



Confederação Nacional da Indústria



CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

# Exploração e Produção de Gás Natural em Minas Gerais: Estimativa dos Benefícios Econômicos e Sociais

## 1

## INTRODUÇÃO

Nos últimos cinco anos, o estado de Minas Gerais foi palco de uma das mais importantes campanhas exploratórias de petróleo e gás em terra no país. A revolução tecnológica que reduziu o custo da produção dos recursos não convencionais nos Estados Unidos aumentou muito a atratividade exploratória da Bacia do São Francisco. Minas Gerais atraiu investimentos para a exploração de gás natural e ocorreram no estado várias descobertas gasíferas que descortinaram um potencial para produção de gás não convencional.

Com a perspectiva de produção de gás não convencional no Brasil, surgiu uma 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 Minas Gerais, o Governo do Estado decidiu paralisar a concessão de licenças ambientais para exploração de gás não convencional até que se defina um marco regulatório para a questão.

A resposta do Governo Federal para o impasse que se criou no licenciamento ambiental foi o decreto nº 8.437 de 22 de abril de 2015, que transferiu a responsabilidade do licenciamento da

fase de produção do não convencional para a União. Essa decisão reduziu o poder dos estados na questão ambiental e introduziu uma etapa de licenciamento adicional, já que o licenciamento ambiental para a fase de exploração continua no âmbito estadual. Dessa forma, com a decisão do Governo Federal, o imbróglio jurídico e regulatório da exploração do não convencional não apenas não foi solucionado como tornou-se mais complexo.

Atualmente, a produção nacional de gás natural é, principalmente, de origem *offshore* e associada ao petróleo. A forte concentração do esforço exploratório no Brasil no ambiente *offshore* tem como consequência o alto custo e a escassez de gás natural, uma vez que a produção está concentrada na extração do óleo. Adicionalmente, o elevado custo de escoamento do gás produzido no ambiente de águas profundas contribui para reduzir o retorno econômico dos projetos de gás natural.

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 CO<sup>2</sup> implica na necessidade de investimento em plantas de separação (de CO<sup>2</sup>) 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**". Este 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 no médio e longo prazos;
- apresentar uma agenda de reformas regulatórias e de incentivos econômicos para acelerar o desenvolvimento da exploração e produção.

Essa agenda está descrita no item 5 desse documento.

A agenda de reformas proposta é ambiciosa, mas viável e oportuna 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 na América do Norte e na maioria dos países da região. O preço do gás pago pelo segmento industrial no Brasil em junho de 2015 variou entre 12 a 14 dólares por MMBtu. Neste mesmo período, o segmento industrial pagou entre 3 e 5 dólares por MMBtu nos EUA. O Brasil importa gás natural liquefeito (GNL) no mercado *spot* a preços muito acima daqueles encontrados nos contratos de longo prazo no mercado internacional. Dessa forma, a indústria nacional e o setor elétrico arcam com um custo de gás muito elevado.

Minas Gerais pode se beneficiar da implementação de uma agenda de reformas para a promoção da exploração do gás em terra. Nesse contexto, tal relatório se propõe estimar e avaliar os principais benefícios econômicos associados ao desenvolvimento da indústria de gás natural no estado, a partir da implementação 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:

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

## 2 OFERTA POTENCIAL DE GÁS NATURAL

Segundo a Agência Internacional da Energia (IEA), o Brasil possui um total de 1.238 bilhões de metros cúbicos (bmc) de recursos recuperáveis convencionais em terra. Deste 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 possua um total de 12.200 bmc de recursos recuperáveis, o que coloca o país entre os dez maiores detentores mundiais de recursos gasíferos dessa espécie.

Não existem dúvidas quanto ao potencial geológico brasileiro para a produção de gás em terra. Várias bacias terrestres brasileiras pouco exploradas apresentam vocação para tal produção. 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 Dios, 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 de fronteira geológica, ou seja, são áreas pouco exploradas e de baixo conhecimento geológico por parte das empresas<sup>1</sup>.

Esse é também o caso da Bacia do São Francisco, onde há um grande potencial para produção de gás natural no estado. O histórico de exploração de petróleo na bacia do São Francisco poderia ser assim resumido:

- Década de 60 a Petrobras iniciou estudos preliminares na bacia;
- Década de 1970 a Petrobrás iniciou estudos para avaliar as ocorrências de gás em superfície, comuns na bacia;
- Década de 1980, adquiriu mais dados geológicos, perfurando quatro poços exploratórios e identificando a ocorrência de gás no poço 1-RF-1-MG.
- Após a abertura do referidos poços, a ANP ofereceu blocos exploratórios na parte mineira da Bacia do São Francisco na sétima rodada em 2005 e na décima rodada em 2008.
- Nestas duas rodadas, foram arrematados 39 blocos exploratórios por seis operadores (11 concessionários). O esforço exploratório a partir das duas rodadas da ANP resultou em várias descobertas, revelando um importante potencial para produção de gás não convencional na bacia<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Ou seja, existem poucos dados de sísmica disponível e poucos poços de petróleo foram perfurados na bacia.

<sup>2</sup> O esforço exploratório realizado em Minas Gerais não apontou potencial para gás convencional até o presente momento.

