

GÁS NATURAL EM TERRA: UMA AGENDA PARA O DESENVOLVIMENTO E MODERNIZAÇÃO DO SETOR

Brasília
2015

GÁS NATURAL EM TERRA:
UMA AGENDA PARA O DESENVOLVIMENTO
E MODERNIZAÇÃO DO SETOR

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi
Diretor

Diretoria de Comunicação

Carlos Alberto Barreiros
Diretor

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor

Julio Sergio de Maya Pedrosa Moreira
Diretor Adjunto

Diretoria de Políticas e Estratégia

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato
Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha
Diretor



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

**GÁS NATURAL EM TERRA:
UMA AGENDA PARA O DESENVOLVIMENTO
E A MODERNIZAÇÃO DO SETOR**

© 2015. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Infraestrutura - GEINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748g

Confederação Nacional da Indústria.
Gás natural em terra : uma agenda para o desenvolvimento e modernização
do setor. – Brasília : CNI, 2015.
95 p. : il.

1. Gás Natural. 2. Petróleo. 3. Política Nacional. I. Título.

CDU: 662

CNI

Confederação Nacional da Indústria
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317- 9000
Fax: (61) 3317- 9994
<http://www.cni.org.br>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC
Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992
sac@cni.org.br

LISTA DE ABREVIações

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BB – Banco do Brasil

bmc - bilhões de metros cúbicos

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CEF – Caixa Econômica Federal

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio

MF – Ministério da Fazenda

MMA – Ministério do Meio Ambiente

MMBtu – Milhões de British Thermal Units

MME – Ministério das Minas e Energia

MMm³/dia – Milhões de metros cúbicos por dia

MW – Megawatt

OEMAs – Organizações Estaduais de Meio Ambiente

PAD – Plano de Avaliação de Descoberta

PDE – Plano Decenal de Energia

PEM – Programa Exploratório Mínimo

PEMAT – Plano de Expansão da Malha Dutoviária

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

REPETRO – Regime Aduaneiro Especial de Importação e Exportação de Bens Destinados à Pesquisa e Lavra de Petróleo e Gás.

RFA – Relatório Final de Avaliação

tpc - Trilhões de pés cúbicos

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estimativa de custos de produção de gás natural em projetos típicos no Brasil (US\$ por MMBtu)	23
Tabela 2 – Propostas de reformas no processo de concessão de blocos exploratórios em terra	73
Tabela 3 – Propostas de reformas no processo de licenciamento técnico	76
Tabela 4 – Propostas de reformas no processo de licenciamento ambiental	77
Tabela 5 – Propostas de incentivos tributários para a exploração e produção de gás em terra.....	80
Tabela 6 – Propostas de incentivos específicos para o gás não convencional.....	81
Tabela 7 – Propostas de incentivos para o financiamento da E&P em terra	83
Tabela 8 – Propostas de incentivos para pequenas e médias empresas de petróleo e gás	85
Tabela 9 – Propostas de incentivos para o financiamento da E&P em terra	90

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Relação entre a produção de gás natural e a produção de petróleo	28
Gráfico 2 – Evolução da produção de gás natural em terra no Brasil	29
Gráfico 3 – Evolução do número de poços perfurados em terra no Brasil.....	30
Gráfico 4 – Principais operadoras em terra por área de exploração	31
Gráfico 5 – Evolução do número de sondas em operação no Brasil	32
Gráfico 6 – Sondas terrestres em operação na América Latina em setembro 2014	33
Gráfico 7 – Garantias financeiras mínimas referentes ao PEM (12ª Rodada)	37
Gráfico 8 – Tempo médio dispendido na etapa de exploração e desenvolvimento no Brasil.....	43
Gráfico 9 – Evolução do nível médio de compromissos assumidos pelas concessionárias.....	45
Gráfico 10 – Número de poços não convencionais acumulados	49
Gráfico 11 – Alíquota efetiva da Participação Especial (% da receita líquida) no ano 4+	58
Gráfico 12 – Geração de valor em atividades de E&P	58
Gráfico 13 – Relação reserva/produção de gás natural por empresas selecionadas em 2013	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Bacias sedimentares do Brasil	38
Figura 2 – Etapas do processo de regulação técnica e ambiental	41
Figura 3 – Fluxo de transações tributárias associadas ao REPETRO e ao Convênio ICMS	55
Figura 4 – Imposto sobre a cadeia produtiva do gás natural	56
Figura 5 – Infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil	62

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Lições da experiência internacional Rodadas de licitação: Experiência de Alberta no Canadá.....	39
Quadro 2 – Lições da experiência internacional Contratos de avaliação técnica para áreas de fronteira: Experiência da Colômbia	40
Quadro 3 – A Resolução 21 da ANP	51

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	13
PRINCIPAIS BARREIRAS ECONÔMICAS E REGULATÓRIAS ENCONTRADAS.....	15
PROPOSTAS PARA UMA AGENDA DE REFORMAS	17
1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO PROJETO.....	13
1.1 O CONTEXTO ATUAL DO MERCADO DE GÁS NATURAL	22
1.2 OBJETIVO DESTES PROJETO	24
2 CONTEXTO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL	27
2.1 EVOLUÇÃO DO ESFORÇO EXPLORATÓRIO EM TERRA E PRINCIPAIS AGENTES	29
2.2 A REGULAÇÃO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NO BRASIL.....	34
2.2.1 Barreiras associadas ao processo de concessão de blocos exploratórios em terra	35
2.2.2 Barreiras associadas aos processos de licenciamento técnico e ambiental.....	41
2.2.3 Barreiras associadas à política de conteúdo local	44
2.3 ESPECIFICIDADES DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL	47
2.4 BARREIRAS ASSOCIADAS AOS INCENTIVOS FISCAIS E TRIBUTÁRIOS.....	53
2.5 CONTEXTO ATUAL DE FINANCIAMENTO DAS EMPRESAS QUE ATUAM NA EXPLORAÇÃO EM TERRA NO BRASIL.....	58
2.6 DESAFIOS DA MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	61
2.6.1 Infraestrutura de transporte pouco desenvolvida	61
2.6.2 Elevada concentração no segmento de distribuição.....	64
2.6.3 Risco de comercialização elevado para novos <i>players</i>	65
2.6.4 Desafios da integração gás natural e geração térmica	66
3 PROPOSTAS PARA UMA AGENDA DE REFORMAS	69
3.1 REFORMAS NO PROCESSO DE CONCESSÃO DE BLOCOS EXPLORATÓRIOS EM TERRA.....	70
3.1.1 Regularidade e previsibilidade do processo de licitações de áreas de exploração	71
3.1.2 Novos procedimentos licitatórios para áreas maduras	72
3.1.3 Novos procedimentos licitatórios para áreas de fronteira	72

3.2 PROPOSTAS DE REFORMAS NO PROCESSO DE LICENCIAMENTO TÉCNICO	74
3.2.1 Simplificação e padronização das informações exigidas nos diversos relatórios requeridos pela ANP	74
3.2.2 Revisão e simplificação dos processos de certificação de conteúdo local para blocos exploratórios em terra.....	75
3.2.3 Simplificação do processo de importação de máquinas e equipamentos para exploração em terra.....	75
3.3 PROPOSTAS DE REFORMAS NO PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL	76
3.4 PROPOSTAS DE INCENTIVOS TRIBUTÁRIOS PARA A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS EM TERRA	78
3.5 INCENTIVOS ESPECÍFICOS PARA O GÁS NÃO CONVENCIONAL	80
3.6 PROPOSTAS DE INCENTIVOS PARA O FINANCIAMENTO DA E&P EM TERRA	82
3.7 INCENTIVOS PARA PEQUENAS E MÉDIAS EMPRESAS DE PETRÓLEO E GÁS	83
3.8 REFORMAS NA REGULAÇÃO <i>DOWNSTREAM</i> QUE FACILITEM A MONETIZAÇÃO DO GÁS EM TERRA	85
3.8.1 Promoção do livre acesso à infraestrutura de transporte.....	85
3.8.2 Realização de leilões de compra de gás pelas distribuidoras e pelas termelétricas.....	86
3.8.3 Revisão do papel do PEMAT.....	87
3.8.4 Propostas para revisão das regras para projetos de geração termelétrica	89
REFERÊNCIAS.....	91
ENTREVISTAS REALIZADAS	95



SUMÁRIO EXECUTIVO

Desde 2012, o aumento continuado dos despachos termoelétricos a gás natural vem reacendendo o debate sobre a escassez do produto no Brasil. Isto porque, **apesar do aumento da produção doméstica nos últimos 10 anos, verificou-se recentemente um aumento da dependência externa.** A escassez afetou a competitividade do gás natural ofertado à indústria. Por este motivo, a demanda de gás natural para usos não termelétricos está estagnada nos últimos quatro anos.

Nesse contexto, **o objetivo deste projeto é propor uma Política Nacional para a exploração de gás natural nas bacias terrestres brasileiras** de forma que os esforços exploratórios no País se tornem compatíveis com o cenário futuro de substancial aumento da oferta de gás natural.

As características dos nossos reservatórios de gás natural, em sua maioria associados ao petróleo, em conjunto com o elevado custo de escoamento das bacias sedimentares marítimas, explicam o reduzido interesse das empresas pela produção de gás natural no Brasil. Essa situação contrasta com o potencial geológico da nação.

Segundo a Agência Internacional de Energia, a produção *onshore* de gás natural no Brasil tem potencial de passar dos atuais 3 bilhões de metros cúbicos (bmc)/ano para 20 bmc/ano em 2035, considerando-se o potencial de recursos convencionais e não convencionais. No entanto, o próprio organismo internacional reconhece que, além dos riscos geológicos, os riscos acima do solo aumentam muito as incertezas a respeito do efetivo potencial de produção, principalmente dos recursos não convencionais. Desta forma, o desenvolvimento de uma política para promoção da indústria de gás natural em terra constitui uma agenda estratégica para o País.

A concepção de uma nova política para o gás natural deve partir do reconhecimento de que o papel da Petrobras, nesta indústria, deve mudar nos próximos anos. A empresa está cada vez mais focada no desenvolvimento das formidáveis reservas de gás da área do pré-sal. O grande volume de investimentos programados pela empresa no pré-sal e nas novas refinarias deixa pouco fôlego para empresa se lançar numa grande campanha de exploração de gás em terra.

Além disso, as crescentes dificuldades enfrentadas pela empresa para financiar seus investimentos nos leva a crer que o setor privado deverá ter um papel importante no desenvolvimento do segmento de exploração em terra. Neste sentido, é fundamental a construção de um ambiente de negócios favorável para a expansão dos investimentos em E&P.

Para propor uma política de desenvolvimento da produção de gás em terra no Brasil, este estudo buscou, inicialmente, identificar as principais barreiras aos investimentos para a sua exploração no Brasil. Para isso, além de analisar a regulação setorial, foram realizadas entrevistas com instituições e empresas envolvidas com a exploração de gás em terra. Adicionalmente, buscou-se identificar melhores práticas da regulação do segmento do E&P de outros países para apontar possíveis aprimoramentos do arcabouço regulatório no Brasil.

O estudo foi dividido em duas partes:

- i) identificação e avaliação as principais barreiras econômicas e regulatórias para o desenvolvimento da exploração de gás natural em terra no Brasil;
- ii) elaboração de uma agenda de reformas regulatórias e de incentivos econômicos para acelerar o desenvolvimento da exploração e produção do gás natural em terra no Brasil.



Principais barreiras econômicas e regulatórias encontradas

O estudo identificou diversas barreiras associadas ao atual arcabouço regulatório do segmento de E&P em terra no Brasil. Verificou-se que:

- o processo de concessão de blocos exploratórios em terra não permite atrair um grande número de operadores;
- as elevadas complexidade e burocracia aumentam os custos regulatórios tanto para as concessionárias quanto para os órgãos reguladores;
- a judicialização do processo de licenciamento do fraturamento hidráulico é crescente;
- a regulação do conteúdo local não é compatível com o baixo nível de desenvolvimento da cadeia de fornecedores *onshore*, em especial para o gás não convencional;
- os incentivos fiscais e a complexidade da estrutura tributária brasileira não estimulam a produção de gás natural, principalmente em terra.

O estudo constatou que os incentivos fiscais e tributários existentes atualmente no Brasil orientam-se para o ambiente *offshore*. A exploração de gás natural em terra é mais taxada do que a exploração de petróleo, contrariamente ao que acontece na maioria dos países. Além disso, verificou-se também que o financiamento das empresas que atuam na exploração em terra no Brasil representa uma barreira importante para a expansão da atividade de exploração em terra no País.

A dificuldade de comercialização de eventuais descobertas de gás também representa uma importante barreira para atração de investimentos no setor. Na atual configuração do mercado de gás natural do Brasil, é muito difícil para um produtor independente vender sua produção diretamente a grandes consumidores não térmicos, ou mesmo às distribuidoras estaduais de gás. As principais barreiras à monetização direta por produtores independentes são:

- escassez de infraestrutura de transporte e restrições ao acesso à infraestrutura existente;
- dificuldade de acesso ao mercado final em função do monopólio das distribuidoras e da forte concentração do segmento na Petrobras;
- risco de comercialização elevado para novos *players* pela inexistência de mercado secundário de gás;
- dificuldade para estruturar projetos de integração gás-eletricidade.



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 identificou um conjunto de propostas para aumentar a atratividade do investimento do setor**. O primeiro grupo de propostas diz respeito a uma nova política de concessões que deve ter como diretriz a redução dos riscos associados ao atual processo licitatório e acelerar o ritmo da exploração em terra no Brasil. Neste 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.

O segundo conjunto de propostas abordou a **redução da complexidade e burocracia dos processos de licenciamento técnico necessário aos investimentos em exploração**. Para tanto, o estudo propõe:

- a padronização e a redução das informações exigidas nos diversos relatórios requeridos pela ANP;
- revisão ou mesmo substituição das garantias financeiras de bloco em terra de menor dimensão;
- simplificação do processo de certificação de conteúdo local;
- 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.

Em relação aos 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;**
- maior 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.

O aproveitamento das reservas de gás natural, em particular daquelas com gás não associado, depende de incentivos fiscais e tributários para as atividades de E&P de gás. Nesse contexto, propõem-se:

- **o desenvolvimento de um REPETRO voltado exclusivamente para a cadeia produtiva que serve a concessionários terrestres;**
- a criação de portos secos próximos às áreas de produção em terra, para um melhor aproveitamento dos benefícios do REPETRO na produção *onshore*;
- a 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;
- a homogeneização das listas de bens **repetráveis** e do convênio do ICMS;
- a adoção de alíquotas de *royalties* e de participação especial diferenciadas e menores para o gás natural em terra;

- a isenção do ICMS para o gás natural vendido às termelétricas ou o desenvolvimento de novas formas de utilização dos créditos de ICMS;
- a extensão do benefício do ICMS zero para a modalidade de autoprodutor integrado de gás natural (produção de gás e energia elétrica);
- a desoneração do reinvestimento realizado nas atividades de exploração e produção de gás natural no cálculo do imposto de renda.

É fundamental reconhecer que os custos para a exploração e produção de gás não convencional são muito mais elevados do que pra o gás convencional. Assim, exigem-se incentivos específicos para o desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil, 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.



No que se refere aos 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*. Além disso, propõe-se coordenação com os bancos públicos trabalhando na modalidade de *project finance* na área de energia (BNDES, CEF, BB), no sentido de priorizar financiamentos às empresas na fase de desenvolvimento dos campos.

O estudo apontou, ainda, que, 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. Neste sentido, propõe-se que as políticas de incentivo e apoio às empresas de exploração em terra ofereçam condições diferenciadas e mais favoráveis para empresas de pequeno e médio portes.

Por fim, a criação de um ambiente atrativo para os investimentos na exploração e produção de gás natural em terra 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.



1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO PROJETO

A razão para se avaliar uma política alternativa para a promoção da oferta competitiva de gás natural está associada ao atual contexto de escassez de oferta de gás natural no País. Apesar dos avanços da produção de petróleo e gás nos últimos dez anos, a dependência energética nacional com 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 através do gás natural liquefeito (GNL).

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 sete bilhões de dólares em 2013. 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 intensivos em energia. Além disso, o aumento do despacho das termelétricas a gás iniciado em 2012 resultou na indisponibilidade de gás natural para novos contratos de fornecimento de longo prazo para as distribuidoras.

1.1 O contexto atual do mercado de gás natural

Nos últimos anos, a Petrobras praticou descontos de até 30% em relação ao valor do contrato com as distribuidoras. Mesmo assim, a demanda de gás natural para usos não termelétricos está estagnada nos últimos quatro anos. Isso demonstra claramente que o gás ofertado ao mercado atualmente não se encontra em um patamar adequado de competitividade para expansão da demanda industrial.

Praticamente, toda a oferta adicional de gás doméstico e importado nos últimos quatro anos foi direcionada para o mercado termelétrico. Tendo em vista a expectativa de despacho térmico elevado, pelo menos, nos próximos dois anos, existe o risco do mercado não termelétrico continuar sem suprimento para a expansão da demanda.

Atualmente, a produção nacional de gás natural é, principalmente, de origem *offshore* e associada ao petróleo. No contexto *offshore* de águas profundas, o esforço exploratório orienta-se para petróleo, reservando ao gás natural um papel secundário. O elevado custo de escoamento do gás produzido no ambiente *offshore* em águas profundas contribui para reduzir retorno econômico dos projetos de gás natural. A forte concentração do esforço exploratório no Brasil no ambiente *offshore* teve como consequência uma escassez de gás natural.

O cenário futuro para a oferta doméstica de gás, também, está baseado no gás associado produzido em águas ultra profundas. O Plano Decenal de Energia 2014-2023 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê um aumento da participação do gás produzido em águas ultra profundas de 45% em 2013 para 60% em 2023, em função do gás associado da área do pré-sal.

Entretanto, ainda existem vários fatores técnicos e econômicos de incerteza quanto ao volume da oferta do gás dos campos do pré-sal. Por um lado, a elevada contaminação do gás por CO₂ implica na necessidade de investimento em plantas de separação do CO₂ nas plataformas, com impactos significativos no custo de produção. Por outro lado, a elevada profundidade da lâmina d'água e a grande distância da costa (até 300 km) resultam em altos custos para o escoamento

do gás natural. Portanto, no contexto atual, ainda persistem muitas dúvidas quanto ao volume e à competitividade da oferta futura de gás da área do pré-sal.

O estudo do Plano de Expansão da Malha Dutoviária de Gás Natural (PEMAT), realizado pela EPE/MME, estimou o custo de produção de gás natural no Brasil por tipo de projeto (Tabela 1). Este estudo mostrou que o custo do gás natural *offshore* pode ser de cinco a dez vezes maior do que o de gás convencional em terra.

O PEMAT mostrou ainda que o custo estimado de produção do gás não convencional em terra no Brasil está no mesmo patamar do gás *offshore*. Vale ressaltar que a exploração do gás não convencional é uma atividade pioneira e apresenta um grande potencial para a redução de custo com o processo de aprendizagem tecnológica.

Tabela 1 – Estimativa de custos de produção de gás natural em projetos típicos no Brasil (US\$ por MMBtu)

Gás Não Associado – Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado – Campos em Terra	0,56
Gás Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 2 módulo de produção	5,59
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 3 módulo de produção	5,04
Gás Não Convencional – Campos em Terra	6,00

Fonte: MME – EPE 2014, p.74.

Considerando os custos de produção apontados acima, fica evidente que a competitividade do gás no Brasil passa por um contexto de maior abundância de oferta doméstica, em particular de gás produzido em terra. Para incrementar o esforço exploratório especificamente voltado para o gás natural em terra, é fundamental viabilizar um ambiente de negócios mais atrativo para o setor.

O Brasil apresenta várias bacias terrestres pouco exploradas com vocação para produção de gás natural. Após 17 anos de abertura do setor de petróleo e 12 rodadas de licitação, o esforço exploratório em terra no Brasil não conseguiu reverter a situação de escassez de gás natural. Os investimentos em exploração são muito modestos se comparados com países vizinhos e estão numa trajetória de redução.

As explorações de gás e óleo não convencionais através de novas tecnologias de fraturamento hidráulico abrem uma nova fronteira geológica para o Brasil, tanto em bacias maduras quanto nas de fronteira geológica. Países que estão avançando no desenvolvimento dos recursos não convencionais apresentam uma escala de atividade muito maior do que a existente no Brasil. Por exemplo, enquanto o Brasil perfurou cerca de 400 poços terrestres em 2013; nos EUA, foram perfurados cerca de 40.000 poços terrestres em 2012. Já no Canadá, cerca de 13.000 poços em terra, no ano de 2013.

