



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA



Federação das Indústrias do Estado da Bahia



Exploração e Produção de Gás Natural em Terra no Estado da Bahia: Benefícios Econômicos e Sociais

1

INTRODUÇÃO

O estado da Bahia é o berço da exploração de petróleo e gás no Brasil. A Bahia apresenta um potencial importante para exploração de gás convencional e não convencional em terra. A Bacia do Tucano ainda apresenta um potencial considerável para gás convencional. Ademais, após a revolução tecnológica que reduziu o custo da produção dos recursos não convencionais nos Estados Unidos, aumentou muito a atratividade exploratória da Bacia do Recôncavo.

Apesar desse potencial, a exploração terrestre enfrenta muitas barreiras para deslanchar no Brasil. Em particular, a exploração de gás não convencional no país tem enfrentando forte oposição ambientalista em alguns estados. Em junho de 2014, o Ministério Público Federal (MPF) do Paraná suspendeu na Justiça Federal o efeito da licitação de 11 áreas da 12ª rodada de licitações, realizada em novembro de 2013. As atividades foram então suspensas até a realização de estudos técnicos que demonstrem a viabilidade, ou não, do uso da técnica do fraturamento hidráulico no Brasil, com prévia regulamentação do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama). Em novembro de 2014, a Justiça Federal também acatou pedido semelhante do Ministério Público Federal da Bahia, suspendendo, em caráter liminar, os efeitos decorrentes da 12ª rodada de licitações.

Atualmente, a produção nacional de gás natural é, principalmente, de origem *offshore* e associada ao petróleo, reservando ao gás natural um papel secundário. O elevado custo de

escoamento do gás produzido no ambiente de águas profundas contribui para reduzir o retorno econômico dos projetos de gás natural. A forte concentração do esforço exploratório no Brasil no ambiente *offshore* tem como consequência uma escassez de gás natural e alto custo.

Os documentos oficiais apontam que o país está apostando no gás associado produzido em águas ultraprofundas. O Plano Decenal de Energia 2014 - 2023 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê um aumento da participação do gás produzido em águas ultraprofundas do pré-sal de 45% em 2013 para 60% em 2023. Entretanto, ainda existem vários fatores técnicos e econômicos de incerteza quanto ao volume da oferta do gás dos campos:

- Elevada contaminação do gás natural por CO₂ implica na necessidade de investimento em plantas de separação (de CO₂) nas plataformas, com impactos significativos no custo de produção.
- Altos custos para o escoamento do gás natural, dada a profundidade da lâmina d'água e a grande distância da costa (até 300 km).

A reversão do quadro de alto custo e insegurança no fornecimento para um contexto de oferta competitiva de gás natural passa necessariamente pelo aumento da exploração e produção de gás em terra.

Em maio de 2015, a CNI publicou o estudo intitulado “**Gás natural em terra: Uma agenda para o desenvolvimento e a modernização do setor**”. Esse estudo teve como objetivo:

- Identificar e avaliar as principais barreiras econômicas e regulatórias para o desenvolvimento da exploração de gás em terra;
- Propor a criação de uma política nacional capaz de atrair novos investimentos e, assim, estimular o aumento do esforço exploratório nacional para os patamares compatíveis com um cenário de oferta sustentável em médio e longo prazo;
- Apresentar uma agenda de reformas regulatórias e de incentivos econômicos para acelerar o desenvolvimento da exploração e da produção.

Essa agenda está descrita no item 5 deste documento. As reformas propostas são ambiciosas, mas viáveis e oportunas à agenda de competitividade da economia nacional.

Atualmente, os preços de gás praticados no Brasil estão definidos pelo custo do gás natural importado. O gás natural importado da Bolívia é indexado ao preço do petróleo e apresenta um patamar muito acima dos preços praticados na América do Norte e na maioria dos países da região. O Brasil importa GNL no mercado *spot* a preços muito acima daqueles praticados nos contratos de longo prazo no mercado internacional. O preço do gás pago pelo segmento industrial no Brasil em junho de 2015 variou entre USD 12 e USD 14 MMBtu. Nesse mesmo período, o segmento industrial pagou entre USD 3 e USD 5 por MMBtu nos EUA. Dessa forma, a indústria nacional e o setor elétrico arcam com um custo de gás muito elevado.

O estado da Bahia pode se beneficiar da implementação de uma agenda de reformas para promoção da exploração do gás em terra. Este relatório se propõe estimar e avaliar os principais benefícios econômicos associados ao desenvolvimento da indústria de gás natural na Bahia, a partir da implantação da agenda de reformas identificadas para o setor pela CNI.

Para identificar as oportunidades caso se promova o desenvolvimento da indústria de gás, este estudo está dividido em quatro partes.

- A primeira parte se dedica a estimar um cenário de crescimento da oferta, bem como do esforço exploratório associado a esta oferta;
- Numa segunda etapa, o estudo avalia os impactos econômicos diretos dos investimentos sobre a arrecadação fiscal e a geração de empregos;
- Na terceira parte do relatório, são avaliados os impactos positivos potenciais sobre a competitividade industrial do país e suas consequências sobre o crescimento econômico;
- Resumo da agenda de reformas propostas pela CNI para tornar realidade todo o ganho potencial.

2 OFERTA POTENCIAL DE GÁS NATURAL

Segundo a Agência Internacional da Energia (IEA), o Brasil possui um total de 1,238 bilhão de metros cúbicos (bmc) de recursos recuperáveis convencionais em terra. Desse total, apenas 70 bmc são reservas provadas, já que a exploração de óleo e gás na maior parte das bacias terrestres do Brasil ainda é muito incipiente. Com relação aos recursos não convencionais, a IEA estima que o Brasil tem um total de 12.200 bmc de recursos recuperáveis, o que coloca o país entre os dez maiores detentores mundiais de recursos gasíferos não convencionais recuperáveis.

Não existem dúvidas quanto ao potencial geológico brasileiro para a produção de gás em terra. Várias bacias terrestres brasileiras pouco exploradas apresentam vocação para a produção de gás em terra. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou estudos geológicos para identificar áreas com vocação para produção de gás natural convencional e não convencional. A partir desses estudos, a ANP organizou a 12ª rodada de licitações, por meio da qual foram oferecidos blocos em sete bacias sedimentares terrestres: Bacia do Acre-Madre de Deus, Bacia do Paraná, Bacia dos Parecis, Bacia do Parnaíba, Bacia do Recôncavo, Bacia do São Francisco e Bacia de Sergipe-Alagoas.

Se, por um lado, o potencial gasífero é grande para a maior parte das bacias terrestres nacionais, o risco geológico da exploração do gás ainda é elevado. Isso ocorre porque a maioria das bacias terrestres nacionais são consideradas bacias de fronteira geológica.

A Bahia é o berço da indústria petrolífera nacional. Em território baiano encontram-se bacias maduras e de fronteira geológica. O Recôncavo na Bahia é a mais antiga bacia petrolífera nacional. Desde a década de 1930, explorava-se petróleo na Bacia do Recôncavo. A primeira descoberta de óleo comercial no país aconteceu na bacia do Recôncavo em 1939 (Campo de Lobato). Desde então, foram perfurados aproximadamente 1.200 poços exploratórios e 5.400 poços de desenvolvimento, totalizando 6.600 poços na porção terrestre da bacia do Recôncavo. Trata-se, portanto, da bacia mais madura entre as bacias sedimentares brasileiras. Existem 71 campos de petróleo e 21 campos de gás natural em produção na Bacia (ANP, 2012). Entretanto, trata-se de uma bacia com um grande potencial remanescente para produção de gás e óleo não convencional.

Outra bacia terrestre com potencial gasífero no território baiano é a Bacia do Tucano, que está ao norte da Bacia do Recôncavo. Ela foi alvo de campanhas exploratórias da Petrobras na década de 1960, mas deixou de ser foco da empresa a partir da década de 1970. Cerca de 150 poços foram perfurados na Bacia principalmente na década de 1960. Foram descobertos seis campos de gás e um campo de óleo na bacia.

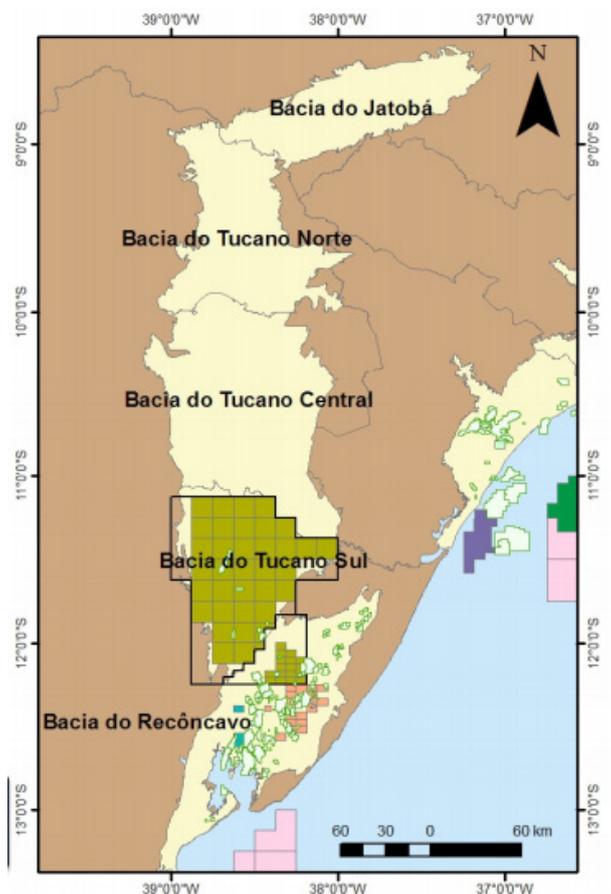


FIGURA 1 – ÁREAS COM POTENCIAL GASÍFERO NAS BACIAS DO RECÔNCAVO E DO TUCANO

FONTE: ANP

Após a revolução tecnológica que reduziu o custo da produção dos recursos não convencionais nos Estados Unidos, aumentou muito a atratividade exploratória do Recôncavo. O amplo conhecimento geológico da bacia, a grande quantidade de poços existentes e a excelente infraestrutura petrolífera da região colocam a Bacia do Recôncavo como alvo prioritário da pesquisa para produção de óleo e gás não convencional. As primeiras estimativas da ANP apontaram um potencial aproximado de 20 tcf (566 bmc) de recursos recuperáveis nessa bacia.

Já a bacia do Tucano ainda é pouco explorada quanto ao potencial de gás convencional. Segundo o Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS), existe um potencial de cerca de 3 tcf (85 bmc) de recursos convencionais a serem descobertos nessa bacia.

Se por um lado, não existem dúvidas quanto ao importante potencial da Bahia para produzir gás natural convencional e não convencional, a construção de um cenário de oferta de gás em terra no Brasil é uma tarefa difícil. No Brasil, o Ministério de Minas e Energia (MME) desenvolve estudos por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para elaborar cenários de evolução da produção. Esses estudos alimentam o Plano Decenal de Energia (PDE) publicado anualmente. O PDE estima o potencial de produção de gás a partir da estimativa de recursos recuperáveis por bacias e considera o esforço exploratório em andamento.

