



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO



PNE 2050

PLANO NACIONAL DE ENERGIA



VERSÃO PARA
CONSULTA PÚBLICA



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL

Gás Natural

O setor de gás natural brasileiro encontra-se em um momento de transição: se, por um lado, a Petrobras era observada como agente dominante sobre toda a cadeia até um passado recente, por outro lado, atualmente descortina-se um novo panorama para o setor com novas companhias transportadoras, novos agentes importadores, novos acionistas nas Companhias Distribuidoras Locais, além de novos produtores.

Até então, o setor de gás natural era marcado por reduzida competição, barreiras tributárias, barreiras à entrada de novos consumidores no âmbito estadual, barreiras de entrada de novos supridores, e dificuldades no desenvolvimento de novos projetos voltados ao mercado nacional. Contudo, com a realização de importantes desinvestimentos na cadeia de gás natural pela Petrobras e a possibilidade de utilização do gás do pré-sal, abriu-se um caminho para potencialmente tornar a oferta do insumo mais competitiva, iniciando-se um processo de abertura. Esta, por sua vez, está calcada na mitigação das barreiras de acesso a infraestruturas essenciais e no aumento da transparência na formação de preços para haver estímulo à entrada de novos agentes.

Diante deste cenário e vislumbrando a possibilidade de criação de um ambiente propício aos investimentos, com multiplicidade de agentes e transparência, o governo federal empreendeu esforços na criação de um novo desenho do mercado de gás natural brasileiro, refletidos no programa Novo Mercado de Gás. Entende-se que as principais medidas que possibilitarão as mudanças se aplicariam em um horizonte de curto e médio prazo. A concretização dos cenários esperados traria impactos positivos sobre a economia, e, em especial, sobre os segmentos industriais, de transportes e do setor elétrico, que contarão com uma oferta competitiva do insumo.

Na geração de energia elétrica, o gás natural está em transformação. A geração térmica tem sido um importante complemento à geração hidrelétrica desde o início da década de 2000. Recentemente, houve mudanças tanto nas opções de oferta de gás para UTEs, quanto na demanda pela termelétrica. As opções de oferta para o setor elétrico, restritas à Petrobras por vários anos, se diversificaram e levaram ao desenvolvimento de diferentes modelos de negócios: começando com a implantação de UTEs associadas a terminais privados de GNL, além da experiência bem sucedida de geração com gás em terra do tipo *Reservoir-to-wire* e, mais recentemente, com a utilização de gás do pré-sal de produtores independentes.

Por outro lado, a demanda por geração termelétrica também vem se alterando. Além da complementação à hidrelétrica em anos mais secos, a tendência de redução da participação hidrelétrica na geração e a entrada em operação de usinas a fio d'água com perfil fortemente sazonal, na Região Norte, criam uma maior necessidade de geração por outras fontes no período de seca, complementando o requisito de energia do sistema. Com a redução gradativa da participação relativa das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira substituída pela expansão de renováveis não controláveis, outros recursos, como as termelétricas a gás natural, serão cada vez mais importantes para atendimentos dos diversos requisitos do sistema além da geração de energia, como a capacidade (para atendimento à ponta) e, possivelmente num horizonte mais a frente, a flexibilidade.

As perspectivas de evolução no contexto tanto da oferta quanto da demanda de geração termelétrica a gás natural demandarão esforços de mudança tecnológica e regulatória. As reformas correntes no setor de gás natural e elétrico são apenas o início de uma adaptação contínua. A questão que se impõe para os próximos anos é o papel do gás natural no setor elétrico e na transição energética.

Estimativa da Oferta Doméstica e Importada

O potencial de oferta que poderia ser disponibilizado para atendimento da demanda no horizonte do PNE 2050 foi construído a partir das perspectivas de quantidade do gás natural produzido e processado nacionalmente e da importação, cujos valores, por sua vez, estão associados à expectativa de evolução da demanda pelo energético.

Estima-se que o aproveitamento do gás natural convencional (principalmente do pré-sal e do gás não associado do pós-sal) atinja 220 milhões de m³/dia em 2050, o que requererá uma expansão da capacidade nacional de processamento de gás natural de 120 milhões de m³/dia além das ampliações em andamento e previstas, mais do que dobrando a capacidade instalada de processamento no País.