É fundamental mudar radicalmente o patamar do esforço exploratório para o gás natural em terra. Deve-se conceber uma política específica para a promoção da exploração de gás natural em terra que resulte na criação de um novo ambiente de negócios atraente para investimentos em exploração. Para tanto, é necessário analisar as principais características técnicas e econômicas da produção de gás natural em bacias terrestres no Brasil, inclusive das bacias com recursos não convencionais, para identificar as principais barreiras à entrada de novos *players* e a expansão da produção.

1.2 Objetivo deste projeto

O objetivo deste projeto é propor uma Política Nacional para o desenvolvimento do gás natural em terra capaz de permitir uma escalada do esforço exploratório no País para os patamares compatíveis com um cenário futuro de aumento de oferta de gás natural.

Para isso, o projeto propõe:

- i) identificar e avaliar as principais barreiras econômicas e regulatórias para o desenvolvimento da exploração de gás natural em terra no Brasil;

- ii) apresentar uma agenda de reformas regulatórias e de incentivos econômicos para acelerar o desenvolvimento da exploração e produção do gás natural em terra no Brasil, e viabilizar uma escalada no nível de atividade exploratória para um patamar muito maior do que o atual.



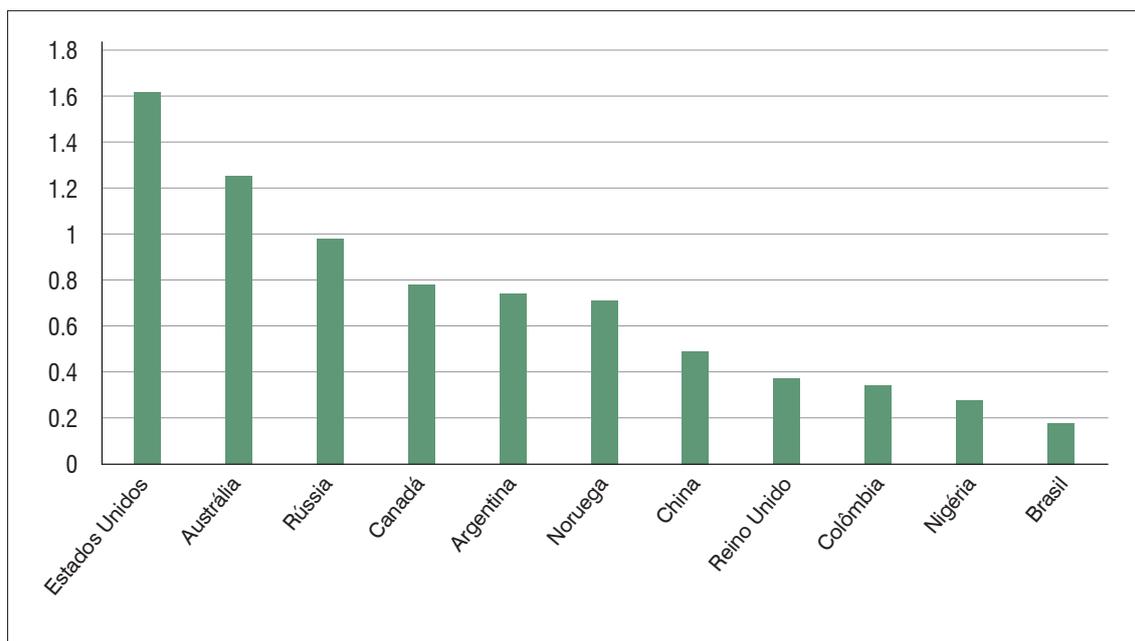


2 CONTEXTO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A falta de uma política de incentivo à produção de gás natural em terra mostra-se um problema particular no caso brasileiro em função das grandes oportunidades de investimento em E&P no segmento offshore. O custo de escoamento do gás natural offshore frente à elevada rentabilidade da comercialização de petróleo reduz o interesse das empresas na produção do energético.

O Brasil é um dos países que menos produz gás natural entre os países grandes produtores de petróleo com o segmento do upstream aberto à concorrência. Enquanto países, como os Estados Unidos e Austrália, produzem mais gás natural do que petróleo, no Brasil, a produção de gás representa apenas cerca de 20% da produção de petróleo (Gráfico 1).

Gráfico 1 – Relação entre a produção de gás natural e a produção de petróleo



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BP Statistical Review of World Energy 2014.

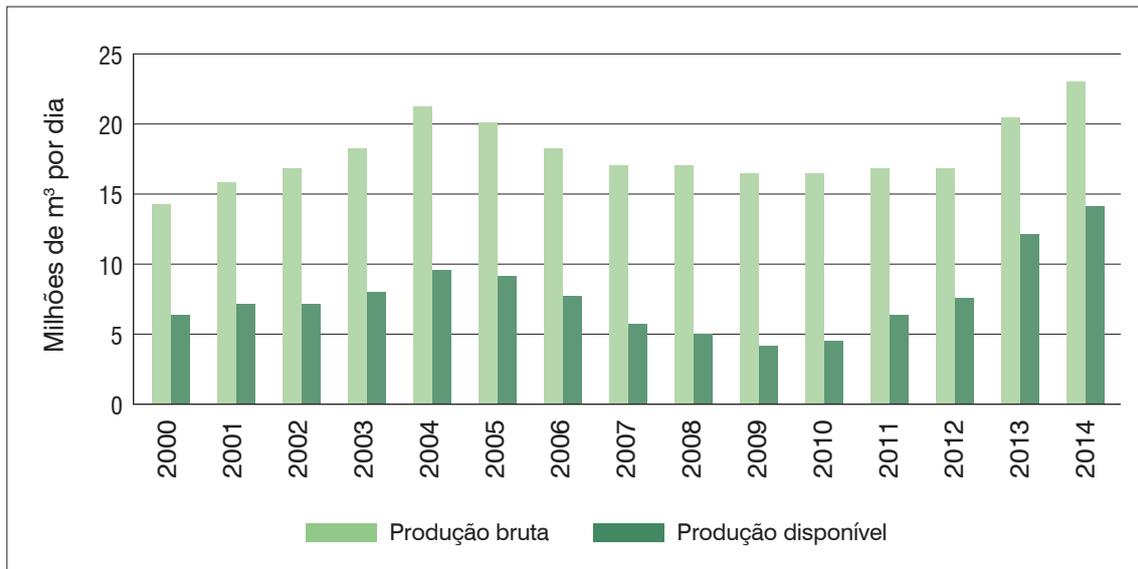
O panorama acima contrasta com o potencial geológico do País na produção de gás natural em terra.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2013), a produção *onshore* no Brasil tem potencial de passar de 3 bilhões de metros cúbicos (bmc/ano) em 2012 para 20 bmc/ano em 2035, considerando-se o potencial de recursos convencionais e não convencionais. No entanto, o próprio organismo internacional reconhece que, além dos riscos geológicos, os riscos acima do solo aumentam as incertezas a respeito do efetivo potencial de produção, principalmente dos recursos não convencionais IEA (2013). Segundo a ANP, se considerarmos os recursos não convencionais, os recursos recuperáveis das principais bacias terrestres nacionais podem atingir 208 Trilhões de pés cúbicos (tpc) (ANP, 2012).

Atualmente, apenas 27% da produção nacional de gás natural no Brasil é realizada em terra. Este tipo de produção decresceu entre 2004 e 2012, demonstrando a falta de dinamismo da exploração em terra no País. Em 2013, a produção aumentou significativamente com a entrada em produ-

ção dos campos Gavião Real e Gavião Azul, na bacia do Parnaíba, e com o crescimento da produção de gás da bacia do Solimões, no Amazonas, após a conclusão do gasoduto de Coarí a Manaus (Gráfico 2).

Gráfico 2 – Evolução da produção de gás natural em terra no Brasil



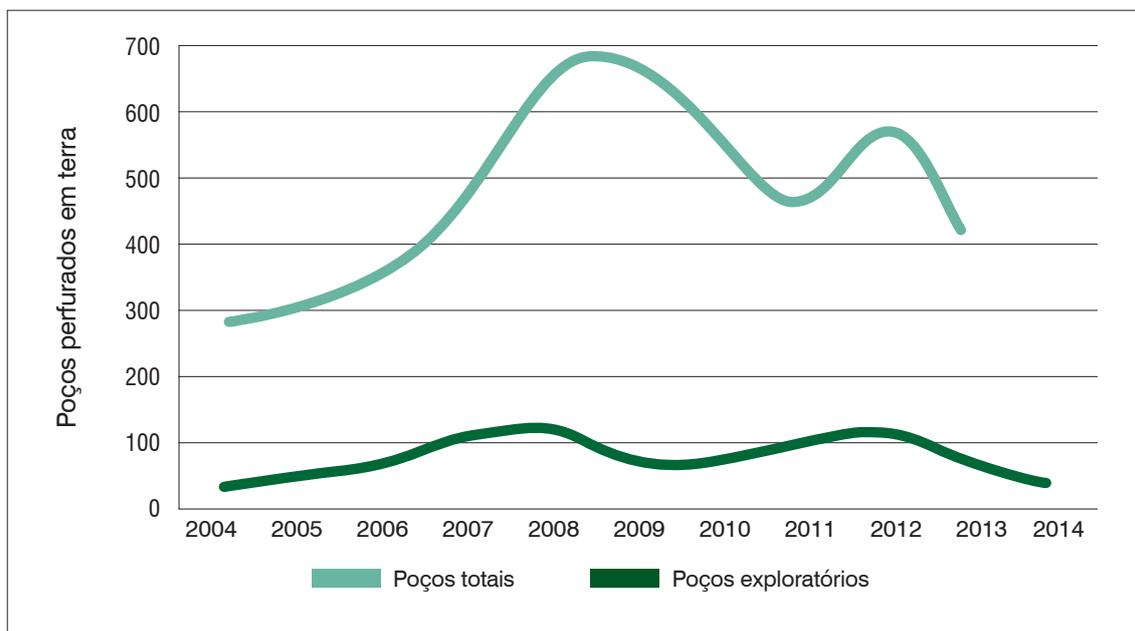
Obs.: 2014, média do ano até outubro.

Fonte: Boletim Anual de Exploração e Produção – MME.

2.1 Evolução do esforço exploratório em terra e principais agentes

Atualmente, existem 240 blocos exploratórios concedidos em terra, somando uma área total de 271.000 quilômetros quadrados. Apesar desta grande área concedida, o esforço exploratório em terra no Brasil não está aumentando. Pelo contrário, o número total de poços perfurados em terra declinou do patamar de 700, em 2008, para cerca de 400, em 2013. O número de poços exploratórios experimentou a mesma trajetória declinante (Gráfico 3).

Gráfico 3 – Evolução do número de poços perfurados em terra no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

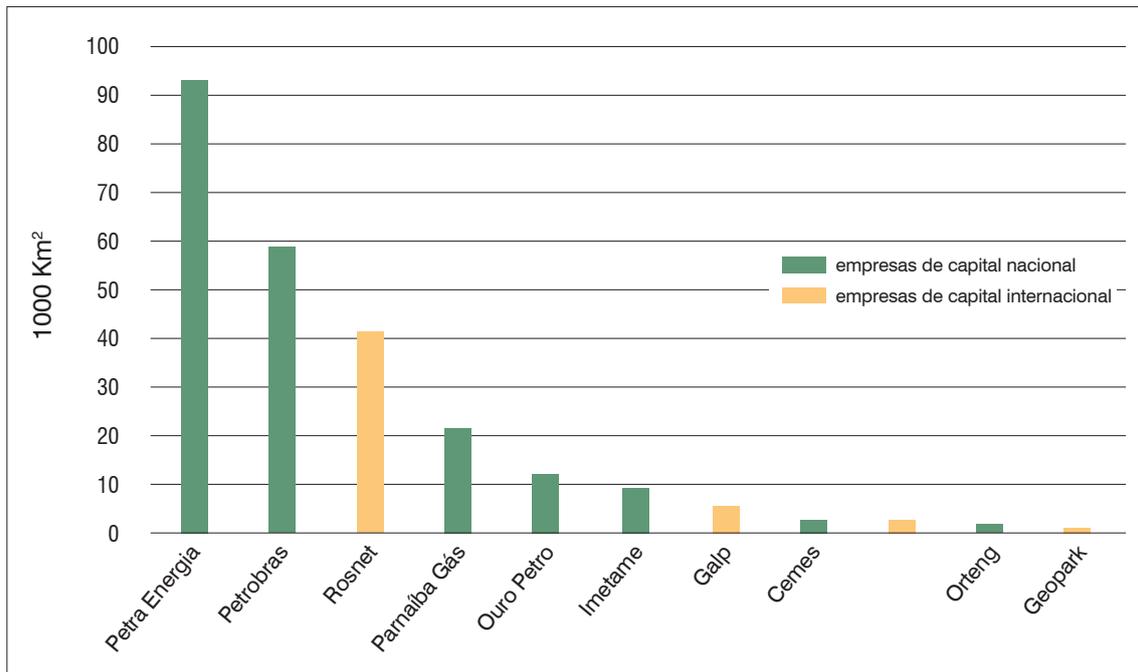
Com a abertura do setor de E&P para a concorrência, em 1997, e a realização de 12 Rodadas de Licitação, um grande número de empresas privadas (locais e internacionais) entraram no segmento de E&P. Atualmente, cerca de 100 concessionárias estão ativas na E&P de petróleo e gás no Brasil. Deste total, 55 são concessionárias de capital estrangeiro (*majors* e independentes) e 45 concessionárias de capital nacional. As concessionárias internacionais são responsáveis pela maioria do investimento não Petrobras no Brasil e estão focadas, majoritariamente, no segmento *offshore*.

As concessionárias de capital nacional estão focadas principalmente no segmento *onshore*. Cerca de 70% da área exploratória concedida em terra no Brasil pertence às concessionárias de capital nacional. Esta concentração das áreas de exploração em terra em concessionárias nacionais tem consequências para o ritmo do esforço exploratório. A grande maioria das concessionárias de capital nacional foi criada recentemente, após a abertura do setor de petróleo nacional (1997).

Existe uma grande diversidade de tamanho e modelos de negócios entre as empresas nacionais. Entretanto, grande parte dessas empresas está focada na exploração e não está produzindo volumes importantes de petróleo e gás. Dessa forma, a capacidade de investimento de tais empresas depende, basicamente, da sua capacidade de levantar recursos no mercado de *equity* nacional e internacional.

Atualmente, existem 36 concessionárias desenvolvendo atividades no segmento *onshore*. Deste total, 22 atuam como operadoras. Entretanto, existe uma grande concentração das áreas exploratórias em um pequeno número de empresas. O Gráfico 4 apresenta as principais operadoras *onshore* por área de concessão. A operadora em terra com maior área de concessão no Brasil é a empresa Petra Energia com mais de 90 mil km², seguida pela Petrobras, Rosneft e a Parnaíba Gás.

Gráfico 4 – Principais operadoras em terra por área de exploração



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O esforço exploratório em terra no Brasil experimentou uma forte desaceleração nos últimos dois anos. Esta desaceleração está associada à crescente dificuldade de financiamento da exploração em terra por concessionárias de capital nacional, com a redução da liquidez do mercado

de capitais no Brasil e no exterior. Importantes concessionárias em terra no País (OGX e HRT) experimentaram uma crise financeira desde 2013 e foram obrigadas a vender ativos exploratórios.

Além disto, a exploração em terra no Brasil enfrenta uma crescente concorrência com os países latino-americanos para atrair investimentos. Por fim, a não realização de rodadas de licitação, entre 2008 e 2012, dificultou a renovação do portfólio exploratório das concessionárias com impactos negativos sobre o esforço exploratório.

O número de sondas em operação no Brasil caiu fortemente nos últimos dois anos. Segundo a empresa Baker Hughes, que monitora as sondas em operação, cinquenta sondas estavam operando no Brasil em dezembro de 2012. Este número caiu para apenas vinte em setembro de 2014 (Gráfico 5).

Gráfico 5 – Evolução do número de sondas em operação no Brasil



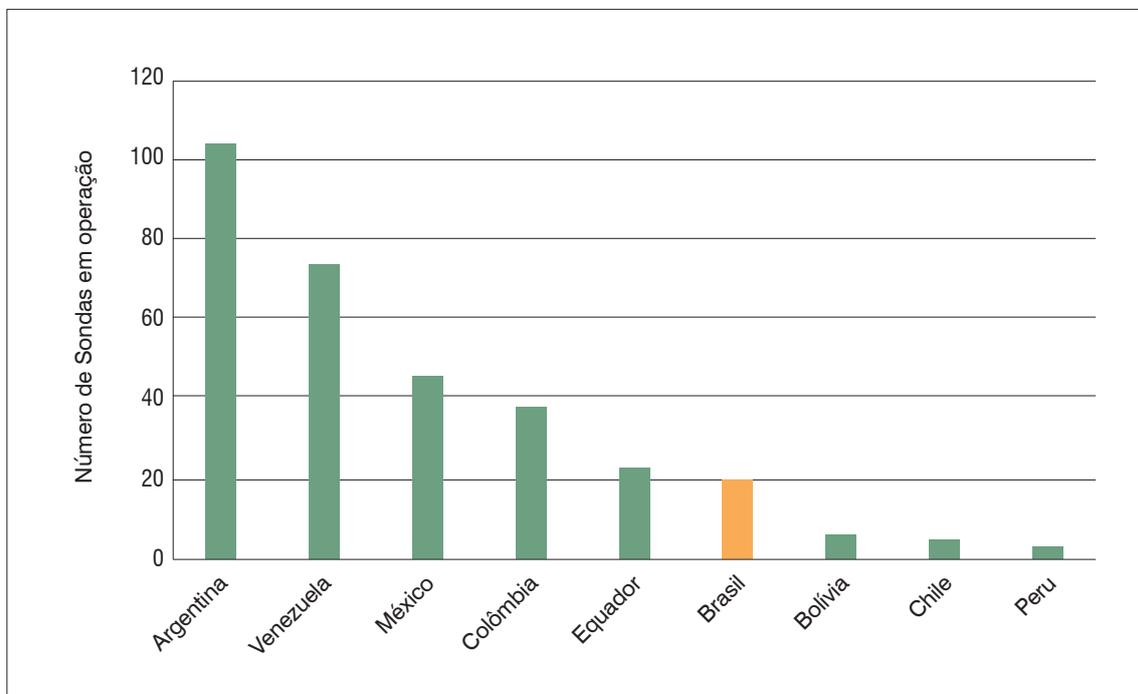
Fonte: Baker Hughes Rig Count. (2014)¹

¹ A empresa Baker Hughes mantém um serviço de monitoramento de sondas em operação em todo o mundo. A Baker Hughes Rig Count contabiliza as sondas efetivamente em operação na perfuração de novos poços. O serviço não considera sondas realizando trabalho de completação, manutenção e reativação de poços. As estatísticas de sondas em operação estão disponíveis em: <<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsintl>>.

Parte das sondas que estavam operando em terra no Brasil foi deslocada para outros países latino-americanos. Ainda segundo a Baker Hughes, o Brasil foi o país que mais perdeu sondas em operação no primeiro semestre de 2014 no mundo (12 sondas a menos). Por outro lado, a Argentina foi o país que mais ganhou novas sondas em operação no mesmo período, 13 sondas a mais.

A concorrência para atração de investimentos para o E&P terrestre vem crescendo nos últimos anos com uma postura mais pragmática da regulação dos países vizinhos. A Argentina aprovou uma nova lei de hidrocarbonetos visando, justamente, promover investimentos na exploração e produção de gás natural e petróleo não convencional. Da mesma forma, o México está promovendo uma reforma energética visando atrair novos investimentos para o segmento de E&P, inclusive em áreas de recursos não convencionais. Em setembro de 2014, o número de sondas em operação no Brasil era menor do que na Argentina, na Venezuela, no México, na Colômbia e no Equador (Gráfico 6).

Gráfico 6 – Sondas terrestres em operação na América Latina em setembro 2014



Fonte: Baker Hughes Rig Count. (2014)

2.2 A regulação da exploração e produção no Brasil

Desde meados da década de 1990, o Brasil vem avançando consideravelmente na elaboração de um arcabouço regulatório para a indústria de gás natural. A lei 9.478 de 1997, ao regulamentar a emenda constitucional número 9 de 1995, abriu o setor de exploração e produção para o investimento privado, assim como flexibilizou o monopólio da Petrobras nos demais segmentos da cadeia produtiva. Em 2009, a lei 11.909 tentou cobrir as brechas deixadas pela lei 9.478 no que diz respeito à regulação das atividades de transporte e comercialização de gás natural, embora alguns aspectos, como a regulação do acesso aos gasodutos via troca operacional, por exemplo, continuem ainda carentes de regulamentações.