No entanto, o PDE não divulga as projeções de produção por estados. O presente estudo elaborou um cenário de produção de gás em terra na Bahia para o período de 2015 até 2050, considerando o volume de recursos recuperáveis estimados atualmente e uma taxa de crescimento dos investimentos considerada razoável para um cenário de implementação de políticas de promoção da exploração de gás em terra a partir da agenda identificada no estudo da CNI – **Gás natural em terra: Uma agenda para o desenvolvimento e a modernização do setor**¹.

Assim, para elaborar um cenário, assumimos uma hipótese conservadora de produção comercial de 15% dos volumes de recursos não convencionais recuperáveis estimados pela ANP para a Bahia até o ano de 2050. Ademais, assumimos a produção de metade potencial de gás convencional apontado pelo USGS - US Geological Service, o serviço geológico norte americano para a Bacia do Tucano.

Assumiu-se uma taxa inicial de crescimento da produção de gás não convencional similar à do cenário apresentado pelo Plano Decenal de Energia 2014-2023. Essas taxas de crescimento decrescem no tempo, permitindo uma estabilização dos investimentos². A Tabela 1 a seguir resume as premissas adotadas no cenário de crescimento.

¹ A produção total de gás no Brasil cresceu a uma taxa de 6,5% ao ano entre os anos 2000 e 2014. Os cenários deste estudo assumiram um crescimento inicial de 5% ao ano entre 2024 e 2033. A partir dessa data, a taxa de crescimento cai para 3% entre 2034 e 2043 e para 1% para o resto do período. O cenário para o gás convencional assumiu um crescimento inicial de 7%. Essa taxa maior se deve ao fato de a produção recair sobre uma base menor.

² Essas taxas de crescimento permitem produzir os 10% do volume de gás recuperável ao mesmo tempo que estabilizam o valor dos investimentos.

Item	Premissas
Volume de recursos não convencionais recuperáveis na bacia do recôncavo	566 bmc (20 tcf)
Volume de recursos C (convencionais na Bacia do Tucano)	85 bmc (3 tcf)
Volume de recursos recuperáveis produzidos até 2050	Recôncavo: 15% Tucano: 50%
Taxas de crescimento da produção do gás não convencional	2019-2028 – 17% 2029-2036 – 5.7% 2037-2044 – 1.9% 2045-2050 – 0.6%
Taxas de crescimento da produção do gás convencional	2019-2028 – 9% 2029-2036 – 5% 2037-2044 – 2% 2045-2050 – 1%

TABELA 1 – PREMISSAS PARA O CENÁRIO DE PRODUÇÃO DE GÁS EM TERRA NA BAHIA
FUNTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA

Tais premissas foram elaboradas considerando-se o volume de recursos recuperáveis conhecidos atualmente para um cenário de implementação de políticas de promoção da exploração de gás em terra a partir da agenda identificada no estudo da CNI – *Gás natural em terra: Uma agenda para o desenvolvimento e a modernização do setor*.

A partir das hipóteses acima, estimou-se uma curva potencial de produção de gás em terra na Bahia entre 2015 e 2050, apresentada abaixo. Nesse cenário, a produção de gás em terra poderia chegar a 15,6 MMm³/d em 2050. Caso esse cenário de produção se materializasse, permitiria reverter a tendência de redução da produção de gás em terra na Bahia e com um crescimento importante da oferta a partir de 2020. Esse cenário de oferta certamente resultaria em preços mais atraentes do gás para a indústria baiana, abrindo espaço para a atração de novos projetos industriais intensivos em gás natural.

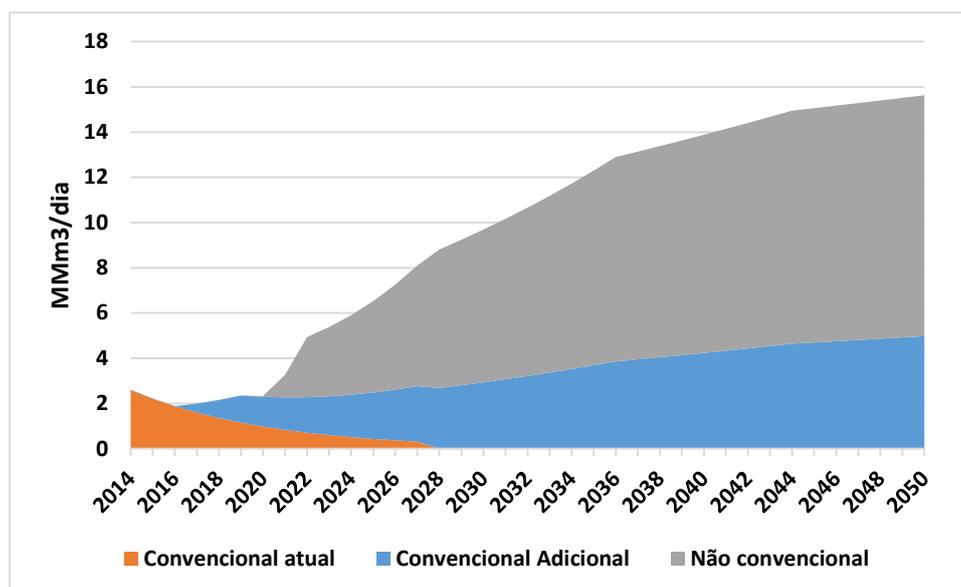


GRÁFICO 1 – POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM TERRA NA BAHIA
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

A produção convencional experimentaria crescimento após 2017. Até 2019, o crescimento é ditado por parâmetros técnicos. Posteriormente, a taxa de crescimento estimada é apresentada na tabela 1.

A produção de gás não convencional na Bahia seria iniciada em 2020. A produção inicial segue o ritmo coerente com o cenário de produção nacional apresentado para o PDE. Nos anos posteriores, as taxas estimadas de crescimento da produção são apresentadas na tabela 1.

3 BENEFÍCIOS ECONÔMICOS DO AUMENTO DA PRODUÇÃO DE GÁS EM TERRA

Caso o cenário apresentado acima se concretize, os benefícios econômicos para o estado serão muito importantes. Os principais são:

- I) Arrecadação de impostos associados aos investimentos e à produção de gás natural;
- II) Geração de empregos diretos e indiretos na atividade de exploração e produção de gás natural;
- III) Aumento da competitividade do gás natural com efeitos muito importantes para a competitividade da indústria de base nacional;
- IV) Impactos positivos sobre a balança comercial, com a redução das importações de gás natural e de matérias-primas industriais que têm no gás uma fonte de custo importante.

3.1 Arrecadação de impostos

A partir do modelo Gas-Upstream³, desenvolvido por pesquisadores do Grupo de Economia da Energia (GEE) em conjunto com o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), foi possível estimar o investimento necessário para viabilizar a curva de produção apresentada no Gráfico 1. As premissas dessa estimativa são apresentadas no anexo 1 deste relatório. Para viabilizar o cenário de produção apresentado acima, será necessário investir USD 9,1 bilhões em exploração e produção de gás natural ao longo do período na Bahia. Ou seja, o estado requer um montante médio de USD 247 milhões ao ano, alcançando USD 326 milhões no final do período.

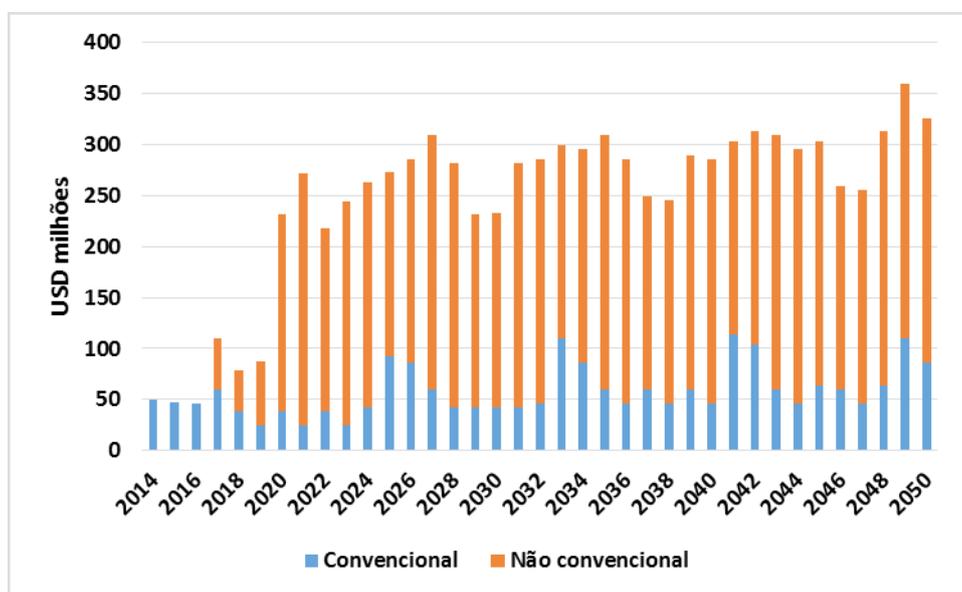


GRÁFICO 2 - ESTIMATIVA DOS INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS PARA O CENÁRIO DE PRODUÇÃO DE GÁS EM TERRA NA BAHIA
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

Os investimentos e a produção de gás natural têm potencial para gerar uma expressiva arrecadação fiscal. Isso ocorre porque, além dos impostos gerais aplicáveis a qualquer atividade econômica, existem encargos específicos que incidem sobre a produção de hidrocarbonetos. Com relação aos encargos específicos, assumiu-se apenas a incidência de *royalties*.

Não foi considerada a incidência de participações especiais, já que esta depende do volume de produção de cada campo. Ou seja, a estimativa assumiu a hipótese conservadora segundo a qual a produção de gás viria principalmente de campos cujo volume de produção não atinge o patamar para pagamento de participações especiais.

O total de participações governamentais⁴ a partir da produção adicional de gás natural em

³ O modelo permite estimar a infraestrutura necessária para atingir o volume projetado de produção de gás natural, considerando projetos típicos na experiência brasileira e internacional. As variáveis mais relevantes de saída do modelo são o número de poços exploratórios e de desenvolvimento. Os demais componentes de custo de capital (sísmica, tratamento, compressão, árvore de natal e escoamento) são estimados a partir desses resultados. O modelo estrutura o fluxo de caixa dos projetos de exploração e produção de gás, calculando a atratividade de operadores e os retornos do governo com impostos diretos e indiretos e participações governamentais.

⁴ No jargão do setor de petróleo e gás, as participações governamentais representam a arrecadação de impostos associada à atividade de exploração e produção.

terra na Bahia foi estimado em 7,9 bilhões de dólares para o período. Desse total, 34% corresponde ao pagamento de Imposto de Renda, 29% de *royalties* e 37% de impostos indiretos sobre o *capital expenditure* (Capex)⁵. Tais valores são proporcionais às curvas de produção e investimento e são apresentados no gráfico 3.

