no caso de produção de gás associado, a reinjeção do gás no poço.

A legislação prevê que, após um determinado período de exclusividade, não superior a dez anos (durante o qual o uso do gasoduto é reservado à empresa que o construiu), qualquer carregador pode pleitear a utilização da infraestrutura de transporte existente, desde que ela apresente capacidade ociosa.

Outra importante inovação da Lei do Gás foi a criação da figura do **consumidor livre** de gás natural, definido como o “consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador”.

Apesar de constar da lei federal, o enquadramento legal da figura do consumidor livre, e o pleno exercício de suas prerrogativas, dependem de regulamentação dos estados que, de acordo com a Constituição Federal, detêm a prerrogativa de explorar os serviços locais de gás canalizado. Atualmente, somente sete dos 27 estados brasileiros regulamentaram as atividades do consumidor livre de gás natural, conforme apresentado na Tabela 1. Apesar de reduzido, este conjunto abrange os principais estados produtores de gás natural do Brasil, tais como Rio de Janeiro, Espírito Santo, Amazonas e São Paulo.

Tabela 1: Requisitos para a comercialização livre de gás natural

Estado	Consumo mínimo (mil m ³ /d)	Instrumento legal
Rio de Janeiro	100	Deliberações Agenera 257 e 258/2008
Espírito Santo	35	Resolução ASPE 004/2011
Amazonas	500	Lei Estadual 9.102/2009
São Paulo	10	Deliberação Arsesp 231/2011
Minas Gerais	10	Resolução SEDE 17/2013
Mato Grosso	1.000	Decreto 1.760/2003
Mato Grosso do Sul	150 (segmento industrial) 500 (termoelétricas) 1.000 (matéria prima ou petroquímico)	Portaria Agepan 103/2013

Fonte: Instrumentos legais acima citados. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

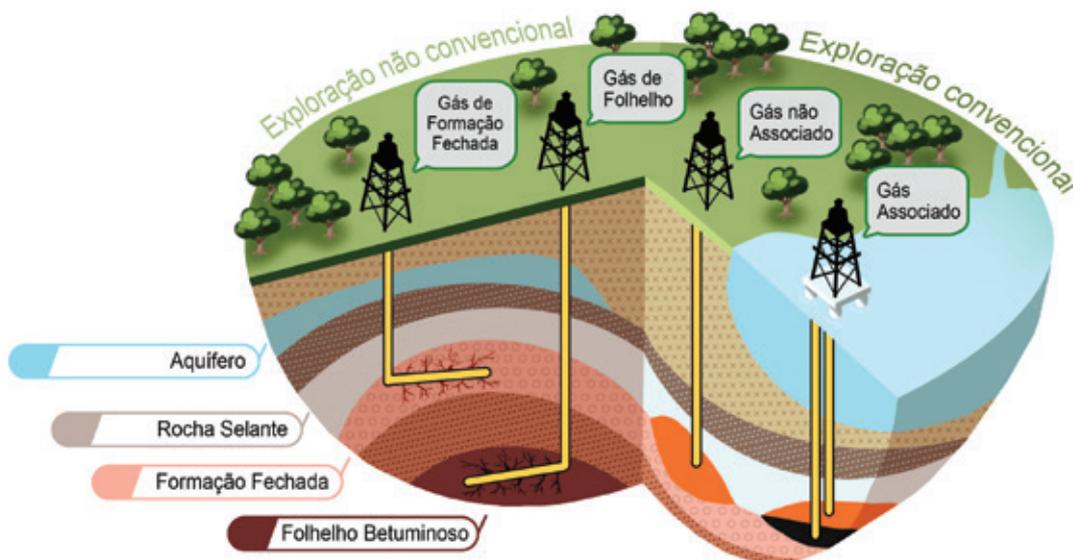
3.4 EXPLORAÇÃO NÃO CONVENCIONAL

A perspectiva de expansão da oferta de gás natural nos últimos anos foi impulsionada principalmente pela perspectiva da **exploração não convencional** de gás natural em camadas de folhelho betuminoso (*shale gas*) e de formações fechadas (*tight gas*), ambas previamente consideradas como tecnicamente irre recuperáveis.

O **folhelho** consiste de camadas de rocha sedimentar em que o gás natural se forma a partir dos sedimentos originais (conhecida como xisto argiloso). Devido à sua baixa permeabilidade, parte do gás fica aprisionada na camada, mas em baixas concentrações (tipicamente representando menos de 10% do volume). Além disso, o gás natural fica disperso no folhelho, o que dificulta a sua extração.

As reservas de gás natural em **formações fechadas** são semelhantes a reservas convencionais: tratam-se de áreas em que o gás natural, originado de camadas mais profundas, acumula-se ao atingir uma camada não permeável (rocha selante). A diferença em relação às reservas de gás convencional é que as formações fechadas apresentam menor permeabilidade, o que significa que as reservas só podem ser extraídas mediante uso de técnicas especiais. As formações fechadas tendem a ter concentrações maiores de gás natural do que nas camadas de folhelho betuminoso.

Figura 10: Exploração e produção convencional e não convencional



Fonte: Instituto Acende Brasil

Na exploração convencional basta uma perfuração vertical até o reservatório de gás ou de **gás associado** (reserva que contém petróleo e gás natural). Na fase inicial da exploração convencional, o gás sobe naturalmente pela tubulação até a superfície. A produção é controlada por um conjunto de válvulas. À medida que a pressão do poço cai, pode-se injetar fluidos (geralmente água) para aumentar a pressão no poço a fim de ampliar a extração de gás natural do poço. Na exploração de poços que também contêm petróleo, frequentemente se recorre à **reinjeção de gás natural** para aumentar a recuperação do petróleo da reserva. Também pode-se recorrer à injeção de gases (geralmente ar ou dióxido de carbono) para reduzir a densidade do fluido a fim de facilitar a extração do petróleo, técnica conhecida como **gas lift**.

Devido à baixa concentração de gás natural e à baixa permeabilidade nas formações fechadas e no folhelho betuminoso, a exploração convencional de gás natural nessas camadas não é viável.

A extração de gás natural nessas áreas só tornou-se viável por meio da aplicação de duas técnicas (Wang e Krupnick, 2015):

- a perfuração horizontal; e
- a fratura hidráulica (*fracking*).

A perfuração é feita primeiro verticalmente até atingir-se a camada de formação fechada ou de folhelho betuminoso. Em seguida prossegue-se com **perfuração horizontal** através da camada a ser explorada. Uma vez realizada a perfuração, inicia-se o processo de **fratura hidráulica**, que consiste na injeção de fluido em alta pressão para produzir pequenas fraturas na camada de rocha explorada a fim de liberar o gás armazenado na camada.

A perfuração horizontal permite ampliar a área de cobertura do poço, contornando o problema da baixa concentração de gás natural nas reservas não convencionais, enquanto a técnica de fratura hidráulica produz vasos pelos quais o gás consegue transitar, contornando o problema da baixa permeabilidade.

Cerca de 98% do fluido injetado é composto de água e areia, sendo os 2% remanescentes constituídos de reagentes (ácidos, ferro e agentes químicos). A areia serve para manter as fraturas abertas e para dar continuidade à vazão do gás depois do fraturamento hidráulico. Grande parte do fluido volta à superfície, servindo de condutor para o gás natural. O fluido, ao chegar à superfície, é recolhido.