No que diz respeito às atividades de E&P, percebe-se nitidamente que o arcabouço regulatório e os incentivos fiscais concedidos se orientam para o ambiente *offshore*. Em outras palavras, a estrutura dos leilões de blocos exploratórios, o processo de licenciamento ambiental e a estrutura e os incentivos tributários estão adequados às estruturas produtivas caracterizadas por um pequeno número de poços (elevada produtividade) e um pequeno número de agentes.

Por outro lado, a complexidade do arcabouço regulatório e fiscal no Brasil representa uma importante barreira para a expansão da produção de gás natural em terra. Isso fica nítido quando comparamos os níveis de esforço exploratório em países, como os EUA e o Canadá, com os níveis de atividades de exploração e produção de gás natural em terra no Brasil. **Mas por que o arcabouço regulatório brasileiro não permite a escalada do esforço exploratório em terra no Brasil?**

- i) O processo de concessão de blocos exploratórios em terra não permite atrair um grande número de operadores. Atualmente, existem apenas 22 operadores em terra no Brasil, sendo 12 empresas independentes brasileiras.
- ii) A regulação técnica e ambiental do E&P em terra no Brasil é complexa e burocratizada, elevando os custos regulatórios tanto para as concessionárias quanto para os órgãos reguladores.

- iii) A regulação do conteúdo local não é compatível com o baixo nível de desenvolvimento da cadeia de fornecedores *onshore*, em especial para o gás não convencional.
- iv) Por fim, os incentivos fiscais e a complexidade da estrutura tributária brasileira não estimulam a produção de gás natural, principalmente em terra.

Com base nos pontos acima levantados, a próxima seção analisa, com maior profundidade, as barreiras ao investimento em exploração de gás natural em terra.

2.2.1 Barreiras associadas ao processo de concessão de blocos exploratórios em terra

O processo de licitação de blocos exploratórios no Brasil é caracterizado por um elevado grau de incerteza quanto ao calendário e às áreas a serem submetidas à licitação. Entre 2008 e 2012, o processo de realização de rodadas foi interrompido. Em 2013, o Governo brasileiro retomou as rodadas de licitação, tendo realizado três rodadas. No ano de 2014, não ocorreu nenhuma rodada de licitação. A falta de regularidade na realização das rodadas dificulta o planejamento dos investimentos na exploração por parte das concessionárias.

Na América do Norte, existem rodadas de licitação de forma regular e é possível negociar diretamente com proprietários de terra no caso dos Estados Unidos (ZIEGENFUS; CHAPMAN, 2014). Na América Latina, vários países vêm promovendo rodadas de licitação em terra de forma regular (Argentina, Colômbia, Equador, Peru) ou passaram a realizar rodadas (Uruguai e México)². A irregularidade das rodadas de licitação contribui para reduzir a atratividade do E&P no Brasil. A participação em uma rodada de licitação exige estudos prévios e planejamento por parte das empresas. Ao se planejarem para as rodadas existentes em outros países, muitos potenciais investidores no Brasil não estão preparados para as licitações quando o Governo decide realizar uma rodada.

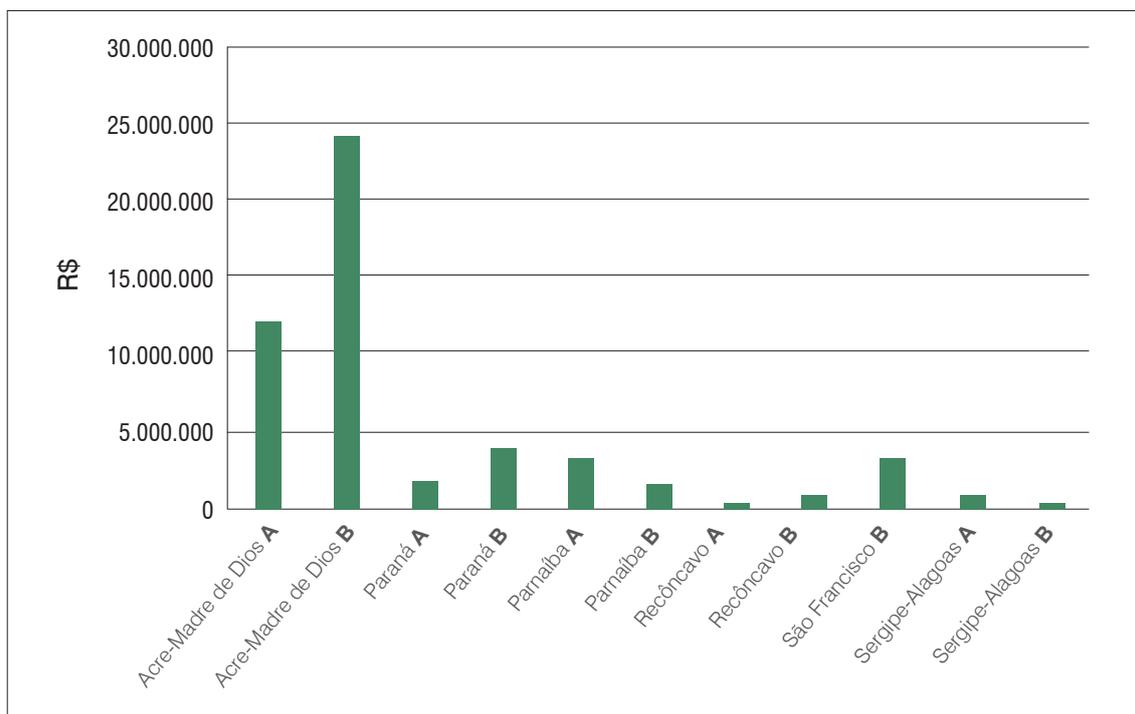
² Confira EIA-DOE (2014b), Lajous (2014) e Uruguay XXI (2014).

Na tentativa de mitigar o efeito do elevado grau de incerteza sobre o calendário e as áreas que serão oferecidas em licitação, a ANP implementou um mecanismo de Nominção de Áreas. Por meio deste mecanismo, as concessionárias indicam para a ANP o interesse por áreas exploratórias. A ANP considera estas nominações nos estudos de demarcação de blocos visando às próximas rodadas. Entretanto, não existe nenhuma obrigação legal ou compromisso de ofertar as áreas por parte da ANP. Ou seja, o atual mecanismo de Nominção de Áreas não contribui, efetivamente, para reduzir a incerteza sobre o processo licitatório de áreas exploratórias.

Outra barreira associada aos processos de licenciamento são as elevadas garantias financeiras exigidas como contrapartida ao Programa Exploratório Mínimo. Em cada edital de licitação, são apresentadas não somente as atividades exploratórias aceitas para a definição do PEM, como também os respectivos valores da garantia financeira. São aceitas como garantias financeiras cartas de crédito, seguro garantia e penhor de petróleo e gás natural. Em geral, a concessão dessas garantias não significa um problema para as grandes empresas petrolíferas. No entanto, para novos *players* com menor porte financeiro, a obtenção dessas garantias junto ao setor financeiro pode significar uma importante barreira à entrada.

O Gráfico 7 apresenta os valores mínimos das garantias financeiras exigidas sobre o Programa Exploratório Mínimo definido para as principais áreas licitadas na 12ª rodada de licitação, no ano de 2013. Como pode ser visto, a bacia do Acre, Madre de Deus, é a que apresentou os maiores valores totais de garantias financeiras, sendo, também, a bacia que apresentou o maior valor de garantia por unidade de trabalho: R\$ 26.000 por unidade de trabalho contra R\$ 3.800 das demais bacias.

Gráfico 7 – Garantias financeiras mínimas referentes ao PEM (12ª Rodada)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2013b.

Um outro obstáculo importante para a concessão de áreas exploratórias em terra no Brasil é o baixo nível de conhecimento geológico da maior parte das bacias sedimentares brasileiras. A ANP busca melhorar o nível de conhecimento geológico das áreas para torná-las atrativas aos investidores em E&P através do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica (PPGG). O objetivo do PPGG é reduzir o risco exploratório das diversas bacias de fronteira geológica existentes no território nacional por meio de investimentos no levantamento de informações geológicas.

Entretanto, os recursos disponíveis para este fim são claramente insuficientes para o tamanho das áreas de fronteira geológica do País. Apenas uma pequena parte das bacias sedimentares em terra já foi avaliada adequadamente pelas concessões ou pelo PPGG. A ANP investiu cerca de US\$ 600 milhões no PPGG, no período 2007 a 2014.

O Brasil possui 35 bacias sedimentares, com uma área de 6,4 milhões de quilômetros quadrados (ver Figura 1). Deste total, 4,9 milhões de quilômetros quadrados estão localizados em terra, e 1,5 milhão de quilômetros quadrados na plataforma continental.

Das bacias sedimentares terrestres do Brasil, apenas as bacias do Espírito Santo, Recôncavo (Bahia), Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará podem ser consideradas bacias maduras. Várias bacias terrestres brasileiras são consideradas como nova fronteira geológica, uma vez que não foram exploradas de forma significativa. Este é o caso de bacias, como Acre, Madre de Deus, Parecis, Alto Tapajós, Pantanal e Marajó. Mesmo das bacias que já foram alvo de atividades exploratórias, como Paraná, São Francisco e Parnaíba, o conhecimento geológico acumulado ainda é considerado incipiente.

Figura 1 – Bacias sedimentares do Brasil



Fonte: ANP.

No contexto brasileiro, as empresas privadas não têm incentivos para realizar estudos de avaliação técnica preliminar em terra. Os custos de levantamentos sísmicos em terra são muito elevados. Em geral, a venda de dados geológicos para potenciais participantes nas rodadas de licitação não permite recuperar os custos dos levantamentos sísmicos, como acontece para o segmento offshore.

Quadro 1 - Lições da experiência internacional

Rodadas de licitação: Experiência de Alberta no Canadá

Os direitos exploratórios no Canadá pertencem às províncias. A província de Alberta no Oeste do País possui uma indústria de petróleo muito dinâmica, com grande intensidade no esforço exploratório e forte conhecimento geológico das áreas. O governo provincial organiza rodadas de licitação de forma regular, considerando a demanda das empresas concessionárias. Para isso, é feito um trabalho prévio de demarcação de blocos de pequena dimensão, que inclui um grande conjunto de informações sobre requerimentos técnicos e ambientais de cada bloco.

O Governo busca minimizar futuros conflitos sociais e ambientais através de um trabalho preliminar às rodadas de levantamento de todas as restrições socioambientais. Além disso, posteriormente à concessão dos blocos exploratórios, a agência reguladora estadual atua na intermediação de conflitos entre as concessionárias e os atores sociais. Ou seja, uma vez concedido o bloco, o governo provincial trabalha para garantir a exploração dos recursos do subsolo, com o objetivo de maximizar os benefícios econômicos para a província.

Uma vez demarcado o conjunto de blocos aptos à exploração, o Governo realiza rodadas de licitação quinzenais, nas quais os blocos que recebem manifestação de interesse são ofertados. As datas das rodadas e as ofertas anunciadas são conhecidas para quatro rodadas adiante. O processo de licitação utiliza um pregão eletrônico. Nas 22 rodadas de licitação realizadas em Alberta entre janeiro e novembro de 2014, 2.459 blocos foram concedidos, totalizando uma área exploratória de 938 mil hectares. Cerca de 450 milhões de dólares canadenses foram arrecadados através de bônus de assinatura.

É importante ressaltar que, em Alberta, não são cobradas garantias financeiras para participação das rodadas de licitação. Ao invés disso, os contratos preveem a devolução do bloco, caso o operador não execute o programa exploratório de acordo com o cronograma estabelecido. A agência reguladora mantém um sistema de monitoramento dos trabalhos realizados e, ao final do primeiro ano de concessão, já notifica a concessionária, caso não esteja cumprindo com o programa e as obrigações estabelecidas na licença. Nesse caso, o bloco é simplesmente retomado (Alberta Energy, 2014).

Quadro 2 - Lições da experiência internacional

Contratos de avaliação técnica para áreas de fronteira: Experiência da Colômbia

Assim como o Brasil, a Colômbia detém uma grande área de bacias sedimentares cujo potencial geológico não foi suficientemente avaliado para permitir a concessão via rodadas de licitação. Nestes casos, ao invés de investir recursos públicos para realizar estudos geológicos, a Colômbia adotou o Contrato de Avaliação Técnica Preliminar como instrumento para atração de investimentos para estas áreas.

Através do Contrato de Avaliação Técnica a Agência Nacional de Hidrocarburos (ANH), a Colômbia pode autorizar empresas a realizarem estudos e avaliação técnica em uma determinada área por sua conta e risco. Uma vez assinado o contrato, a empresa autorizada paga taxa de retenção de área durante o período de estudos de avaliação.

Atividades realizadas através deste contrato incluem: i) métodos geofísicos, geoquímicos, geológicos, cartográficos e fotogeológicos; ii) atividades de prospecção superficial; iii) atividades de sísmica e processamento; iv) perfuração de poços de investigação estratigráfica.

Uma vez realizado os estudos de avaliação, a empresa autorizada pode manifestar interesse na exploração da área. Neste caso, a ANH coloca a área em licitação e a empresa autorizada tem preferência na disputa pela área na rodada de licitação, já que tem direito de igualar a melhor proposta de terceiros nesta rodada.

Os contratos de avaliação técnica permitem abrir um espaço para empresas especializadas em exploração, sem os requisitos da qualificação para desenvolvimento e produção. Assim, contribuem para promover o aumento do número de agentes atuando no setor de E&P. Ademais, esses contratos reduzem a necessidade de investimentos públicos na avaliação de potencial geológico de áreas de fronteira. O contrato representa uma forma mais simples de atração de empresas para áreas de maior risco exploratório e promoção do investimento em E&P no país. Por fim, a maior informação geológica resultante do esforço exploratório por meio desses contratos permite aumentar o valor ofertado pelos ativos nas rodadas de licitação (ANH, 2014).

2.2.2 Barreiras associadas aos processos de licenciamento técnico e ambiental

O processo de licenciamento técnico e ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra difere da regulação *offshore* apenas nas questões relacionadas ao licenciamento ambiental. Enquanto as atividades marítimas são licenciadas pelo IBAMA, as atividades de E&P, em terra, devem obter suas licenças dos órgãos estaduais de meio ambiente (OEMAs). Nos demais aspectos, a regulação das atividades de E&P *onshore* e *offshore* segue os mesmos caminhos envolvendo as mesmas instituições.

O arcabouço regulatório das atividades de exploração e produção de gás natural em terra é definido pela lei 9.478 de 1997, sendo complementado por resoluções da ANP e pelas legislações ambientais de cada estado onde essas atividades são realizadas. De forma resumida, podemos dividir a regulação técnica e ambiental após a concessão dos blocos exploratórios em sete etapas, como pode ser visto no esquema da Figura 2.

Figura 2 – Etapas do processo de regulação técnica e ambiental



Fonte: Elaboração própria.

PEM – Programa Exploratório Mínimo

PAD – Plano de Avaliação de Descoberta

RFA – Relatório Final de Avaliação

Após o término do leilão, as empresas ganhadoras assinam um contrato de concessão, no qual consta, entre outras obrigações e outros direitos, o compromisso com a realização do programa exploratório mínimo apresentado durante a rodada de licitação e os níveis de conteúdo local ofertados. Após a assinatura do contrato de concessão, cabe a empresa ou consórcio a obtenção das licenças ambientais estaduais necessárias para o início das atividades de exploração da área concedida.

Uma vez que sejam encontrados indícios de hidrocarbonetos, deverá ser apresentado e aprovado pela ANP o Plano de Avaliação das Descobertas (PAD). As licenças ambientais necessárias para a realização das atividades contidas no PAD deverão ser requisitadas aos órgãos estaduais de meio ambiente. Concluído o período do PAD, a empresa deverá apresentar o Relatório Final de Avaliação de Descobertas (RFDA), que deverá ser aprovado pela ANP. Caso haja interesse do concessionário em produzir, deverá ser apresentado junto ou posteriormente ao RFDA a declaração de comercialidade da área.

Uma vez declarada a comercialidade, o concessionário deverá ter aprovado o Plano de Desenvolvimento do Campo pela ANP. No entanto, para que se inicie a perfuração dos poços de desenvolvimento e, posteriormente, a produção, a empresa ou o consórcio deve obter as licenças ambientais necessárias à execução do plano de desenvolvimento. A partir desse momento, a empresa ou o consórcio poderá iniciar a produção comercial dos recursos mediante pagamento de *royalties* e, se for caso, também, de participações especiais.

A breve descrição dos processos de licenciamento técnicos e ambiental já é suficiente para chamar a atenção para os elevados níveis de complexidade e burocracia. A complexidade do processo e o número de instituições envolvidas retardam as campanhas exploratórias, acarretando elevadas perdas econômicas.

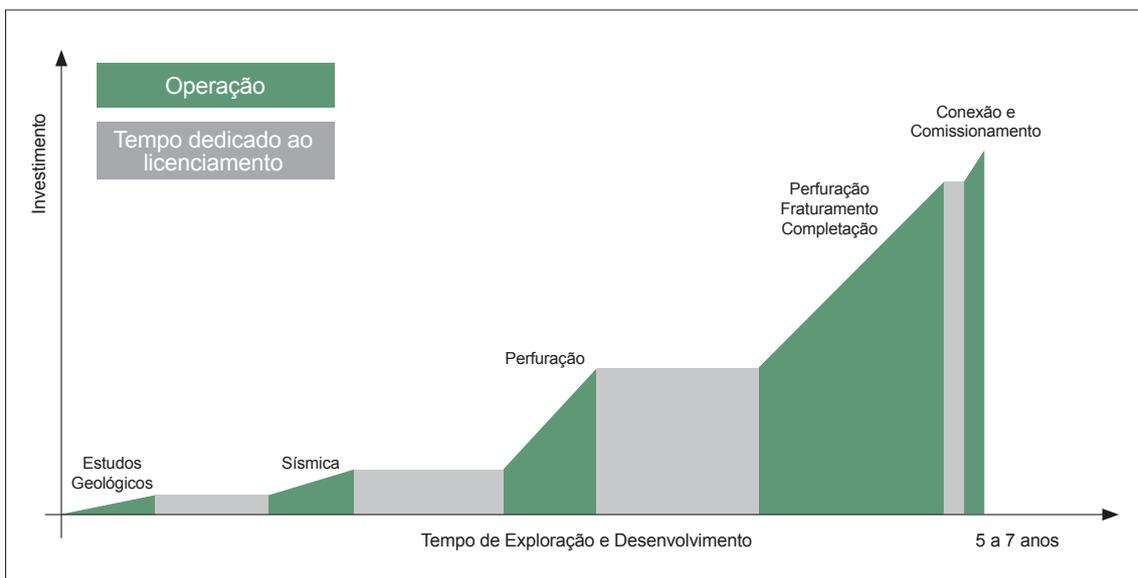
Para a aprovação do PAD, por exemplo, a ANP tem até 60 dias para a sua aprovação ou para exigir mudanças. Na etapa de aprovação do plano de desenvolvimento, o tempo de aprovação é de 180 dias, sem incluir eventuais exigências de revisão do PD pela ANP. Em média, o tempo total dispendido nos licenciamentos técnico e ambiental no Brasil é de cerca

de três anos, como pode ser observado no Gráfico 8. Este tempo é muito superior ao que se gasta com o licenciamento técnico e ambiental no contexto internacional.

Além dos elevados níveis de complexidade e burocracia, outro fator que explica o enorme tempo dispendido ao longo do processo de licenciamento é a falta de capacitação dos órgãos estaduais de meio ambiente, tanto no que diz respeito a fator humano quanto em relação aos fatores materiais. Em média, o licenciamento de levantamentos geofísicos pode levar até três meses, enquanto o licenciamento do plano de desenvolvimento pode levar até 18 meses, dependendo do estado.

As diferenças existentes entre os estados é outra característica do processo de licenciamento do E&P em terra no Brasil. Estados com tradição na exploração mineral possuem órgãos de licenciamento mais capacitados e ágeis do que estados onde se localizam áreas de fronteira exploratória.