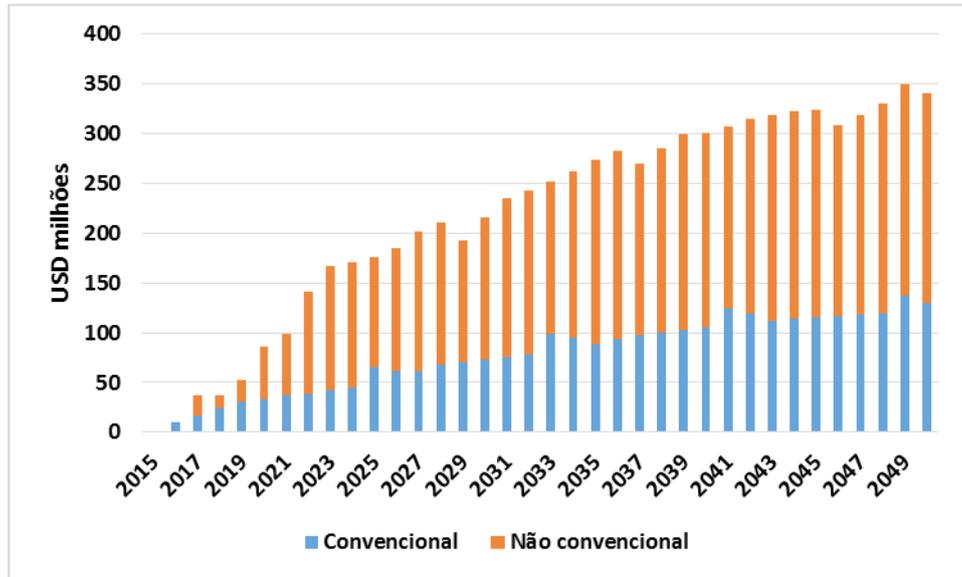


GRÁFICO 3 – ESTIMATIVA DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

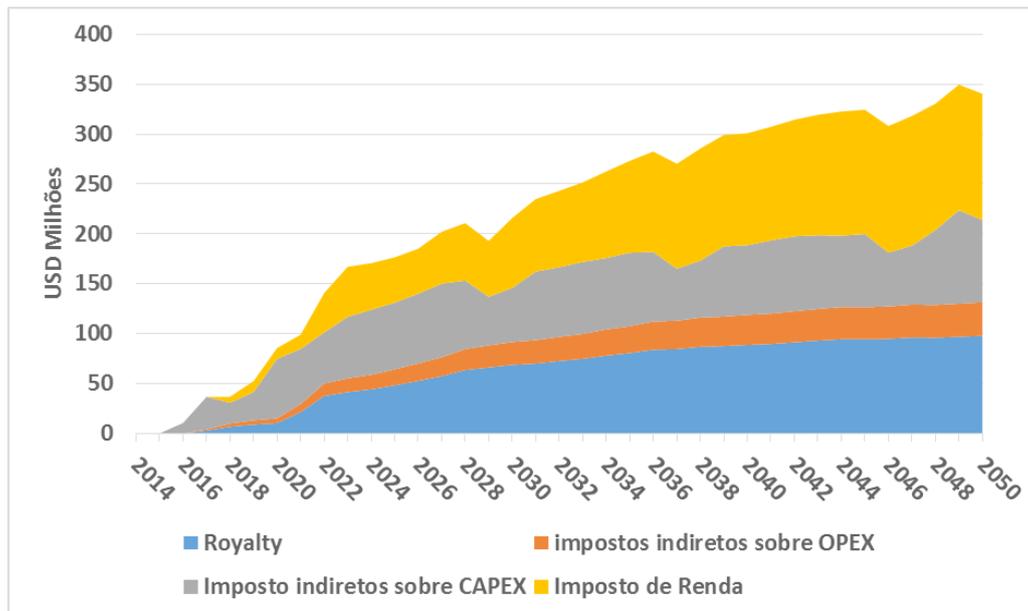


GRÁFICO 4 – ESTIMATIVA DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS POR TIPO DE IMPOSTO

FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

⁵ Neste estudo não foi considerada a arrecadação de ICMS sobre a venda de gás natural. Assumiu-se a adoção de um incentivo fiscal à produção de gás de forma a tornar esse insumo mais acessível à indústria e ao setor elétrico. Os impostos indiretos são o Imposto de Importação, ICMS, Imposto sobre Produtos Industrializados e PIS-Cofins.

3.2 Geração de empregos

Entre 2015 e 2050, a produção não convencional será responsável por 85% do emprego gerado no estado do Bahia. Nesse sentido, com base nos estudos feitos sobre o potencial de geração de emprego da produção de gás natural nos EUA, buscou-se estimar o impacto sobre o mercado de trabalho do estado a partir do aumento da exploração das reservas de gás natural.

Para o cálculo das estimativas sobre o número de trabalhadores por poço exploratório de gás natural em terra nas bacias brasileiras selecionadas, foi desenhado um método a partir da metodologia implementada pelo *Marcellus Shale Education & Training Center* (MSETC) em seu estudo *Marcellus Shale Workforce Needs Assessment*, publicado no ano de 2009 com o objetivo de examinar a expansão da força de trabalho na indústria do gás natural ligada ao desenvolvimento da região produtora de gás não convencional de Marcellus e seu impacto na geração de empregos diretos, indiretos e induzidos⁶ com o fim de determinar as necessidades de educação e capacitação para apoiar a expansão do setor (MSETC, 2009). Resumidamente, utilizaram-se os indicadores de geração de emprego calculados para as regiões de Marcellus e da Pensilvânia nos EUA (*Marcellus Shale Workforce Needs Assessment*, 2009) ajustando-os de acordo com a realidade do Estado analisado.

Para o cálculo do nível de emprego direto, o método utilizado no estudo supracitado consistiu na elaboração de um indicador de Equivalente a Tempo Completo de Trabalho (FTE) associado à perfuração de um poço de gás natural não convencional na região de Marcellus. Muitas das atividades desenvolvidas durante o processo de perfuração despendem poucos dias de trabalho para serem completadas, enquanto outras empregam trabalhadores de oito horas o ano inteiro. Dessa forma, as exigências de horas de trabalho por poço apresentam uma grande variação entre as diferentes categorias de ocupação.

Sendo assim, para determinar o número de Equivalente a Tempo Completo de Trabalho de trabalhadores diretamente empregados nas atividades de perfuração de poços de gás natural, a equipe do MSETC identificou o número de trabalhadores em uma ocupação particular e o número de dias que esses trabalhadores tipicamente gastam na perfuração de um poço.

A análise dos resultados alcançados a partir da implementação do método de projeções de trabalho do MSETC indicou que o número de empregos diretos necessários para fazer a perfuração de um único poço na região de Marcellus é de, em média, 410 trabalhadores em 150 ocupações diferentes. Considerando o diferencial de horas empregadas por cada trabalhador nas diferentes ocupações, esse total perfaz 11,53 trabalhadores de tempo completo ao longo de um ano por poço perfurado. É importante destacar que esses empregos não são permanentes, sendo requeridos somente durante o período de perfuração (MSETC, 2009).

⁶ Para o presente estudo, foi tomada a classificação de emprego a seguir: i) Emprego direto – número de postos de trabalho criados em um setor determinado, derivado do aumento da demanda de produtos e/ou serviços produzidos por esse mesmo setor; ii) Emprego indireto – número de postos de trabalhos criados nos setores que produzem matérias-primas, insumos e outros componentes para atender à demanda do setor responsável pela criação dos empregos diretos; e iii) Emprego efeito-renda ou induzido – emprego criado como consequência do aumento da renda gerada a partir da expansão da produção e do emprego direto e indireto e, com isso, o aumento das rendas (massa salarial, dividendos e pró-labore), produzindo um incremento da demanda e do emprego nos setores produtores de bens de consumo (BNDES, 2008).

Nesse contexto, utilizou-se, para o cálculo da geração de emprego direto, o valor de 11,53 trabalhadores de tempo completo para cada poço perfurado no período de um ano. No que se refere ao emprego indireto gerado nas atividades de exploração e produção, utilizou uma relação de um para 1,52 com o nível de emprego direto gerado. Isto é, para cada emprego direto, é gerado 1,52 emprego indireto⁷.

Outra premissa importante adotada refere-se ao período de geração de empregos. Considerando que, tanto para os poços convencionais quanto para os poços não convencionais, o nível de emprego gerado na fase de produção é relativamente pouco expressivo quando comparado com os empregos gerados nas etapas de perfuração (poços de exploração e desenvolvimento), estimou-se que cada poço (convencional e não convencional) vai gerar 11,53 empregos diretos e 17,52 empregos indiretos por ano durante três anos consecutivos (tempo médio da etapa de exploração e desenvolvimento).

Assim, com base nas estimativas elaboradas sobre o número de poços perfurados por ano no período de 2015 a 2050 para a Bahia (ver gráfico 5), calculou-se o nível de empregos diretos e indiretos gerados ano a ano (ver gráfico 6) nas atividades de exploração de produção de gás natural em terra no estado.

Percebe-se nitidamente que o início da produção de gás não convencional apresenta um elevado impacto sobre a geração de emprego a partir de 2020. Em 2021, estima-se que serão perfurados dez poços não convencionais (exploratórios e produtores). Já em 2022, serão 25 poços não convencionais por ano.

Em média, nesse período poderão ser gerados 1.500 empregos (diretos e indiretos) por ano, podendo a geração total de emprego atingir 2 mil unidades de trabalho completo equivalente por ano em 2044. Como visto anteriormente, a produção não convencional será responsável por 85% do emprego gerado nesse período no estado da Bahia.

Considerando que o cálculo de trabalho completo equivalente se refere ao total de horas de trabalho utilizadas em um ano nas atividades de exploração e desenvolvimento e que muitas atividades desenvolvidas durante esse período são temporárias, estima-se que o número de postos de trabalho gerado por ano seja ainda maior. Na região de Marcellus, por exemplo, embora haja o emprego de 11,53 trabalhos completos equivalentes por ano para cada poço perfurado, são gerados anualmente 410 postos de trabalho em 150 ocupações diferentes.

⁷ Para maiores detalhes da metodologia desenvolvida ver anexo 2 desse trabalho.