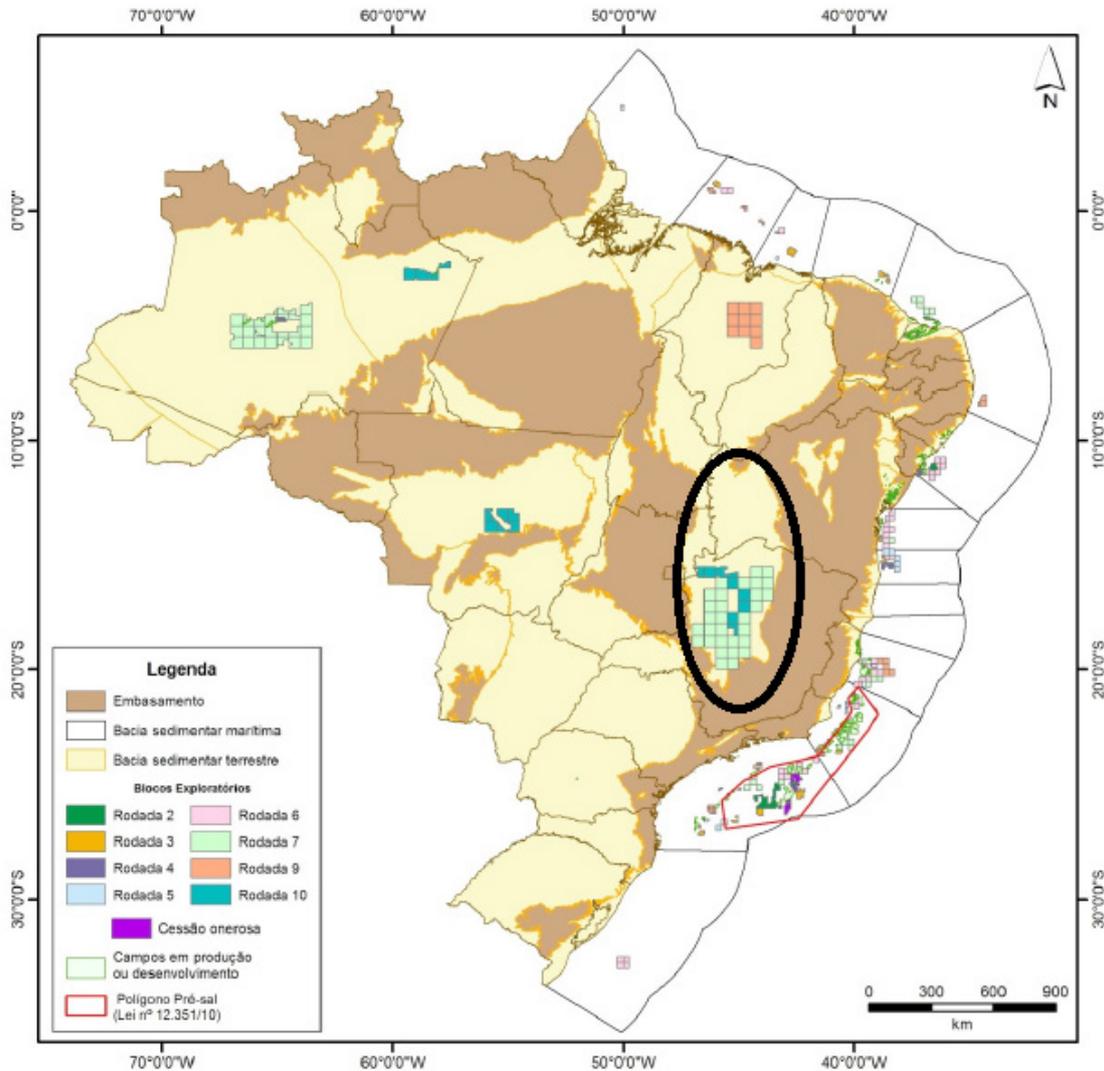


FIGURA 1 – ÁREAS COM POTENCIAL GASÍFERO NA BACIA DO SÃO FRANCISCO  
 FONTE: ANP

Após a revolução tecnológica que reduziu o custo da produção dos recursos não convencionais nos Estados Unidos, aumentou-se muito a atratividade exploratória da Bacia do São Francisco. Segundo a ANP, os concessionários da Bacia do São Francisco já investiram mais de um bilhão de reais na bacia e mais de 30 poços verticais foram perfurados. Entretanto, os operadores vêm enfrentando dificuldades regulatórias e financeiras para avançar no esforço exploratório. As restrições regulatórias para o fraturamento hidráulico, por um lado, e o fechamento do mercado de *private equity* para operadores privado de capital nacional, por outro, representam desafios importantes para o avanço de planos de produção na bacia.

Se não existem dúvidas quanto ao importante potencial de Minas Gerais para produzir gás não convencional, a construção de um cenário de oferta de gás em terra no Brasil não é uma tarefa fácil no contexto de baixo conhecimento geológico atual. Não existem estudos públicos e aprofundados com levantamento do potencial produtivo da bacia. Apenas as empresas que estão

em fase de exploração têm conhecimento mais detalhado do potencial produtivo das respectivas áreas.

O presente estudo elaborou um cenário de oferta de gás em terra no país para o período de 2015 até 2050, tomando como base as estimativas dos volumes de recursos de gás tecnicamente recuperáveis. As primeiras estimativas da ANP apontaram um potencial aproximado de 80 tcf (2260 bmc) de recursos recuperáveis na Bacia do São Francisco. A consultora Wood Mackenzie apontou um volume mínimo de 70 tcf (1982 bmc). Tais estudos não avaliaram qual parcela desse volume seria economicamente viável. Assim, para elaborar esse cenário, assumimos uma hipótese conservadora de produção comercial de 10% dos volumes de recursos recuperáveis estimados pela Wood Mackenzie para Minas Gerais até o ano de 2050<sup>3</sup>.

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 investimentos<sup>4</sup>. A tabela a seguir resume as premissas adotadas no cenário de crescimento.

Item	Premissas
<b>Volume de recursos recuperáveis na bacia</b>	1982 bmc (70 tcf)
<b>Volume de recursos recuperáveis na parte do estado do Minas Gerais</b>	991 bmc (35 tcf)
<b>Volume de recursos produzido até 2050</b>	10%
<b>Taxas de crescimento da produção</b>	2015 - 2028 – 17% 2029 - 2036 – 5,7% 2037 - 2044 – 1,9% 2045 - 2050 – 0,6%

**TABELA 1 – PREMISSAS PARA O CENÁRIO DE PRODUÇÃO DE GÁS EM TERRA NA BACIA DO SÃO FRANCISCO**  
**FONTES: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ**

Essas 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 do 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 em Minas Gerais entre 2015 e 2050 apresentada abaixo. Nesse cenário, a produção de gás em terra poderia chegar a 15 MMm<sup>3</sup>/d em 2050, levando o estado a se tornar autossuficiente no suprimento de gás por volta de 2026, considerando o volume e as taxas de crescimento atuais do consumo estadual de gás.

<sup>3</sup> Assumimos que metade do potencial gasífero da Bacia do São Francisco encontra-se em território de Minas Gerais.

<sup>4</sup> Essas taxas de crescimento permitem produzir os 10% do volume de gás recuperável ao mesmo tempo que estabilizam o valor dos investimentos.