Gráfico 8 – Tempo médio dispendido na etapa de exploração e desenvolvimento no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

Outro problema do processo de licenciamento ambiental é a falta de transparência que implica em um elevado nível de incerteza do processo. O nível e o tipo de exigência não estão claramente definidos, dificultando a elaboração de estratégias de mitigação de impactos ambientais por parte dos concessionários. A falta de transparência quanto às exigências ambientais, muitas vezes, resulta em decisões discricionárias por parte dos agentes de regulação. Nesse sentido, é comum situações onde os níveis de exigências ambientais possuem pouca correlação com os efetivos riscos de impactos ambientais.

Outro traço marcante do processo de licenciamento ambiental brasileiro na indústria de petróleo é a falta de uma estrutura formal de cooperação entre a ANP, responsável pela concessão dos blocos, e os órgãos de regulação ambiental estaduais. Por não existirem mecanismos formais de cooperação entre a ANP e as OEMAs, os concessionários não podem contar com a ajuda da ANP para esclarecer questões técnicas relativas aos riscos ambientais.

O reduzido efetivo das OEMAs, assim como as restrições orçamentárias a elas impostas, exigiria uma atuação mais proativa da ANP como órgão consultivo. Nesse sentido, a abertura de canais de comunicação eficazes entre a ANP e as OEMAs é fundamental para acelerar o processo de licenciamento e reduzir as idiosincrasias existentes.

2.2.3 Barreiras associadas à política de conteúdo local

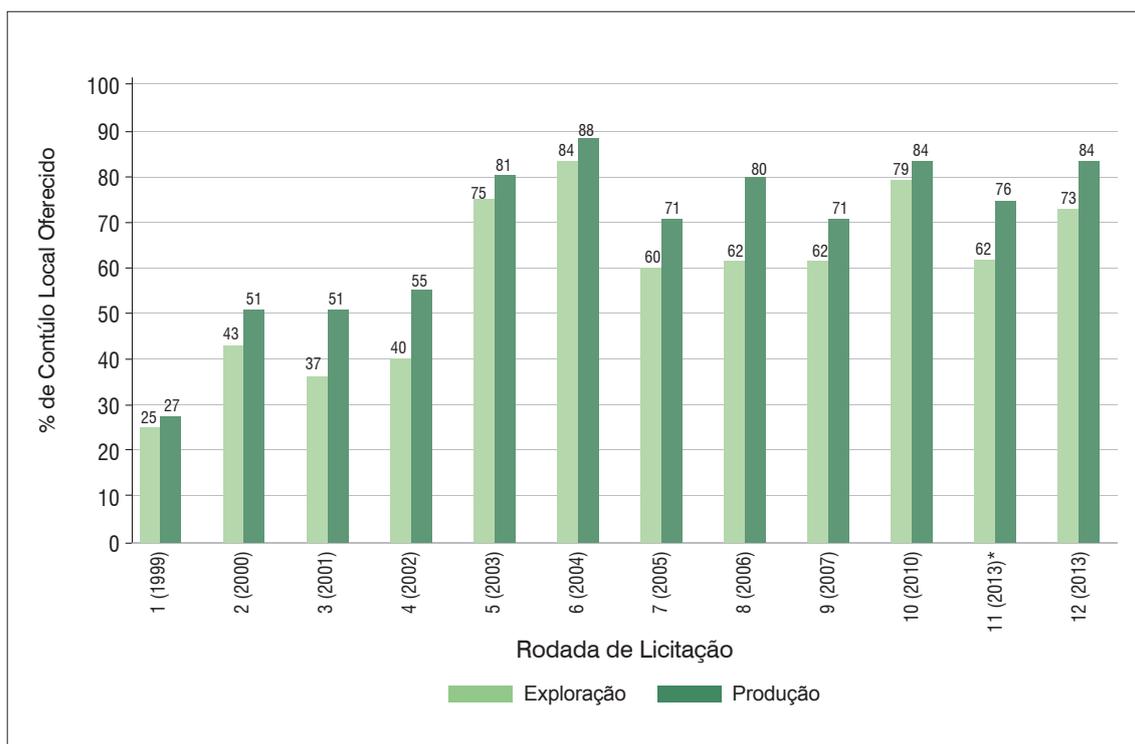
A atual política de conteúdo local representa um grande obstáculo à aceleração do ritmo exploratório em terra no Brasil. Isso acontece por dois motivos básicos:

- i) a cadeia de bens e serviços para o *onshore* não está estruturada adequadamente;
- ii) o processo atual de certificação do conteúdo local é extremamente burocrático e oneroso, não sendo viável a aplicação em um cenário de grande nível de atividade exploratória.

Um grande desafio enfrentado pelas empresas concessionárias diz respeito ao fato dos compromissos de compras locais serem assumidos

muito tempo antes da realização das compras, quando não há certeza da tecnologia a ser empregada. Isso levou várias concessionárias a assumirem compromissos que não são factíveis e podem gerar multas elevadas para as operadoras, o que ocorreu principalmente nas 5ª e 6ª Rodadas de E&P (ver Gráfico 9).

Gráfico 9 – Evolução do nível médio de compromissos assumidos pelas concessionárias³



Fonte: ANP.

A regulação do conteúdo local passou por mudanças e, somente na 7ª Rodada, criou-se a cartilha com a metodologia de cálculo usada atualmente para apurar os percentuais de conteúdo local dos produtos e serviços utilizados para exploração do petróleo e gás natural. Neste período, também foram instituídas as empresas certificadoras que atuam como agentes credenciados da ANP para aferir os percentuais de conteúdo local realizado pelos operadores. A ANP passou, também, a fixar limites máximos e mínimos para o conteúdo local por tipo de item de investimento.

³ Trata-se do valor médio dos compromissos de conteúdo local das empresas vencedoras nas respectivas rodadas de licitação

Atualmente, a ANP vem fixando elevados níveis para o conteúdo local mínimo na fase inicial do Contrato de Concessão (1º e 2º Período Exploratório), quando o concessionário já está enfrentando um grande risco exploratório. Este risco tende a ser ainda maior nas áreas *onshore*, em função do baixo conhecimento geológico das bacias quando comparado ao conhecimento já adquirido nas áreas do *offshore*. Assim, os índices mínimos de conteúdo local exigidos representam um desafio adicional uma vez que não são coerentes com o grau de desenvolvimento da cadeia de fornecedores locais.

Vale ressaltar, ainda, que os fornecedores locais vêm se desenvolvendo rapidamente, mas estão focados principalmente nos serviços e no segmento *offshore*. Segundo a própria ANP, dos 3.456 certificados de conteúdo local emitidos a fornecedores nacionais, cerca de 91% se referem a serviços e apenas 9% a equipamentos.

Atualmente, os principais equipamentos utilizados na exploração e produção *onshore* não são produzidos no Brasil: sondas terrestres, caminhões vibroseis e sistemas de bombeamento hidráulico em alta pressão. Isto ocorre porque o nível atual da atividade *onshore* não gera uma demanda mínima que viabilize a produção local desses equipamentos.

Ainda com relação aos gargalos da cadeia de fornecedores, vale ressaltar que, caso ocorra um aumento da atividade exploratória *onshore*, ocorrerá uma mudança da escala da demanda de tubulares no Brasil. A produção atual está voltada para o *offshore* e não tem condições para atender a uma escala mais elevada de investimentos *onshore*.

A atual regulação do conteúdo local não é escalável para o nível de atividade que seria necessário para dinamizar o segmento *onshore* brasileiro, que demanda a atuação de centenas de operadores perfurando milhares de poços. Os custos para a ANP e para os operadores da aplicação da atual regulação do conteúdo local são proporcionais ao nível de atividade (número de blocos explorados, campos desenvolvidos e poços perfurados).

A escalada das atividades exploratórias em terra irá demandar uma grande quantidade de empresas certificadoras com alta disponibilidade de funcionários (atualmente, existem apenas 17 certificadoras no Brasil). To-

das as operadoras deverão alocar pessoal e recursos para a realização do processo burocrático de certificação, com a redução da competitividade do *onshore* brasileiro. Em particular, as empresas de pequeno porte têm dificuldade de arcar com os custos da regulação do conteúdo local. Finalmente, a fiscalização pela ANP de milhares de processos ligados ao conteúdo local implicará em custos muito elevados na contratação de uma enorme quantidade de mão de obra.

2.3 Especificidades da exploração e produção de gás não convencional

A expressão “gás não convencional”, historicamente, apresentou diferentes significados de acordo com o agente que a empregava. O termo gás não convencional começou a ser difundido nos EUA, no final da década de 1970, como resultado da política norte-americana definida pelo *Gas Policy Act* de 1978, que previa incentivos fiscais à produção de fontes alternativas de energia, incluindo o gás não convencional.

Recentemente, a classificação convencional ou não convencional deixou de ser guiada por aspectos econômicos e passou a ser dirigida pelas diferenças geológicas dos reservatórios. Nesta nova metodologia de classificação, os recursos de gás convencionais se referem às acumulações de gás em rochas reservatórios de elevada porosidade e permeabilidade com a presença de “armadilhas” estruturais ou estratigráficas. Em contraponto, os recursos não convencionais são aqueles localizados em rochas geradoras de baixa porosidade e permeabilidade, e que independem de armadilhas estruturais ou estratigráficas (LAW; CURTIS, 2002).

No caso do gás natural, a exploração dos recursos não convencionais exige a utilização de técnicas de perfuração horizontal associadas ao fraturamento hidráulico. Tais técnicas de exploração já são utilizadas, na indústria de petróleo, há décadas como método de estimulação. A recente redução dos custos decorrente da evolução tecnológica permitiu que, há pouco tempo, essas técnicas passassem a ser utilizadas pela indústria de gás natural para a exploração em formações geológicas com baixa permeabilidade.

As características geológicas das formações não convencionais explicam o curto ciclo produtivo dos poços situados nessas áreas. Em média, a taxa de declínio da produção nos dois primeiros anos é de 60% a 70%, exigindo, assim, um esforço exploratório continuado. Isso se reflete em um grande número de poços perfurados e em uma intensa movimentação de máquinas e equipamentos em uma reduzida área.

Outro traço marcante da exploração em áreas de formação não convencional está associado ao processo de fraturamento hidráulico. O processo de fratura dos reservatórios é um processo complexo e altamente dependente de estudos geológicos. Cada tipo de reservatório apresenta características diferenciadas de comportamento das fraturas, exigindo um estudo detalhado para a determinação do ponto ótimo de perfuração (*hot spot*). Ademais, a atividade de fraturamento é intensiva em energia, água e equipamento de bombeamento de alta pressão.

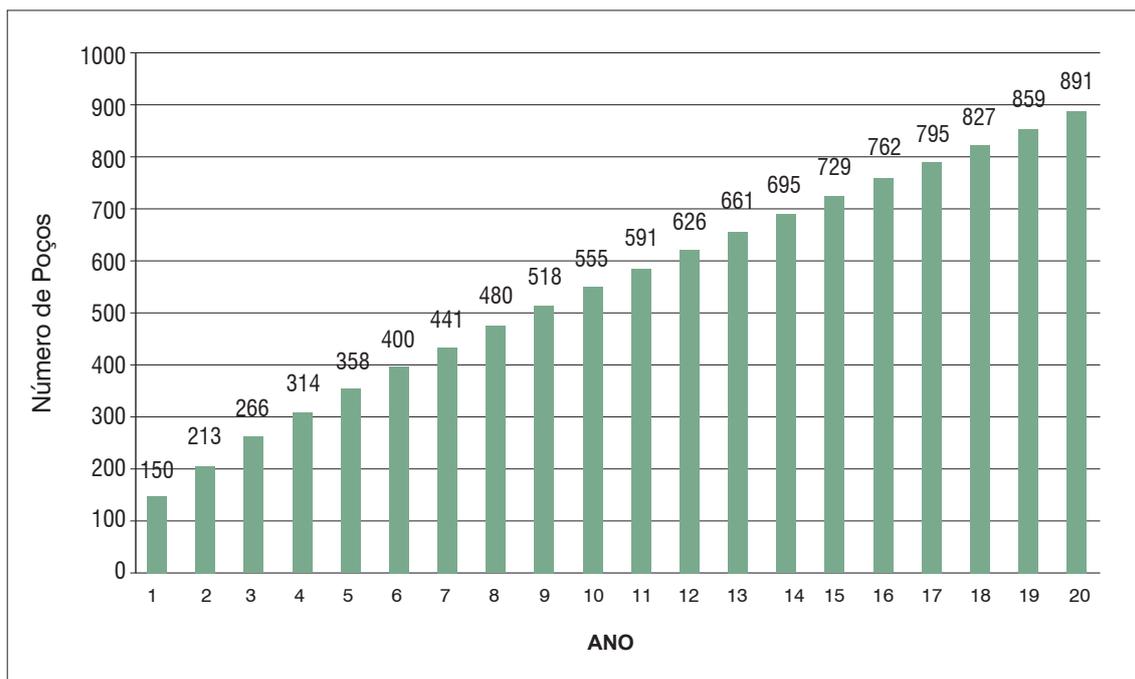
Para exemplificar a maior intensidade das atividades exploratórias associadas aos recursos não convencionais, podemos citar a região de Eagle Ford, no sul do Texas, nos EUA. Nesta região, existiam 300 sondas terrestres em operação ao final de 2014. Em 2013, 3.500 poços foram perfurados e fraturados nessa região. A produção de gás natural passou de 56 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d) em 2011 para 212 MMm³/d em 2014.

No caso brasileiro, a exploração das formações geológicas reconhecidas como não convencionais ainda se encontra em uma fase embrionária. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção de gás não convencional no Brasil só deve ter início a partir de 2020, atingindo um patamar de 15 milhões m³/d em 2023 (PDE-2023). Embora pareça inicialmente pessimista essas estimativas, a manutenção de um patamar de produção de 15 milhões m³/d por 20 anos, supondo uma produtividade média por poço otimista de 100 mil m³/d, exigirá a perfuração de 900 poços, como pode ser visto no Gráfico 10.

A pergunta que se segue é se o atual arcabouço institucional e regulatório no Brasil encontra-se adequado para esse aumento do nível de atividade. Como destacado anteriormente, dificilmente, seria viável o desenvolvimento da produção do gás não convencional no Brasil, considerando-se

a elevada burocracia e a complexidade dos processos de licenciamentos técnico e ambiental; a falta de incentivos fiscais próprios para o gás natural; e a política de conteúdo local pouco aderente à realidade da cadeia de fornecedores no Brasil.

Gráfico 10 – Número de poços não convencionais acumulados*



* Número de poços acumulados necessários para manter uma produção de 15 MMm³/dia de gás durante 20 anos, supondo: i) produtividade inicial de 100 mil m³/dia; ii) curva de produção por poço típica de gás não convencional.

Fonte: Elaboração própria.

A inadequação do arcabouço institucional brasileiro para a exploração de gás não convencional fica clara quando se analisa o recente processo de judicialização das atividades de fraturamento hidráulico brasileiro.

Em dezembro de 2013, o deputado Sarney Filho (PV-MA) apresentou um projeto de lei que decreta moratória de cinco anos de qualquer empreendimento de exploração de gás não convencional (*shale gas*). No fim do mesmo ano, o Ministério Público Federal (MPF) do Piauí entrou com uma ação judicial que suspendeu a exploração de gás não convencional no Estado. Em junho de 2014, o Ministério Público Federal (MPF) do Paraná suspendeu na Justiça Federal o efeito da licitação de 11 áreas da 12^a

Rodada de Licitações, realizada em novembro de 2013. As atividades foram, então, suspensas até a realização de estudos técnicos que demonstrassem 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.

Em função da judicialização dos contratos da 12ª Rodada de Licitações, em outubro de 2014, a Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável do Estado de Minas Gerais decretou uma moratória nos licenciamentos de poços não convencionais e decidiu criar um grupo de trabalho para avaliar os impactos ambientais, visando criar regras ambientais específicas para os recursos não convencionais. Dessa forma, atualmente, não é possível desenvolver as descobertas da bacia de São Francisco até que a Secretaria de Meio Ambiente de Minas Gerais defina as regras de licenciamento ambiental⁴.

Mas por que as questões relativas à exploração de gás não convencional no Brasil vêm sendo levadas para os tribunais? Primeiramente, a ANP realizou a 12ª Rodada sem antes realizar a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS), de acordo com a Portaria Interministerial MME/MMA nº 198 2012. Os estudos ambientais preliminares, realizados por iniciativa conjunta da ANP e dos órgãos de licenciamento ambiental estaduais na 12ª rodada, só levaram em consideração a análise da sobreposição dos blocos licitados com as unidades de conservação e as terras indígenas.

O segundo ponto é o fato de que a resolução da ANP, que regulamenta a atividade de fraturamento hidráulico (Resolução ANP nº 21), foi publicada posteriormente à realização da 12ª Rodada de Licitação. Assim, a 12ª Rodada aconteceu antes que se formasse um consenso entre os órgãos federais quanto aos requerimentos necessários para o licenciamento ambiental do fraturamento hidráulico, uma vez que não houve um posicionamento proativo do Governo Federal para informar os atores interessados.

⁴ Vale ressaltar que a bacia do São Francisco apresenta potencial apenas para produção de gás não convencional. A moratória decretada pela Secretaria do Meio Ambiente, basicamente, inviabiliza o desenvolvimento de campos de gás no estado enquanto perdurar.

A Resolução 21 da ANP também passou a exigir autorização específica por parte dos órgãos ambientais estaduais para poços não convencionais. Entretanto, na maioria dos casos, os órgãos estaduais não têm normativas especificamente voltadas para os recursos não convencionais.

Quadro 3 – A Resolução 21 da ANP

A Resolução nº 21 da ANP tenta homogeneizar as regras referentes ao fraturamento hidráulico servindo como orientação para os órgãos de licenciamento ambiental. Nesse contexto, ela estabelece os requisitos e os padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

Entre as determinações impostas pela resolução, destaca-se a elaboração de um Sistema de Gestão Ambiental contendo o detalhamento do plano de controle, tratamento e disposição dos efluentes gerados. A principal preocupação da ANP, nessa resolução, diz respeito ao uso e à contaminação dos recursos hídricos de forma que a agência exige uma série de estudos e levantamentos de dados sobre a extensão e o alcance do fraturamento hidráulico.

A Resolução 21 exige que seja apresentada licença ambiental do órgão competente estadual com autorização específica para as operações de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. Esta exigência criou a necessidade dos órgãos ambientais estaduais elaborarem suas próprias normativas relativas ao licenciamento de atividades de fraturamento hidráulico. Além disto, na prática, a Resolução 21 acrescentou uma etapa no processo de licenciamento para o caso dos poços não convencionais.

Este fato desencadeou um debate sobre a federalização ou não do licenciamento ambiental de campos não convencionais.

Outra importante barreira ao desenvolvimento da produção de gás não convencional é a falta de uma cadeia de fornecedores adequada ao ritmo de exploração. Isso fica nítido quando se compara a capacidade de bombeamento hidráulico disponível no Brasil com a dos outros países. Enquanto nos EUA havia, em 2013, cerca de 16,3 Milhões HHP (*high horse power*) de bombeamento disponível, no Brasil, no mesmo período, esse valor não chegava a 50 Mil HHP. Mesmo quando comparado a outros países da América Latina, o Brasil se encontrava em uma situação pouco favorável. Tanto na Argentina quanto no México, por exemplo, em 2013, havia cerca de 225 mil HHP de bombeamento disponível.

O problema causado pela falta de fornecedores locais é agravado pela atual política de conteúdo local definida pelo Governo. Como visto anteriormente, a reduzida flexibilidade das metas exigidas dos concessionários se mostra inadequada ao nível atual de desenvolvimento da cadeia produtiva, o que pode acarretar em um retardo no nível de investimento exploratório e cobranças de elevadas multas.

Outro ponto nevrálgico da exploração em formações não convencionais é a falta de incentivos fiscais. Como mencionado, o gás natural desperta um nível de atenção menor do que o petróleo, exigindo compensações financeiras para atrair o interesse das companhias petrolíferas. No caso da exploração não convencional, em função da elevada complexidade das operações, esses incentivos são extremamente importantes.

Nos EUA, os incentivos fiscais foram fundamentais para atrair investimentos privados para exploração do gás não convencional. O “*Crude Oil Windfall Profits Tax Act*” de 1980 qualificou os recursos não convencionais para receberem abatimentos fiscais (Sessão 29). De 1980 a 2002, o gás recebeu uma redução de US\$ 0,5 por milhão de pé cúbico nos impostos federais (KUUSKRAA; GUTHRIE, 2001). Atualmente, vários países (por exemplo: China, Polônia, Colômbia e Argélia) vêm fornecendo incentivos fiscais para a exploração de gás e óleo não convencionais. Esses incentivos vão desde reduções permanentes ou temporárias, nas alíquotas de *royalties*, até esquemas de depreciação acelerada para investimentos em

exploração e produção de recursos não convencionais. Na Colômbia, por exemplo, os *royalties* da produção de gás não convencional são 60% daqueles cobrados da produção de petróleo em terra (EY, 2014).