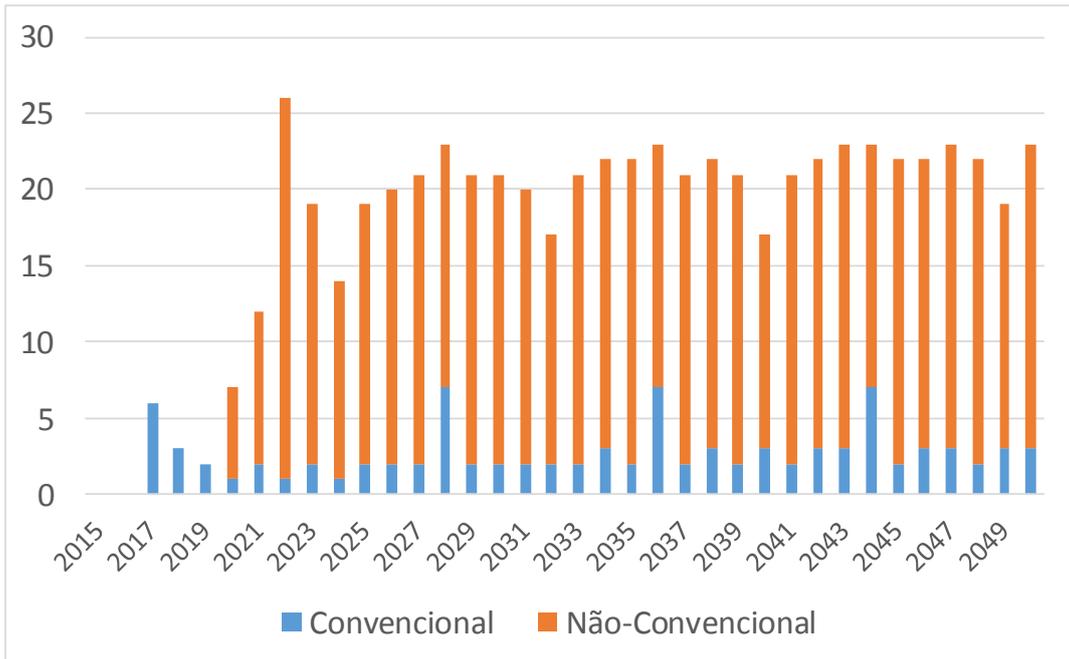


GRÁFICO 5 – BAHIA: NÚMERO DE POÇOS PERFURADOS EM TERRA NO PERÍODO DE 2015 A 2050
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

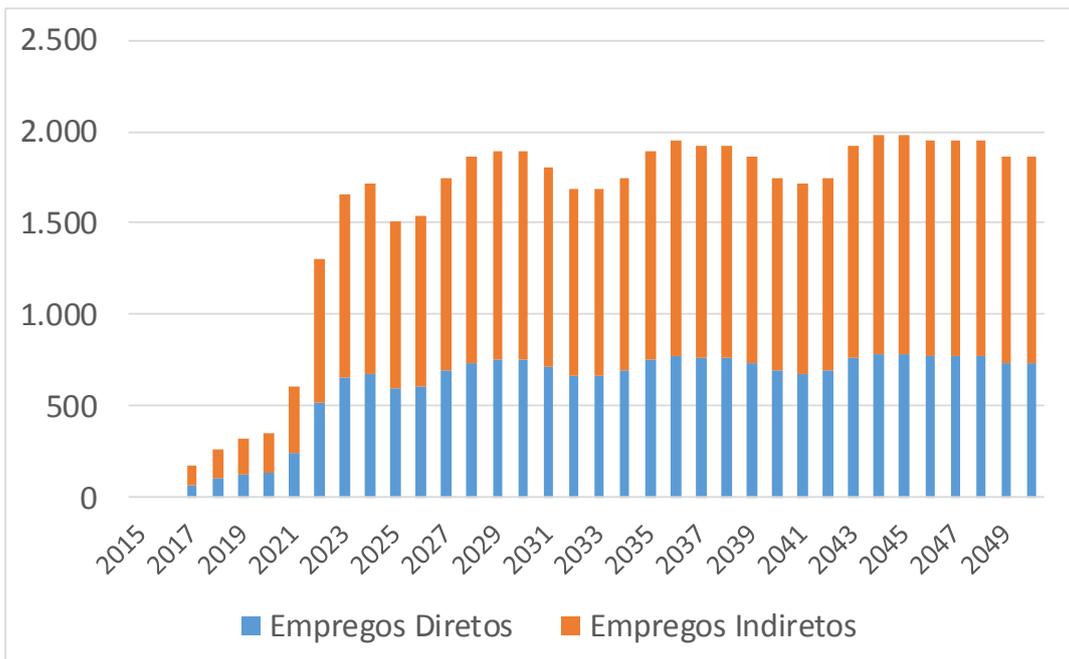


GRÁFICO 6 – BAHIA: TOTAL DE EMPREGOS DIRETOS E INDIRETOS ASSOCIADOS À ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS EM TERRA
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

4 IMPACTO SOBRE A COMPETITIVIDADE INDUSTRIAL

O conjunto de setores industriais que formam o sistema produtivo dos insumos básicos (siderurgia, pelotização de minério de ferro, alumínio, química, cerâmica, vidro e papel e celulose) está experimentando um processo de rápida deterioração da competitividade no mercado doméstico e internacional.

Tal perda de competitividade vem afetando a dinâmica de investimentos desses setores, com impactos importantes sobre a balança comercial (ver gráfico 7). As indústrias desse sistema produtivo são intensivas em energia e responsáveis por cerca de 70% de todo o gás natural consumido na indústria brasileira. A forte elevação dos preços dos energéticos e, em particular, do gás natural representa um fator relevante no processo de deterioração da competitividade dos insumos básicos.

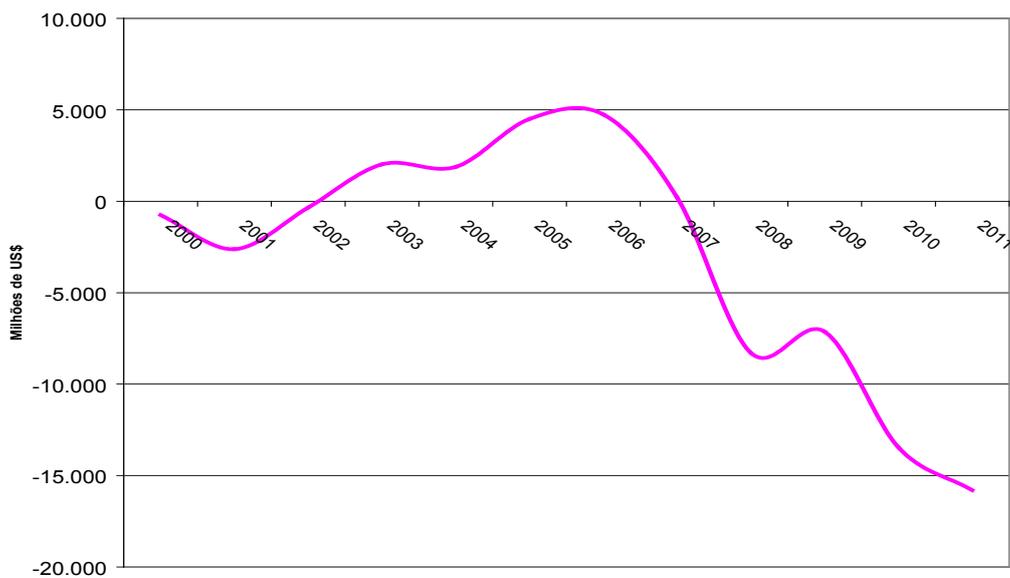


GRÁFICO 7 – EVOLUÇÃO DA BALANÇA COMERCIAL DOS SETORES INTENSIVOS EM GÁS NATURAL (CERÂMICA, VIDRO, QUÍMICO, SIDERURGIA, ALUMÍNIO E PAPEL E CELULOSE)
 FONTE: ALICEWEB E ABIQUIM

Por meio de um alinhamento dos custos energéticos nacionais com os internacionais, é possível construir um cenário de recuperação da competitividade dos setores citados. Com a maior disponibilidade e competitividade do gás natural, será possível expandir sua participação em todos esses setores industriais, substituindo outras fontes mais caras e de menor desempenho ambiental.

Para avaliar o impacto potencial do gás na recuperação da competitividade das indústrias do sistema produtivo dos insumos básicos, foram elaborados dois cenários alternativos de preço⁸.

⁸ A competitividade dessas indústrias engloba outros fatores além da competitividade do gás natural. A hipótese que utilizamos é que os demais componentes de custos e câmbio são coerentes com o cenário de gás. Isso significa que, no cenário mais competitivo para o gás, os demais custos também seriam mais competitivos.

No cenário-base, considerou-se o atual contexto de competitividade do gás natural em relação aos combustíveis alternativos e seus impactos nos setores analisados. No segundo cenário, considerou-se que gás recupera sua competitividade a partir de uma queda significativa dos preços. Nesse contexto, considerando o preço atual dos combustíveis alternativos no mercado nacional, estimou-se qual seria o aumento da participação do gás na matriz energética de cada um dos setores em questão e, conseqüentemente, quais seriam os impactos desse aumento em termos de faturamento.

1. **Cenário gás competitivo**, com o preço para os grandes consumidores industriais situando-se em USD 7/MMBTU
2. **Cenário status quo**, com o preço para os grandes consumidores industriais mantendo-se em USD 14/MMBtu.

Segundo estimativas feitas pelo estudo do GEE (2012), o faturamento das indústrias energointensivas em 2025 pode ser 86 bilhões de dólares menor no pior cenário de competitividade do gás quando comparado com o cenário de maior competitividade. Esses valores representam o impacto potencial de uma política de promoção da competitividade do gás natural no Brasil.

4.1 Potencial de demanda de gás natural

O potencial de consumo de gás natural para o estado da Bahia foi calculado com base no modelo GEE-Matriz. Especificamente, o modelo projeta a matriz energética industrial do gás natural para um horizonte de quinze anos com base em diferentes cenários de competitividade do gás natural. As principais bases de dado do modelo são o Balanço de Energia Útil (BEU), desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia em 2005, e o Balanço Energético Nacional ou Estadual de interesse. Ademais, utilizamos premissas relativas ao PIB e à elasticidade-renda do consumo de energia por segmento industrial. No modelo GEE-Matriz, utilizamos o conceito de Energia Útil para calcular a matriz energética num horizonte de quinze anos.

Para o caso da Bahia, utilizou-se como ponto de partida o Balanço Energético Estadual de 2013. Nesse sentido, a matriz futura foi calculada com base na matriz de 2013, levando-se em conta o crescimento total esperado do PIB e as diferentes elasticidades entre os setores industriais. O ajuste do consumo aos diferentes rendimentos energéticos de cada setor foi feito como base no Balanço de Energia Útil (BEU) de 2005.

Os setores consumidores do BEU são os mesmos do Balanço Energético (BE). Ao todo são 16 setores considerados no BE: energético, residencial, comercial, público, agropecuário, transporte e o setor industrial que é subdividido nos segmentos de cimento, ferro-gusa e aço, ferro-ligas, mineração e pelletização, não ferrosos e outros metais, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outras indústrias.

O objetivo nos cálculos realizados é descobrir o potencial de demanda de gás natural enquanto substituto de outros energéticos. Nesse contexto, estabeleceram-se dois cenários de preço para o gás natural. O primeiro cenário corresponde ao cenário atual de competitividade do gás natural. O cenário alternativo é aquele com maior competitividade do gás, no qual se supõe uma elevada oferta e preços reduzidos (USD 7/MMBtu). O Anexo 3 detalha melhor a metodologia utilizada pelo modelo GEE-Matriz.