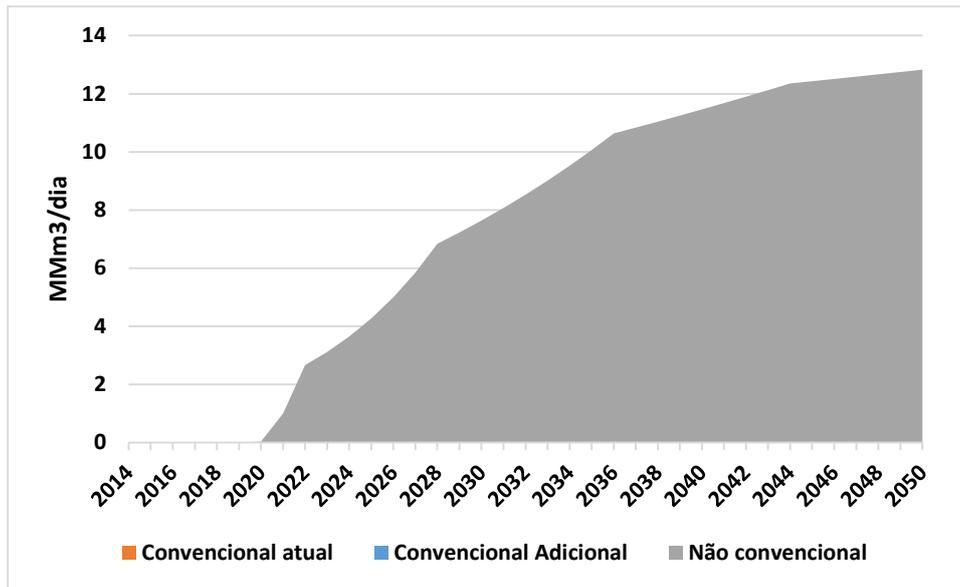


GRÁFICO 1 – POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM TERRA EM MINAS GERAIS

FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

## 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 benefícios 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-Upstream<sup>1</sup>, desenvolvido por pesquisadores do Grupo de Economia da

<sup>1</sup> 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.

Energia 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 12,4 bilhões em exploração e produção de gás natural ao longo do período de 2017 a 2050 em Minas Gerais. Ou seja, o estado requer um montante médio de USD 366 milhões ao ano, alcançando USD 490 milhões no final do período.

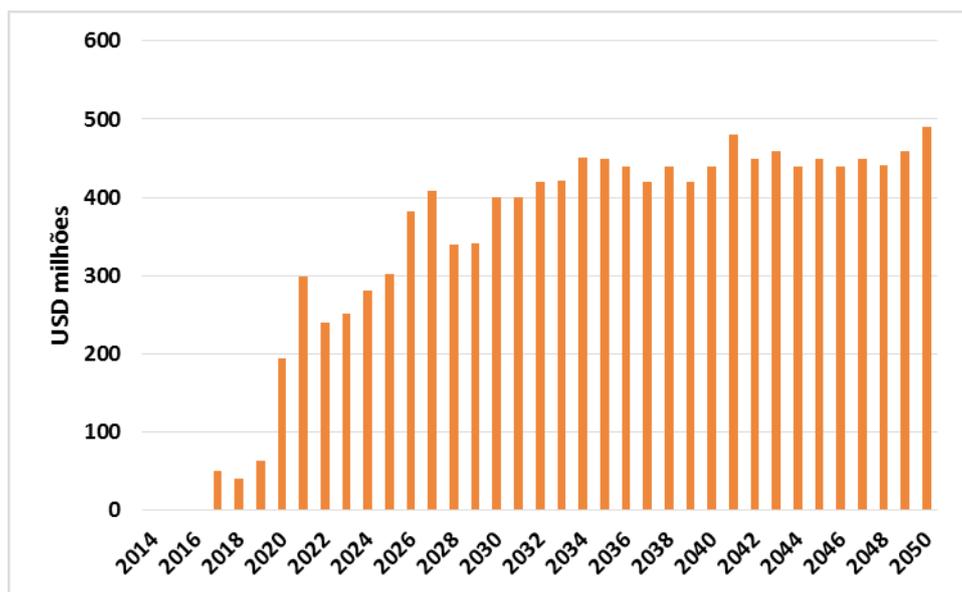


GRÁFICO 2 – ESTIMATIVA DOS INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS PARA O CENÁRIO DE PRODUÇÃO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL EM MINAS GERAIS  
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

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 ela 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 governamentais<sup>2</sup> a partir da produção de gás natural não convencional em Minas Gerais foi estimado em 8,9 bilhões de dólares para o período. Desse total, 30% correspondem ao pagamento de Imposto de Renda, 29% de *royalties* e 41% de impostos indiretos sobre a *capital expenditure* (Capex) e o *operational expenditure* (Opex)<sup>3</sup>. Esses valores são proporcionais às curvas de produção e investimento e apresentados no gráfico 3. Atualmente,

<sup>2</sup> No jargão do setor de petróleo e gás, as Participações governamentais representam a arrecadação de impostos associada à atividade de exploração e produção.

<sup>3</sup> 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, o ICMS, o Imposto sobre Produtos Industrializados e o PIS-Cofins.

26,25% dos *royalties* são distribuídos para os estados produtores e 26,25% Municípios produtores<sup>4</sup>. O ICMS representa cerca de 25% de toda a arrecadação de impostos indiretos. Entretanto, a parcela de Minas Gerais na arrecadação de ICMS dependerá da origem dos bens e serviços adquiridos pelos projetos de gás.