No Brasil, não só não há nenhum esquema de incentivo tributário para a produção em terra, como se penaliza esse tipo de atividade. A alíquota de participação especial, por exemplo, é maior para a produção em terra do que a produção *offshore* (ver Gráfico 11). O crédito de ICMS gerado pela compra de gás pelas termoeletricas não consegue ser utilizado. E os reinvestimentos dos lucros são tributados pelo imposto de renda.

2.4 Barreiras associadas aos incentivos fiscais e tributários

A atividade de E&P de petróleo e gás natural, principalmente a desenvolvida *offshore*, beneficia-se enormemente dos incentivos fiscais provenientes do Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e à Produção de Petróleo e de Gás Natural (REPETRO) e do Convênio do ICMS 130/07. No entanto, as atividades de produção *onshore* possuem alguns entraves burocráticos para usufruírem plenamente desses benefícios.

O REPETRO foi criado pelo Governo Federal, no contexto de abertura da indústria nacional do petróleo, com o objetivo de aumentar a atratividade dos investimentos na exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos em território nacional. Este regime foi instituído pela medida provisória nº 1.916, de 29/07/1999, posteriormente, transformada na lei nº 9.826, de 23/08/1999, regulamentada, atualmente, pelo decreto nº 6.759/2009 e pela instrução normativa da Secretaria da Receita Federal nº 844/2008. Basicamente, o REPETRO permite a importação de máquinas e equipamentos específicos para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural sem a incidência dos direitos aduaneiros (representados pelos tributos federais: Imposto de Importação – II, Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI, Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, Programa de Integração Social – PIS; e estaduais – Imposto sobre Circulação de

Mercadorias – ICMS) e é aplicável a bens de origem estrangeira, assim como aos equipamentos nacionais *fictamente* exportados. A previsão legal de vigência do regime vai até 2020.

O REPETRO conjuga três regimes especiais:

- i) admissão temporária;
- ii) exportação ficta;
- iii) *drawback*.

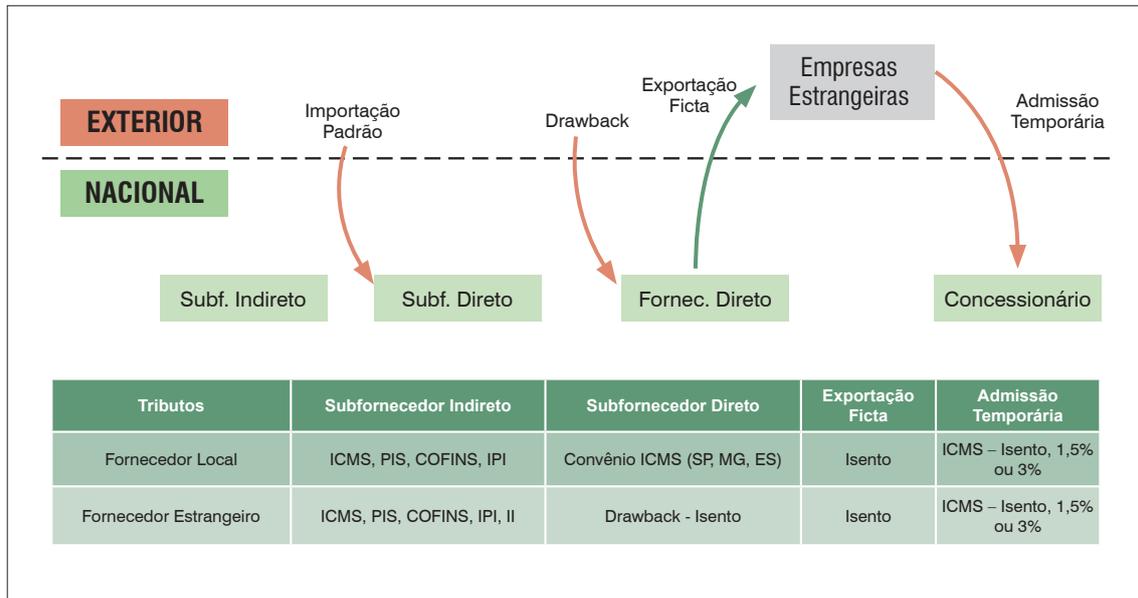
No caso da **admissão temporária**, autoriza-se a suspensão integral dos tributos federais dos bens importados para a utilização nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. A **exportação ficta** corresponde à caracterização de exportação, para fins fiscais, a partir da transferência de titularidade do bem para pessoa jurídica domiciliada no exterior, ainda que o bem permaneça em território nacional. O **drawback**, no âmbito do REPETRO, permite a suspensão do II, IPI, PIS e COFINS, e a isenção do AFRMM e do ICMS de insumos utilizados na produção de bens destinados ao setor.

O convênio ICMS, por sua vez, autoriza a isenção do ICMS nas operações antecedentes à exportação ficta com insumos que se destinem à fabricação de bem **repetrável**. Ademais, permite-se uma redução da alíquota para 1,5% dos bens importados a serem empregados na fase de exploração. Na fase de produção, permite-se uma redução da alíquota para 7,5%, com direito a compensação com débitos de outras operações sujeitas ao imposto, ou para 3%, sem direito a compensação.

Apesar dos incentivos trazidos pelo REPETRO e pelo convênio do ICMS (Figura 3), existem algumas assimetrias tributárias que desestimulam a formação de uma cadeia de fornecedores próxima às áreas de produção em terra. O não reconhecimento da exportação ficta pelo estado de Minas Gerais reduz a competitividade dos bens **repetráveis** produzidos em Minas em relação aos fornecedores estrangeiros e de outros estados que adotam a isenção ou a redução do ICMS. A não aplicação, pelo estado

do Espírito Santo, da isenção do ICMS em operações anteriores à exportação ficta quando interestadual reduz a competitividade dos subfornecedores estrangeiros e de outros estados que adotam a isenção de ICMS na venda ao fornecedor direto de um bem **repetrável**.

Figura 3 – Fluxo de transações tributárias associadas ao REPETRO e ao Convênio ICMS



Fonte: Elaboração própria.

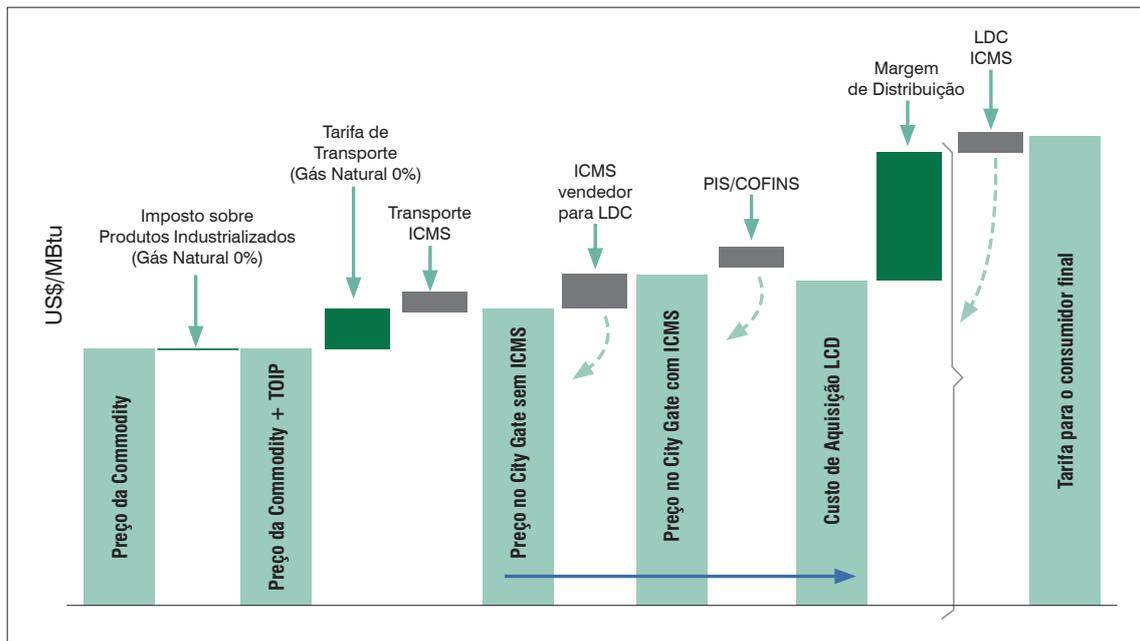
A adoção de alíquota reduzida de ICMS nas operações anteriores à exportação ficta, no Estado de São Paulo, reduz a competitividade dos subfornecedores paulistas em relação aos fornecedores estrangeiros e de outros estados que adotam a isenção total do ICMS. A incidência do imposto de importação na compra de insumos destinados à industrialização de bens não **repetráveis** reduz a competitividade do subfornecedor nacional em relação ao subfornecedor estrangeiro.

Além das assimetrias acima, existem outras disfunções tributárias que trazem ineficiências a esse regime fiscal. Primeiramente, pode-se identificar uma inconsistência entre a lista de bens do REPETRO e a do convênio de ICMS. Em segundo lugar, há uma falta de uniformidade na interpretação da legislação do REPETRO.

A inexistência de portos secos próximos às áreas de produção de gás em terra é outro fator que reduz os benefícios tributários oferecidos pelo REPETRO. Por fim, o tempo envolvido nos procedimentos de importação de bens sob o REPETRO e a complexidade associada à vinculação física do insumo importado via *drawback* ao produto final atuam como barreiras à utilização desses benefícios.

Além dos problemas associados ao REPETRO e ao Convênio de ICMS, a elevada complexidade do regime fiscal brasileiro se mostra como uma importante barreira ao investimento. Ademais das contribuições previdenciárias, incide sobre a indústria de gás natural impostos federais (IRPJ, CSLL, COFINS e PIS) e estaduais (ICMS). A Figura 4 mostra a incidência de impostos sobre a cadeia produtiva do gás natural.

Figura 4 – Imposto sobre a cadeia produtiva do gás natural



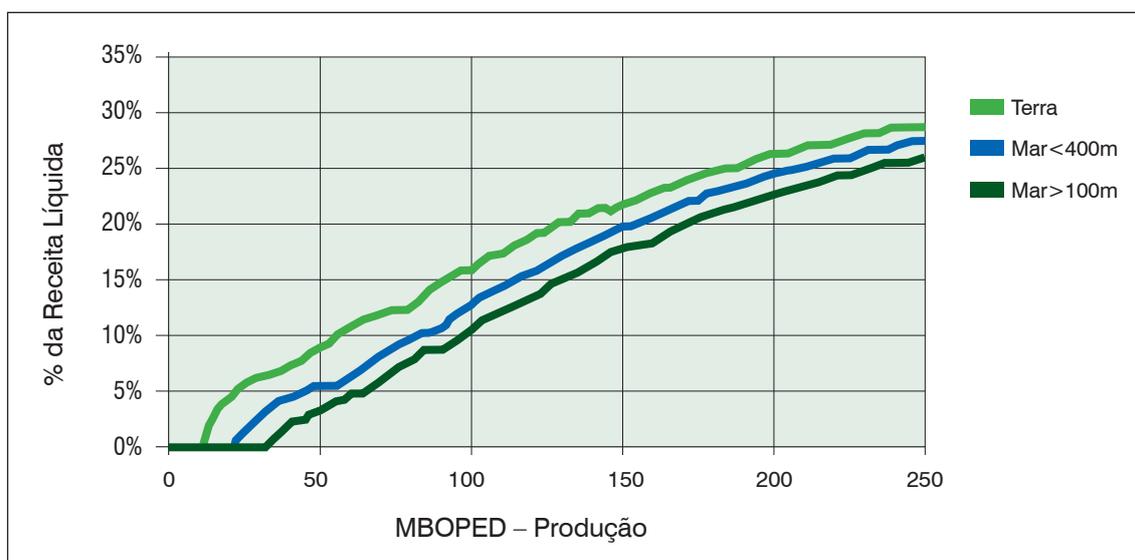
Fonte: Elaboração própria.

Em relação aos impostos estaduais, o principal problema da tributação brasileira associado ao gás natural são as assimetrias referentes à incidência de ICMS e ao crédito tributário por ele gerado, que vem reduzindo sua competitividade em relação a outros combustíveis. Lei Kandir (87/96) impede que as termoelétricas recuperem totalmente o ICMS embutido no gás natural, já que elas não conseguem utilizar o crédito de ICMS gerado na compra do insumo. Isso cria um diferencial de competitividade das térmicas a gás em relação as usinas eólicas e solar. Em relação ao óleo combustível, a lei 87/96 estabeleceu a imunidade de tributação de ICMS de forma que alguns estados vêm utilizando o artifício da isenção tributária na atração de investimentos termoelétricos. Esse é o caso de Pernambuco, onde o governo estadual concedeu isenção de ICMS nas operações de venda e movimentação de óleo combustível destinadas à termoelétrica do projeto Suape.

Outro grave problema tributário brasileiro diz respeito a forma de cálculo do imposto de renda. Na maioria dos países produtores de petróleo e gás natural, o imposto de renda das pessoas jurídicas é calculado sobre os rendimentos descontados os valores reinvestidos na própria atividade. No caso brasileiro, no entanto, o imposto de renda incide sobre o lucro bruto, não podendo ser abatido o reinvestimento. Essa forma de tributação onera demasiadamente os investimentos na cadeia produtiva de petróleo e gás, já que, em função do perfil de risco do próprio negócio, a utilização do capital próprio é uma forma de financiamento bastante utilizada.

Por fim, outra importante questão diz respeito às participações governamentais. As alíquotas cobradas na Participação Especial são maiores para a produção em terra do que para a produção *offshore*, o que representa mais um desestímulo à produção *onshore* no País. O Gráfico 11 mostra a relação entre o percentual de Participação Especial por localização e volume produzido.

Gráfico 11 – Alíquota efetiva da Participação Especial (% da receita líquida) no ano 4+



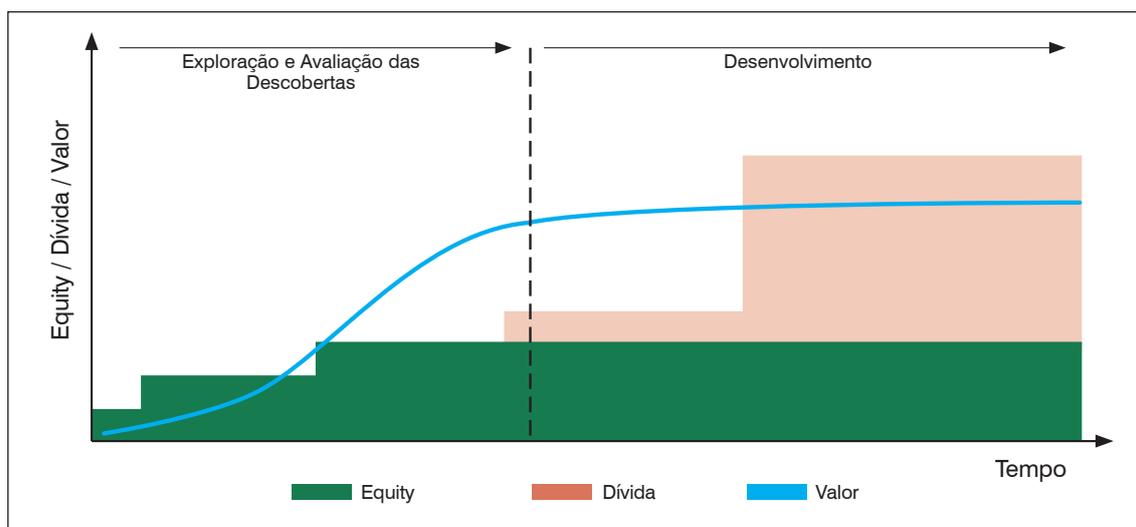
Fonte: Gutman (2002) pg. 24

2.5 Contexto atual de financiamento das empresas que atuam na exploração em terra no Brasil

A geração de valor e o financiamento na atividade de E&P em áreas de fronteira apresentam certas peculiaridades. A geração de valor depende principalmente da redução da incerteza geológica sobre a qualidade e o volume dos reservatórios na fase inicial, de exploração e avaliação, e da eficiência em termos de custos de operação. Nesta fase, o financiamento não é feito por dívida, mas exclusivamente por capital próprio (*equity*), refletindo as incertezas e o ainda baixo valor dos ativos.

O endividamento (alavancagem) como forma de financiamento dos investimentos das campanhas de exploração somente é viável após a redução da incerteza. Isso ocorre após a identificação de reservas e a consequente promessa de geração de caixa. A descoberta permite a redução do custo de capital, permitindo a alavancagem dos projetos, gerando uma segunda onda de criação de valor para o acionista, como mostrado no Gráfico 12.

Gráfico 12 – Geração de valor em atividades de E&P



Fonte: Fritsch, 2014

Portanto, sem um substancial aporte de capital próprio que, em concessões em terra em áreas de fronteira geológica, pode atingir centenas de milhões de reais, não se alcança a fase de produção e a possibilidade de alavancagem, quando o esforço de financiamento diminui. Assim como em outras indústrias de alto risco inicial, o papel dos fundos de *private equity*⁵ é essencial para o desenvolvimento das atividades de E&P em *start-ups* na indústria de petróleo e gás.

No Brasil, os mercados de *private equity* são ainda incipientes. Em particular, dada a falta de tradição empresarial na indústria de petróleo e gás, praticamente inexistem fundos setoriais focados em *upstream* de O&G. Entretanto, no período de 2003 a 2008, a elevada liquidez do mercado financeiro internacional viabilizou o financiamento de novas operadoras domésticas através do mercado de *equity* privado estrangeiro, principalmente de origem americana. Três operadoras domésticas (OGX, HRT e Queiroz Galvão) chegaram, inclusive, a realizar lançamento de ações em bolsa, levantando cerca de R\$ 10 bilhões no mercado acionário brasileiro.

⁵ *Private equity* é um tipo de atividade financeira realizada por instituições que investem essencialmente em empresas que ainda não são listadas em bolsa de valores, com o objetivo de alavancar seu desenvolvimento.

Após os percalços de operadoras em terra importantes, como a OGX e a HRT, da performance recente da Petrobras e do aumento de grau de incerteza macroeconômica no país, a oferta de *equity* privado se retraiu para o Brasil e, em particular, para o setor de E&P. Os fundos setoriais estrangeiros reduziram o interesse por empresas do Brasil.

Ressalte-se, ainda, que a oferta doméstica de crédito de longo prazo para o setor de petróleo e gás está concentrada no BNDES. O setor representa uma parcela importante dos desembolsos do BNDES. Entretanto, o foco do BNDES tem sido o financiamento da Petrobras e da cadeia de fornecedores. O BNDES emprestou cerca de US\$ 30 bilhões à Petrobras entre 2008 e 2013. Até mesmo a oferta de *equity* doméstica é muito dependente do BNDES. O setor de petróleo e gás representa cerca de 34% (US\$ 11.2 bilhões) na carteira de investimentos do BNDESPAR.

No atual contexto do mercado financeiro internacional e nacional, o financiamento da exploração de gás em terra constitui um importante obstáculo a ser enfrentado. Mesmo considerando que o BNDES possa oferecer crédito para operadoras independentes, as exigências de garantia são elevadas e só têm acesso as empresas com reservas certificadas e projetos de monetização definidos. Entretanto, grande parte das empresas independentes Brasileiras está focada na exploração e não está em fase de produção e não tem, ainda, fluxo de caixa livre para financiar campanhas exploratórias.

Nesse mesmo mercado de *equity* nacional e internacional, empresas reduziram o esforço exploratório e estão sendo obrigadas a realizar venda de ativos para se financiar⁶. Operações de *farm-out*⁷ têm sido a saída para as independentes brasileiras, mas enfrentam uma forte concorrência do restante da América Latina. Observa-se uma rápida desnacionalização das empresas do segmento de E&P terrestre no Brasil.

⁶ A HRT vendeu parte dos seus ativos para a empresa russa Rosneft. A empresa Petraenergia vendeu sua participação nos campos na bacia do Parnaíba para um fundo de investimento nacional. A empresa baiana Alvo Petro foi adquirida por duas canadenses (Petrominerales e a Fortress).

⁷ Venda de ativos de exploração e produção.