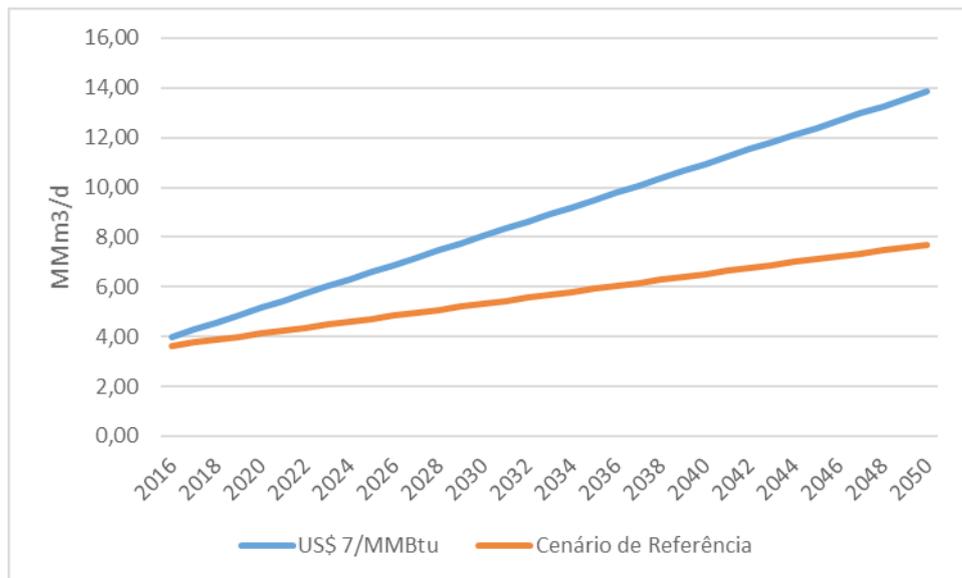


GRÁFICO 8 – BAHIA: AUMENTO POTENCIAL DO CONSUMO DE GÁS NATURAL
FONTE: GEE

Comparando-se os dois cenários para o caso da Bahia, percebe-se um elevado potencial de substituição energética em favor do gás natural. Entre o cenário de referência e o de maior competitividade do gás natural, há um potencial de crescimento do consumo de gás natural de 6,3 milhões de metros cúbicos por dia em 2050. Em outros termos, o consumo de gás natural na Bahia poderá passar de 3 MMm3/d em 2015 para 13 MMm3/d em 2050 caso o cenário de preço mais favorável ocorra. Mantendo-se a competitividade atual do gás natural, o consumo do energético deve chegar em 2050 a apenas 7 MMm3/d. Entre os setores com maior potencial de crescimento do consumo, tem-se a indústria química, que pode passar de um consumo de cerca de 2 MMm3/d em 2015 para algo em torno de 10,5 MMm3/d em 2050. O setor será responsável, nesse cenário, a 84% do crescimento potencial da demanda de gás no estado.

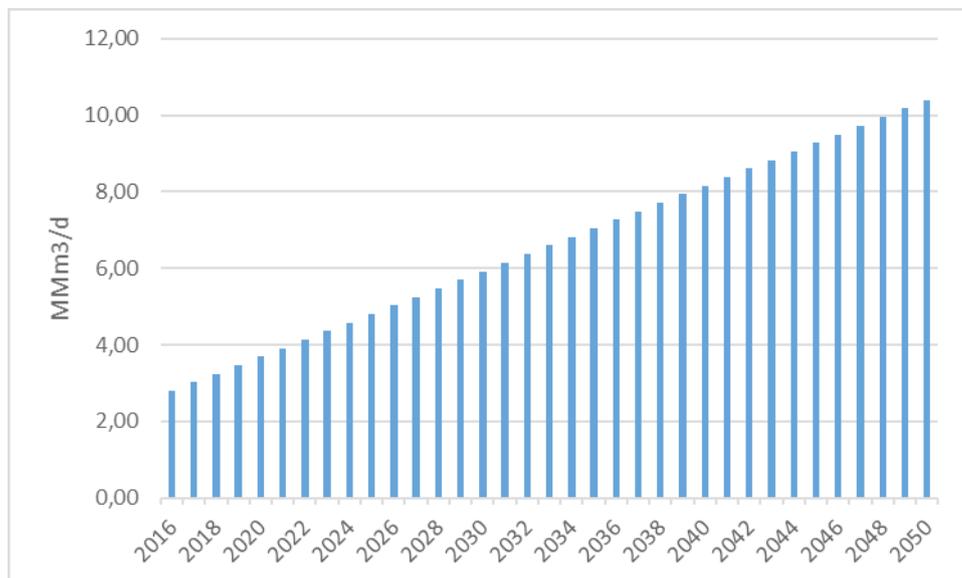


GRÁFICO 9 – BAHIA: POTENCIAL DE CRESCIMENTO DO CONSUMO NO SETOR DE QUÍMICA
 FONTE: GEE

No setor de química, o incremento da oferta de gás natural e um preço competitivo podem levar à substituição de 80% do carvão vapor, 80% do óleo combustível e 50% de secundárias de petróleo.

A substituição pelo gás natural nesse setor não somente possibilita um aumento da competitividade das empresas baianas como também contribui para a redução das emissões do setor industrial no estado. É importante ressaltar que as estimativas de aumento do consumo consideraram apenas a substituição energética do gás natural nos processos de calor de processo e aquecimento direto. Não se analisou o potencial de substituição como matéria-prima na indústria química, por exemplo. Nesse sentido, a participação do gás natural no consumo do setor industrial na Bahia pode ser ainda maior do que o estimado nesse estudo.

4.2 Impactos para a balança comercial

Apesar dos avanços da produção de petróleo e gás no país nos últimos dez anos, a dependência energética nacional em relação ao gás natural importado continua em patamares elevados. Atualmente, cerca de 50% do gás natural ofertado ao mercado no Brasil é importado da Bolívia por gasoduto e de vários outros países por meio do gás natural liquefeito (GNL).

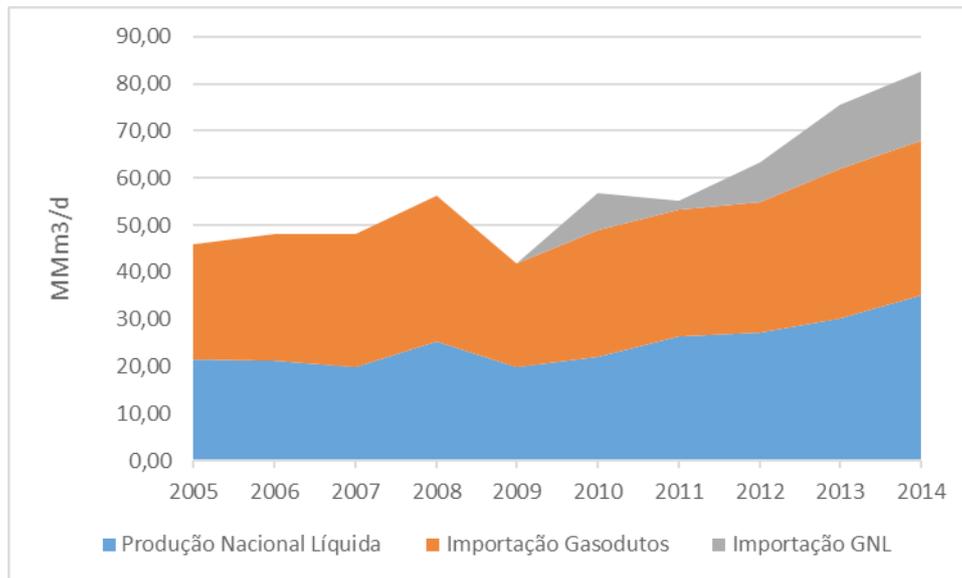


GRÁFICO 10 – OFERTA DE GÁS DOMÉSTICO E IMPORTADO NO BRASIL
FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ COM BASE EM DADOS DA ANP.

A dependência nacional de gás natural importado a preços elevados tem implicado numa escassez de gás competitivo para a indústria e para a expansão da geração termelétrica. As despesas com importações de gás natural atingiram cerca de USD 7 bilhões em 2013 e 2014. Como consequência da elevada dependência externa, verificou-se nos últimos anos um aumento do preço do gás no mercado nacional, impactando particularmente o investimento industrial nos setores energointensivos. Além disso, o aumento do despacho das termelétricas a gás a partir de 2012 resultou na indisponibilidade de gás natural para novos contratos de fornecimento de longo prazo para as distribuidoras.

Além da tendência de aumento das importações de gás com impactos negativos para a balança comercial, o déficit comercial das indústrias energointensivas tende a crescer num cenário de gás não competitivo. O gráfico 11 a seguir apresenta a projeção do resultado da balança comercial das indústrias energointensivas para os diferentes cenários de competitividade do gás natural. Como podemos observar, num cenário de maior competitividade (USD 7/MMbtu), o atual déficit na balança comercial dessas indústrias poderia ser revertido até 2023, atingindo um superávit de USD 35 bilhões em 2050. Por outro lado, no cenário de oferta não competitiva de gás, esse déficit tende a continuar a crescer e atingirá cerca de USD 53 bilhões em 2050.

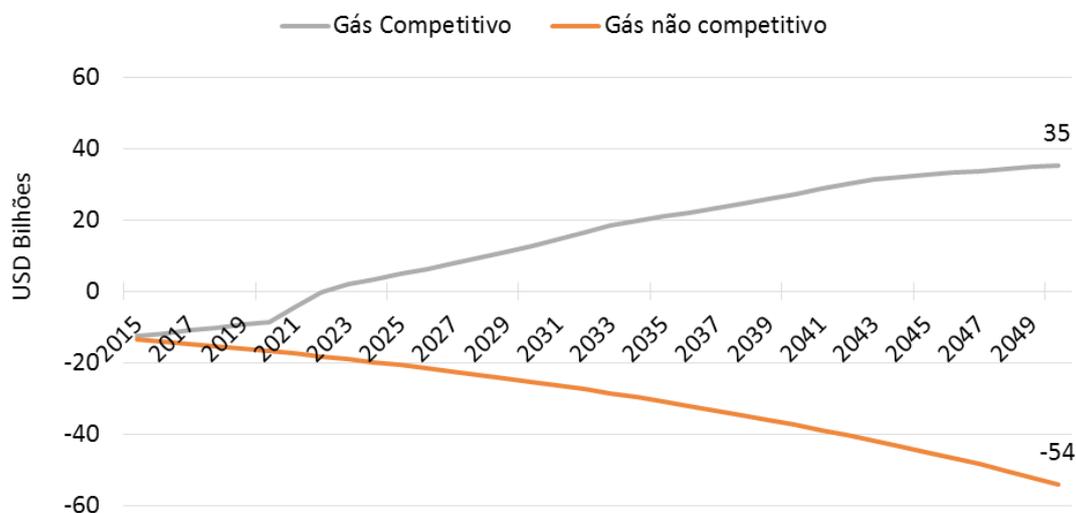


GRÁFICO 11 – PROJEÇÃO DA EVOLUÇÃO DA BALANÇA COMERCIAL DAS INDÚSTRIAS ENERGOINTENSIVAS*
EM DIFERENTES CENÁRIOS DE COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL

FONTES: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

Esses resultados mostram que a manutenção ou mesmo uma piora do contexto de competitividade do gás natural no Brasil não são sustentáveis em um cenário de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) considerado nas projeções realizadas (4% ao ano a partir de 2019 até 2050). Ou seja, esse elevado crescimento econômico tende a provocar um forte crescimento da demanda doméstica de insumos básicos, que, num cenário de baixa competitividade, resultaria num forte impacto negativo na balança comercial. Tal impacto, por sua vez, pode resultar em restrições macroeconômicas importantes para o crescimento do PIB (desvalorização cambial e inflação).