As importações (via terminais de regaseificação de GNL e gasodutos internacionais) mais os recursos não convencionais (formações fechadas, folhelhos e hidratos de metano), sobre os quais no geral há relativo grau de incerteza em relação ao volume recuperável e à economicidade da produção, podem variar entre 120 milhões de m³/dia a 230 milhões de m³/dia em 2050, a depender da competitividade relativa, do patamar da demanda e da sua localização. Em particular, o volume de produção a partir de recursos não convencionais pode atingir a mesma ordem de magnitude da oferta potencial de recursos convencionais, caso haja suficiente viabilidade econômica. Uma vantagem relacionada à sua produção é a possível expansão rumo ao interior, com investimentos em infraestrutura, caso esta estratégia seja viável economicamente.

Dessa forma, a oferta potencial disponível em 2050 seria da ordem de 340 milhões de m³/dia a 450 milhões de m³/dia (ver Figura 61). Nesses volumes de gás natural, o comissionamento de sítios de estocagem subterrânea de gás natural e a construção de instalações de *peak shaving* podem vir a proporcionar mais segurança ao abastecimento de gás natural, principalmente no atendimento de demandas sazonais ou picos de consumo, além de permitir uma maior otimização dos fluxos de caixa e atenuação da volatilidade de preços.

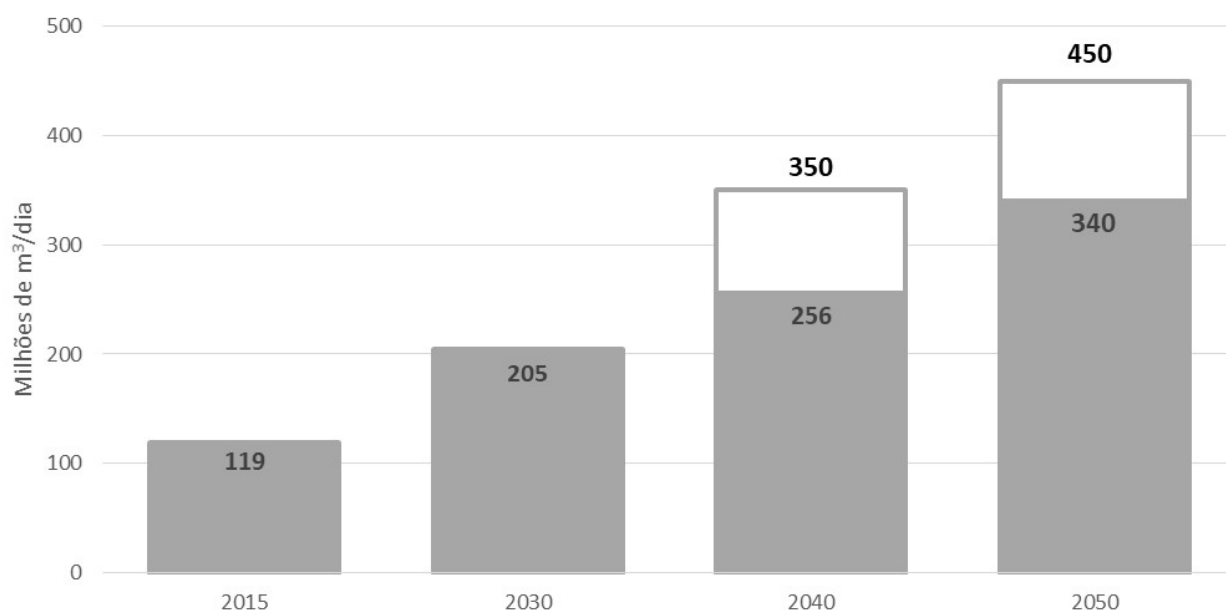


Figura 61 - Evolução da oferta potencial de gás natural

Demanda de Gás Natural e Aumento da Competição

A perspectiva de excesso de oferta deste combustível em nível internacional, a localização das reservas do pré-sal em águas profundas e distantes da costa brasileira, sua eventual associação à exploração do petróleo e as várias possibilidades de uso final do gás natural, permitem traçar algumas tendências gerais para o preço e a disponibilidade deste combustível num horizonte de longo prazo.