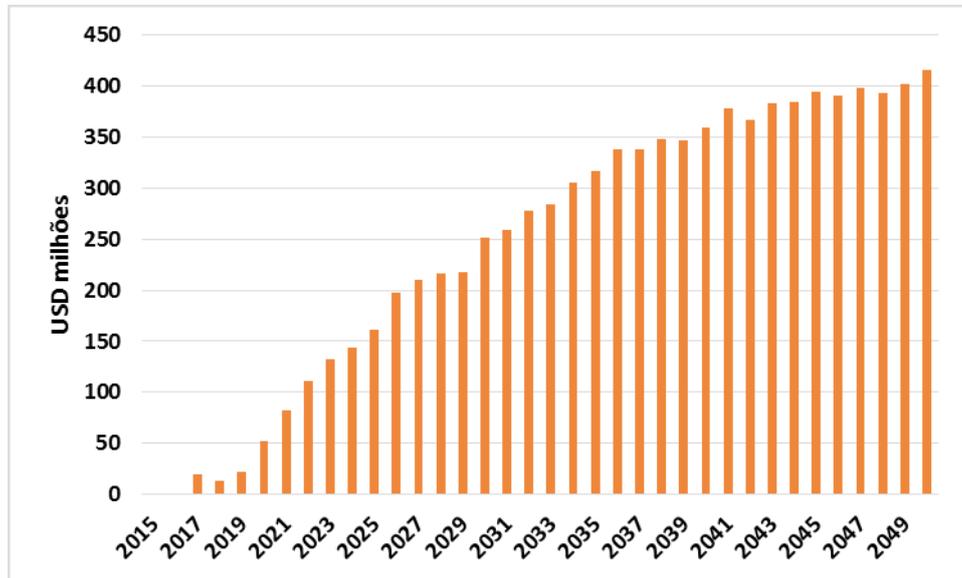


GRÁFICO 3 - ESTIMATIVA DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NA EXPLORAÇÃO DE GÁS EM MINAS GERAIS

FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

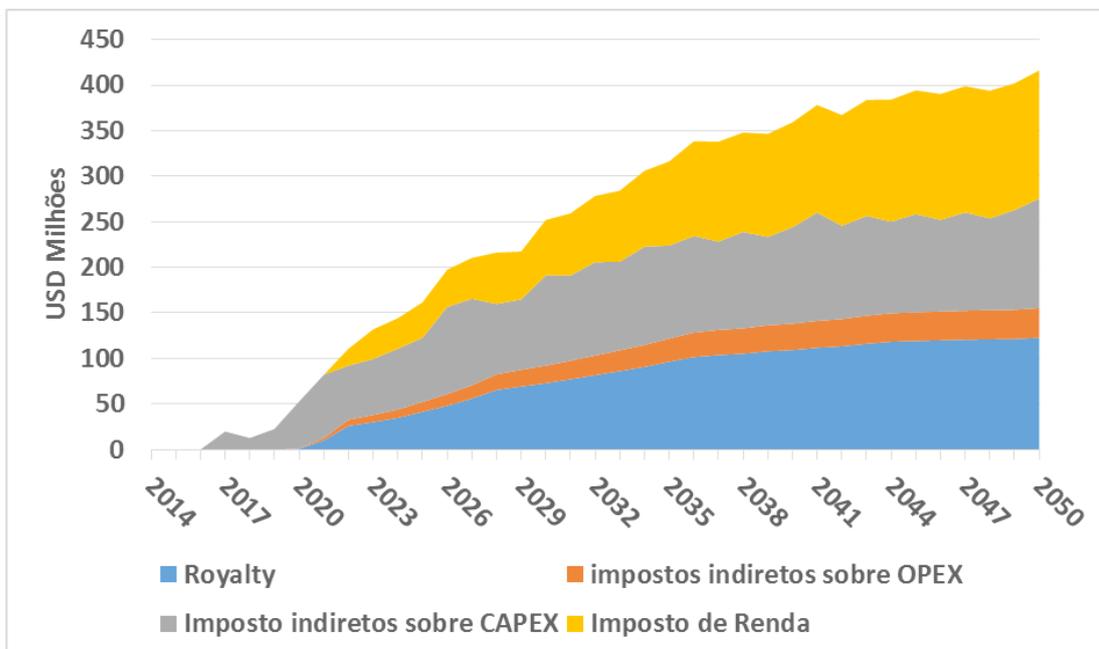


GRÁFICO 4 - ESTIMATIVA DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NA EXPLORAÇÃO DE GÁS EM MINAS GERAIS POR TIPO DE IMPOSTO

FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

<sup>4</sup> A nova lei do petróleo reduziu as participações dos Estados produtores para 20% e dos municípios produtores para 4%. Entretanto, essa nova distribuição dos *royalties* foi questionada no STF e ainda não houve deliberação da corte sobre a constitucionalidade dessa mudança.

### 3.2. Geração de empregos

Entre 2015 e 2050, a produção não convencional será responsável por 100% do emprego gerado nesse período em Minas Gerais. 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 início da exploração das reservas de gás natural na bacia do Paraná.

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 *Marcellus Shale Education & Training Center* (MSETC) em seu estudo *Marcellus Shale Workforce Needs Assessment*, publicado em 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 da região de Marcellus e seu impacto na geração de empregos diretos, indiretos e induzidos<sup>5</sup> 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 dependem 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 (FTE) 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 em média de 410 trabalhadores em 150 ocupações diferentes. Considerando o diferencial de horas empregadas por 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).

<sup>5</sup> 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 em um período de um ano. No que se refere ao emprego indireto gerado nas atividades de exploração e produção, utilizou-se 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 indireto<sup>6</sup>.

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 (ver gráfico 5), calculou-se o nível de empregos diretos e indiretos gerados ano a ano (ver gráfico 6) nas atividades de exploração e produção de gás natural em terra no estado de Minas Gerais.

Percebe-se nitidamente que o início da produção de gás não convencional possui 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 2023 serão 19 poços não convencionais por ano, podendo atingir 40 em 2043.

Em média, nesse período poderão ser gerados 2.600 empregos (diretos e indiretos) por ano, podendo a geração total de emprego atingir 4.000 unidades de trabalho completo equivalente por ano em 2044. Como visto anteriormente, a produção não convencional será responsável por 100% do emprego gerado nesse período. 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 trabalhadores completos equivalentes por ano por poço perfurado, são gerados anualmente 410 postos de trabalho em 150 ocupações diferentes.

---

<sup>6</sup> Para maiores detalhes da metodologia desenvolvida, ver anexo 2 desse trabalho.