5 PROPOSTAS PARA UMA AGENDA DE REFORMAS

Visando superar as barreiras identificadas para o desenvolvimento da indústria de gás natural em terra no Brasil, o estudo da CNI intitulado “Gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e a modernização do setor”⁹ identificou um conjunto de propostas para aumentar a atratividade do investimento do setor.

⁹ A versão completa do estudo está disponível no site <http://www.portaldaindustria.com.br/cni/publicacoes-e-estatisticas/publicacoes/2015/05/1,62273/gas-natural-em-terra-uma-agenda-para-o-desenvolvimento-e-modernizacao-do-setor.html>.

5.1 Nova política de concessões

A proposta de nova política de concessões deve ter como diretriz a redução dos riscos associados ao atual processo licitatório e acelerar o ritmo da exploração em terra no Brasil. Nesse ponto, as propostas são:

- Regularidade dos leilões com calendário plurianual predefinido;
- Criação de uma Comissão Permanente de Licitação em substituição da Comissão Especial de Licitação;
- Novos procedimentos de licitação: pregão eletrônico, qualificação das empresas interessadas por um período de dois anos;
- Realização de dois tipos de leilões para áreas em terra: leilões trimestrais por pregão eletrônico para áreas maduras e leilões anuais voltados para as bacias de fronteira geológica;
- Criação do Contrato de Avaliação Técnica Preliminar para bacias de fronteira;
- Possibilidade de conversão das eventuais multas de conteúdo local em investimentos obrigatórios em Contratos de Avaliação Técnica Preliminar.

5.2 Redução da complexidade e burocracia dos processos de licenciamento técnico necessário aos investimentos em exploração

Para tanto, o estudo propõe:

- Padronização e redução das informações exigidas nos diversos relatórios requeridos pela ANP;
- Revisão ou mesmo substituição das garantias financeiras de campos em terra de menor dimensão;
- Simplificação do processo de certificação de conteúdo local;
- Promoção do equilíbrio entre o nível de exigências de conteúdo local e os objetivos de aceleração dos investimentos em exploração e produção em terra com a substituição de metas de uma categoria de produto para outra quando devidamente justificada;
- Criação de mecanismos alternativos de aplicação de multas sobre o conteúdo local;
- Simplificação do processo de importação de máquinas e equipamentos para exploração em terra a partir da criação de portos secos próximos às áreas de produção em terra e de uma melhor capacitação da aduana.

5.3 Criação de um ambiente atrativo para os investimentos na exploração e produção de gás natural em terra

A implementação dessa agenda passa por mudanças de regras que permitam a comercialização do gás no mercado nacional a preços justos para os produtores. Para tanto, é fundamental que exista:

- Promoção do livre acesso à infraestrutura de transporte, com a implementação da troca operacional;
- Organização de leilões de compra de gás pelas distribuidoras e termelétricas;
- Revisão do papel do Pemat;
- Revisão das regras para projetos de geração termelétrica.

5.4 Aperfeiçoamento dos processos de licenciamento ambiental

Destacam-se as seguintes propostas:

- Definição de uma resolução do Conama com orientações sobre requerimentos para o licenciamento ambiental de operações de fraturamento hidráulico;
- Criação de um programa de capacitação dos órgãos ambientais estaduais sobre a exploração de recursos não convencionais, liderado pela ANP;
- Coordenação do executivo com o Ministério Público e os órgãos de licenciamento estaduais;
- Padronização dos procedimentos e das informações exigidas em cada etapa do processo de licenciamento;
- Divulgação de informações detalhadas sobre as restrições e os requerimentos ambientais para cada bloco ofertado nas rodadas de licitação da ANP.

5.5 Incentivos fiscais e tributários para as atividades de E&P de gás

Nesse contexto, propõem-se:

- Desenvolvimento de um Repetro voltado exclusivamente para a cadeia produtiva que serve a concessionários terrestres;
- Criação de portos secos próximos às áreas de produção em terra, para um melhor aproveitamento dos benefícios do Repetro na produção onshore;
- Isenção de imposto de importação na compra de insumos destinados à industrialização de

bens não repetráveis, principalmente daqueles voltados para a exploração e produção em terra;

- Homogeneização das listas de bens repetráveis e do convênio do ICMS;
- Adoção de alíquotas de royalties e de participação especial diferenciadas e menores para o gás natural em terra;
- Isenção do ICMS para o gás natural vendido às termelétricas ou o desenvolvimento de novas formas de utilização dos créditos de ICMS;
- Extensão do benefício do ICMS zero para a modalidade de autoprodutor integrado de gás natural (produção de gás e energia elétrica);
- Desoneração do reinvestimento realizado nas atividades de exploração e produção de gás natural no cálculo do imposto de renda.

5.6 Agenda de incentivos específicos para o desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil

É fundamental reconhecer que os custos para a exploração e produção de gás não convencional são muito mais elevados do que para o gás convencional. Assim, exigem-se condições especiais para o seu desenvolvimento, como por exemplo:

- Revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção;
- Redução do *royalty* pago sobre o gás não convencional para 5%;
- Isenção de PIS-Cofins para o gás não convencional;
- Criação de uma política industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltada para o gás não convencional;
- Alocação de recursos públicos para investimento em estudos e treinamento técnico para os órgãos estaduais e federais envolvidos com o licenciamento das atividades de E&P relacionadas a recursos não convencionais.

5.7 Agenda para equacionar os problemas relacionados ao financiamento:

- Propõe-se a criação de um fundo público de *private equity* de apoio ao gás em terra a ser administrado por órgão financeiro público com experiência em *venture capital* / *private equity*;

Priorizar financiamentos às empresas na fase de desenvolvimento dos campos, na modalidade de *project finance*, por meio de trabalho coordenado entre os bancos públicos que trabalham na área de energia (BNDES, CEF, BB).

5.8 Condições diferenciadas e mais favoráveis para empresas de pequeno e médio portes

Desde a publicação da Resolução nº 32 da ANP, já existe um arcabouço legal preparado para a implementação de políticas de apoio e incentivos que favoreçam empresas de pequeno e médio porte de petróleo e gás.

6 ANEXOS

Anexo 1 – Metodologia das estimações dos impactos do aumento da produção de gás em terra

As estimativas foram realizadas por meio do modelo Gas-Upstream, desenvolvido por pesquisadores do Grupo de Economia da Energia (GEE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em conjunto com o IBP. A partir de uma projeção da produção futura de gás natural, o modelo permite estimar a infraestrutura necessária para atingir o volume de produção, considerando projetos típicos na experiência brasileira e internacional.

A variável essencial nessas estimativas é o número de poços exploratórios e de desenvolvimento. A partir de parâmetros de custo médio, é calculado o volume de investimentos e sua realização ao longo do tempo. Esses valores alimentam um fluxo de caixa. Os indicadores de atratividade econômica, assim como o volume de arrecadação do governo decorrente desses projetos, são calculados através de *royalties* e impostos que incidem nas atividades de produção de gás e na cadeia produtiva. Para estimar os impostos indiretos, o volume de investimento é dividido por classes de equipamentos e serviços e é aferida a incidência de impostos para cada uma dessas classes.

Devido às suas particularidades, as atividades de produção de gás convencional e de não convencional foram tratadas em modelagens distintas. Os parâmetros técnicos da modelagem da produção de gás convencional foram obtidos a partir de documentos da Empresa de Pesquisa Energética, PDE e Pemat, e de entrevistas com operadores nacionais (Petra e Parnaíba). A curva de produção de cada poço considera um volume de pico alcançado no ano inicial (Q0) de 200

mil m³/dia, que experimenta um declínio (D) de 10% ao ano, a produção no ano i (Q_i) é definida segundo a fórmula de declínio exponencial e a figura abaixo:

$$Q_i = Q_0 e^{-iD} \quad Q_i = Q_0 e^{-iD} \quad (1)$$

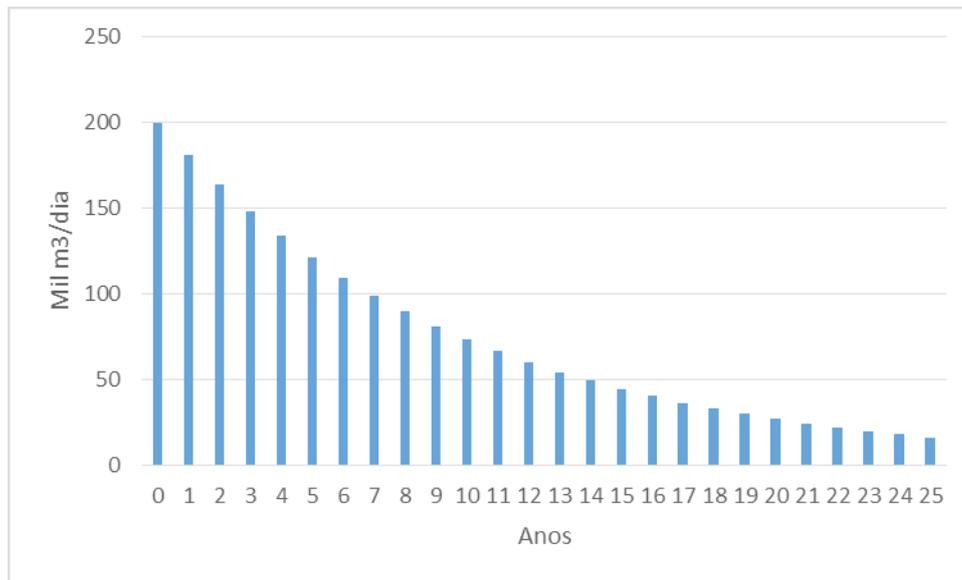


GRÁFICO 12 – CURVA DE PRODUÇÃO DE POÇO DE GÁS CONVENCIONAL
FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

O investimento foi agrupado em duas categorias: fase de exploração e de desenvolvimento. Os gastos de exploração incluem poços de exploração e sísmica. Os gastos de desenvolvimento incluem poços produtores, compressão, árvore de natal, escoamento, tratamento e abandono. Esses gastos foram divididos pela quantidade estimada de poços de cada fase. Os gastos com exploração foram estimados em USD 22 milhões por poço e os gastos com desenvolvimento, USD 21 milhões por poço produtor. O gasto operacional foi estimado em USD 1 por pé cúbico de gás produzido.

O gás seria vendido a um preço de USD 5/MMBtu e os líquidos, que representariam 5% da produção total, a USD 50/barril.

Preço de venda do gás (USD/MMBtu)	5	
Preço venda líquidos (USD/barril)	50	
Pagamento do proprietário da terra	1%	
Royalties	10%	
Participação líquidos na produção	5%	
Produtividade poço (Mm³/dia)	200	
Capex total por poço	Desenvolvimento	21,1
	Exploração	22,5
Opex	USD 1/mcf	
Taxa queda da produtividade	10%	
Número de poços exploratórios em relação ao total	25%	

TABELA 2 – PREMISSAS DAS ESTIMATIVAS PARA O GÁS CONVENCIONAL
FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

Para a modelagem da produção de gás não convencional, que apresenta um declínio bem mais acentuado que a convencional, os parâmetros técnicos refletem a experiência internacional, em especial a norte-americana, que é mais documentada. Os parâmetros de custo foram adaptados à realidade brasileira, que ainda não experimentou as economias de escala e aprendizado além de sobrecustos relacionados à carência de infraestrutura (LION et al., 2014).