De modo geral, espera-se que no horizonte até 2050 os preços do gás natural converjam globalmente para patamares mais baixos como resultado do aumento da oferta, do desenvolvimento de infraestrutura de transporte e da maior conexão entre os mercados de gás natural. O comércio internacional de gás natural deverá continuar se expandindo, com aumento significativo da participação do GNL. São esperadas importantes mudanças estruturais no mercado mundial de gás natural, com uma expectativa de substituição gradual dos contratos de longo prazo por contratos de médio/curto prazo, além da intensificação da migração de contratos indexados ao preço do petróleo para aqueles indexados ao preço *spot* de gás natural.

No Brasil, os preços de gás natural já especificado que serão negociados nos pontos virtuais de negociação (*hubs*) ou tendo esses como referência. Estes preços de negociação nos hubs, por sua vez, podem variar conforme o tipo de contrato (produto), podendo variar em termos de prazo, volume e condições de atendimento, como flexibilidade. Adicionalmente devem ser considerados no preço final do consumidor, a depender do seu modelo de negócios, a tarifa de transporte, a margem de distribuição e os impostos (parte podendo ser recuperada pelo cliente posteriormente na forma de créditos). Em um ambiente mais competitivo e com aumento da eficiência nos segmentos de transporte e distribuição no mercado de gás natural, espera-se uma tendência de redução de preços também devido a estas parcelas, principalmente para consumidores de grande porte, como os do setor industrial e termelétrico, aproximando então o preço final do preço da molécula.

Do ponto de vista do setor industrial, novos polos gás-químico poderão otimizar o uso de gás natural em diferentes atividades, como por exemplo a produção de amônia, metanol, e derivados dos mesmos, compartilhando infraestruturas de movimentação e/ou armazenamento de gás natural, além de centrais de utilidades. Outros setores como o de cerâmica e o de siderurgia também poderão ter ganhos de competitividade baseados no uso do gás natural, não só devido aos preços atrativos para o combustível, mas também pelo aumento no valor do produto final dados os potenciais ganhos de qualidade. A localização de tais polos de consumo de gás natural pode se dar pela disponibilidade do insumo, mas também pela proximidade dos centros consumidores de seus produtos ou dos terminais para importação e exportação, permitindo inclusive a viabilização de novos gasodutos para sua conexão ao sistema de gás natural existente. Em um primeiro momento, porém, a entrega de gás natural em novos polos consumidores pode ocorrer por meio de gás natural comprimido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala.

Do ponto de vista do setor elétrico, as diferentes faixas de preço do gás natural combinados com a flexibilidade do fornecimento indicam a possibilidade de diversos modelos de negócios com competitividades distintas para determinados modos de operação e que influenciarão também nas características e configurações dos projetos. Com contratos firmes de fornecimento de gás natural e uma consequente redução no preço do combustível, há possibilidade de desenvolvimento de modelos de negócios para fornecimento de energia, com expectativa de geração por maiores períodos de tempo a depender dos níveis de inflexibilidade contratual e dos valores de CVU provavelmente menores frente aos demais recursos despacháveis do sistema elétrico. Por outro lado, para contratos mais flexíveis, são esperados preços de combustível mais altos, indicando o desenvolvimento de novos modelos de negócios para provimento de serviços específicos, como atendimento à ponta.

É importante destacar que existe grande diversidade de modelos de negócios possíveis e o ambiente competitivo bem calibrado será responsável por elencar e contratar os mais adequados modelos de negócios que atendam aos requisitos do sistema de forma otimizada. Ressalta-se a dinâmica desse processo e as constantes evoluções e transformações tanto dos requisitos sistêmicos, quanto das possibilidades de oferta, ao longo do horizonte do PNE 2050.