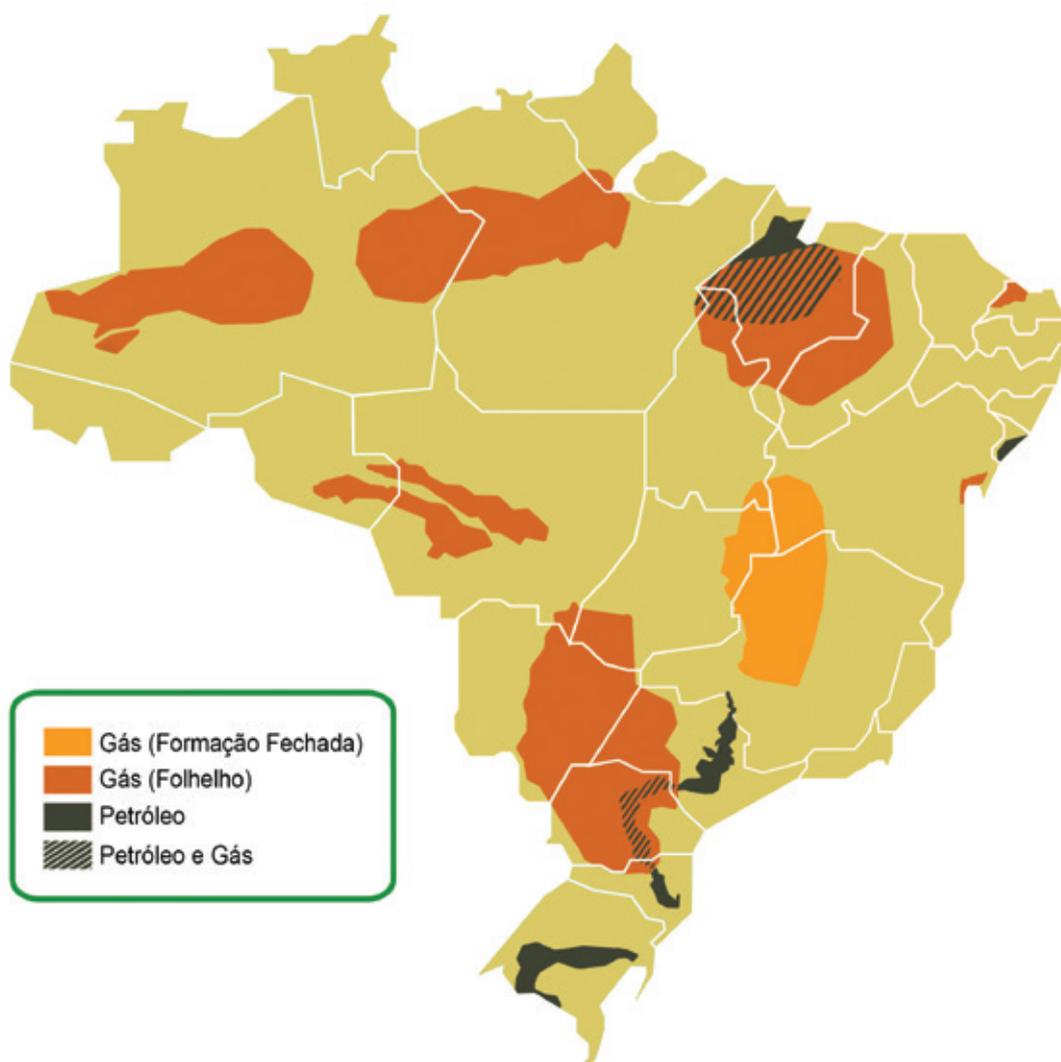
Há preocupações com os potenciais impactos ambientais da prática de fraturamento hidráulico. A maior preocupação é com o risco de contaminação de aquíferos com gás natural e os fluidos utilizados no processo de fraturamento hidráulico.

No entanto, as camadas em que o faturamento hidráulico é realizado geralmente ficam muito abaixo dos aquíferos, sendo separadas por camadas de rochas impermeáveis, o que torna muito improvável que as rachaduras criadas no processo de faturamento hidráulico possam atingir os aquíferos. O risco maior de contaminação advém de vazamentos do fluido na superfície ou na tubulação vertical pela qual o fluido e o gás natural trafegam das reservas subterrâneas até a superfície. Outras preocupações relacionam-se ao intensivo uso de água e a extensa área de perfurações.

Apesar de a ANP já ter licitado alguns blocos de exploração não convencional na 12ª Rodada de Licitações da ANP, realizada em 2013, as atividades de exploração em todos esses blocos foram interrompidas por questões relacionadas à segurança da exploração não convencional.

Os mapeamentos geológicos indicam que há amplas reservas não convencionais em áreas terrestres no Brasil, o que favorece o aproveitamento do gás natural pois, ao contrário da exploração em alto mar, este tipo de desenvolvimento não requer os pesados investimentos em gasodutos submarinos.

Figura 11: Mapeamento das reservas não convencionais no Brasil



Fonte: ANP. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

3.5 PERSPECTIVA FUTURA

Recentes iniciativas da Petrobras e de grupos privados têm apontado para mudanças, ainda que incipientes, no atual quadro de domínio da Petrobras no setor de gás natural.

O último Plano de Negócios e Gestão (PNG) da estatal, divulgado em meados de 2015, indica que os próximos anos podem ser favoráveis ao aumento da participação privada no setor de gás natural.

Devido aos desafios econômico-financeiros que enfrenta, a empresa reduziu seus investimentos em relação ao último PNG e os concentrou na área de exploração e produção nas reservas mais promissoras do Pré-Sal. Para o segmento de gás e energia foram destinados apenas 5% dos recursos previstos para investimento pela companhia no período¹¹, sendo para uso prioritário na manutenção das operações já existentes.

Se, por um lado, a redução dos investimentos no segmento de gás natural aponta para uma menor demanda por expansão da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte do combustível, por outro lado essa redução pode significar que haverá condições de mercado para que agentes privados participem mais ativamente de eventuais empreendimentos identificados como necessários ao longo do período. Exemplo disso é o Projeto de Lei do Senado 131/2015, que retira a participação obrigatória da Petrobras em todos os blocos de exploração do Pré-Sal Legal.

Além da redução de investimentos, o PNG também prevê a venda de ativos, principalmente no segmento de gás e energia. A primeira iniciativa de desinvestimento consistiu na venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil, reduzindo a parcela acionária da subsidiária da Petrobras nas 19 distribuidoras estaduais de gás natural em que tem participação. Notícias recentemente divulgadas afirmam que a Petrobras estaria colocando à venda sua participação em malhas de gasodutos, terminais de regaseificação e termelétricas (*Valor Econômico*, 14/jan/2016; *Folha de S. Paulo*, 06/fev/2016; *O Estado de S. Paulo*, 11/fev/2016).

Em relação à logística de importação, dentre os empreendimentos de geração elétrica que concorreram no 20º e no 21º Leilões de Energia Nova (A-5)¹², três projetos de usinas termelétricas a gás natural associadas a terminais de regaseificação privados foram aprovados. Uma vez efetivamente implementados, esses projetos consistirão nos primeiros terminais construídos e operados sem a participação da Petrobras no Brasil. Neste caso, os proponentes dos projetos mencionados passarão a exercer a figura do auto-importador de gás natural, prevista na Lei do Gás.

Do ponto de vista da logística de transporte, a participação de agentes privados ainda apresenta desafios que requerem equacionamento. O caso do gasoduto Itaboraí-Guapimirim exemplifica a natureza dos impasses existentes no segmento. Em 2013 a Petrobras protocolou no MME um requerimento de construção do gasoduto que interligaria as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) à malha de gasoduto já existente na região. Na chamada pública que antecederia a licitação do empreendimento, a Petrobras foi a única interessada e contratou toda a sua capacidade de transporte. Entretanto, o adiamento do prazo de conclusão da UPGN do Comperj, onde o gás natural carregado no gasoduto em questão originar-se-ia, resultou no pedido de adiamento da licitação do empreendimento, inicialmente prevista para ocorrer em 2015. Até o momento não há data prevista para a realização do leilão de outorga do gasoduto, que seria o primeiro a ocorrer no âmbito da Lei do Gás.

¹¹ Receita total equivalente a US\$ 98,4 bilhões.

¹² Realizados em novembro de 2014 e abril de 2015.

4 POLÍTICAS PARA PROMOVER TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL

Conforme discutido ao longo das seções 2 e 3, diferentes ferramentas regulatórias relacionadas ao setor de gás natural são necessárias para permitir a ampliação sustentável da geração elétrica a partir deste combustível. Esta seção apresenta e discute algumas políticas públicas orientadas à remoção das barreiras identificadas nas seções anteriores e à promoção da geração termelétrica a gás natural. As diretrizes abordadas são:

- ampliar a oferta de gás natural;
- fomentar a concorrência na oferta de gás natural;
- flexibilizar a oferta e demanda;
- promover a desindexação do gás natural ao petróleo; e
- incentivar a inserção de termelétricas a gás natural.