A curva de produção do poço foi então calculada a partir de uma equação de declínio hiperbólico apresentada por Duman (2012), com a seguinte forma:

$$Q_i = Q_0 * (1 + b D i)^{-1/b} \quad (2)$$

O expoente hiperbólico, diferente das demais variáveis, é um valor estimado entre zero e um e não depende da produtividade inicial. Neste estudo foi utilizado o valor representativo dos campos de gás natural na região conhecida como Marcellus Shale, situado no território de sete estados norte-americanos, 0,9. A produção inicial foi considerada em 100 mil m³/dia. A taxa de declínio hiperbólico (*D*) foi de 70%.

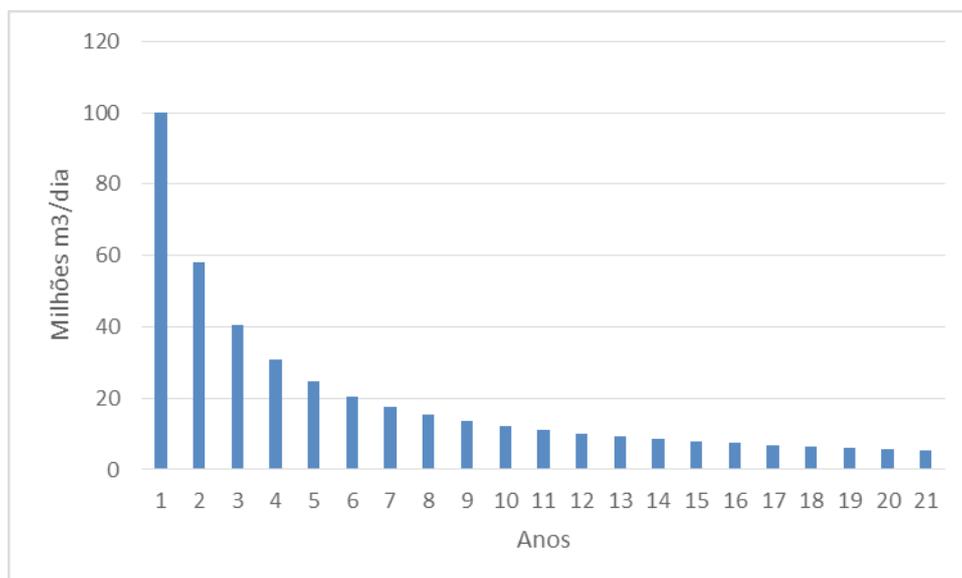


GRÁFICO 13 – CURVA DE PRODUÇÃO DE POÇO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL
FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

A tabela 3 abaixo apresenta as principais premissas utilizadas na modelagem da produção não convencional. Considerou-se preço de venda do gás natural de USD 7/MMBtu, que corresponderia a um preço que viabilizaria o desenvolvimento de uma termelétrica na boca do poço, modelo de negócio escolhido para monetizar o gás produzido. O capex assumido foi de USD 10 por poço de desenvolvimento e exploração. Vale observar que esses valores consideram o conjunto de infraestrutura complementar aos poços.

Preço venda do gás (USD/MMBtu)	7
Preço venda líquido (USD/barril)	50
Pagamento terra	1%
Royalties	10%
Participação líquidos na produção	5%
Produtividade poço (Mm³/dia)	100
Capex total por poço	10
Opex	1
Taxa de declínio hiperbólico	70%
Número de poços exploratório em relação ao total	20%

TABELA 3 – PREMISSAS DAS ESTIMATIVAS DO GÁS NÃO CONVENCIONAL
FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

Anexo 2 – Metodologia para a estimação do número de trabalhadores por poço exploratório de gás natural em terra

Para o cálculo das estimativas sobre o número de trabalhadores por poço exploratório de gás natural em terra nas bacias brasileiras selecionadas, foi desenhado um método a partir da metodologia utilizada na região norte-americana de Marcellus (*Marcellus Shale Workforce Needs Assessment*, 2009). O objetivo do estudo foi examinar a expansão do trabalho direto, indireto e induzido¹⁰ associada ao desenvolvimento da região produtora de gás não convencional de Marcellus.

O método utilizado no estudo supracitado centra sua análise na geração de empregos diretos necessários para perfurar um poço de gás não convencional na região de Marcellus. A partir das estimativas de emprego direto, os resultados obtidos são extrapolados para alcançar o total de emprego gerado (emprego direto, indireto e induzido) a partir dos seguintes pressupostos:

- O Equivalente a Tempo Completo foi definido em 260 dias de trabalho (ou 2.080 horas) por ano;
- Uma média de perfuração por plataforma de perfuração de dez poços por ano;
- Cada poço precisa em média da construção de uma milha em gasodutos de transporte;
- A cada grupo de 20 poços deve ser construída, em média, uma estação de compressão;
- As projeções das companhias referentes às atividades das plataformas de perfuração são relativamente precisas ('likely' scenarios) (MSETC, 2009).

O núcleo desse método consistiu no cálculo do Equivalente a Tempo Completo de Trabalho (FTE) para cada trabalhador associado à perfuração de um poço de gás natural não convencional na região de Marcellus. É importante ressaltar que muitas atividades desenvolvidas durante o processo de perfuração precisam de poucos dias de trabalho para serem completadas, enquanto outras são de período integral. Dessa forma, os requerimentos de trabalho por poço, na maior parte das categorias de ocupação, apresentaram variações de 1/10 a 1/100 do equivalente a um trabalho de tempo completo. Outras ocupações, intensivas em trabalho (operação de equipamentos pesados, pessoal de oficina, entre outros), podem ocupar até duas vezes o Equivalente a Tempo Completo de Trabalho, enquanto outras atividades menos intensivas podem ocupar apenas 1/10. Em outros termos, se consideramos uma atividade de referência de trabalho a partir de uma jornada de oito horas diárias por 252 dias úteis, teríamos como Equivalente a Tempo Completo de Trabalho 2.016 horas no ano. Algumas atividades, contudo, participam com 4.032 horas anuais, enquanto outras, com apenas 200. É exatamente essa grande variação das horas de trabalho utilizadas que exige a padronização através do conceito de Equivalente a Tempo Completo de Trabalho (MSETC, 2009).

¹⁰ Para o presente estudo, foi tomada a classificação de emprego a seguir: i) Emprego direto: número de postos de trabalho criados em um setor determinado, derivado do aumento da demanda de produtos e/ou serviços produzidos por esse mesmo setor; ii) Emprego indireto: número de postos de trabalhos criados nos setores que produzem matérias-primas, insumos e outros componentes para atender à demanda do setor responsável pela criação dos empregos diretos; e iii) Emprego efeito-renda ou induzido: emprego criado como consequência do aumento da renda gerada a partir da expansão da produção e do emprego direto e indireto e, com isso, o aumento das rendas (massa salarial, dividendos e pró-labore), produzindo um incremento da demanda e do emprego nos setores produtores de bens de consumo (NASSIF et al., 2008).

Trabalho em trabalhadores diretamente associados com as atividades de perfuração de poços de gás natural, a equipe do MSETC trabalhou com representantes de um variado número de firmas de energia, companhias de perfuração e outras empresas subcontratadas, identificando 150 categorias de ocupação ou grupos de habilidades. Dessa forma, o número FTE para a maior parte das ocupações consistiu na identificação do número de trabalhadores em uma ocupação particular e do número de dias que esses trabalhadores tipicamente gastam em um poço. Os números de FTE para diferentes atividades – incluindo construção de gasodutos, limpeza de terrenos, pessoal de oficina, entre outros – apresentaram consideráveis alterações, razão pela qual foram usadas medidas aproximadas. Após o levantamento do equivalente ao tempo completo de trabalho das ocupações estabelecidas, esses dados foram confirmados nos resultados da pesquisa da população ativa na indústria do gás natural realizada pelo MSETC (MSETC, 2009).

Dessa forma, a análise dos resultados alcançados a partir da implementação do método de projeções de trabalho do MSETC indicou que o número de empregos diretos necessários para fazer a perfuração de um único poço na região de Marcellus foi, em média, 410 trabalhadores em 150 ocupações diferentes. Quanto ao número de horas de trabalho necessárias para o efetivo cumprimento dessas 150 atividades diretamente relacionadas à perfuração de um poço, os resultados mostraram um equivalente a 11,53 trabalhadores de tempo completo ao longo de um ano. É importante destacar que esses empregos não são permanentes, sendo requeridos somente durante o período de perfuração (MSETC, 2009)¹¹.

Para os fins da presente pesquisa, utilizaram-se os valores utilizados pelo MSETC no estudo supracitado. Inicialmente pensou-se em ajustar os indicadores encontrados pelo diferencial de produtividade do trabalho no Brasil e nos EUA. Contudo, considerando que a tecnologia utilizada nas etapas de exploração e produção nesses dois países é a mesma, acredita-se não haver um diferencial significativo na produtividade do trabalho de forma que se mostra mais adequado utilizar o mesmo indicador do caso norte-americano.

A utilização do Indicador de Emprego Indireto usado pela *The Pennsylvania Economy League*, segundo o qual para cada emprego direto gerado nas atividades de exploração e produção na região de Marcellus estavam sendo gerados 1,52 empregos indiretos, poderia ser restringida, no caso brasileiro, pelo grau de utilização dos recursos nacionais, que são mais limitados. Contudo, como a maior parte dos empregos indiretos gerados ocorre no setor de serviços, também não se acredita haver muita diferença entre os coeficientes nos casos norte-americano e brasileiro. No caso brasileiro, os efeitos indiretos poderiam ser restringidos pelo grau de utilização dos recursos nacionais, mais limitados. Contudo, como a maior parte dos empregos indiretos gerados ocorre no setor de serviço, também não se acredita haver muita diferença entre os coeficientes no caso norte-americano e brasileiro.

¹¹ Ainda quanto ao indicador do equivalente do número de empregos de tempo completo utilizado pelo MSETC, os valores estimados constituem um indicador representativo da maior intensidade em trabalho da fase de exploração e desenvolvimento quando comparado com o número de empregos de tempo completo na fase de produção, na qual o resultado cai para 0,17 empregos permanentes de tempo completo (MSETC, 2009).

ANEXO 3 – Modelo de substituição energética GEE-Matriz

O modelo GEE-Matriz foi desenvolvido com o objetivo de analisar o potencial de demanda industrial para o gás natural na economia brasileira. Especificamente, o modelo projeta a matriz energética industrial do gás natural para um horizonte de 15 anos com base em diferentes cenários de competitividade. As principais bases de dado do modelo são o Balanço de Energia Útil (BEU), desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia em 2005, e o Balanço Energético Nacional ou Estadual de interesse. Ademais, utilizamos premissas relativas ao PIB e à elasticidade-renda do consumo de energia por segmento industrial. No modelo GEE-Matriz, utilizamos o conceito de Energia Útil para calcular a matriz energética num horizonte de 15 anos. No entanto, primeiramente, calcula-se a matriz no horizonte final, levando-se em conta apenas uma premissa de crescimento do PIB e as elasticidades-renda do consumo de energia, utilizando os dados de Energia Final fornecida pelo Balanço Energético do estado em questão. A premissa de crescimento deve ser escolhida de acordo com as expectativas do mercado para o crescimento do PIB. As elasticidades-renda do consumo foram calculadas pela FIPE para o modelo original e são utilizadas nesse modelo para o caso da Bahia. Na tabela 4, estão as elasticidades calculadas pela Fipe.