Desafios Principais

O processo de abertura e desenvolvimento do mercado de gás natural impõe uma série de desafios aos atores dos segmentos da indústria do gás natural e requer coordenação e encadeamento de uma série de medidas. Com base na experiência internacional, espera-se que a conclusão das etapas do processo de abertura ocorra de forma gradual nos próximos anos. Assim, as medidas que se iniciaram no Novo Mercado de Gás podem ser reavaliadas paralelamente à evolução do desenvolvimento do mercado e deverão ter seus efeitos continuamente monitorados. Os principais desafios a serem enfrentados nos próximos anos são listados a seguir.

1. *Criar um mercado competitivo de gás natural*

Tomando como base os países onde há um setor de gás natural aberto e líquido atualmente, espera-se que o mercado brasileiro passe por desenvolvimento semelhante. Tem-se claro, contudo que, o caminho rumo a um mercado competitivo maduro de gás natural será um processo gradual, com coexistência de diversos tipos de contratos com alta e baixa flexibilidades, de longo, médio e curto prazos.

2. *Harmonização das regulações estaduais*

No âmbito da distribuição e regulação estadual, entende-se como necessária a harmonização das regulações estaduais relativas ao gás natural, com a criação de mecanismos de adesão voluntária dos estados, o que promoveria maior celeridade na implementação das medidas e na abertura do mercado, baseando-se nas boas práticas regulatórias internacionais e com vistas ao tratamento tributário adequado para a comercialização do gás natural.

3. *Viabilização da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural*

Se por um lado, grande parte da demanda crescente por gás natural tem como origem o setor elétrico, por outro lado, os modelos de negócio mais competitivos têm sido os que não utilizam gasodutos de transporte, como as UTEs associadas a terminais de GNL, na costa, ou o modelo *Reservoir-to-wire*, no interior. Isso mantém o desafio de como expandir de forma competitiva a infraestrutura de transporte, atualmente concentrada na costa. A abertura do mercado de gás e a multiplicidade de agentes, além do estabelecimento de novos polos consumidores, podem ajudar a revelar novas demandas de gás natural e, com isso, contribuir para a expansão da malha. Além disso, a expansão da malha existente é importante para permitir uma maior diversidade de fluxos de gás natural entre pontos de oferta e demanda nas regiões já atendidas pela infraestrutura.

4. *Integração dos novos modelos de mercado de gás e setor elétrico*

Considerando as reformas regulatórias em curso, no âmbito do Novo Mercado de Gás e do GT Modernização, assim como as mudanças resultantes nos próximos anos, será preciso adequar os modelos de negócio da geração termelétrica a gás natural, na interface entre os setores. Por exemplo, no setor elétrico, há a tendência de se prover novos serviços além do fornecimento de energia, o que demandará um suprimento de gás correspondente e um modelo de negócio adequado. A criação de um mercado secundário de gás natural líquido poderia facilitar o processo de integração entre os dois setores.

Avaliação das Simulações de Expansão Elétrica

Como desdobramento do programa Novo Mercado de Gás, abre-se uma perspectiva de maior inserção do Gás Natural na matriz elétrica brasileira no horizonte de 2050, em particular em função da expectativa de sua maior disponibilidade a preços competitivos. Sendo assim, foram realizadas simulações para analisar os possíveis potenciais de expansão com base em diferentes suposições de preço e disponibilidade de gás natural para este setor.

Nas simulações conduzidas para a expansão elétrica, utilizou-se como premissa três patamares de preços para diferentes níveis de flexibilidade dos contratos, sendo estes os valores mínimo, médio e máximo da estimativa de preços ao consumidor final, já incluindo molécula, transporte, distribuição e tributos não recuperáveis. No que toca aos volumes disponíveis utilizados no estudo de caso, considerou-se que o consumo industrial de gás natural teria acesso à oferta de origem nacional a preços competitivos em função do sucesso do programa Novo Mercado de Gás, aumentando dos atuais 50 milhões de m³/dia em 2015 para um patamar entre 90 a 150 milhões de m³/dia em 2050; sendo assim, a quantidade disponível de gás natural para consumo das UTEs em 2050 seria a diferença entre a oferta total e a demanda industrial, e é apresentada na Tabela 11.