4.1 AMPLIAR A OFERTA DE GÁS NATURAL

4.1.1 PROMOVER A PROSPECÇÃO E EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL

A expansão da oferta de gás depende de um contínuo esforço de prospecção por novas reservas e exploração daquelas já conhecidas. No Brasil, o ritmo destas atividades é determinado, em grande medida, pelas Rodadas de Licitações de Blocos de Exploração promovidas pela ANP uma vez que este instrumento define:

- a quantidade de blocos ofertados;
- a frequência com que novos blocos são ofertados; e
- a composição dos blocos ofertados (em função das suas características geológicas, da sua localização em terra ou no mar, e do tipo de exploração – convencional ou não convencional).

Desde 1999, Rodadas de Licitações de Blocos de Exploração eram realizadas anualmente, fomentando um esforço contínuo de prospecção e exploração no país, mas a oferta de novos blocos exploratórios foi abruptamente interrompida em 2008.

Entre 2008 e 2013 passaram-se mais de quatro anos sem realização de licitações de novos blocos de exploração. Embora o impacto dessa interrupção na oferta de novas áreas de exploração na expectativa de produção futura seja parcialmente compensada pelas recentes descobertas de grandes reservas na área conhecida como o Pré-Sal Legal, a interrupção na oferta de novos blocos de exploração comprometeu a oferta futura porque provocou a desmobilização de equipes de profissionais altamente especializadas e prejudicou a programação de operações de empresas petrolíferas no país e de seus fornecedores, comprometendo a sua capacidade de resposta para futuras demandas do país (CNI, 2015).

Portanto, é crucial que a oferta de novos blocos seja contínua e previsível. Neste sentido, recomenda-se que o calendário das próximas Rodadas de Licitações a serem realizadas seja definido e amplamente divulgado com antecedência. Também é essencial que o calendário de licitações seja rigorosamente cumprido para proporcionar previsibilidade ao plano de prospecção e exploração das empresas atuantes no país.

A estratégia de ampliação da oferta de gás natural não se baseia apenas no ritmo e quantidade de blocos de exploração disponibilizados ao mercado, mas também na sua composição. Comparando-se a produção de gás natural no Brasil com a de outros países produtores de petróleo e gás, percebe-se que a participação de gás natural produzido no Brasil é muito inferior à média mundial. A relação média mundial entre a produção de gás natural e petróleo é de

0,71, enquanto no Brasil a produção gás natural e petróleo é de apenas 0,15.¹³

Diante das constatações acima, a licitação de novos campos de exploração deve ser planejada de forma a fomentar a ampliação da participação de gás natural na produção nacional. Com esse intuito, deve-se oferecer mais rodadas de blocos:

- em que os estudos indicam haver maior propensão de apresentar reservas de gás natural;
- de exploração em terra, nos quais o custo logístico da exploração de gás é consideravelmente menor; e
- para exploração não convencional (tema da próxima seção), nos quais se prevê maior potencial de produção de gás natural.

4.1.2 REMOVER AS BARREIRAS À EXPLORAÇÃO NÃO CONVENCIONAL

Embora a ANP tenha licitado blocos de exploração não convencional na 12ª Rodada de Licitações, realizada em 2013, as atividades nesses blocos permanecem paralisadas por decisões judiciais na forma de liminares concedidas em ações civis públicas movidas pelo Ministério Público Federal. Adicionalmente, há portarias de órgãos de meio ambiente estaduais que proíbem o emprego da técnica de fraturamento hidráulico em rochas do tipo folhelho.

O tema já vem sendo discutido pelos integrantes do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) há alguns anos – conforme evidenciado pela transcrição da sua 113ª Reunião Plenária, em março de 2014 –, mas até o momento o Conama ainda não se manifestou publicamente sobre o tema.

No intuito de construir um consenso a respeito das medidas mitigadoras e regulatórias capazes de harmonizar a atividade de fraturamento hidráulico à segurança operacional e ambiental na exploração não convencional, o governo criou o Comitê Temático de Meio Ambiente do Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo e Gás Natural (Prominp).

O Comitê é composto de representantes do Ministério do Meio Ambiente, Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Águas, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), ANP, Serviço Geológico do Brasil (CPRM), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) e Petrobras. Espera-se que o Comitê seja capaz de prover os insumos necessários para que o Conama possa estabelecer uma resolução normatizando a questão (*Geofísica Brasil*, 19/ago/2015).

Os impactos ambientais relacionados à exploração não convencional de gás natural podem variar de uma região a outra. Embora muito possa ser apreendido da experiência nos Estados Unidos, onde a exploração não convencional já responde por mais de 47% da produção de gás natural no país, há aspectos dos impactos ambientais que provavelmente só serão esclarecidos à medida que o Brasil ganhar experiência no uso dessas técnicas de exploração.

Portanto, recomenda-se que o Conama estabeleça um regramento básico para atendimento das preocupações ambientais relacionadas à exploração não convencional com base no conhecimento atual e permita que a exploração em escala moderada (i.e. com a retomada das atividades nos blocos já licitados na 12ª Rodada de Licitações e oferta de mais uma quantidade previamente acordada com a ANP nas próximas Rodadas de Licitações) até que se obtenha maior confiança quanto aos impactos ambientais da atividade. Eventuais aprimoramentos nas regras para licenciamento ambiental poderiam ser incorporados nas Rodadas de Licitações seguintes.

¹³ A razão da produção das duas formas de hidrocarbonetos (gás natural/petróleo) foi computada com base em dados da British Petroleum (BP) para o ano de 2014.

4.1.3 FACILITAR O ESCOAMENTO DE GÁS NATURAL

O aproveitamento econômico de gás natural produzido em blocos de exploração marítimos é mais difícil porque requer a construção de gasodutos submarinos para escoar a produção até as unidades de processamento (UPGNs) em terra.

Em muitos casos, a construção desses gasodutos marítimos depende da escala de produção, não sendo economicamente viável para escoar a produção de um bloco de exploração individual, mas pode ser viável para o escoamento conjunto de diversos blocos marítimos nas proximidades. Logo, a promoção do compartilhamento de gasodutos de escoamento pode alavancar substancialmente o aproveitamento do gás natural associado produzido nos blocos marítimos, potencialmente reduzindo as taxas de reinjeção atualmente observadas nessas áreas.

Além disto, o compartilhamento de infraestrutura permitiria que a diversificação de empresas observada no segmento de exploração e produção também passasse a acontecer na oferta de gás natural diretamente às distribuidoras e aos consumidores livres, o que fortaleceria a concorrência ao longo de toda a cadeia produtiva do gás natural.

Diante disso, sugere-se a adoção de uma política de acesso de terceiros à infraestrutura de escoamento e processamento gás semelhante àquela existente para os gasodutos de transporte.

Poder-se-ia inclusive prever a concessão para a construção e operação de gasodutos de escoamento e unidades de processamento para atender a uma determinada localidade em que há diversos blocos de exploração próximos uns dos outros. Neste caso, criar-se-ia a figura do “escoador” e do “processador” para atender à demanda de um conjunto de produtores de forma neutra – assim como a figura do “transportador” prevista na Lei do Gás.

Já há pleitos neste sentido de agentes do setor privado interessados em explorar a atividade (i.e. “Rota Quatro”, que conectaria os blocos de exploração na área do Pré-Sal Legal a São Paulo). A ANP vem estudando o assunto e parece inclinada a aprovar uma regulamentação neste sentido.

4.2 FOMENTAR A CONCORRÊNCIA NA OFERTA DE GÁS NATURAL

4.2.1 PROMOVER A ENTRADA DE NOVOS AGENTES

A importância de ensejar a participação de novos agentes independentes no setor de gás natural a fim de promover o desenvolvimento do mercado é reconhecida pelos poderes Executivo e Legislativo. Em 2010 o primeiro ficou incumbido de estabelecer medidas específicas para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte no setor:

“O Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.”