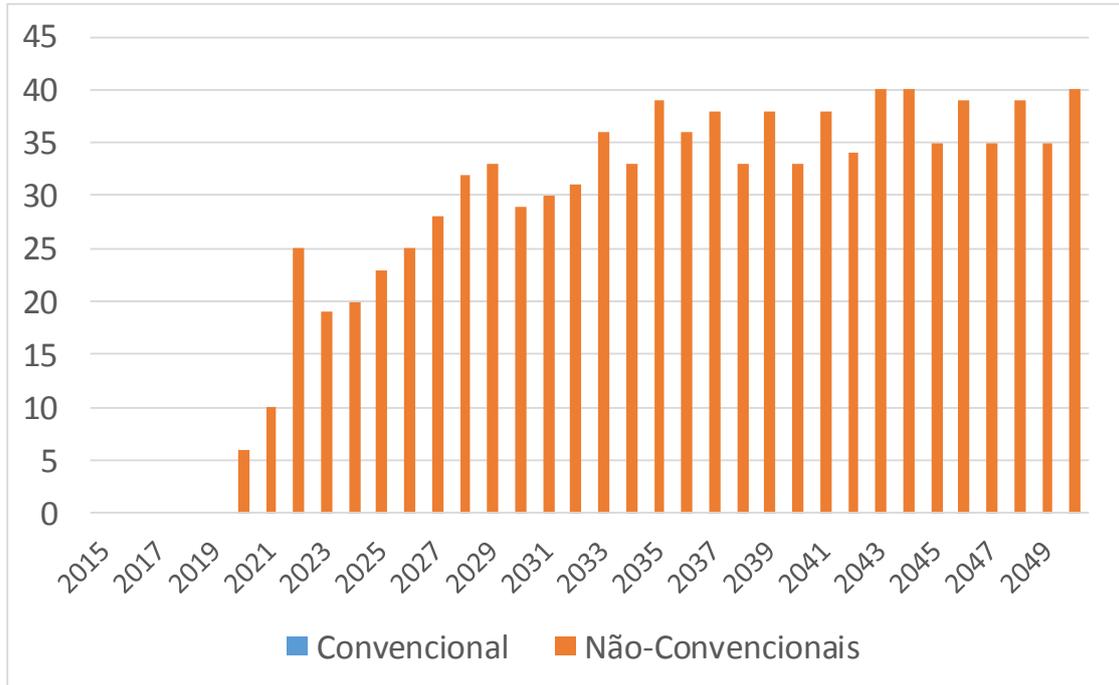


GRÁFICO 5 – MINAS GERAIS: NÚMERO DE POÇOS PERFURADOS ANUALMENTE NO PERÍODO DE 2015 A 2050

FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

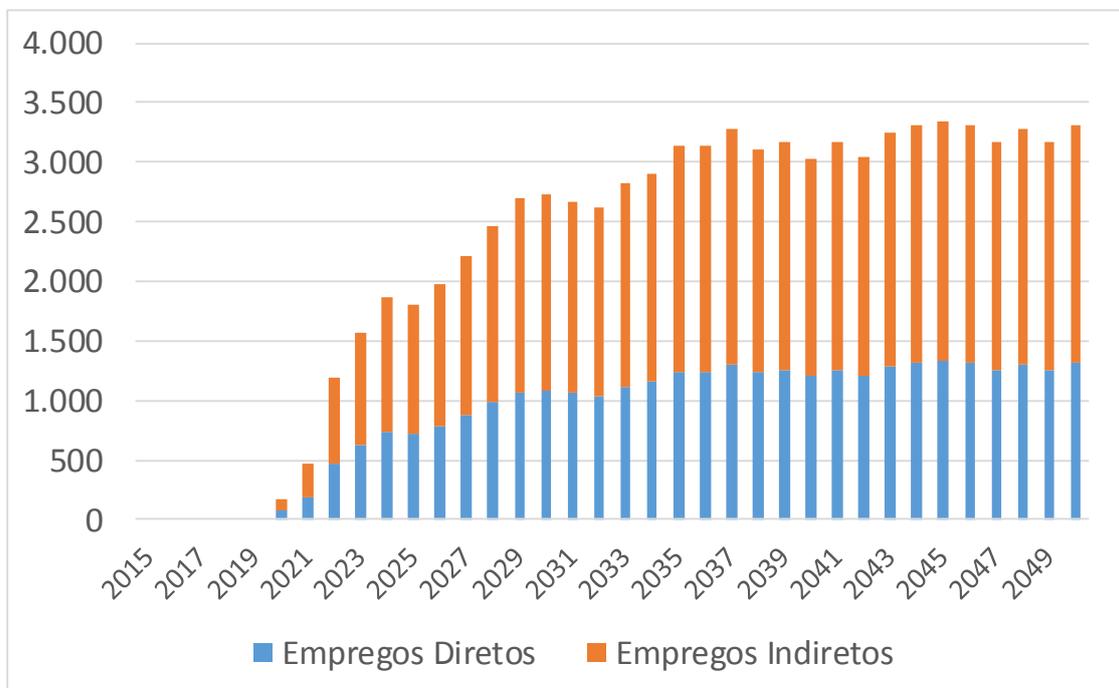


GRÁFICO 6 – MINAS GERAIS: TOTAL DE EMPREGOS DIRETOS E INDIRETOS ASSOCIADOS À ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS EM TERRA

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.

Essa 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.