Tabela 11. Premissas de disponibilidade de gás natural para UTEs por faixa de preço em 2050

Patamares de Flexibilidade	Preço Utilizado (US\$/MMBtu)	Quantidade Disponível (MM m ³ /dia)
Limite inferior (100% de Take-or-Pay)	4	70 a 130
Flexibilidade intermediária	6	220
Limite superior (0% de Take-or-Pay)	10	230

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das usinas termelétricas a gás natural (UTE GN) mostram que dois condicionantes afetam sobremaneira o tamanho de sua expansão nas simulações realizadas: o tamanho da expansão de hidrelétricas e a disponibilidade de gás natural a preços mais competitivos (por volta de US\$ 4/MMBtu). Além disso, a possibilidade de as UTEs a biomassa disporem de insumos a preços competitivos (ver seção de Bioenergia) também pode limitar a expansão das UTEs a GN.

1. As UTEs a GN podem substituir a eventual restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas?

A restrição ao aproveitamento das usinas hidrelétricas em áreas de interferência abre espaço para a capacidade instalada das termelétricas a gás natural que, em um contexto de disponibilidade de gás natural a preços bem competitivos, aumentaria em quase 5 GW a capacidade instalada em relação ao caso em que todo o potencial está disponível (de 28 GW para 33 GW, conforme Figura 62), compensando uma parte da redução de quase 30 GW de capacidade instalada total de UHEs entre os casos em que todo o potencial inventariado de UHE está disponível e aquele em que a expansão não conta com UHEs com interferência em áreas protegidas. Neste último caso, espera-se que o consumo de gás natural atinja quase 45 milhões de m³/dia no período médio e 69 milhões de m³/dia no período crítico.

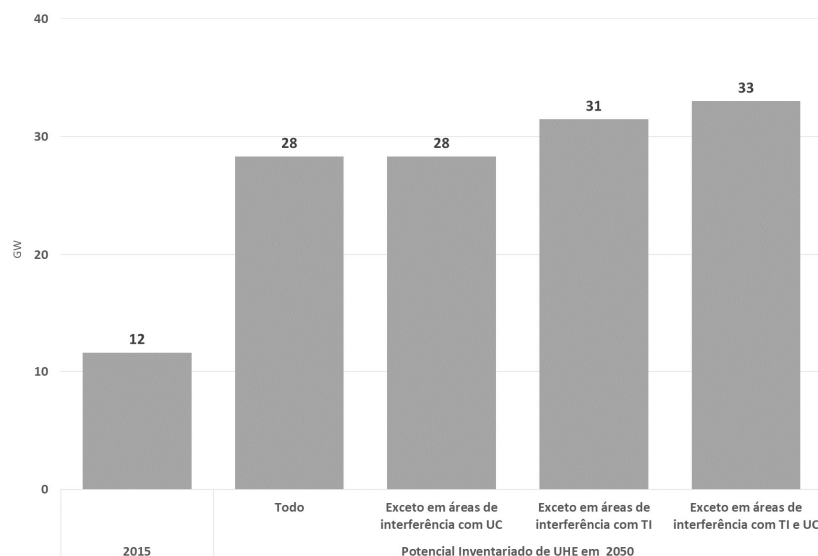


Figura 62 - Evolução da capacidade instalada termelétrica a GN nos casos comparados relativos à complexidade socioambiental das UHEs

2. Qual sensibilidade da expansão das UTEs a GN ao preço do GN?

Alternativamente, foi considerada a disponibilidade de gás natural apenas a valores no patamar de US\$ 6/MMBtu. O resultado mostra significativa dependência da expansão termelétrica a GN a um combustível mais competitivo (Figura 63), com quedas da ordem de 20 a 30% em termos de expansão em relação ao caso com disponibilidade de gás natural a

US\$ 4/MMBtu, dependendo se todo potencial inventariado está disponível ou se há restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas.