- Lei 12.351, art. 65.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tem perseguido esse mesmo objetivo, conforme relatado na memória de suas reuniões semestrais:

“3. POLÍTICA PARA PARTICIPAÇÃO DE PEQUENAS E MÉDIAS EMPRESAS NAS ATIVIDADES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

A Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG, por intermédio do Secretário Marco Antônio, fez a apresentação do tema, inicialmente destacando a distância que existe na participação de pequenas e médias empresas nos mercados de petróleo e gás natural entre os Estados Unidos e o Brasil. Enfatizou que naquele país existem cerca de 23 mil pequenos produtores de petróleo e gás, que respondem por aproximadamente 40% da produção americana.

[...]

As medidas apresentadas aos membros do Conselho propõem critérios objetivos para: enquadramento das empresas como de pequeno e médio porte; adequação do modelo do contrato de concessão e dos editais das rodadas de licitações, compatibilizando-os com o perfil dessas empresas; o desenvolvimento de empresas locais prestadoras de serviços de mão de obra; criação de centrais de equipamentos e ferramentas de tratamento, transporte, armazenamento e refino; interlocução com os órgãos responsáveis para aumentar a agilidade, a eficiência e a transparência no processo de licenciamento ambiental; e a reativação e ampliação dos Campos Escola para treinamento de pessoal e desenvolvimento de empresas.

Uma das principais medidas propostas no trabalho apresentado é a realização de rodadas de licitações, com periodicidade semestral, para pequenas e médias empresas, de maneira a acelerar a participação dessas empresas no mercado de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, maximizando a recuperação de recursos petrolíferos, gerando empregos e distribuindo renda no País.

Com o objetivo de verificar permanentemente se as políticas propostas estão produzindo resultados efetivos, e sugerir medidas e estudos complementares sobre o tema, foi proposta a criação de uma Comissão para acompanhamento e aprimoramento da política.”

- Memória da 22ª Reunião do CNPE (28/abr/2011)

O esforço do CNPE culminou na **Resolução CNPE 01/2013** que estabeleceu a política de promoção do aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte no setor de petróleo e gás.

Assim, é importante que as Rodadas de Licitações estabeleçam exigências compatíveis com o perfil das pequenas e médias empresas. Esforços também precisam ser feitos para minimizar os custos burocráticos envolvidos no processo.

O vencimento do contrato de suprimento de gás natural advindo da Bolívia, previsto para ocorrer em 2019, apresenta-se como uma oportunidade adicional para se promover a diversificação dos agentes atuantes no setor de gás natural. Para tanto, deve-se avaliar a viabilidade de realização de uma chamada pública para a identificação de empresas interessadas em atuar como carregadores do gás proveniente da Bolívia no período pós-2019.

4.2.2 VIABILIZAR O LIVRE ACESSO E A TROCA OPERACIONAL (SWAP)

Para que a concorrência possa aflorar é essencial que terceiros tenham acesso efetivo aos gasodutos de transporte. A experiência internacional deixa clara a importância do livre acesso para o desenvolvimento do mercado de gás natural (Sant Ana, Jannuzzi e Bajay, 2008).

De Vany e Walls (1993) examinaram como o comportamento dos preços de gás natural entre diferentes regiões dos Estados Unidos evoluiu ao longo do tempo em decorrência das mudanças regulatórias que promoveram a abertura de acesso aos gasodutos a terceiros.

Em 1985, uma nova regulamentação (*Ferc Order 436*) facilitou a contratação de serviços de transporte em gasodutos nos Estados Unidos, permitindo a comercialização direta de gás natural entre os produtores e as distribuidoras locais de gás natural. Eles examinaram os biênios 1987-1988, 1988-1989, 1989-1990 e 1990-1991 utilizando uma **análise de cointegração**¹⁴ para avaliar como os preços se comportaram entre diferentes localidades no país.

A análise acima indicou que a liberação do acesso aos gasodutos estimulou a integração dos mercados de gás natural nos Estados Unidos: no primeiro biênio apenas 46% dos pares de mercados analisados apresentaram cointegração dos seus preços, mas gradualmente o grau

14 A cointegração de duas variáveis indica que há uma relação de equilíbrio de longo prazo entre as mesmas. Em termos estatísticos, a cointegração significa que a combinação linear de duas variáveis não estacionárias (i.e. séries cujas médias e variâncias se alteram ao longo do tempo) resulta numa série estacionária (i.e. série cuja função de distribuição de probabilidade permanece inalterada no tempo). A cointegração de preços de um produto em diferentes áreas geográficas indica que, embora ocorram desvios temporários na relação entre os preços nas duas regiões, verifica-se, sistematicamente, que os desvios são gradualmente ajustados de forma a manter inalterada a relação de preços de longo prazo nas duas regiões. Em termos mercadológicos, isto significa que há arbitragem entre os dois mercados suficiente para manter a relação de preços nas duas regiões inalterada no longo prazo.

de integração do mercado foi crescendo, atingindo cointegração de preços em 66% dos pares de mercados no último biênio. A análise também demonstra clara diferenciação do grau de cointegração entre as localidades atendidas por gasodutos que aderiram e não aderiram ao livre acesso.

Esses resultados evidenciam que o livre acesso desempenhou um papel crucial na transição da forma em que o gás natural é comercializado: gradualmente reduzindo a participação do gás natural comercializado por meio de contratos de longo prazo com cláusulas de *take-or-pay* para a comercialização em mercados de curto prazo, o que favoreceu o acirramento da concorrência e a crescente arbitragem de preços entre regiões.

Para que haja livre acesso efetivo é necessário estipular as tarifas de transporte e estabelecer mecanismos para monitorar e divulgar a capacidade disponível e ociosa na rede de gasodutos a fim de que terceiros possam solicitar serviço de transporte.

A Lei do Gás prevê uma regulamentação do monitoramento do uso dos gasodutos de transporte a fim de assegurar a prestação de serviços de transporte firme, extraordinário e interruptível a terceiros.

Segundo o **Decreto 7.382/2010**, cabe à ANP:

“manter disponível, em meio eletrônico, acessível a qualquer interessado e em local de fácil acesso, informações atualizadas sobre a movimentação diária e a capacidade de todos os gasodutos de transporte, bem como a capacidade contratada de transporte, a capacidade disponível, a capacidade ociosa e os períodos de exclusividade”.

Com vistas a fazer cumprir a legislação, a ANP contratou uma consultoria para estabelecer uma metodologia para cálculo da capacidade dos gasodutos e critérios para sua aferição, cujos resultados foram apresentados em setembro de 2015 (Simdut/PUC-Rio, 2015), mas a metodologia ainda não foi implementada.

A definição da capacidade comercial e a aferição e divulgação da capacidade disponível e ociosa em base diária é essencial para o cumprimento do livre acesso aos gasodutos de transporte.

A **capacidade comercial** considerada para fins de disponibilização do acesso a terceiros é definida como a capacidade máxima do gasoduto menos a “margem operacional” requerida.

O principal empecilho à sua implementação é a determinação da margem operacional requerida nos gasodutos. Conceitualmente, a **margem operacional** consiste da capacidade necessária para acomodar:

- as variações operacionais requeridas para comportar os desequilíbrios provocados pelos carregadores;
- as mudanças nas configurações operacionais necessárias para atender à programação; e
- as necessidades para assegurar a confiabilidade da rede de transporte.

Portanto, para que se possa assegurar o acesso de terceiros aos gasodutos é imprescindível regulamentar como será definida a margem operacional dos gasodutos.

Enquanto não estiver pacificada a definição da margem operacional requerida não será possível:

- dar publicidade e transparência quanto à capacidade disponível e à capacidade ociosa;
- realizar chamada pública para alocação de capacidade disponível;
- obter os parâmetros necessários para definir as tarifas de transporte; e
- estabelecer as regras de balanço de gás em tempo real.

Os três conjuntos de requisitos acima são indispensáveis para o cumprimento da garantia de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte determinada na Lei do Gás.

Recomenda-se, portanto, que seja estabelecido o critério de cálculo da margem operacional nos gasodutos para que se possa monitorar a capacidade comercial a fim de divulgar a capacidade disponível e ociosa visando à contratação das diversas modalidades de transporte por terceiros.

Além disso, a Lei do Gás prevê a possibilidade de troca operacional de gás natural, mecanismo conhecido como swap. Isso permite a permuta de gás natural em locais diferentes sem exigir o seu transporte físico, o que amplia a liquidez do mercado e otimiza os investimentos. Embora previsto na legislação, o swap ainda carece de regulamentação pela ANP para que possa ser efetivamente utilizado pelos agentes.