Elasticidade-renda do Consumo de Energia	
Cimento	1,00
Ferro-Gusa e Aço	1,25
Ferro-Ligas	1,85
Mineração e Pelotização	1,02
Não Ferrosos e outros da Metalurgia	1,10
Química	1,03
Alimentos e Bebidas	0,89
Têxtil	1,02
Papel e Celulose	1,00
Cerâmica	1,00
Outros	1,00

TABELA 4 – ELASTICIDADES RENDA DO CONSUMO DE ENERGIA POR SETOR INDUSTRIAL
FONTE: FIPE

As elasticidades-renda do consumo de energia para cada setor se referem à sensibilidade do consumo de energia em relação a mudanças na renda. No caso da elasticidade maior que um, mudanças no PIB elevarão mais que proporcionalmente o consumo de energia no setor, como é o caso nos setores de ferro-gusa e aço, mineração e pelotização, não ferrosos e outros da metalurgia, química e têxtil.

A matriz futura é calculada com base na matriz atual do Balanço Energético, levando-se em conta o crescimento total esperado do PIB e as diferentes elasticidades entre os setores. Essa

matriz futura, no entanto, não leva em consideração os diferentes rendimentos por uso em cada setor. Portanto, para que seja feito este ajuste, utilizam-se os dados do BEU.

O Balanço de Energia Útil (BEU) tem como objetivo estimar a Energia Útil do sistema. A energia útil é a parcela da energia final que foi realmente utilizada, descontando-se a energia perdida nos processos. A energia útil calculada no BEU considera os diferentes setores consumidores, os diferentes usos da energia e as diferentes formas de energia.

Os setores consumidores do BEU são os mesmos do Balanço Energético (BE). Ao todo são 16 setores considerados no BE: energético, residencial, comercial, público, agropecuário, transporte e o setor Industrial que é subdividido nos segmentos de cimento, ferro-gusa e aço, ferro-ligas, mineração e pelletização, não ferrosos e outros metais, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outras indústrias.

De acordo com o MME (2005), os usos finais de energia considerados no BEU são:

- (i) Força motriz (FM): a energia utilizada em motores estacionários ou de veículos de transporte individual ou coletivo;
- (ii) Calor de processo (CP): energia utilizada em caldeiras e aquecedores de água;
- (iii) Aquecimento direto (AD): energia utilizada em fornos, radiação, aquecimento por indução, condução e micro-ondas;
- (iv) Refrigeração: energia utilizada em geladeiras e equipamentos de refrigeração,
- (v) Iluminação: energia utilizada em iluminação interna e externa;
- (vi) Eletroquímica (EQ): energia utilizada em células eletrolíticas, processos de galvanoplastia, eletroforese e eletrodeposição; e
- (vii) Outros usos: energia utilizada em computadores, telecomunicações, xerografia e equipamentos eletrônicos de controle.

As diferentes formas de energia levadas em consideração tanto no BEU quanto no BE são: gás natural, carvão-vapor, carvão metalúrgico, lenha, produtos da cana, outras fontes primárias, óleo combustível, óleo diesel, gasolina, GLP, querosene, gás de cidade e coqueria, coque de carvão mineral, eletricidade, carvão vegetal, álcool etílico, anidro e hidratado, outras fontes secundárias do petróleo e alcatrão.

É importante fixar o conceito de Energia Final e Energia Útil. A Energia Final (EF) é composta da Energia Útil (EU) e da Energia Perdida. A Energia Útil é calculada com base nas informações do Balanço Energético, o qual fornece informações sobre o consumo de Energia Final por setores de atividade.

O modelo GEE-Matriz utiliza os dados de rendimentos e coeficientes de destinação do BEU para calcular a matriz futura de energia útil. O objetivo nos cálculos realizados é descobrir o potencial de demanda de gás natural enquanto substituto de outros energéticos. É importante ressaltar que o gás natural é utilizado principalmente no calor de processo (CP) e aquecimento direto (AD) e, portanto, só consideraremos essas duas opções para a substituição energética pelo gás natural. Assim, calcula-se a energia útil com substituição por gás natural, levando-se em conta o rendimento do gás natural para CP e AD.

Os diferentes cenários de substituição para o gás natural dependem do seu preço com relação aos demais energéticos. Nesse estudo, comparou-se um cenário de preço competitivo do gás natural (USD 7/MMBtu) com o cenário atual de competitividade.

	US\$ 7/MMBTU				US\$ 10/MMBTU			US\$ 14/MMBTU		US\$ 17/MMBTU
Siderurgia	50% Carvão metalúrgico (finos)	80% Óleo Comb.	80% GLP		80% Óleo Comb.	80% GLP		80% Óleo Comb.	80% GLP	-
Alumínio	50% Óleo Comb.	50% GLP	25% Coque Pet		25% Óleo Comb	25% GLP	12,5% Coque Pet	-		-
Química	80% carvão	80% Óleo Comb.	80% GLP	50% Coque Pet	80% Óleo Comb.	80% GLP	25% Coque Pet	80% Óleo Comb.	80% GLP	-
Papel e Celulose	80% carvão	25% lenha	50% Óleo Comb	50% GLP	12,5% lenha	50% Óleo Comb	50% GLP	50% Óleo Comb.	50% GLP	-
Cerâmica	50% lenha	50% Óleo Comb	25% Coque Pet		25% lenha	50% Óleo Comb	12,5% Coque Pet	25% Óleo Comb.		-

TABELA 5 - CENÁRIOS DE SUBSTITUIÇÃO DE FONTES ENERGÉTICAS POR GÁS NATURAL
Fonte: GEE

Embora o Modelo GEE-Matriz tenha sido elaborado com base em quatro cenários de preços de gás natural, utilizaram-se para esse estudo apenas o cenário de referência (USD 17/ MMBtu) e o cenário de preço mais competitivo (USD 7/MMBtu).

O cenário mais competitivo, de USD7/MMBtu, corresponderia a um cenário com alta disponibilidade de gás natural que viabilizasse os preços baixos do energético.

Evidentemente, existem outras variáveis que alteram a competitividade do gás natural. O preço do gás natural é uma variável relevante, mas questões relativas à taxa de câmbio e tributação também impactam a competitividade industrial do gás. No presente trabalho, consideramos apenas os impactos de mudanças de preços do gás natural, *ceteris paribus*.

O modelo considera que a substituição dos energéticos pelo gás natural se dá de forma gradual, completando-se a substituição apenas no último período do modelo. Dessa forma, no horizonte final, é calculado o potencial de consumo em MMm³/dia com base nas substituições, levando-se em consideração o rendimento do gás natural. Nos períodos precedentes, até o ano base do Balanço Energético, é feita uma interpolação linear sobre os valores final e inicial. Portanto, a evolução da demanda se dá linearmente no modelo, chegando ao final no cenário de substituição desejado.

O resultado do modelo é uma curva de demanda de gás natural para o horizonte de 15 anos para cada setor industrial, levando em conta um cenário de preço e um cenário de crescimento de PIB. O modelo GEE-Matriz pode ser aplicado com um foco nacional, utilizando o Balanço Energético Nacional, ou pode ser aplicado para os estados, regiões ou municípios, desde que esteja disponível o Balanço Energético da região de interesse.

Referências bibliográficas

- ANP (2013). **Décima Segunda Rodada de Licitações: Bacia do Recôncavo**. Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_R12/apresentacao/r12_09_reconcavo.pdf
- ANP (2012). **Potencial Petrolífero dos Estados Brasileiros**. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/anos-anteriores/2012/julho/material-anp-11-07>
- ANP (2013). **Gás Natural em Terra: Rodada de Licitações 2013**. Apresentação realizada no XI Seminário Internacional Britcham de Energia Não Convencionais. Rio de Janeiro.
- BEE (2009). **Balanço Energético Estadual do Paraná**.
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (2014). **Custo do trabalho e produtividade: comparações internacionais e recomendações**. Brasília, 2014.
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (2015). **Gás Natural Em Terra: Uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor**. Brasília, 2015. Disponível em <http://www.portaldaindustria.com.br/cni/publicacoes-e-estatisticas/publicacoes/2015/05/1,62273/gas-natural-em-terra-uma-agenda-para-o-desenvolvimento-e-modernizacao-do-setor.html>
- DE NEGRI Fernanda e CALVACANTE Luis (Org.) (2014). **Produtividade no Brasil: desempenho e determinantes (volume 1 – desempenho)**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Brasília.
- DUMAN, Ryan J. Economic Viability of Shale Gas Production in the Marcellus Shale: **Indicated by Production Rates**, Costs and Current Natural Gas Prices. MIT Press, Massachusetts, 2012.

- EIA-ARI (2013) **World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment**. Disponível em http://www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf
- GEE (2012). **Impactos Econômicos da Competitividade do Gás Natural**. Estudo Realizado para o Projeto Mais Gás Brasil coordenado pela ABRACE.
- IEA - International Energy Agency (2013). **World Energy Outlook**, Paris.
- LION, M. B.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. D. **Avaliação das Condições de Viabilidade Econômica de Campos de Gás Não Convencionais no Brasil**. Texto para discussão 01. Centro de Excelência em Economia da Energia – GEE/UFRJ-IBP. 2014. Disponível em <http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/get-working-paper/512-avaliacao-das-condicoes-de-viabilidade-economica-de-projetos-de-producao-de-gas-natural-nao-convencional-no-brasil-2>.
- MARCELLUS SHALE EDUCATION & TRAINING CENTER (2009). **Marcellus Shale Workforce Needs Assessment**. Pensilvânia, Julho.
- MME (2014). **Plano Decenal de Energia 2023**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>.
- NASSIF A. SANTOS L. e PEREIRA R.(2008) Produtividade e potencial de emprego no Brasil: As Prioridades Estratégias das Políticas Públicas. **Revista do BNDES**, v. 14, n. 29. Rio de Janeiro.
- PORTAL DAS RODADAS DE LICITAÇÃO. **Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/RESUMO_geral_blocos.asp**.
- PORTAL DO BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB) disponível no seguinte url: <http://www4.bcb.gov.br/pec/conversao/conversao.asp>
- US GEOLOGICAL SURVEY (1998). **World Conventional Crude Oil and Natural Gas: Identified Reserves, Undiscovered Resources and Futures**. Disponível em: <http://pubs.usgs.gov/of/1998/of98-468/text.htm>
- WOOD-MACKENZIE (2013). **Viabilidade Comercial dos Plays Não Convencionais no Brasil: Perspectivas das Barreiras Principais**. Apresentação realizada no UGas Brazil – Fórum Nacional de Exploração de Gás Não Convencional, Belo Horizonte, 19 de Agosto.