2.6 Desafios da monetização do gás natural no Brasil

Os desafios do gás em terra não estão apenas na fase de exploração e desenvolvimento. Uma vez realizada uma descoberta e desenvolvido um campo, existe um desafio importante associado à comercialização do gás natural. Os produtores independentes de gás têm duas opções: tentar vender o gás natural para distribuidoras e/ou grandes consumidores livres, através de gasodutos, ou integrar-se com uma planta de produção de eletricidade na boca do poço.

Na atual configuração do mercado de gás natural do Brasil, é muito difícil para um produtor vender sua produção diretamente para grandes consumidores não térmicos, ou mesmo para distribuidoras estaduais de gás. Atualmente, todos os produtores independentes de gás natural no Brasil vendem sua produção para a Petrobras⁸. Na falta de opção para a monetização de gás, o gás produzido por produtores independentes acaba sendo vendido por um preço baixo.

As principais barreiras à monetização direta por produtores independentes são:

- i) escassez de uma base de transporte e restrições ao acesso à infraestrutura existente;
- ii) dificuldade de acesso ao mercado final em função do monopólio das distribuidoras e da forte concentração do segmento de distribuição na Petrobras;
- iii) risco de comercialização elevado para novos *players*;
- iv) dificuldade para estruturar projetos de integração gás-eletricidade.

2.6.1 Infraestrutura de transporte pouco desenvolvida

Atualmente, existem apenas 9.410 quilômetros de gasoduto de transporte no Brasil, concentrados no litoral e na região Sudeste (Figura 5). Portanto, o aproveitamento do gás natural descoberto nas bacias terrestres requer a expansão da malha de transporte de gás no País. Caso contrário, a

⁸ Os campos da bacia do Parnaíba no Maranhão constituem a única exceção a esta regra, já que este projeto está integrado com uma térmica na boca do poço.

pansão ou ampliação da malha de gasodutos de transporte nacional com base em diversas premissas. A primeira versão do trabalho foi divulgada no ano de 2014 e contempla o horizonte de planejamento de 2013 a 2022.

O desenvolvimento da primeira versão do PEMAT foi um importante ponto de partida para discussões sobre o que se requer para desenvolver a cadeia de gás no Brasil. O plano é resultado de densos estudos por parte da EPE e do MME em busca do aprimoramento do conhecimento do setor e que demonstram grande esforço metodológico para a modelização da oferta, demanda e preços do gás natural.

No entanto, os resultados modestos do primeiro PEMAT apontam para alguns problemas de fundo. O principal é a limitação do objetivo do PEMAT, que é de apenas indicar quais gasodutos serão propostos para a licitação, cujas condições para que sejam “licitáveis” são muito restritivas. O PEMAT não trouxe uma visão estratégica de longo prazo sobre o papel desejado para o gás, faltaram indicações de diretrizes de políticas públicas e uma integração ou compatibilização com as políticas para outros setores que impactam o gás, como, por exemplo, o setor elétrico. Como consequência das limitações, o PEMAT propôs para a licitação apenas um novo gasoduto de 12 quilômetros no estado do Rio de Janeiro.

Da maneira como foi realizado, o PEMAT se revelou de pouca utilidade como sinal para investidores ao longo da cadeia (ou até pode ser contra-producente). O ideal é que o PEMAT tivesse um duplo papel no planejamento: tanto determinativo quanto indicativo.

Mesmo obedecendo aos objetivos fixados na lei nº 11.909/2009 (planejamento determinativo dos gasodutos a licitar), é importante que o PEMAT ofereça uma visão estratégica do desenvolvimento de longo prazo da malha de transporte e do setor como um todo. Além de indicar os gasodutos que são imediatamente “licitáveis”, o planejamento indicativo pode indicar onde é desejável localizar novos gasodutos, considerando as diretrizes de política para o setor e para outros setores que impactam ou são impactados por ele. O segmento de transporte pode, portanto, ser um indutor de crescimento tanto da oferta como da demanda.

No formato atual, como o objetivo é apenas o de selecionar opções para licitação, o processo de provocação de terceiros é complexo e custoso, uma vez que implica em estudos de viabilidade muito detalhados, sem que o proponente tenha certeza de que sua proposta de gasoduto será incluída no PEMAT e irá à licitação. Ainda sobre o estudo a ser apresentado no processo de provocação de terceiros, este deve avaliar a evolução da demanda e oferta de gás natural, uma tarefa extremamente complexa em um país do tamanho e diversificação do Brasil.

Sempre existirá assimetria de informações entre a EPE e o mercado, já que existem certas informações que são comercialmente sensíveis e as quais as empresas não desejam revelar. No entanto, por possuírem tais informações sobre seus mercados, as considerações dessas empresas são valiosas e deveriam possuir um maior espaço no processo do PEMAT.

2.6.2 Elevada concentração no segmento de distribuição

A distribuição de gás natural é regulada no âmbito estadual e, na maioria dos estados, só existe uma distribuidora. Os estados de São Paulo e Rio de Janeiro são os únicos a apresentarem mais de uma distribuidora (três em SP e duas no RJ). Atualmente, existem 27 empresas operando na distribuição de gás natural no Brasil. Deste total, a Petrobras é acionista minoritária em 19 e controladora em 2. A Mitsui é o segundo maior acionista privado em distribuição de gás (em termos de vendas de gás), com participação menor em sete distribuidoras: Bahiagas, Sergas, Algas, Copergas, Pbgas, Compagas e SCGas; seguida da CS Participações, com oito: Cigas (Amazonas), Gás do Pará (Pará), Gasmar (Maranhão), Gasap (Amapá), Gaspisa (Piauí), Rongas (Rondônia), Cebgas (Brasília) e Goiasgas (Goiás).

A participação da Petrobras, na maioria das distribuidoras, representa uma barreira para que novos produtores venham a comercializar sua produção. Ao controlar a política de compras de gás das distribuidoras, a Petrobras detém um poder de mercado assimétrico em relação aos produtores independentes. Quase sempre, as distribuidoras assinam contratos de longo prazo com a Petrobras e o mercado se mantém fechado para novos fornecedores.

Alguns estados iniciaram o processo de liberalização do mercado final para grandes consumidores. Nos estados do Rio de Janeiro, de São Paulo, do Espírito Santo, de Minas Gerais, do Maranhão e do Amazonas, a regulação estadual criou a figura do consumidor livre. Entretanto, a forma de regulação da liberalização do mercado final varia muito entre os estados e, em geral, as restrições para os consumidores livres são grandes. Atualmente, apenas um consumidor livre compra gás diretamente do produtor. Trata-se de uma termelétrica localizada no estado do Rio de Janeiro que pertence ao grupo Eletrobrás e que compra gás da Petrobras.

A regulação estadual também avançou pouco na regulamentação das figuras do autoprodutor e autoimportador, criadas na Lei do Gás, de 2009. Dezoito estados brasileiros ainda não regulamentaram as figuras do autoprodutor e autoimportador. Existem grandes assimetrias na regulação dessas novas figuras entre os estados que já regulamentaram.

2.6.3 Risco de comercialização elevado para novos *players*

Um importante desafio para o desenvolvimento do segmento de produtores independentes de gás natural no Brasil é a dificuldade de garantir uma oferta estável para os contratos de vendas no contexto atual deste mercado no Brasil. A produção de um campo de gás natural pode variar ao longo no tempo em função de questões técnicas e geológicas. Assim, a garantia de um volume estável para venda direta de gás natural para consumidores finais é um desafio, já que não existe um mercado secundário de gás natural e nem infraestrutura de estocagem para ele.

No contexto atual do mercado, não existe como comprar um *back-up* de gás, caso haja uma falha na produção. Em mercados maduros, os produtores de gás podem recorrer a comercializadores que detêm gás estocado ou mesmo contratos de opção para entrega imediata. No mercado de gás no Brasil, apenas a Petrobras consegue garantir volumes estáveis para venda de gás, já que possui uma grande flexibilidade de oferta através do GNL e do contrato de importação da Bolívia.

O desenvolvimento do segmento de produtores independentes de gás natural no Brasil passa, necessariamente, pela estruturação de mecanis-

mos comerciais de garantia de oferta de gás para produtores que estejam integrados na rede de transporte nacional.

2.6.4 Desafios da integração gás natural e geração térmica

As más condições hidrológicas observadas no Brasil e os percalços enfrentados pelo setor elétrico por conta do despacho continuado das termelétricas nos últimos dois anos evidenciaram a necessidade de repensar a estrutura da matriz de geração nacional e reformular os parâmetros de seleção da expansão, pois esses estão fundados em uma premissa setorial que não mais se verifica.

Dentre outras questões críticas do setor, a exemplo de ações de eficiência energética e que incentivem a resposta da demanda, tem-se a necessidade de se ajustar os parâmetros setoriais formulados para uma configuração de geração termelétrica residual e complementar a uma nova realidade setorial, onde as térmicas têm maior protagonismo e, portanto, demandam um perfil de contratação diferente. As condições atuais de contratação – lastro, percentual de inflexibilidade, patamar de penalidades – são orientadas para um perfil de operação complementar, mas restringem a entrada de novos projetos termelétricos voltados para uma operação contínua, na base da curva de carga, especialmente dos projetos a gás natural doméstico em ciclo combinado e a carvão.

Atualmente, a inflexibilidade máxima permitida é de apenas 50%. Ou seja, um produtor de gás integrado com uma térmica só tem garantia de consumo durante 50% do tempo. A incerteza quanto ao nível de consumo da térmica representa um grande desafio para o planejamento da oferta do gás, além de impor um elevado custo para a disponibilidade permanente do gás natural para 100% da capacidade. Como não existe um mercado secundário importante no Brasil, a flexibilidade do setor elétrico implica em custos para a indústria do gás natural que não são compensados por demanda alternativa pelo energético.

Se, por um lado, é muito complexo planejar a oferta de gás em função da incerteza do despacho térmico, por outro lado, a penalidade para indisponibilidade de gás natural é ficar exposto ao mercado *spot* de eletricidade. Ou seja, a térmica paga a energia não gerada pelo preço *spot* vigente

em seu submercado. No Brasil, o preço *spot* é o preço de liquidação das diferenças (PLD)⁹, que, nos períodos de hidrológicos desfavoráveis, pode ficar por muito tempo no teto estabelecido pela ANEEL (atualmente fixado em R\$ 388 por MWh).

Por fim, a necessidade de comprovação de reservas de gás para todo o período do contrato da térmica representa uma barreira importante para a estruturação de projetos de geração térmica com gás doméstico. Atualmente, exige-se a comprovação de reservas suficientes para o atendimento de pleno despacho por todo o período contratual (25 anos), mesmo considerando-se que a inflexibilidade máxima é de 50%.

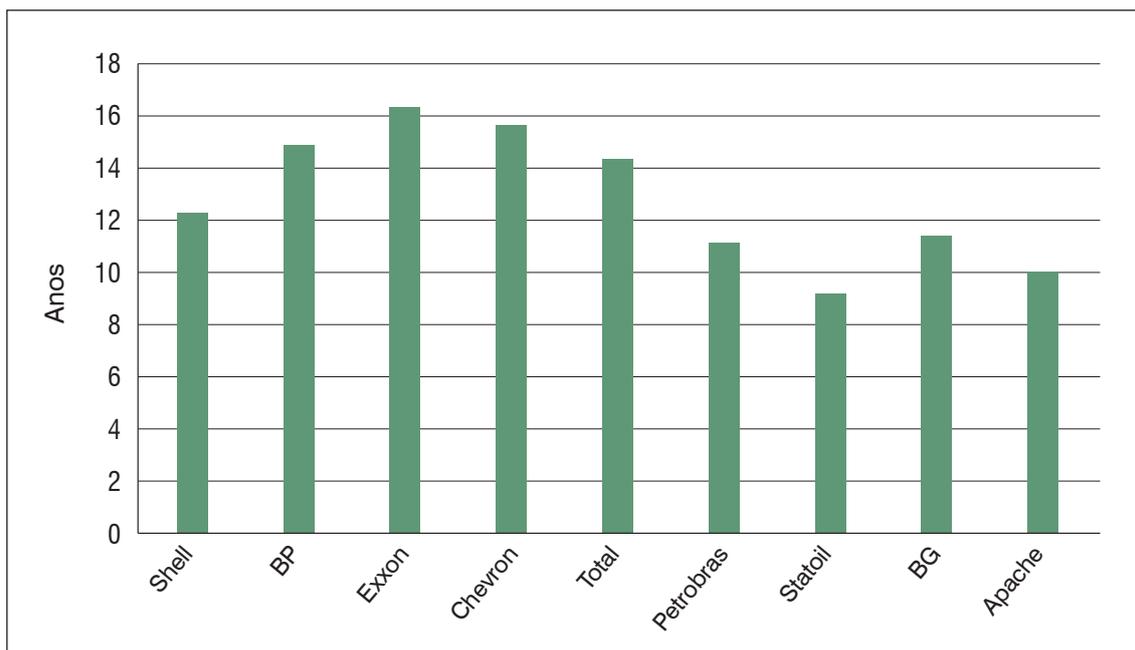
A exigência se aplica a todos os projetos térmicos que são habilitados para o leilão do mercado regulado de energia. Como consequência, existe uma grande discrepância entre o número de projetos cadastrados e o número de projetos habilitados para o certame. No A-5, de 28 de novembro de 2014, foram cadastradas 39 térmicas a gás natural (totalizando oferta de 20,6 GW), mas apenas seis projetos (ofertando 2,1 GW) foram habilitados, reduzindo-se consideravelmente o grau de competição do leilão.¹⁰

A exigência de comprovação de reservas para 25 anos do projeto termelétrico negligencia a lógica de produção da indústria do petróleo e gás natural, onde a produção futura é fruto da pesquisa e do desenvolvimento de hoje, não das reservas atualmente provadas. A maioria das empresas de petróleo privadas detém uma relação reserva/produção inferior a 10 anos. O Gráfico 13 apresenta a relação entre reserva provada e a produção anual de gás natural de grandes empresas de petróleo e gás. Como pode ser observado, mesmo as grandes empresas não têm suficientes reservas provadas para poder garantir um suprimento no horizonte de 25 anos.

⁹ O PLD não é formado pela oferta e demanda de energia "contratável" no curto prazo, mas é formado pelo custo marginal de operação (CMO) resultante da otimização da operação do sistema pelo ONS. O PLD varia de acordo com o CMO das centrais despachadas e está sujeito a preços mínimo e máximo.

¹⁰ O 20º Leilão de Energia Nova, ocorrido em 28 de novembro de 2014, resultou na contratação de somente três projetos de termelétrica a gás, totalizando 3059 MW, dos quais, apenas um, Mauá 3, no Amazonas de 583 MW, foi baseado em gás doméstico.

Gráfico 13 – Relação reserva/produção de gás natural por empresas selecionadas em 2013



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da Petroleum Intelligence Weekly (2014).

É importante ressaltar que o prazo máximo para o planejamento da contratação no setor elétrico é de 5 anos. Ou seja, sempre que houver previsão de falta de oferta, em um horizonte superior a 5 anos, a EPE pode organizar um leilão para contratação de energia nova. Ou seja, caso um empreendimento tenha problemas de falta de combustível para um período posterior a cinco anos adiante, é possível contratar energia nova para substituir a capacidade de geração térmica.



3 PROPOSTAS PARA UMA AGENDA DE REFORMAS

O desenvolvimento de uma indústria de gás natural em terra constitui uma agenda estratégica para o Brasil. A reversão do atual contexto de escassez de gás e a dependência em relação às importações do combustível requerem a revisão da regulação setorial e a introdução de um conjunto de medidas de incentivo e apoio aos investimentos em E&P em terra, o que, dificilmente, será possível.

A concepção de uma nova política para o gás natural deve partir do reconhecimento de que o papel da Petrobras, nesta indústria, deve mudar nos próximos anos. A empresa está cada vez mais focada no desenvolvimento das formidáveis reservas de gás da área do pré-sal. O grande volume de investimentos programados pela empresa no pré-sal e nas novas refinarias deixa pouco fôlego para a empresa se lançar em uma grande campanha de exploração de gás em terra. As crescentes dificuldades enfrentadas pela empresa para financiar seus investimentos nos levam a crer que o setor privado deverá ter um papel importante no desenvolvimento do segmento de exploração em terra.

Nesse sentido, é fundamental a construção de um ambiente de negócios favorável para a expansão dos investimentos em E&P. A partir do diagnóstico realizado na Seção 2, o desenvolvimento da exploração de gás em terra requer a seguinte agenda de medidas:

1. reformas no processo de concessão de blocos exploratórios em terra;
2. reformas no processo de licenciamento técnico;
3. reformas no processo de licenciamento ambiental;
4. incentivos tributários para a exploração e produção de gás em terra;
5. incentivos específicos para o gás não convencional;
6. incentivos para o financiamento da E&P em terra;
7. incentivos para pequenas e médias empresas de petróleo e gás natural;
8. reformas na regulação downstream que facilitem a monetização do gás em terra.

3.1 Reformas no processo de concessão de blocos exploratórios em terra

Tendo em vista que os recursos do subsolo são de propriedade da nação, a política exploratória deve buscar a valorização deste ativo público através da atração de investimentos exploratório. Dessa forma, é fundamental estabelecer uma política de concessão de blocos exploratórios capaz de atrair um maior número de operadores e aumentar o volume de investimentos para o E&P em terra. Uma nova política de concessões deve ter como diretriz a redução dos riscos associados ao atual processo licitatório. Para tanto, a mudança do processo de licitação de áreas exploratórias deve levar em conta três orientações básicas:

- organização de um processo de licitações com regularidade e previsibilidade;
- consideração das diferenças entre bacias maduras e bacias de fronteira geológica na política de concessões;
- consideração da demanda das concessionárias na política de determinação das ofertas de blocos exploratórios.

A partir dessas considerações, este estudo propõe, a seguir, algumas modificações na política de concessão de blocos exploratórios.

3.1.1 Regularidade e previsibilidade do processo de licitações de áreas de exploração

É importante reduzir o elevado grau de incerteza sobre o calendário e as áreas que serão oferecidas em licitação. A participação em uma rodada de licitação exige estudos prévios e planejamento por parte das empresas, e a falta de regularidade na realização das rodadas no Brasil dificulta o planejamento dos investimentos na exploração por parte dos investidores potenciais, até porque o Brasil compete com outros países para investimentos na E&P, e as empresas que planejam participar em processos de licitação em outros países podem não estar preparadas para as licitações aqui quando o Governo decide realizar uma rodada. É preciso um calendário predefinido plurianual de leilões, já informando, de maneira geral, quais oportunidades serão oferecidas, por exemplo, áreas *offshore* e/ou *onshore*, bacias maduras e/ou de fronteiras etc.

Para poder implementar um cronograma regular de licitações, a ANP deveria se capacitar para esse fim, reforçando as superintendências de Definição de Blocos e de Promoção de Licitações. Para viabilizar licitações regulares, propõe-se que a Comissão Especial de Licitação (CEL), formada pela ANP para cada licitação, seja substituída por uma Comissão Permanente de Licitação (CPL). Esta comissão permanente poderia atuar nos trabalhos de mais de uma licitação de forma concomitante, tendo a função de organizar os processos de licitação dos blocos e habilitar as empresas participantes.

Para simplificar o trabalho da comissão, propõe-se, ainda, o estabelecimento de um período de validade para a qualificação das empresas por um período de dois anos. Ou seja, com a mesma qualificação, a empresa pode participar em mais de uma rodada de licitação.

Adicionalmente, visando reduzir as incertezas sobre as áreas que serão oferecidas em licitação, recomendamos que o processo de definição dos blocos a serem ofertados nos leilões considere áreas identificadas pelas empresas através do mecanismo de Nominção de Áreas. Esse meca-

nismo, que já existe atualmente, permite às empresas indicar para a ANP seu interesse em relação a determinadas áreas exploratórias. Entretanto, não existe nenhuma obrigação legal ou compromisso, por parte da ANP, de ofertar as áreas nominadas nas próximas rodadas.

3.1.2 Novos procedimentos licitatórios para áreas maduras

Para as áreas maduras, propõe-se que a ANP delimite um conjunto grande de blocos e peça autorização ao CNPE para ofertar, simultaneamente, os blocos selecionados em todas as bacias maduras. Esses blocos ficarão em oferta por um período de dois anos, após este período, a ANP fará uma revisão dos blocos ofertados para submissão ao CNPE.