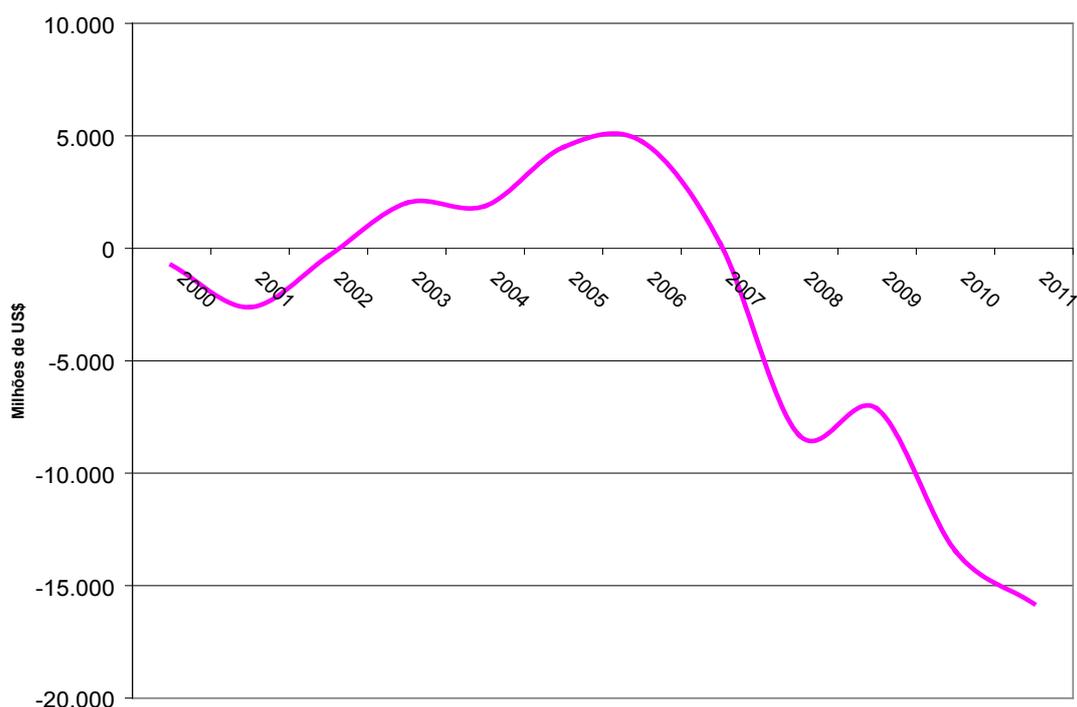


GRÁFICO 7 – EVOLUÇÃO DA BALANÇA COMERCIAL DOS SETORES INTENSIVOS EM GÁS NATURAL (CERÂMICA, VIDRO, QUÍMICO, SIDERURGIA, ALUMÍNIO E PAPEL E CELULOSE)

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 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 preço<sup>1</sup>. 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 o 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

#### 4.1. Potencial de demanda de gás natural

O potencial de consumo de gás natural para Minas Gerais foi calculado com base no modelo GEE-Matriz. Especificamente, o modelo projeta a matriz energética industrial do gás natural com base em diferentes cenários de competitividade do gás natural. As principais bases de dados 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 (3% ao ano) 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.

Para o caso de Minas Gerais, utilizou-se como ponto de partida o Balanço Energético Estadual de 2011. Nesse sentido, a matriz futura foi calculada com base na matriz de 2011, 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.

<sup>1</sup> 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.

O cenário alternativo é aquele de 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.

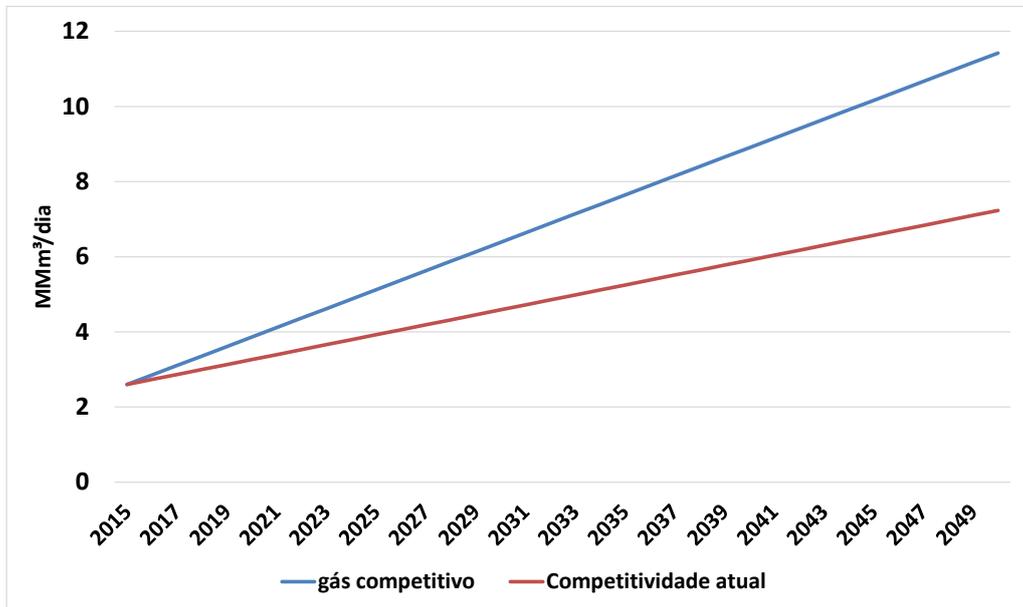


GRÁFICO 8 – MINAS GERAIS: AUMENTO POTENCIAL DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA  
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

Comparando os dois cenários para o caso de Minas Gerais, 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 desse gás de 4 milhões de metros cúbicos por dia até 2050. Os setores industriais responsáveis por esse elevado crescimento da demanda são a indústria de ferro-gusa e aço, a indústria de cerâmica e o setor de papel e celulose. Somados, esses três setores equivalem a 90% do crescimento potencial da demanda de gás no estado.

No setor de ferro-gusa e aço, o incremento da oferta de gás natural e um preço competitivo podem levar à substituição de 50% do carvão metalúrgico, 80% do óleo combustível e 80% do gás liquefeito de petróleo (GLP). No setor de cerâmica, há um potencial de substituição de 50% da lenha, 50% do óleo combustível e 25% de outras fontes secundárias do petróleo. Na indústria química, há um potencial de substituição de 80% do carvão vapor, 80% do óleo combustível e 80% de GLP. A substituição pelo gás natural nesses setores não somente possibilita um aumento da competitividade das empresas mineiras 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 em Minas Gerais pode ser ainda maior do que o estimado nesse estudo, principalmente se considerarmos a cogeração a gás e a atração de indústrias que utilizam o gás como matéria prima.