4.2.3 IMPLEMENTAR A DESVERTICALIZAÇÃO E A REGULAMENTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO

O programa de desinvestimentos da Petrobras seria uma oportunidade de ensejar a entrada de novos agentes no setor de gás natural e de estabelecer agentes independentes nos diversos elos da cadeia produtiva com o objetivo de fomentar o desenvolvimento de um mercado competitivo.

A permanência da atual verticalização da cadeia produtiva é um entrave para o desenvolvimento do mercado de gás natural. Segundo Guilherme de Biasi Cordeiro, Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural da ANP, a dominância da Petrobras em todos os elos da cadeia produtiva não pode persistir. No XVI Congresso Brasileiro de Energia, realizado em 21 de outubro de 2015, o superintendente se posicionou contra a manutenção do controle da Petrobras na Gaspetro afirmando que:

“A visão da ANP é de que as distribuidoras, assim como as transportadoras de gás natural, precisam ser independentes e não devem estar atreladas aos interesses de uma única companhia.

[...] a ANP entende que não é possível implementar o livre acesso se o transportador tiver interesse em outros elos da cadeia.”

- Guilherme de Biasi Cordeiro
Superintendente da ANP (*Brasil Energia*, out/2015)

O diagnóstico de Guilherme Cordeiro vai ao encontro da análise de estudos acadêmicos do tema. Polo e Scarpa (2013) fazem um exame analítico do mercado de gás natural para identificar as reformas necessárias a fim de promover um mercado competitivo de gás natural. Partindo da experiência europeia após a liberação, os autores examinam as reiteradas iniciativas frustradas para acirrar a concorrência no mercado gás natural. Uma das principais conclusões de sua minuciosa análise microeconômica é que a introdução do livre acesso à infraestrutura de transporte e a entrada de novos ofertantes é essencial para assegurar a concorrência nos mercados de gás natural, apesar de não serem suficientes.

A principal razão para esse resultado é o uso endêmico de **contratos take-or-pay** no setor de gás natural. Esses contratos envolvem um compromisso de pagamento fixo para obter o direito de receber até uma determinada quantidade de gás, mesmo que o comprador decida consumir uma quantidade menor, com a possibilidade de adquirir uma quantidade adicional a um preço marginal pré-estabelecido. O uso generalizado de contratos *take-or-pay* acaba promovendo uma segmentação do mercado entre os ofertantes (seja por uma delimitação geográfica, por classe de consumo ou diferenciação do produto) que arrefece a concorrência.

Segundo o modelo com duas empresas de Polo e Scarpa (2013), a segmentação do mercado – e o conseqüente arrefecimento da concorrência entre os fornecedores de gás natural – decorre da estrutura de custos resultante da junção dos contratos de aquisição de gás natural com cláusulas de *take-or-pay* e dos custos fixos (mesmo que pequenos) incorridos no atendimento de parcelas do mercado varejista:

“[...] quando uma empresa está comprometida com cláusulas de *take-or-pay* (*TOP*), a sua estrutura de custos é caracterizada por custos marginais iguais a zero até o montante de contração obrigatória e custos marginais mais elevados para quantidades maiores. [...] deixar uma parcela do mercado para o seu rival torna-se então uma estratégia conveniente e crível para ambos concorrentes. Ao deixar uma parcela de mercado para a outra empresa atender à sua obrigação de *TOP* em condições monopolistas, a empresa assegura que na parcela remanescente do mercado seu rival terá um custo marginal maior, o que desestimulará a entrada do seu rival na fração residual do mercado. Assim, a empresa assegura uma posição monopolista no atendimento dos demais consumidores.”¹⁵

O que é mais surpreendente na análise de Polo e Scarpa (2013) é que, persistindo a estrutura de custos criados pelas cláusulas *take-or-pay*, os incentivos à segmentação do mercado permanecem e o aumento do número de ofertantes não torna o mercado mais competitivo.

Essa conclusão é coerente com a experiência da Espanha, Reino Unido e Itália, países que adotaram políticas de repasse de contratos para terceiros (*gas release programs*). A ideia era exigir que a empresa dominante vendesse parte do seu suprimento de gás para concorrentes a fim de aumentar a concorrência. A experiência demonstrou, no entanto, que preços mais competitivos no mercado varejista não foram obtidos. A prática de segmentação do mercado e de preços elevados permaneceu.

Uma avaliação superficial poderia levar à conclusão que a solução para o problema concorrencial seria banir os contratos *take-or-pay*. O fato, no entanto, é que os compromissos contratuais de *take-or-pay* desempenham um papel fundamental, sem os quais o mercado de gás natural dificilmente evoluiria.

O uso de cláusulas *take-or-pay* em contratos de longo prazo tem sido muito estudado (Masten e Crocker, 1985; Crocker e Masten, 1991; Hubbard e Weiner, 1986 e 1991; Creti e Villeneuve, 2005), sendo reconhecido como um mecanismo eficiente para disciplinar a interação das partes interessadas do contrato de forma a:

- restringir ações oportunistas; e
- compartilhar riscos.

Em mercados que requerem grandes investimentos em ativos específicos, como o de gás natural, compromissos firmes são necessários, mas também é necessário prever flexibilidade para permitir um ajuste às novas circunstâncias ao longo do tempo. Os contratos de longo prazo com cláusula de *take-or-pay* atendem a ambas necessidades. Como bem expressam Crocker e Masten (1985):

“Em longos horizontes, a necessidade de adaptação a alterações nas circunstâncias, e, portanto, do desejo de se adotar arranjos flexíveis, podem ser substanciais. Mas geralmente existe um dilema entre a flexibilidade estabelecida no contrato e a facilidade de sua implementação [...] Quanto maior o número de disposições contratuais introduzidas para prover flexibilidade, maior é a margem para interpretações equivocadas e distorções deliberadas, o que amplia a probabilidade de custosos litígios.

Para minimizar esses custos, as partes desejam estabelecer termos que não requeiram verificação dos tribunais sobre eventos exógenos. Logo, os contratos geralmente adotam opções unilaterais em vez de cláusulas condicionais para possibilitar a adaptação. O objetivo do desenho de contratos é fazer com que o exercício dessas opções ocorra de forma a maximizar o lucro conjunto das partes.

É útil interpretar a adoção de cláusulas *take-or-pay* em contratos de longo prazo a partir

15 Tradução livre de: “[...] when a firm has to meet *TOP* [*take-or-pay*] clauses, its cost structure is characterized by zero marginal costs up to the obligations and higher marginal cost for larger quantities. [...] leaving a fraction of the market to the rival turns out to be a mutually convenient and credible strategy. The other firm, indeed, once exhausted its *TOP* obligations serving the customers in a monopoly position, becomes a high marginal cost competitor with no incentives to enter the residual fraction of the market. By leaving the rival in a monopoly position on a part of the market, a firm acquires a monopoly position on the residual customers.” (Polo e Scarpa, 2013).

dessa ótica. Variações de demanda ou de custos podem tornar a execução dos objetivos originais do contrato não-lucrativos ou mesmo ineficiente. Alterando os incentivos para aceitar ou rejeitar o fornecimento, as provisões de *take-or-pay* podem induzir o comprador a liberar investimentos em ativos para usos alternativos somente quando isso é eficiente.”¹⁶

Glachant e Hallack (2009) também atestam a importância da cláusula de *take-or-pay* no desenvolvimento da indústria de gás natural tomando o gasoduto Brasil-Bolívia como estudo de caso. Sua análise sugere que a cláusula *take-or-pay* é especialmente importante nas fases de implantação dos investimentos e inserção inicial no mercado para ensejar o desenvolvimento simultâneo e balanceado do *upstream* e *downstream* da indústria, mas que tende a ter eficácia reduzida como mecanismo de autorregulação em mercados maduros.

Se a eliminação dos contratos *take-or-pay* não é viável, o que pode ser feito para aprimorar a concorrência no mercado de gás natural?

Polo e Scarpa (2013) indicam duas opções para sanar o problema concorrencial no setor de gás:

- o estabelecimento de um **mercado atacadista centralizado** por meio do qual todo gás natural teria que ser comercializado; e
- a **desverticalização** e a imposição de **restrições regulatórias sobre a contratação bilateral** entre atacadistas e varejistas.