Uma vez aprovado o conjunto de blocos ofertados, a ANP pode programar rodadas de licitações periódicas (trimestrais), através de um processo eletrônico (pregão eletrônico), quando licitará blocos que recebem manifestações de interesse através do atual mecanismo de Nominação de Áreas da ANP. Os blocos não adquiridos continuam em oferta para as próximas rodadas de licitação, na medida em que aparecerem manifestações de interesse.

3.1.3 Novos procedimentos licitatórios para áreas de fronteira

Para as áreas de fronteira geológica, propõe-se a manutenção do atual processo de licitação da ANP, com calendário anual de rodadas aprovado pelo CNPE. É importante, também, manter e reforçar o atual Plano Plurianual de Geologia e Geofísica (PPGG) da ANP.

Entretanto, para acelerar o processo exploratório em áreas de fronteira geológica, propõe-se a criação do Contrato de Avaliação Técnica Preliminar (CATP) para atrair investidores para áreas de elevado risco geológico (modelo Colombiano – ver Quadro 2 na Seção 2.2.1). Através deste contrato, empresas interessadas em realizar trabalhos geológicos em áreas de fronteira assinariam contrato de autorização com a ANP para a avaliação técnica preliminar, com obrigações de investimento (Programa Exploratório Mínimo – PEM). Após concluir os investimentos programados, a empresa autorizada pode manifestar interesse e a área é licitada pela ANP. A empresa autorizada teria preferência para cobrir a melhor

proposta da licitação para contrato de concessão para exploração. Caso decida por não cumprir melhor proposta, a empresa autorizada teria seus investimentos no CATP reembolsados pela ANP até o limite do bônus de assinatura pago pela empresa ganhadora.

No contexto atual da exploração em terra, existe uma probabilidade elevada de ocorrência de multas relativas ao descumprimento das cláusulas de conteúdo local. Para acelerar o investimento no conhecimento geológico e melhorar da atratividade exploratória no Brasil, propõe-se que as empresas possam converter as eventuais multas de conteúdo local em investimentos obrigatórios em Contratos de Avaliação Técnica Preliminar, assinados com a ANP. Assim, as empresas poderiam transformar as multas em futuros ativos exploratórios e o Governo estaria reforçando o investimento público realizado através do PPGG para melhorar a atratividade de nossas bacias de fronteira geológica.

Tabela 2 – Propostas de reformas no processo de concessão de blocos exploratórios em terra

PROPOSTAS	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
Regularidade dos leilões com calendário plurianual predefinido	MME/ANP
Criação de uma Comissão Permanente de Licitação	MME/ANP
Novos procedimentos de licitação: pregão eletrônico, qualificação das empresas interessadas por um período de 2 anos	MME/ANP
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	MME/ANP
Criação do Contrato de Avaliação Técnica Preliminar para bacias de fronteira	MME/ANP
Conversão das eventuais multas de conteúdo local em investimentos obrigatórios em Contratos de Avaliação Técnica Preliminar	MME/ANP

3.2 Propostas de reformas no processo de licenciamento técnico

Um dos principais problemas associados à estrutura regulatória da indústria de gás natural é a complexidade dos processos de licenciamento técnico e ambiental que acaba por gerar atrasos e elevadas perdas econômicas com o excesso de burocracia. As propostas para simplificação dos processos de licenciamento ambiental são tratadas no próximo item. Nesta seção, são apresentadas propostas que visam a simplificação e desburocratização dos processos de licenciamento técnico por parte da ANP.

3.2.1 Simplificação e padronização das informações exigidas nos diversos relatórios requeridos pela ANP

A padronização e a redução das informações exigidas nos diversos relatórios requeridos pela ANP, como, por exemplo, no Plano de Avaliação da Descoberta (PAD) e no Relatório Final de Avaliação de Descobertas (RFDA), simplificariam o processo documental. A uniformização das informações permite, também, reduzir os prazos para a avaliação da documentação submetida à ANP, acelerando o processo de licenciamento e reduzindo as perdas econômicas.

Outro ponto importante de ser atacado é a simplificação das informações exigidas para o caso da exploração de campos de menor dimensão e reduzida complexidade técnica localizados em terra. Nesses casos, ainda é importante frisar que as elevadas garantias financeiras exigidas como cobertura do plano de desenvolvimento se mostram pouco compatíveis com o perfil dos novos entrantes, sendo uma importante barreira à entrada no setor. Assim, a revisão ou mesmo a substituição das garantias financeiras por uma atuação mais rígida da ANP na fiscalização da execução do Programa Exploratório Mínimo (PEM) de campos em terra de menor dimensão poderia atrair mais empresas para o setor. Nessas situações, é importante, contudo, mudar o contrato de concessão, de forma a facilitar de retomada dos blocos concedidos como penalidade para a não execução do PEM.

3.2.2 Revisão e simplificação dos processos de certificação de conteúdo local para blocos exploratórios em terra

Ainda dentro da agenda de reformas da regulação, a política de conteúdo local do Governo brasileiro tem se mostrado incompatível com o atual estado de desenvolvimento da cadeia de fornecedores. Os primeiros entraves associados a essa política são a lentidão e a complexidade das certificações. Assim, é importante que se simplifique o processo de certificação de conteúdo local para exploração em terra.

Outro ponto fundamental é o equilíbrio entre o nível de exigências de conteúdo local e os objetivos de aceleração dos investimentos em exploração e produção em terra, o que exige uma maior flexibilidade das metas. Isto é, a substituição de metas de uma categoria de produto para outra deveria ser permitida quando devidamente justificada.

Outra mudança desejável é a criação de mecanismos alternativos de aplicação de multas sobre o conteúdo local que não penalize os operadores pelo não desenvolvimento da cadeia de fornecedores domésticos. A conversão de multas em PEM de Contratos Avaliação Técnica Preliminar (CATP) e outras opções de conversão poderiam ser criadas. A conversão em gastos de pesquisa e desenvolvimento e/ou treinamento e a capacitação da mão de obra local são opções que contribuiriam para acelerar o desenvolvimento da exploração em terra.

3.2.3 Simplificação do processo de importação de máquinas e equipamentos para exploração em terra

Paralelamente à flexibilização da política de conteúdo local, é importante a promoção de uma política específica para a fabricação no Brasil de equipamentos básicos para a exploração em terra, em particular, de sondas de perfuração terrestres e caminhões de levantamento de sísmica (vibroscis). No entanto, enquanto a oferta de bens e serviços locais não estiver adequada, é importante a simplificação do processo de importação de máquinas e equipamentos para exploração em terra a partir da criação de portos secos perto das áreas de produção em terra e de uma melhor capacitação da aduana.

Tabela 3 – Propostas de reformas no processo de licenciamento técnico

PROPOSTA	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
Padronização e redução das informações exigidas nos diversos relatórios requeridos pela ANP, como, por exemplo, o Plano de Avaliação da Descoberta (PAD), e no Relatório Final de Avaliação de Descobertas (RFDA)	ANP
Simplificação das informações exigidas para blocos e campos de menor dimensão e de reduzida complexidade técnica localizados em terra	ANP
Para campos em terra de menor dimensão, redução das garantias financeiras ou mesmo substituição por uma atuação mais rígida da ANP na fiscalização da execução do Programa Exploratório Mínimo (PEM)	ANP
Simplificação do processo de importação de máquinas e equipamentos para exploração em terra a partir da criação de portos secos pertos das áreas de produção em terra e de uma melhor capacitação da aduana	MME/MDIC

3.3 Propostas de reformas no processo de licenciamento ambiental

Em relação aos processos de licenciamento ambiental, os problemas podem ser resumidos em dois grupos:

- i) morosidade e elevado risco do processo de concessão de licenças;
- ii) crescente judicialização do licenciamento em função da exploração de recursos não convencionais.

Em relação à morosidade e ao risco do processo de licenciamento, é fundamental que se promova uma simplificação e desburocratização dos processos de concessão de licenças ao nível estadual. A padronização dos procedimentos e das informações exigidas em cada etapa do processo de licenciamento é essencial para evitar comportamentos arbitrários e discriminatórios por parte dos órgãos estaduais. Isso não só reduziria o tempo gasto com a obtenção de licenças, como também diminuiria os espaços para uma má governança corporativa.

Outra importante mudança seria a divulgação de informações detalhadas sobre as restrições e os requerimentos ambientais para cada bloco ofertado nas rodadas de licitação da ANP. Isso não só tornaria o processo posterior de obtenção de licenças mais ágil, como sinalizaria, com maior transparência, os riscos envolvidos na exploração e produção em

determinadas áreas. Os estudos ambientais para detalhamento das restrições ambientais dos blocos a serem licitados podem ser desenvolvidos acordos de cooperação técnica entre a ANP e os órgãos ambientais estaduais. Adicionalmente, estes acordos deveriam permitir que a ANP elabore pareceres técnicos sobre risco de impactos ambientais a pedido das agências reguladoras estaduais.

Para atacar o segundo grupo de problemas, propõe-se um maior envolvimento do Governo Federal na construção de uma visão convergente entre os vários órgãos públicos sobre os riscos ambientais da exploração dos recursos não convencionais. Para isso, é importante que se defina uma resolução do CONAMA com orientações sobre requerimentos para o licenciamento ambiental de operações de fraturamento hidráulico de poços não convencionais.

É importante ressaltar que, apesar da reduzida capacitação atual dos órgãos estaduais de meio ambiente (OEMAs), defende-se a permanência do licenciamento ambiental ao nível dos estados. Isso porque a descentralização do processo de licenciamento facilitaria acelerar o ritmo atual do esforço exploratório. Para isso, paralelamente à ação do CONAMA, deve-se investir na criação de um programa de capacitação dos órgãos ambientais estaduais sobre a exploração de recursos não convencionais, liderado pela ANP. Por fim, a exploração dos recursos em terra, em especial dos recursos não convencionais, exige uma maior coordenação do executivo com o Ministério Público e os órgãos de licenciamento estaduais.

Tabela 4 – Propostas de reformas no processo de licenciamento ambiental

PROPOSTA	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
Simplificação, desburocratização e padronização dos processos de concessão de licenças ao nível estadual	MMA/MME/ANP/ OEMAs
Divulgação de informações detalhadas sobre as restrições e os requerimentos ambientais para cada bloco ofertado nas rodadas de licitação da ANP	OEMAs/ANP
Resolução do CONAMA com orientações sobre requerimentos para o licenciamento ambiental de operações de fraturamento hidráulico de poços não convencionais	MMA/MME/ANP
Criação de um programa de capacitação dos órgãos ambientais estaduais sobre a exploração de recursos não convencionais, liderado pela ANP	MME/ANP

3.4 Propostas de incentivos tributários para a exploração e produção de gás em terra

Como já mencionados, a baixa densidade energética do gás natural e os elevados custos associados ao seu transporte reduzem a atratividade da sua exploração e produção, principalmente quando se compara com a rentabilidade da exploração e produção de petróleo. Nesse sentido, o aproveitamento das reservas de gás natural, em particular daquelas de gás não associado, em países com elevado potencial petrolífero, depende de incentivos fiscais e tributários para as atividades de E&P de gás. De fato, em muitos casos, sem esses incentivos corretamente aplicados, a atividade de exploração não se desenvolve.

Como foi mostrado, neste estudo, o regime do REPETRO e o Convênio de ICMS têm sido os principais instrumentos de incentivos fiscais para a indústria de petróleo e gás no País. Contudo, quando se analisa as estruturas desses esquemas de incentivos, percebe-se a baixa adequação para as atividades de exploração em terra. Assim, é importante que se desenvolva um REPETRO voltado exclusivamente para a cadeia produtiva que serve os concessionários terrestres. Outra importante mudança é a 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.

Outro problema identificado foi a falta de coerência entre a lista de bens **repetráveis** e do Convênio de ICMS. Dessa forma, é fundamental que se homogeneíze essas duas listas de bens. Outra importante medida é a criação de portos secos próximos às áreas de produção em terra. Isso permitiria a melhor utilização dos benefícios do REPETRO na produção *onshore*.

No que se refere às participações governamentais, é importante que se incentive a produção de gás natural. Nesse sentido, a adoção de alíquotas de *royalties* e de participação especial diferenciadas e menores para o gás natural tem sido um instrumento utilizado por muitos países para promover a indústria de gás natural. Na província de Alberta no Canadá, por exemplo, o governo definiu para a produção de gás não convencional um *royalty* igual a 5% durante os 12 primeiros meses de produção (ALBERTA

ENERGY, 2014). Na Colômbia, como mencionado anteriormente, os *royalties* cobrados pelo gás são sempre uma fração dos *royalties* cobrados do petróleo. Ademais, em 2011, o Governo passou a aplicar um desconto de 40% sobre os *royalties* da produção de gás não convencional (ANH, 2014 e US EIA-DOE, 2014b).

Outro eixo importante de mudanças está associado à cobrança do ICMS. Primeiramente, é importante isentar o gás natural vendido para térmicas do ICMS ou desenvolver novas formas de utilização dos créditos de ICMS. Como mencionado, a tributação de ICMS sobre a venda de energia elétrica ocorre no destino de forma que as termoelétricas a gás natural não conseguem abater os créditos de ICMS gerados na compra do insumo.

Outra mudança importante na tributação do ICMS se refere ao incentivo dado ao autoprodutor de energia elétrica. Quando uma distribuidora de energia elétrica adquire a energia de um gerador com mesmo CNPJ, não há cobrança de ICMS, como acontece, por exemplo, quando a usina da CEMIG vende para a distribuidora da CEMIG no estado de Minas Gerais. O Supremo Tribunal de Justiça entende que, se tratando de um mesmo CNPJ, não configura a circulação de mercadoria e, portanto, não pode ser taxado. Nesse sentido, é importante que o benefício do ICMS zero seja estendido para a modalidade de autoprodutor integrado de gás natural (produção de gás e energia elétrica). No caso do PIS/COFINS, a isenção é mais fácil, já que não há faturamento.

Por fim, é importante que o cálculo de imposto de renda de pessoa jurídica seja revisado, permitindo a desoneração do reinvestimento realizado nas atividades de exploração e produção de gás natural. Alguns países tributam o rendimento das empresas de petróleo e gás natural descontando a parcela do lucro destinada ao reinvestimento no próprio setor. Nessa forma, há um elevado incentivo para o investimento. Essa alteração sobre a metodologia de cálculo é essencial para as pequenas e médias empresas de gás natural, uma vez que o acesso dessas ao capital de terceiros é bem reduzido, exigindo uma elevada participação do capital próprio nos seus investimentos.

Tabela 5 – Propostas de incentivos tributários para a exploração e produção de gás em terra

PROPOSTA	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
Desenvolvimento de um REPETRO voltado exclusivamente para a cadeia produtiva que serve os concessionários terrestres	MME/MF
Criação de portos secos próximos às áreas de produção em terra, para um melhor aproveitamento dos benefícios do REPETRO na produção em terra	MME/MF
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	MME/MF
Homogeneização das listas de bens repetráveis e do Convênio de ICMS	MME/MF
Adoção de alíquotas de <i>royalties</i> e de participação especial diferenciadas e menores para o gás natural em terra	MME/ANP
Isenção do ICMS para o gás natural vendido às termelétricas ou desenvolvimento de novas formas de utilização dos créditos de ICMS	CONFAZ
Extensão do benefício do ICMS zero para a modalidade de autoprodutor integrado de gás natural (produção de gás e energia elétrica)	CONFAZ
Revisão do cálculo do imposto de renda de pessoa jurídica, permitindo a desoneração do reinvestimento realizado nas atividades de exploração e produção de gás natural	MME/MF

3.5 Incentivos específicos para o gás não convencional

Atualmente, o nível de conhecimento geológico sobre os recursos não convencionais no Brasil ainda é incipiente. O aproveitamento dos recursos não convencionais requer um longo processo de aprendizado tecnológico sobre técnicas de fraturamento hidráulico adequadas para o contexto geológico brasileiro.

Este aprendizado tecnológico acontece a partir de um processo de “*learning-by-doing*”. Ou seja, requer investimentos em perfuração e fraturamentos de poços em diferentes áreas geológicas para se identificar as melhores áreas (*sweet spots*) e as melhores técnicas de fraturamento. Portanto, o processo de aprendizado depende do empreendedorismo e da capacidade de investimento de produtores pioneiros que enfrentam um maior nível de risco geológico e custos de produção mais elevados.

Os EUA, na década de 1980, e vários países, mais recentemente, têm reconhecido as maiores dificuldades da exploração dos recursos não convencionais e vêm concedendo incentivos para os produtores pioneiros. No caso do Brasil, é fundamental que os arcabouços regulatório e fiscal

da indústria do gás reconheçam que os riscos e os custos para a exploração e produção de gás não convencional são muito mais elevados que o gás convencional. Assim, é de capital importância introduzir incentivos fiscais para atrair investimentos iniciais necessários ao processo de aprendizado tecnológico, que permitirá reduzir os custos da exploração do gás não convencional.

É necessário ressaltar que boa parte das tecnologias e dos segmentos importantes da cadeia de fornecedores local capacitada para atender projetos não convencionais não está disponível no Brasil. Assim, este estudo propõe incentivos específicos e uma política de apoio à exploração de gás não convencional. Estes incentivos específicos seriam:

- revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção;
- abatimento do reinvestimento em novos poços da base de cálculo do imposto de renda;
- redução do *royalty* pago sobre o gás não convencional para 5%;
- isenção de PIS-COFINS para o gás não convencional.

Além de incentivos tributários, é fundamental a concepção de políticas industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltadas para o gás não convencional.

Não menos importante, é necessário alocar 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.

Tabela 6 – Propostas de incentivos específicos para o gás não convencional

PROPOSTA	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
Revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção	MME/MF
Redução do <i>royalty</i> pago sobre o gás não convencional para 5%	MME/ANP
Isenção de PIS-COFINS para o gás não convencional	MME / MF
Criação de uma política industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltadas para o gás não convencional;	MME / MDIC
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	MME

3.6 Propostas de incentivos para o financiamento da E&P em terra

A recuperação dos níveis de investimento em exploração terrestre no Brasil exige uma política de financiamento para investimento de risco. A ferramenta necessária para o apoio à exploração de gás em terra seria, portanto, a criação de um fundo público de *private equity* para investimento em empresas envolvidas com a exploração de gás. Este fundo pode ser administrado por órgão financeiro público com experiência em *venture capital/private equity* e recrutando quadros técnicos com experiência setorial em E&P de O&G (que poderiam, de início, ser consultores independentes). Suas principais características deveriam ser:

- investimento exclusivo em empresas brasileiras concessionárias de ativos de E&P de O&G com ativos em terra e de potencial de produção de gás;
- capital comprometido de R\$ 8 bilhões;
- prazo de fechamento em até 7 anos;
- apoio concedido numa proporção de 1:1 do *equity* já aportado pelo concessionário mais o comprometido pelas empresas em seu Plano de Negócios. Ou seja, o fundo teria uma participação *ex-post* de 50% no capital;
- governança compartilhada e gestão profissional;
- possibilidade de saída do fundo a qualquer tempo depois da declaração de comercialidade dos ativos, com preferência para os sócios privados.

Dentre as instituições financeiras públicas com experiência em *venture capital/private equity*, destacam-se a FINEP, pioneira nesta modalidade, o BNDES e a CEF, gestora do FI-FGTS. Entretanto, como nenhuma dessas instituições tem experiência setorial no *upstream* da indústria de O&G, a escolha deve se basear em outros critérios. Parece-nos que, pelo grande impacto que deverá ter a crescente demanda das companhias investidas pelo Fundo sobre a incipiente cadeia produtiva dos fornecedores da exploração em terra e seu potencial de inovação, e pelo foco que poderá dar a esta atividade de fomento, a FINEP seria a instituição mais capacitada para gerenciar essas sinergias positivas sobre o *onshore supply chain*.

Naturalmente, deveria haver, também, absoluta coordenação com os bancos públicos trabalhando na modalidade de *project finance* na área de energia (BNDES, CEF, BB), no sentido de priorizar financiamentos às empresas na fase de desenvolvimento dos campos. Em particular, seria importante que esta prioridade se materializasse na forma de linhas mais agressivas, por exemplo, de até 80% de dívida para 20% de *equity*.

Tabela 7 – Propostas de incentivos para o financiamento da E&P em terra

PROPOSTA	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
Criação de um Fundo Público de Private Equity de apoio ao gás em terra a ser administrado por órgão financeiro público com experiência em <i>venture capital/private equity</i>	MF
Coordenação com os bancos públicos trabalhando na modalidade de <i>project finance</i> na área de energia (BNDES, CEF, BB), no sentido de priorizar financiamentos às empresas na fase de desenvolvimento dos campos	MF

3.7 Incentivos para pequenas e médias empresas de petróleo e gás

Como mencionado, é fundamental aumentar o número de empresas atuando na exploração e produção em terra no Brasil. Para isso, pequenas e médias empresas podem receber um tratamento diferenciado, visando atrair novos atores para o setor.