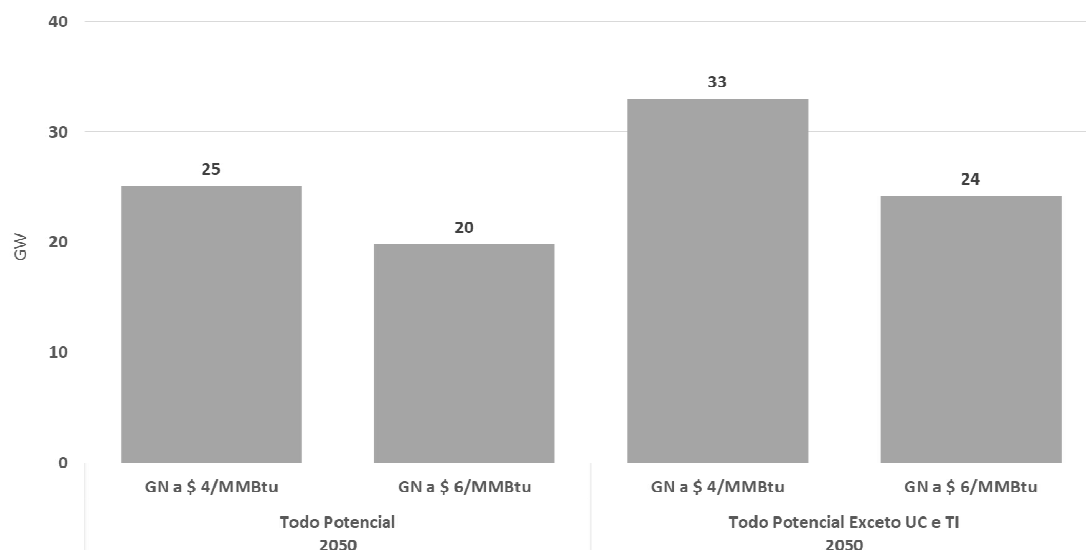


Figura 63 - Expansão de termelétricas a GN com preços diferenciados para combustível

3. Qual sensibilidade da expansão das UTEs a GN a UTEs a biomassa operando com insumo competitivo durante a entressafra?

Além do tamanho da expansão das UHEs e da disponibilidade de gás natural a preços competitivos, outro caso em que a expansão de termelétricas a GN pode encontrar maior limitação é aquela em que há expansão da termelétrica a biomassa opera com cavaco de madeira no período de entressafra. Nesse caso, mesmo com a expansão das UHEs limitada às áreas sem interferência em áreas protegidas e com disponibilidade de gás natural a US\$ 4/MMBtu, a expansão de termelétricas a GN atingiria pouco menos de 30 GW. Se todo o potencial inventariado estiver disponível para expansão e, além disso, as UTEs a Biomassa tiverem acesso a insumo competitivo na entressafra, permitindo sua operação ao longo de todo o ano, a expansão de UTEs a GN pode cair a pouco mais de 20 GW, mesmo com acesso a gás natural em torno de US\$ 4/MMBtu (Figura 64).