A primeira opção consiste no estabelecimento de um mecanismo de mercado centralizado por meio do qual seria realizada a venda de gás natural de todos supridores atacadistas a todas as distribuidoras varejistas. Assim, prevenir-se-ia a segmentação de mercado, assegurando uma concorrência por todo o mercado de forma uniforme.

A segunda opção requer a desverticalização entre os supridores atacadistas e as distribuidoras varejistas. Além disso, requer a regulamentação das formas de contratação bilateral permitida entre os supridores atacadistas e as distribuidoras varejistas. Os supridores atacadistas seriam obrigados a divulgar os seus preços e ofertar gás natural indiscriminadamente para qualquer distribuidora varejista, a preços uniformes, independentemente do montante comercializado.

Com base na segunda opção indicada por Polo e Scarpa para prevenir a segmentação de mercado, recomenda-se que as autoridades estaduais competentes exijam que as concessionárias de distribuição sejam independentes das empresas produtoras de gás natural e que ofereçam gás natural aos consumidores varejistas por meio de contratos padronizados e em condições não discriminatórias a todos os consumidores.

Além disso, é necessário desenvolver a regulamentação estadual da distribuição e a livre comercialização de gás natural, que ainda é inexistente ou muito incipiente na maioria dos estados. Seria desejável promover esforços para harmonizar a regulamentação promovendo as melhores práticas em todos os estados.

16 Tradução livre de: “Over long horizons, the need for adaptation to changing circumstances, and hence the desire for flexible arrangements, may be substantial. But a tradeoff generally exists between the flexibility provided for in a contract and the ease with which it can be implemented [...] The more provisions stipulated, the greater the scope for both honest misinterpretation and intentional deception, and thus the greater the likelihood of a dispute requiring costly adjudication.

To minimize these costs, the parties will wish to stipulate terms that do not require court verification of exogenous events. Accordingly, contracts usually employ unilateral options rather than contingent clauses to accommodate adaptation. The goal is to design contracts that reconcile exercise of such options with joint profit-maximizing behavior.

The adoption of take-or-pay provisions in long-term contracts can be usefully interpreted in this light. Fluctuations in demand or costs may make it unprofitable or even inefficient to carry out the original objectives of the contract. By altering incentives to accept or reject delivery, take provisions can induce buyers to release investments to their alternative uses only when it is efficient to do so.” (Crocker e Masten, 1985).

4.3 FLEXIBILIZAR A OFERTA E DEMANDA

4.3.1 FACILITAR A COMERCIALIZAÇÃO DE GNL

Um dos caminhos mais promissores para ampliar a flexibilidade do mercado de gás natural passa pela instalação de infraestrutura para o manuseio, transporte e estocagem de GNL. Segundo Hartley (2015), a expansão do mercado de GNL deve encadear um ciclo virtuoso que tenderá a robustecer cada vez mais o mercado de curto prazo:

“À medida que mais empresas passarem a importar GNL, e mais produtores ingressarem nesse mercado, a diferença média entre os preços do mercado de curto prazo aos quais o GNL é disponibilizado ao importador e o preço líquido obtido pelo o exportador (após a subtração dos seus custos de entrega de GNL nesse mercado) irá diminuir. Isso fará com que as elasticidades da oferta e da demanda aumentem. Ao mesmo tempo, mais empresas posicionar-se-ão para tomar vantagem de diferenciais de preços, seja ao longo do tempo, seja entre regiões geográficas. Em decorrência disso, a variação dos preços no mercado de curto prazo tenderá a ser menor.

[...] esses desenvolvimentos corroerão as vantagens da contratação de longo prazo para fins de obtenção de financiamento. Ao mesmo tempo, essas mudanças provavelmente impulsionarão ainda mais a participação de empresas contratadas no mercado de curto prazo, elevando ainda mais a sua liquidez.”¹⁷

A demanda por gás natural para geração termelétrica vem impulsionando o desenvolvimento da infraestrutura de gás natural no país, sendo um dos mais recentes exemplos os planos de construção de três terminais de regaseificação para atendimento da demanda prevista de três projetos termelétricos contratados pelo 20º e 21º Leilões de Energia Nova (A-5), realizados em 2014 e 2015. Esses terminais serão desenvolvidos por empresas privadas e possivelmente terão capacidade para atender à demanda de terceiros, o que deve contribuir para a abertura do mercado de gás natural brasileiro se os empreendimentos de fato forem implantados.

No entanto, e como já mencionado, o processo de abertura do mercado de GNL no Brasil poderia ser acelerado se a exigência legal de acesso de terceiros fosse aplicada aos terminais de regaseificação, assim como se faz para os gasodutos de transporte. Isso facilitaria a importação de gás natural por terceiros, ampliando as alternativas de suprimento dos agentes.

4.3.2 PROMOVER A OFERTA DE SERVIÇOS DE ARMAZENAMENTO

O armazenamento de gás natural confere mais confiabilidade e flexibilidade ao seu fornecimento, proporcionando mais liquidez ao mercado e permitindo redirecionar uma parcela maior de gás natural produzido para fornecimento nos períodos em que o produto é mais valorizado.

A estocagem de gás natural geralmente é realizada em cavidades subterrâneas, como antigos campos de petróleo ou gás abandonados, minas de sal ou de outros minérios, e em cavernas. Outra opção de estocagem é o armazenamento criogênico de GNL.

Confort e Mothe (2014) fazem uma análise empírica comparativa da disponibilidade de capacidade de armazenamento de gás natural em 38 países. Eles constatam que a capacidade de armazenamento varia muito em função da geologia e da sazonalidade da demanda do país, mas que há uma clara correlação entre: (i) a capacidade de armazenamento e o consumo; e (ii) a capacidade de armazenamento e a infraestrutura de transporte (quilômetros de gasodutos).

17 Tradução livre de: “As more firms import LNG, and more producers enter the market, the average difference between spot market prices available to an importer and netback prices available to an exporter will decline. The overall elasticity of supply or demand facing any one party will increase. The use of natural gas in a wider range of applications may also raise demand elasticities. At the same time, more firms are positioning themselves to take advantage of geographic and intertemporal LNG price differentials. As a result of these developments, spot market prices are likely to become less variable.

[...] these developments will erode the advantages of long-term contracts in allowing higher project leverage. At the same time, the changes are likely to increase spot market participation by parties under contract, further raising spot market liquidity.” (Hartley, 2015).

Atualmente o Brasil não dispõe de capacidade de armazenamento, mas com base nos padrões internacionais, a análise de Confort e Mothe (2014) aponta que, para atender ao consumo brasileiro (29,1 bilhões de metros cúbicos – dados de 2013), o Brasil deveria dispor de uma capacidade de armazenamento da ordem de 2,0 a 6,7 bilhões de metros cúbicos, montante suficiente para atender às necessidades do país por 25 a 84 dias.

O armazenamento não só conferiria mais confiabilidade em caso de falha, como, por exemplo, uma eventual falha no suprimento do gasoduto Brasil-Bolívia, mas também proporcionaria mais flexibilidade para complementação hídrica sazonal. A adição de capacidade de armazenamento em locais estratégicos poderia, inclusive, contribuir para a minimização da margem de operação requerida nos gasodutos, ampliando a capacidade disponível para contratação.

Recomenda-se que a EPE faça um estudo, a ser contemplado no próximo Pemat, avaliando a conveniência de se promover a contratação de concessionária(s) para desenvolver e operar unidade(s) de armazenamento de gás natural no país.

4.4 PROMOVER A DESINDEXAÇÃO DO GÁS NATURAL AO PETRÓLEO

No Brasil, a indexação do preço do gás natural aos preços do petróleo e seus derivados ainda é muito comum, embora mais recentemente a indexação aos preços dos mercados de curto prazo de GNL tenha se tornado mais frequente.