## 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 GNL.

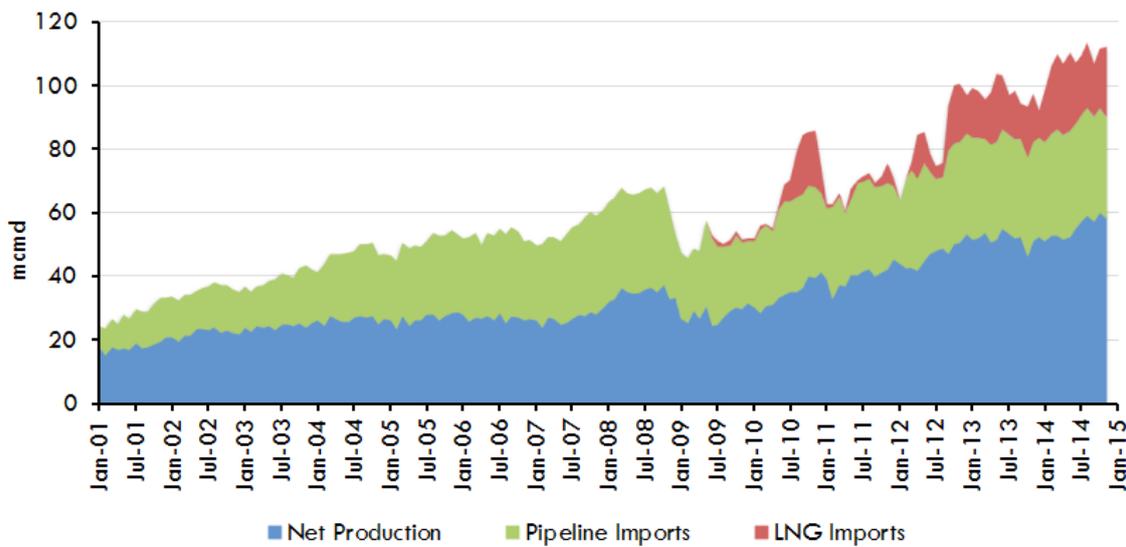


GRÁFICO 9 – OFERTA DE GÁS DOMÉSTICO E IMPORTADO NO BRASIL  
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ COM BASE EM DADOS DA ANP

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 7 bilhões de dólares 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 abaixo 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 do gás natural (USD 7/MMBtu), o atual déficit na balança comercial dessas indústrias poderia ser revertido até 2023, atingindo um superávit de 35 bilhões de dólares em 2050. Por outro lado, no cenário de oferta não competitiva de gás, o déficit dessas indústrias tende a continuar a crescer e atingirá cerca de 53 bilhões de dólares em 2050.

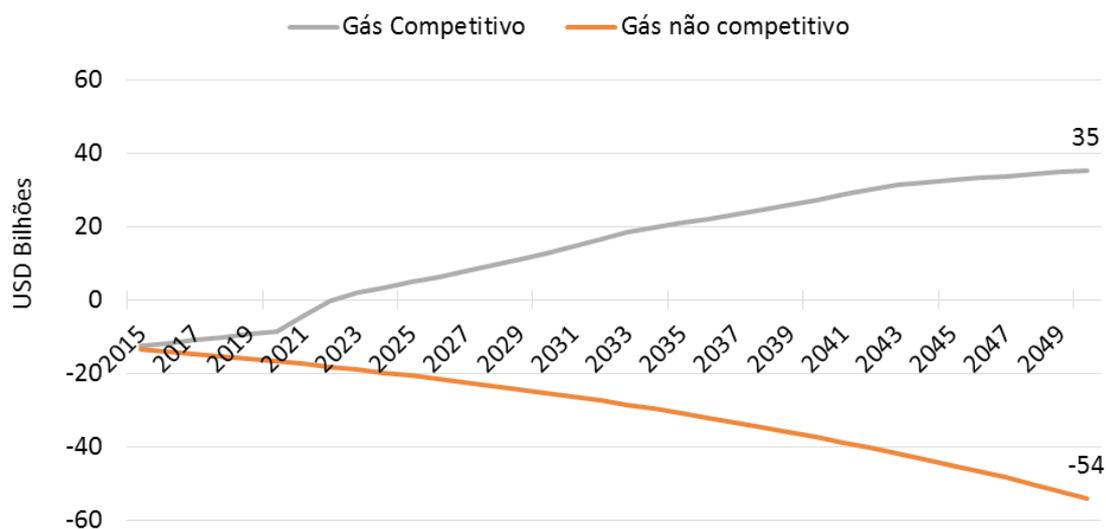


GRÁFICO 10 – PROJEÇÃO DA EVOLUÇÃO DA BALANÇA COMERCIAL DAS INDÚSTRIAS ENERGINTENSIVAS EM DIFERENTES CENÁRIOS DE COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL

FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

Tais 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 em forte impacto negativo na balança comercial. Esse 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”<sup>1</sup> identificou um conjunto de propostas para aumentar a atratividade do investimento do setor.

<sup>1</sup> 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 Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (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<sup>2</sup>

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*;

<sup>2</sup> É importante ressaltar que os incentivos propostos não acarretaram perda de receita. Como os incentivos serão dados para novos projetos de exploração e produção de gás, a produção adicional de gás pode, inclusive, gerar um aumento de arrecadação.

- 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:

- 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 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 da estimativa 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 por meio 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.

Os parâmetros técnicos da modelagem da produção de gás não convencional 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*, situada no território de sete estados norte-americanos, 0,9. A produção inicial foi considerada em 100 mil m<sup>3</sup>/dia. A taxa de declínio hiperbólico (*D*) foi de 70%.

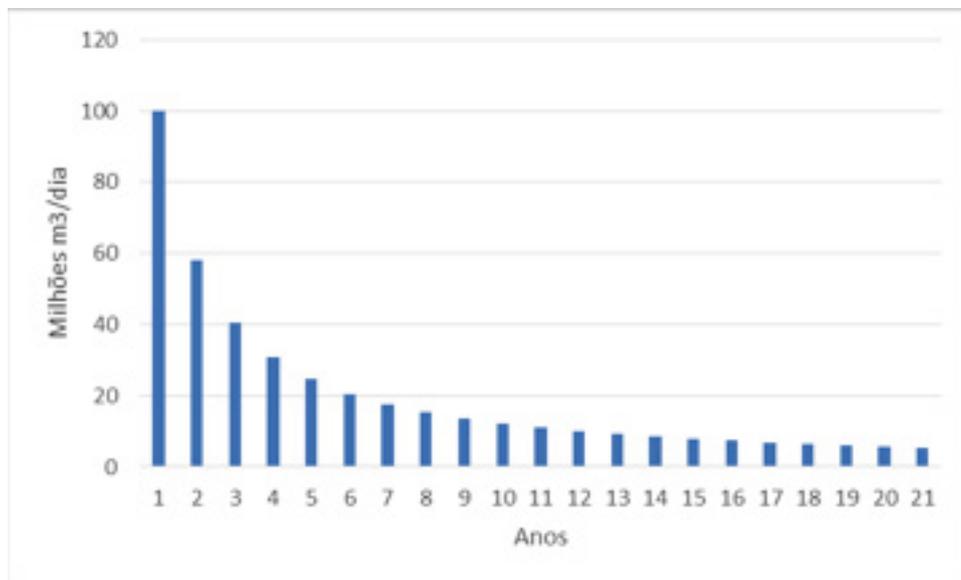


GRÁFICO 11 – CURVA DE PRODUÇÃO DE POÇO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL  
 FONTE: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ

A tabela abaixo apresenta as principais premissas utilizadas na modelagem da produção não convencional. Considerou-se preço de venda do gás natural de USD 7/MMBtu,, o 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 lembrar que esses valores consideram o conjunto de infraestrutura complementar aos poços.