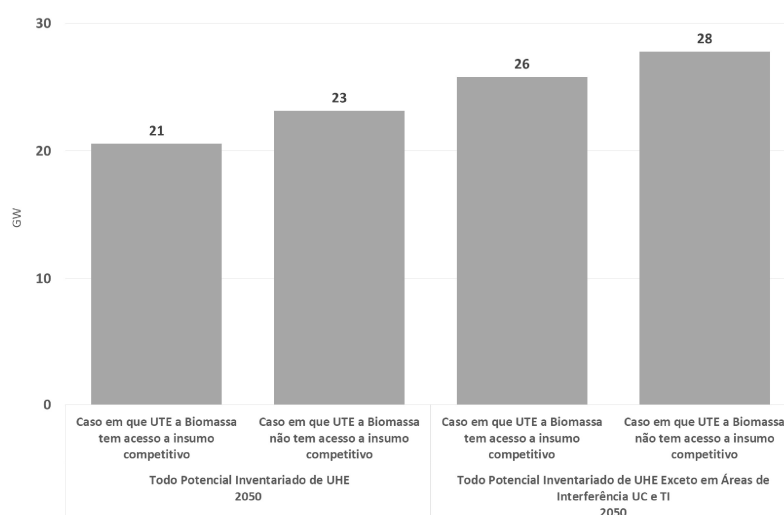


Figura 64 - Expansão de termelétricas a GN em casos selecionados

Recomendações

1. *Desenvolver um mercado líquido de gás natural com diversos agentes*

Para a criação de um mercado competitivo de gás natural, as regras de contratação de capacidade dos gasodutos para uso (e expansão) mais eficiente da malha de gasodutos devem se basear no estabelecimento de normativos não discriminatórios e transparentes sobre vários aspectos, tais como: o acesso e compartilhamento de infraestruturas essenciais, a vedação à contratação entre partes relacionadas, as regras a serem seguidas pelos transportadores, programas de *gas release*, códigos de rede, contratação por meio de plataforma eletrônica, contratação independente de capacidade de entrada ou saída nos Sistemas de Transporte.

2. *Viabilizar novas soluções tecnológicas no setor de gás natural, bem como articular com autoridades competentes o tratamento regulatório e tributário dessas*

A viabilidade econômica da utilização do gás natural dependerá da distância, do volume transportado, do custo de produção, do preço de venda e do desenvolvimento tecnológico da alternativa escolhida. Neste caso, deve haver o desenvolvimento de novas soluções como a produção de GNL embarcado, transformação em hidratos de metano, a reforma a vapor para produção de hidrogênio, ou adsorção em carvão ativado, a tecnologia *gas-to-liquids* (GTL) e as soluções *gas-to-wire* (GTW) e *gas-to-chemicals* (GTC). A definição de adequado tratamento regulatório e tributário para cada uma destas soluções é imprescindível para sua efetiva implementação.

3. *Trabalhar junto às autoridades estaduais para harmonização e aprimoramento contínuos da regulação dos serviços locais de gás canalizado*

Buscar equacionar questões relativas aos seguintes pontos: adoção de metodologia tarifária eficiente (com sinais econômicos adequados para investimentos e operação da malha de distribuição com transparência na metodologia de cálculo tarifário e componentes da tarifa), separação efetiva entre as atividades de comercialização e serviços de distribuição, enquadramento de consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, além de estimular estados a adotar medidas em consonância ao programa Novo Mercado de Gás.

4. *Compatibilizar as características de estabilidade de produção de gás e as necessidades de flexibilidade de geração elétrica*

A exploração e produção de gás natural, especialmente quando associada ao petróleo, requer um fluxo de receita estável e previsível, além de uma demanda estável por gás, quando associado. O setor elétrico, por sua vez, vem utilizando o gás como complemento à fonte hídrica, portanto com demanda de perfil sazonal e períodos de seca prolongada não previsíveis. A saída tem sido a contratação de recursos mais flexíveis, como GNL ou gás nacional não-associado (*Reservoir-to-wire*), além de uma declaração de inflexibilidade de até 50%. Houve avanços recentes, como a adoção da inflexibilidade sazonal, permitindo níveis diferentes de despacho obrigatório nos meses, além de permitir a estratégia de contra-sazonalização para obter um despacho ao longo do ano todo. No entanto, permanece o desafio de promover a utilização dos recursos nacionais de gás natural, em sua maioria associados ao petróleo, e ao mesmo tempo permitir ao setor elétrico a otimização de seus recursos e utilização da geração termelétrica de forma complementar. Parte da solução pode envolver sítios de armazenamento de gás natural (tanto por estocagem subterrânea quanto por acondicionamento na forma líquida), que também será beneficiada pela abertura do mercado de gás, o aumento da base de consumo e a maior liquidez dos contratos.

Mapa do Caminho - Gás Natural

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Criar um mercado competitivo de gás natural e Viabilização da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural	Desenvolver um mercado líquido de gás natural com diversidade de agentes		
	Viabilizar novas soluções tecnológicas no setor de gás natural, bem como articular com autoridades competentes o tratamento regulatório e tributário dessas		
Harmonização das regulação estaduais	Trabalhar junto às autoridades estaduais para harmonização e aprimoramento contínuos da regulação dos serviços locais de gás canalizado		
Integração dos novos modelos de mercado de gás e setor elétrico	Compatibilizar as características de estabilidade de produção de gás natural e a flexibilidade de geração elétrica para diferentes modelos de negócios atuais e futuros		