Existem três modalidades principais de precificação de gás natural em vigor no país:

- as tarifas **TCQ** (Transporte, Capacidade e Quantidade) foram a modalidade inicialmente adotada pela Petrobras, que precificava separadamente a molécula (diferenciada em função da origem do gás – nacional ou importado) e o transporte (em função da distância transportada);
- as **tarifas para geração termelétrica** estabelecidas no regime do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) implementado por meio do Decreto 3.371 de 24/fev/2000;
- as tarifas **NPP** (Nova Política de Preços), ofertada pela Petrobras a partir de 2007, que unificaram a tarifa de gás natural adotando uma política “selo postal”, em que o preço do transporte passou a ser uniforme, independentemente da fonte do gás natural e do local de sua retirada, e que a partir de 2011 passou a ter uma nova lógica com a adoção de uma política de descontos.

No caso das tarifas TCQ, a parcela referente à molécula é indexada aos preços internacionais do petróleo, enquanto a parcela referente ao transporte depende da origem do gás natural: a do gás nacional é indexada ao índice de preços (IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado) e a do gás importado é reajustada anualmente em 0,5% mais a variação cambial (Portaria Interministerial MME/MF 003/2000; Cecchi, 2002).

As tarifas oferecidas aos geradores termelétricos no PPT são indexadas a uma combinação de indexadores. A maior parte da tarifa (geralmente 80%) é indexada aos índices de preços dos Estados Unidos (o *CPI - Consumer Price Index* ou o *PPI - Producer Price Index*) mais a variação cambial, e a outra é indexada ao IGPM - Índice Geral de Preços do Mercado (Portarias MME 043/2000 e 215/2000, Portarias Interministeriais MME/MF 176/2001 e 234/2002).

No caso das tarifas NPP, há também duas parcelas: a parcela “fixa” para remunerar o transporte, e a parcela “variável” para remunerar a “molécula”. A principal diferença em relação às tarifas TCQ é que a parcela fixa passou a ser uniforme em todo o país, independentemente da origem do gás e do ponto de sua retirada da rede de gasodutos. A parcela variável continuou indexada aos preços internacionais do petróleo (incluindo o GNL) porém, em 2011, a Petrobras adotou uma política de descontos discricionários que alterou a dinâmica de precificação previamente adotada (Cade, 2015).

Em termos de práticas mundiais, a indexação do gás natural aos preços do petróleo e seus derivados é comum na fase inicial de desenvolvimento da indústria, quando a maior parte da demanda advém da substituição de outros combustíveis fósseis. Neste contexto, a indexação do preço do gás natural aos preços dos combustíveis concorrentes assegura a manutenção dos preços relativos no longo prazo, proporcionando ao comprador a segurança para efetuar os investimentos na compra ou adaptação de seus equipamentos para operação com gás natural. No entanto, à medida que o mercado evolui, os preços passam a ser referenciados ao preço do mercado de curto prazo local, opção que reflete de forma mais fidedigna os custos de produção e os custos de oportunidade dos agentes (Sterns e Rogers, 2014; Crocker e Masten, 1996).

A indexação do gás natural aos preços internacionais de GNL pode ser adequada para a contratação de GNL importado, mas também não é o balizador mais apropriado para o gás natural produzido localmente. Idealmente, os preços do gás produzido localmente deveriam refletir as condições do mercado local de gás natural.

Atualmente o GNL representa cerca de um quarto do gás natural comercializado internacionalmente no mundo. Portanto, a dinâmica de preços ainda é dominada pelo gás natural transportado por gasodutos. Assim, os preços de gás natural deveriam refletir as condições de oferta e demanda locais dos agentes que são interligados por uma determinada malha de gasodutos.

A análise estatística de Silverstovs, Hégaret, Neumann, Hirschhausen (2005) comprova que os preços dos mercados de gás natural são regionalizados. Utilizando análise de cointegração, os autores examinam se os mercados de gás natural e de GNL na América do Norte, na Europa e na Ásia (Japão / Coreia do Sul) são integrados. Seus resultados indicam que há integração entre o preço do gás natural e o preço do GNL em cada região, mas não entre regiões¹⁸.

É importante, portanto, que as autoridades governamentais, principalmente a ANP e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), atuem no sentido de adotar medidas para desenvolver um mercado atacadista de curto prazo de gás natural no Brasil que possa balizar os preços contratados de gás natural na rede de gasodutos do país. O caminho para atingir esse objetivo envolve a implantação do livre acesso efetivo, a desverticalização da cadeia produtiva e a comercialização em condições não-discriminatórias, como argumentado na seção “4.2.3 Implementar a desverticalização e a regulamentação da comercialização”.

¹⁸ Com a exceção entre o mercado europeu e asiático, mas os autores argumentam que isto provavelmente se deve aos contratos de longo prazo remanescentes em ambos os mercados que são indexados ao preço do petróleo, e não devido à arbitragem que ocorreria entre mercados integrados.

4.5 INCENTIVAR A INSERÇÃO DE TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL

4.5.1 APRIMORAR A SISTEMÁTICA DE LEILÕES DE ENERGIA

Vários estudos têm apontado falhas na sistemática de Leilões de Energia Nova que, por sua vez, têm prejudicado a inserção eficiente de termelétricas a gás natural na matriz elétrica.

Prandini, Viana, Rocha, Grynwald e Mello (2013) apontam que atributos importantes dos geradores não são contemplados nos Leilões de Energia, tais como:

- sua contribuição para a redução de perdas técnicas devido à localização do seu ponto de conexão na rede de transmissão ou distribuição;
- sua contribuição para a melhoria da confiabilidade do suprimento; e
- seu nível de emissões em relação ao de outras opções.

Os autores argumentam que as distorções decorrentes da inobservância dos atributos acima poderiam ser evitadas por meio da realização de Leilões de Energia específicos para a contratação de fornecedores com essas características ou por meio da introdução de novos componentes na fórmula de cálculo do Índice de Custo Benefício.

Com a ampliação da participação de geração de fontes intermitentes na matriz elétrica, dentre as quais se destacam a geração hidrelétrica a fio d'água e a eólica, a demanda líquida por energia elétrica (apresentada na seção “2.1 Reflexões sobre a evolução da geração no Brasil”) será cada vez mais volátil, o que torna cada vez mais importante a inserção de geradores que possam atender a essas variações da demanda líquida de forma confiável.

Os atributos requeridos para atender a essas necessidades precisam ser levados em conta nos Leilões de Energia Nova a fim de fomentar a expansão da geração mais apropriada para atender às necessidades do país. Recomenda-se, portanto, que a sistemática dos Leilões de Energia Nova seja revista para levar em conta a localização das usinas e para valorizar a capacidade de resposta dos geradores às demandas do sistema (i.e. a sua despachabilidade sob demanda).

4.5.2 ALTERAR A FORMA DE COMPROVAÇÃO DE RESERVAS

Conforme detalhado na seção “2.3.4 Entraves para inserção de gás natural na matriz elétrica”, a outra barreira que tem desnecessariamente prejudicado a expansão da geração termelétrica a gás natural é a exigência de comprovação de suprimento por todo o período de concessão das termelétricas (Avila, Bezerra, Barroso, Roseblatt e Veiga, 2012; Instituto Acende Brasil, 2014).

Embora a comprovação tenha sido reduzida para 15 anos nos últimos Leilões de Energia, a exigência ainda é muito restritiva. O setor elétrico requer segurança da capacidade de suprimento, mas não é necessário fazer a comprovação tantos anos à frente: bastaria um horizonte suficiente longo que permitisse a instalação de outros geradores em caso de redução ou término da capacidade de produção da termelétrica. Neste sentido, seria suficiente estabelecer uma exigência de comprovação anual da capacidade para atendimento ao mercado nos próximos cinco anos.

É claro que o empreendedor não deverá investir numa termelétrica se não houver perspectiva de aquisição do combustível para abastecer a usina durante a vida útil do empreendimento. Portanto, o empreendedor encarregar-se-á de analisar esse risco de mercado. Isso não requer, no entanto, a predefinição de qual fornecedor será contratado e em que condições o gás natural será adquirido para todo o período de concessão (ou dois terços do período, no caso da exigência de comprovação de suprimento por 15 anos).