<b>Preço de venda do gás (USD/MMBtu)</b>	<b>7</b>
<b>Preço venda líquidos (USD/barril)</b>	<b>50</b>
<b>Pagamento do proprietário da terra</b>	<b>1%</b>
<b>Royalties</b>	<b>10%</b>
<b>Participação líquidos na produção</b>	<b>5%</b>
<b>Produtividade poço (mm<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>100</b>
<b>Capex total por poço</b>	<b>10</b>
<b>Opex</b>	<b>1</b>
<b>Taxa de declínio hiperbólico</b>	<b>70%</b>
<b>Número de poços exploratórios em relação ao total</b>	<b>20%</b>

TABELA 2 – 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 induzido<sup>1</sup> 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 se alcançar o total de emprego gerado (emprego direto, indireto e induzido) a partir dos seguintes pressupostos:

- O equivalente ao 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 20 poços, devem ser construídos, em média, uma estação de compressão;
- As projeções das companhias referentes às atividades das plataformas de perfuração são relativamente precisas (*'likely' scenarios*) (MSETC, 2009).

<sup>1</sup> 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).

O núcleo desse método consistiu no cálculo do equivalente a tempo completo de trabalho (FTE)<sup>2</sup> 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 ser completada, 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), apresentaram uma variação de 1/10 a mais de 2 vezes o equivalente a tempo completo de trabalho (MSETC, 2009).

Para determinar o número fracionário do equivalente ao tempo completo de trabalho (FTE) 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<sup>3</sup>. 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 – apresentou 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 que um equivalente a 11,53 trabalhadores de tempo completo ao longo de um ano, sendo importante destacar que esses empregos não são permanentes e são requeridos somente durante o período de perfuração (MSETC, 2009)<sup>4</sup>.

Para o impacto na criação de empregos indiretos e induzidos, o MSETC utilizou as estimativas realizadas pela The Pennsylvania Economy League, segundos as quais, a cada emprego direto gerado na indústria de petróleo e gás natural na Pensilvânia, são criados 1,52 empregos indiretos adicionais na economia toda.

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

<sup>2</sup> A definição do *Full Time Equivalent* (FTE) ou Equivalente de Tempo Completo de Trabalho é a média do número de dias e horas de trabalho no período de um ano associados a um trabalhador de tempo completo (8 horas diárias por 5 dias da semana). Dessa forma, segundo essa medida, um trabalho de tempo completo é aquele que cumpre com 260 dias de trabalho ou equivale a 2.080 horas ao longo de um ano (MSETC, 2009).

<sup>3</sup> Para mais detalhes em referência às 150 categorias de ocupação definidas pela MSETC, ver *Marcellus Shale Workforce Needs Assessment*, 2009.

<sup>4</sup> 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, no qual o resultado cai para 0,17 empregos permanentes de tempo completo (MSETC, 2009).

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.

No cálculo do número de empregos indiretos, foi utilizado como referência o indicador de emprego indireto elaborado 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. No caso brasileiro, os efeitos indiretos poderiam ser restringidos pelo grau de utilização dos recursos nacionais, mais limitados. Contudo, como a maior parte do emprego indireto gerado ocorre no setor de serviço, também não se acredita haver muita diferença entre os coeficientes no caso norte-americano e brasileiro.

### **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 quinze anos, com base em diferentes cenários de competitividade. As principais bases de dados 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 em um 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 3, estão as elasticidades calculadas pela Fipe.

<b>Elasticidade-renda do Consumo de Energia</b>	
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 3 – ELASTICIDADES-RENDA DO CONSUMO DE ENERGIA POR SETOR INDUSTRIAL**  
**FUNTE: 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 esse 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.

Conforme mencionado anteriormente, os setores consumidores do BEU são os mesmos do Balanço Energético (BE). O setor Industrial é subdividido nos segmentos de cimento, ferro-gusa e aço, ferro-ligas, mineração e pelotização, 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 em 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 4 - CENÁRIOS DE SUBSTITUIÇÃO DE FONTES ENERGÉTICAS POR GÁS NATURAL**  
**FONTES: ELABORAÇÃO GEE-IE-UFRJ**

Embora o Modelo GEE-Matriz tenha sido elaborado com base em 4 cenários de preços de gás natural, utilizou-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 USD 7/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 MMm<sup>3</sup>/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 (2008). **Décima Rodada de Licitações: Bacia do São Francisco**. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/seminarios/STA\\_7\\_Bacia\\_do\\_Sao\\_Francisco\\_portugues.pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/seminarios/STA_7_Bacia_do_Sao_Francisco_portugues.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.
- BEEMG (2013). **Balanço Energético Estadual de Minas Gerais**. Disponível em [http://www.cemig.com.br/pt-br/A\\_Cemig\\_e\\_o\\_Futuro/inovacao/Alternativas\\_Energeticas/Documents/BEEMG.pdf](http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Documents/BEEMG.pdf)
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDUSTRIAL (CNI) (2014). **Custo do trabalho e produtividade: comparações internacionais e recomendações**. Brasília, 2014.
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDUSTRIAL (CNI) (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 Luís (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](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 Estratégicas das Políticas Públicas.** Revista do BNDES, v. 14, n. 29. Rio de Janeiro.

**Portal das Rodadas de Licitação.** Disponível no seguinte url: [http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/RESUMO\\_geral\\_blocos.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/RESUMO_geral_blocos.asp)

**Portal do Banco Central do Brasil (BCB).** Disponível em: <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.