A Constituição Federal do Brasil, em seu Artigo 170, inciso IX, reconhece a importância do tratamento favorecido às pequenas e médias empresas para a ordem econômica nacional. Com base nesse princípio constitucional, a lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo), em seu artigo 1, inciso II, e a lei nº 12.351/2010 em seu artigo 65 definem como um dos objetivos das políticas energéticas nacionais a expansão da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Para fins de aproveitamento das medidas específicas voltadas para o aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de E&P, a ANP, através da resolução nº 32, de 2014, definiu como **empresa de pequeno porte** qualquer empresa independente ou empresa

pertencente a grupo societário que tenha qualificação de Operador C ou D, que opere — pelo menos — um contrato de concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou grupo societário, tenha produção média anualizada inferior a 1.000 boe/d de petróleo ou gás natural, no País e no exterior. No caso de enquadramento como **empresa de médio porte**, exige-se que esta seja uma empresa independente ou uma empresa pertencente a um grupo societário que tenha qualificação de Operador B ou C, que opere — pelo menos — um contrato de concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou grupo societário, tenha produção média anualizada inferior a 10.000 boe/d.

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 portes. Nesse sentido, as propostas mencionadas acima de reformas do processo de concessão, simplificação do processo de licenciamento técnico e ambiental, incentivos fiscais e tributário e financiamento já podem criar condições diferenciadas para empresas de pequeno e médio portes.

A ANP já iniciou um esforço de simplificar os processos de licenciamento técnico para as empresas de pequeno e médio portes. A ANP decidiu reduzir o número de documentos e estudos exigidos para o desenvolvimento de campos de petróleo e gás de menor porte. Além disso, decidiu simplificar parte da documentação exigida para aprovação dos planos de desenvolvimento. Esta iniciativa aponta para a direção certa e precisa ser expandida para todas as etapas do licenciamento técnico e ambiental.

Nesse contexto, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em sua resolução nº 1, de 2013, reconhece a importância das pequenas e médias empresas no desenvolvimento de bacias terrestres no Brasil. Na mesma resolução, o CNPE define como medida de estímulo às pequenas e médias empresas a realização de rodadas de licitações anuais específicas para blocos em bacias maduras e de áreas inativas com acumulações marginais.

Contudo, a resolução CNPE nº 1, de 2013, exige a exclusão de áreas com potencial para produção de recursos não convencionais das rodadas anuais. Em outros termos, o entendimento do CNPE é que os incentivos

dados às pequenas e médias empresas não se aplicam à exploração e produção de recursos não convencionais. Esta visão restringe de forma significativa o papel das empresas de pequeno e médio portes na exploração das bacias terrestres no Brasil. Sendo assim, propõe-se a modificação da resolução CNPE nº 1, de 2013, com a eliminação das restrições de oferta de blocos com potencial para os recursos não convencionais.

Tabela 8 – Propostas de incentivos para pequenas e médias empresas de petróleo e gás

PROPOSTA	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
A partir da resolução nº 32 da ANP, criar e implementar políticas de apoio e incentivos que favoreçam as pequenas e médias empresas de petróleo e gás	MME/ANP/MF
Modificação da resolução CNPE nº 1, de 2013, com a eliminação das restrições de oferta de blocos com potencial para os recursos não convencionais	MME

3.8 Reformas na regulação *downstream* que facilitem a monetização do gás em terra

A criação de um ambiente atrativo para os investimentos na exploração e produção de gás natural em terra passa por mudanças de regras que permitam a comercialização do gás no mercado nacional a preços justos para os produtores e compradores. Para tanto, é fundamental um conjunto de medidas que permitam um ambiente de negócios competitivo na indústria de gás natural.

3.8.1 Promoção do livre acesso à infraestrutura de transporte

É fundamental aprimorar as regras de acesso de terceiros aos gasodutos que já estão fora do período de exclusividade de dez anos. Para isso, são necessárias:

- i) informações transparentes em relação à capacidade dos gasodutos (total, contratada, disponível, ociosa);
- ii) fixação transparente de tarifas de acesso;
- iii) definição de regras favoráveis para utilização de capacidade contratada ociosa;

- iv) definição de regras para a ampliação de gasodutos que já estão fora do período de exclusividade, mas não têm capacidade disponível.

É fundamental, ainda, implementar uma regulamentação para o acesso aos gasodutos através do mecanismo de troca operacional de gás criado pela Lei do Gás, de 2009. Esta regulamentação passa pela definição dos critérios para solicitação do serviço de troca operacional e para as tarifas dos serviços de troca operacional.

3.8.2 Realização de leilões de compra de gás pelas distribuidoras e pelas termelétricas

Como foi demonstrado na Seção 2 deste estudo, um grande obstáculo que novos produtores enfrentam é a dificuldade de acesso ao mercado de gás natural. Para criar um mercado mais competitivo de gás natural, propõe-se a organização pela ANP de leilões de compra de gás natural pelas térmicas e pelas distribuidoras. No que tange às distribuidoras, este estudo propõe a organização de leilões de compra com adesão voluntária de distribuidoras de gás. Esses leilões seguiriam a seguinte metodologia:

- o MME propõe às distribuidoras de gás organizar um leilão de compra de gás seguindo procedimentos e regras semelhantes ao leilão do mercado regulado de energia;
- as distribuidoras de gás aderem voluntariamente a um *pool* para compra de gás através de leilão a ser realizado pela ANP;
- cada distribuidora participante define o volume desejado para um contrato com prazo de entrega e validade predefinido;
- a ANP habilita potenciais vendedores (produtores, importadores, comercializadores) de gás e realiza o leilão;
- cada vendedor assina contratos de fornecimento de gás com todas as distribuidoras participantes do *pool*.

Com relação ao leilão de compra de gás para projetos térmicos, é fundamental aprimorar a metodologia do planejamento da expansão da geração termelétrica. Nesse sentido, é importante que o planejamento do setor elétrico considere o papel das térmicas como âncora para projetos de dutos de escoamento e/ou transporte de gás natural. Este fato justificaria

a definição por parte da EPE de projetos térmicos específicos (térmicas estruturantes) a serem oferecidos para os investidores através de contratos no mercado regulado de energia elétrica.

A proposta deste estudo é que a EPE organize leilões específicos para térmicas a gás natural, de acordo com a seguinte metodologia:

- a EPE elabora um projeto de geração térmica em local específico;
- a ANP organiza um leilão para fornecimento de gás natural para o projeto definido pela EPE;
- uma vez definido o vencedor do leilão de gás a EPE realiza outro leilão para definição do investidor na construção da térmica. Neste caso, ganha o leilão o investidor que exigir a menor tarifa desconsiderando-se o custo do gás natural.

3.8.3 Revisão do papel do PEMAT

Além de indicar os gasodutos que são imediatamente “licitáveis”, o PEMAT deveria servir, também, como planejamento indicativo para a futura expansão da malha de gasodutos nacionais. O PEMAT poderia indicar onde seria desejável localizar novos gasodutos, considerando as diretrizes de política para o setor de gás e para outros setores que impactam ou são impactados por ele (por exemplo: o setor elétrico).

O planejamento indicativo tem como importante função a sinalização de possíveis oportunidades futuras para os agentes da cadeia, em particular para: (i) empresas que estão decidindo hoje se vão ou onde investir em exploração (em função das áreas oferecidas nas rodadas de E&P da ANP); (ii) concessionários de E&P com descobertas de gás que precisam obter financiamento para avaliar e desenvolver essas descobertas; e (iii) empresas interessadas em implantar um projeto termelétrico ou planta industrial de grande porte (que pode se tornar âncora de novos gasodutos).

O PEMAT deveria fornecer um quadro indicativo dos mercados potenciais de gás natural e da evolução futura da infraestrutura, que possa promover a exploração de novos recursos de gás, especialmente em terra. Um plano geral do Governo que aponte para os mercados a serem atendidos

pode ser de grande auxílio para que pequenas e médias empresas que estão explorando em terra possam justificar seus investimentos e obter financiamentos. Sem esse quadro, a exploração em terra e a interiorização do gás permanecerão um sonho longínquo e a oferta do gás continuará refém da lógica do petróleo e dos altos custos da exploração *offshore*.

O planejamento indicativo poderia identificar projetos de gasodutos que não são imediatamente licitáveis, mas que poderiam vir a sê-lo em futuro, “projetos preliminares”. Neste caso, os estudos de viabilidade para esses gasodutos seriam menos detalhados. Seria importante sinalizar as condições de viabilidade destes gasodutos, ou seja, indicar a escala de demanda e/ou de oferta que viabilizaria o projeto. A cada edição do PEMAT, esses “projetos preliminares” poderiam ser reavaliados em função de novas informações sobre oferta, demanda, custos e preços

O PEMAT poderia incluir “gasodutos estruturantes”, conforme objetivos de políticas setoriais e regionais. Gasodutos estruturantes são projetos definidos pelo Governo que podem necessitar de um suplemento de financiamento (por exemplo: via parcerias público-privadas – PPP). O PEMAT também deveria propor gasodutos que interconectam diferentes áreas de distribuição, quando existe um mercado que pode ser atendido mais economicamente por gás advindo de outra área de distribuição. Se essas interconexões não forem feitas por um gasoduto de transporte, as distribuidoras acabarão construindo dutos para atender a seus mercados de maneira muito mais ineficiente (dutos mais longos e possivelmente de menor capacidade, com decisões de investimento mais demoradas), onerando a tarifa final dos consumidores.

Deveria ser implementado um planejamento indicativo integrado de térmicas e gasodutos, visando propor térmicas como âncoras para expansão da malha de gasodutos de transporte e para o desenvolvimento de novos mercados de gás. Nesse sentido, o PEMAT deveria sinalizar onde seria desejável e viável localizar projetos térmicos, tendo em consideração as previsões de nova oferta de gás. Caso contrário, as termelétricas serão colocadas em boca de poço e, portanto, não serão âncora de nenhum gasoduto.

3.8.4 Propostas para revisão das regras para projetos de geração termelétrica

Finalmente, é fundamental rever as regras dos leilões de energia nova para viabilizar uma integração sustentável do mercado de gás natural com o mercado elétrico. Este estudo propõe a elevação do teto da inflexibilidade térmica. O despacho na base é uma condição necessária para a viabilidade de projetos de produção de gás não integrados com a rede de transporte específica. Nesse sentido, é importante permitir que produtores que não tenham condições de flexibilizar a produção de gás possam ofertar seu produto a preços mais baixos, permitindo um maior despacho térmico do projeto.

Propõe-se a redução do volume de reservas comprovadas requerido para habilitação de projetos térmicos a gás no leilão de energia nova. Para isso, é necessário estabelecer novas regras de habilitação para esses projetos, considerando uma relação entre o volume a ser comprovado e o despacho esperado da térmica. Propõe-se, ainda, que as reservas comprovadas devam ser suficientes para cinco anos de consumo da térmica a partir do início da operação. Já no começo da operação da térmica, o agente termelétrico ficaria obrigado a enviar anualmente comprovação novos volumes de reservas, mantendo sempre uma comprovação mínima de reservas para cinco anos de geração da térmica.

Por fim, propõe-se que, através do planejamento integrado do setor elétrico (Plano Decenal) e do setor de gás (PEMAT), a EPE proponha projetos térmicos âncoras para expansão de gasodutos (térmicas estruturantes). A oferta de gás para esses projetos seria determinada através de leilões de compra de gás, permitindo a participação de produtores e importadores de forma competitiva.

Este estudo propõe as seguintes medidas para o desenvolvimento de uma indústria de gás competitiva:

Tabela 9 – Propostas de incentivos para o financiamento da E&P em terra

PROPOSTA	A QUEM DEVE SER ENDEREÇADA
Promoção do livre acesso à infraestrutura de transporte, com a implementação da troca operacional	MME/ANP
Organização de leilões de compra de gás pelas distribuidoras e termelétricas	MME/ANP/EPE/ANEEL
Revisão do papel do PEMAT	MME/EPE
Revisão das regras para projetos de geração termelétrica	MME/ANP/ANEEL

REFERÊNCIAS

AFONSO, J. R.; CASTRO, K. P. *Tributação do setor de petróleo: evolução e perspectivas*. [S.l.]: BNDES, 2010. (Texto para Discussão, n. 12).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS DE COLOMBIA - ANH. *Modelo de contrato de avaliação técnica*. 2014. Disponível em: <<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratacion-EyP-y-TEAS/Contratacion/Minuta%20TEA%20PDF.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Diretrizes ambientais da décima segunda rodada de licitações*. 2013. Disponível em <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/Diretrizes_Ambientais.asp>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Edital de licitação para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural: décima segunda rodada de licitação*. 2013b. Disponível em:

<http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_R12/Pre-Edital_R12.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Anuário estatístico*. 2014. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Participações governamentais na lei do petróleo, quarta rodada de licitação*. 2002. Disponível em:

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round4/arquivos_r4/workshop/PartGov-R4.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Portaria nº 90 de 2000*. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Resolução nº 21 de 2014*. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Resolução nº 30 de 2014*. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 20 fev. 2015.

AIE. *World energy outlook*. Paris: [s.n.], 2013.

ALBERTA ENERGY. *PNG sales and registration*. 2014. Disponível em: <<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/1087.asp>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

ALBERTA ENERGY REGULATOR. 2014. Disponível em: <<http://www.aer.ca/>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

ALMEIDA, Edmar. The brazilian natural gas sector. In: BLANCO, P.; BENAVIDES, J. (Orgs.). *Gas market integration in the southern cone*. Washington: Inter-american development bank, 2005.

ALMEIDA, Edmar; FERRARO, Marcelo. *Indústria do gás natural fundamentos técnicos e econômicos*. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

BNDES. *Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro*. 2014. Setorial 37. Petróleo e Gás. P. 33 -88.

BP. *Statistical review of world energy 2014*. 2014. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

BRASIL. *Emenda constitucional n. 9, de 09 de novembro de 1995*. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em: 20 fev. 2015.

BRASIL. *Lei 11.909, de 4 março de 2009*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm>. Acesso em: 20 fev. 2015.

BRASIL. *Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acesso em: 20 fev. 2015.

BRASIL. *Portaria interministerial MME/MMA Nº 198 de 5.4.2012 – DOU 9.4.2012*. Disponível: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_interm/2012/pinterm%20198%20-%202012.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_interm/2012/pinterm%20198%20-%202012.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0)>. Acesso em: 20 fev. 2015.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS (CAPP). 2014. Disponível em: <<http://www.capp.ca/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

CARDOSO, L.. *Procedimentos e aspectos legais do licenciamento ambiental das atividades e&p no estado da Bahia*. 2014. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 20 fev. 2015.

D'APOTE, Sylvie; CASTAÑO, Agustin. *Geopolitics and natural gas in South*

America. 2012. Article prepared for the International Gas Union (IGU) Newsletter.

ENVIRONMENT CANADA. 2014. Disponível em: <<http://www.ec.gc.ca/default.asp?lang=en&n=FD9B0E51-1>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

EPE. *Plano decenal de expansão de energia*. 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategorialD=345>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

EY. *Global oil and gas tax guide*. 2014. Disponível em: <[http://www.ey.com.br/Publication/vwLUAssets/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014/\\$FILE/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014.pdf](http://www.ey.com.br/Publication/vwLUAssets/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014/$FILE/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014.pdf)>. Acesso em: 20 fev. 2015.

FRITSCH, Winston. Independents oil and gas companies. In: PEREIRA, Eduardo (Org.). *The encyclopaedia of oil and gas law: volume one: upstream*. Global Law and Business. 2014. Londres. Acesso em: 20 fev. 2015.

GELB, B. *The crude oil windfall profit tax act: context and content*. 1983. Disponível em: <<http://energytaxfacts.com/assets/uploads/2013/02/CRS-Windfall-Profits-Tax-Analysis-1981.pdf?d879e4>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

IEA - International Energy Agency. *Estatísticas por país*. 2014. disponíveis em: <<http://www.iea.org/statistics>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

KUUSKRAA, Vello; GUTHRIE, Hugh. Translating lessons learned from unconventional natural gas R&D to geologic sequestration technology. 2001. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/1a3.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2015.

LAJOUS, A. *Mexican energy reform*. 2014. Disponível em: <<http://www.goldmansachs.com/our-thinking/our-conferences/north-american-energy-summit/reports/cgep-mexican-energy-reform.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

LAW B. E.; CURTIS J. B. Introduction to unconventional petroleum systems. In: *American association of petroleum geologists bulletin*. v. 86, p. 1851-1852. 2002.

MME. *Boletim anual de exploração e produção*. 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

MME. *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural*. 2014. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/spg/menu/boletim_acompanhamento.html>. Acesso em: 20 fev. 2015.

NATIONAL ENERGY BOARD. Disponível em: <<http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rcmmn/hm-eng.html>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

OKLAHOMA POLICY INSTITUTE. *Unconventional oil and natural gas production tax rates: How Oklahoma Compares to Peers*. 2015. Disponível em: <http://www.okpolicy.org/wp-content/uploads/2013/04/State_tax_comparison_study-full-2.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2015.

URUGUAY XXI. *Hydrocarbon exploration*. 2014. Disponível em: <<http://www.rondauruguay.gub.uy/LinkClick.aspx?fileticket=fwZnrVfpsYE%3D&-tabid=288>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - US EIA-DOE. Energy Information Agency. *Estatísticas por país*. 2014a. Disponível em: <<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=53&aid=1>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - US EIA-DOE. Energy Information Agency. *Country Analysis Briefs: Colômbia*. 2014b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CO>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - US EIA-DOE. Energy Information Agency. *Country Analysis Briefs:*

Argentina. 2014b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=AR>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - US EIA-DOE. Energy Information Agency. *Country Analysis Briefs: Peru*. 2014b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=PE>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - US EIA-DOE. *Eagle ford region: drilling productivity report*. 2014c.

VAGNETTI, Robert; MCSURDY, Sandra. *Modern shale gas development in the United States: a primer*. U.S. department of energy. Office of fossil energy and national energy technology laboratory. Abr. 2009.

WANG, Z.; KRUPNICK, A. *A retrospective review of shale gas development in the United States: what led to the boom?* Washington, 2011.

ZIEGENFUSS, K; CHAPMAN, D. *Leasing of Natural Gas drilling rights on public and private land in New York*. 2014. Cornell University. Ithaca, New York, 2003. Disponível em: <http://dyson.cornell.edu/outreach/extensionpdf/2003/Cornell_AEM_eb0315.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2015.

ENTREVISTAS REALIZADAS

Alejandro Duran, Schlumberger

Aníbal Santos Júnior, Secretário Executivo da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo (ABPIP)

Damian Popolo, Parnaíba Óleo e Gás

Frederico Macedo, Cemes Petroleo

Gerson Scheufler, Petra Energia

Humberto Zica, Cemes Petroleo

José Gutman, Diretor Adjunto, ANP

Jose R. Cotello, Petra Energia

Juliana Neiva, Petra Energia

Miguel Nuñez, Gerente, Imetame Energia

Richard Dixon, Diretor, Alberta Energy Regulator (Canada)

Winston Fritsch, CEO, Petra Energia

CNI**Diretoria de Relações Institucionais – DRI**

Mônica Messenberg Guimarães

Diretoria de Relações Institucionais

Gerência Executiva de Infraestrutura - GEINFRA

Wagner Ferreira Cardoso

Gerente-Executivo de Infraestrutura

Rodrigo Sarmento Garcia

Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM

Carlos Alberto Barreiros

Diretor de Comunicação

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP

Carla Gonçalves

Gerente-Executiva de Publicidade e Propaganda

Armando Uema

Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato

Diretor de Serviços Corporativos

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Maurício Vasconcelos de Carvalho

Gerente-Executivo de Administração, Documentação e Informação

Gerência de Documentação e Informação – GEDIN

Mara Lucia Gomes

Gerente de Documentação e Informação

Alberto Nemoto Yamaguti

Normalização

INSTITUTO DE ECONOMIA – UFRJ**Grupo de Economia da Energia – GEE**

Prof. Edmar de Almeida (Coordenador)

Marcelo Colomer

Sylvie D'Apote

Manuela Lion

Mayara Motta

Laura Meza

Equipe Técnica

Editoração eletrônica e revisão

MC&Design Editorial