A fim de conciliar a comprovação de reservas para atendimento dos contratos de energia com

as práticas do setor bastaria que se adotasse uma análise dinâmica das reservas em que se contemple a capacidade de atendimento numa “janela móvel” dos próximos anos, deixando para períodos posteriores a comprovação das reservas para atendimento de anos subsequentes. A cada ano seria revista a comprovação dos próximos cinco anos, assegurando a confiabilidade do suprimento elétrico, sem demandar comprovações que acabam por dificultar a inserção de termelétricas a gás natural.

5 CONCLUSÕES

À medida que a participação de fontes intermitentes – como as de origem eólica, solar e hidrelétrica a fio d'água – no parque gerador brasileiro aumenta, tornar-se-á cada vez maior a utilidade de geradores que possam ser instalados próximos às áreas em que a carga mais cresce e que possam produzir energia nos momentos em que é mais necessária.

As termelétricas à gás natural atendem a esses quesitos e despontam como uma das opções mais promissoras dada a perspectiva de ampliação da oferta de gás natural nos próximos anos. No entanto, a competitividade dessa opção depende crucialmente da evolução do mercado de gás natural no país.

O desenvolvimento de um mercado de gás pujante pode não apenas resultar em preços menores decorrentes da pressão da concorrência, mas pode também oferecer maior flexibilidade no aproveitamento do gás natural.

Reconhecidas essas vantagens, o desenvolvimento do mercado de gás depende:

- da ampliação da oferta por meio de um programa contínuo e previsível de licitações de blocos de exploração;
- da eliminação das barreiras à exploração não convencional;
- da facilitação do transporte de gás natural das áreas de exploração marítimas por meio do compartilhamento de gasodutos de escoamento com tarifas reguladas;
- da promoção da concorrência por meio de políticas voltadas à inclusão de novos agentes no setor;
- da viabilização do livre acesso à malha de gasodutos, por meio da regulamentação que proporcione maior transparência quanto à capacidade disponível e à capacidade ociosa, incluindo a introdução do mecanismo de *swap*;
- da desverticalização entre os supridores atacadistas e os distribuidores varejistas;
- da regulamentação estadual da distribuição e comercialização;
- da flexibilidade de oferta advinda da comercialização de GNL;
- da oferta de serviços de armazenamento; e
- da desindexação dos preços de gás natural ao preço do petróleo.

Adicionalmente, a viabilização da inserção otimizada de termelétricas a gás natural na matriz elétrica requer:

- o aprimoramento da sistemática de leilões de forma a levar em conta a localização das usinas e valorar a sua capacidade de ofertar energia quando a mesma é mais necessária; e
- a alteração da forma de comprovação de reservas para habilitação nos Leilões de Energia.

Essas medidas contribuiriam para:

- a) o melhor aproveitamento do potencial energético do país;
- b) o aumento da competitividade empresarial; e
- c) a geração de renda e riqueza para a população.

REFERÊNCIAS

- Avila, P.; B. Bezerra; L. Barroso; J. Roseblatt; e M. Veiga (2012). Requisito de lastro de gás natural para viabilizar a participação de termelétricas nos leilões de energia nova: análise e propostas. Rio de Janeiro: Rio Oil & Gas Expo and Conference.
- Cade (2015). Nota Técnica 48/2015/CGAA4/SGA1/SG/Cade. Brasília: Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
- Cecchi, J. (2002). Gás Natural: Competição e Suprimento. Rio de Janeiro: Brazil Energy Roundtable - Instituto das Américas.
- CNI (2015). Gás Natural em Terra: Uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor. Brasília: Confederação Nacional da Indústria.
- Confort, M. e C. Mothe (2014). Estimating the required underground natural gas storage capacity in Brazil from the gas industry characteristics of countries with gas storage facilities. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 18: 120-130.
- Creti, A. e B. Villeneuve (2005). Longterm Contracts and Take-or-Pay Clauses in Natural Gas Markets. *Energy Studies Review* 13(1): 75-94.
- Crocker, K. J. e S. E. Masten (1988). Mitigating Contractual Hazards: Unilateral Options and Contract Length. *Rand Journal of Economics (Autumn)*: 327-343.
- Crocker, K. J. e S. E. Masten (1991). Pretia ex Machina? Prices and Process in Long-Term Contracts. *Journal of Law and Economics* 34 (April): 69-99.
- Crocker, K. e S. Masten (1996). Regulation and Administered Contracts Revisited: Lessons from Transaction-Cost Economics for Public Utility Regulation. *Journal of Regulatory Economics* 9: 5-39.
- De Vany, A.; e W. Walls (1993). Pipeline Access and Market Integration in the Natural Gas Industry: Evidence from Cointegration Tests. *The Energy Journal* 14(4): 1-19.
- EPE (2015). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.
- Ferraro, M.; e M. Hallack (2012). The development of the natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments. *Energy Policy* 50: 601-612.
- Glachant, J. e M. Hallack (2009). Take-or-pay contract robustness: A three step story told by the Brazil-Bolivia gas case? *Energy Policy* 37: 651-657.
- Hartley, P. (2015). The Future of Long-term LNG Contracts. *The Energy Journal* 36(3): 209-233.
- Hubbard, G. e R. Weiner (1986). Regulation and Long-term Contracting in US Natural Gas Markets. *Journal of Industrial Economics* 35: 71-79.
- Hubbard, G. e R. Weiner (1991). Efficient Contracting and Market Power: Evidence from the US Natural Gas Industry. *Journal of Law and Economics* 34: 25-67.
- IEA (International Energy Agency) (2011), *World Energy Outlook - Special Report "Are We Entering a Golden Age of Gas?"*, OECD/IEA, Paris
- IEA (2013). *World Energy Outlook - 2013*. Paris: International Energy Agency.
- Instituto Acende Brasil (2014). *Agenda 2015-2018: Propostas de Aprimoramento para o Setor Elétrico (White Paper 13)* São Paulo: Instituto Acende Brasil.
- Lima, J.; W. Colischonn; e J. Morengo (org.) (2014). *Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica*. São Paulo: AES Tietê.
- Masten, S. E. K. Crocker (1985). Efficient Adaptation in Long-Term Contracts: Take-or-Pay Provisions for Natural Gas. *The American Economic Review* 75(5): 1083-1093.
- MME (2014). *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural 89 (agosto)*. Brasília: Ministério de Minas e Energia.

- MME (2015). *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural 102 (agosto)*. Brasília: Ministério de Minas e Energia.
- Polo, M. e M. Scarpa (2013). Liberalizing the gas industry: Take-or-pay contracts, retail competition and wholesale trade. *International Journal of Industrial Organization* 31: 64-82.
- Prandini, T.; R. Viana; G. Rocha; S. Grynwald; e J. Mello (2013). As térmicas e o gás natural – expansão, segurança e preços. Brasília: *XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE – GPL 11)*.
- Sant Ana, P.; G. Jannuzzi; e S. Bajay (2008). Modelo para o desenvolvimento da competição na indústria de gás natural no Brasil. *Revista Brasileira de Energia* 14(1): 107-127.
- Silverstovs, B.; G. Hégaret; A. Neumann; e C. Hirschhausen (2005). International market integration for natural gas? A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan. *Energy Economics* 27: 603-615.
- Simdut/PUC-Rio (2015). Modelo Teórico e Computacional para Avaliação de Capacidade de Transporte de Gasodutos. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) / Núcleo de Simulação Termo-hidráulica de Dutos da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Sousa, F. (2010). Desdobramentos da Lei do Gás. Nota Técnica – Consultoria Legislativa. Brasília: Câmara dos Deputados.
- Sterns, J. e H. Rogers (2014). The Dynamics of a Liberalized European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players. *OIES Paper 94*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies / University of Oxford.
- Torres Filho, E. (2002). O Gasoduto Brasil–Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado. *Revista do BNDES* 17: 99–116.
- Wang, Z. E. A. Krupnick (2015). A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? *Economics of Energy & Environmental Policy* 4(1): 5-17.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2016). *O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica*. White Paper 16, São Paulo, 40 p.

Presidente: Claudio J. D. Sales
Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro
Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler
Desenvolvimento Sustentável: Alexandre Uhlig
Pesquisa e Desenvolvimento: Patrícia Guardabassi
Cursos e Eventos: Melissa Oliveira
Engenheiro: Joaci Lima Oliveira
Assuntos Administrativos: Eliana Marcon
Secretária: Ingrid Santos

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO

ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br