



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Departamento de Política de Exploração e Produção de
Petróleo e Gás Natural

GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA DE
REVITALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS
TERRESTRES - REATE

Brasília, 15 de setembro de 2017

Sumário

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	2
2. INTRODUÇÃO	3
2.1 Histórico	3
2.2 Programa Reate.....	4
3. MOTIVAÇÃO	6
4. ANÁLISE SITUACIONAL DO SEGMENTO <i>ONSHORE</i> E PLANOS DE AÇÃO.....	9
4.1 Políticas Governamentais.....	10
4.1.1 Oferta de Áreas	10
4.1.2 Conteúdo Local.....	12
4.1.3 Participações Governamentais.....	14
4.1.4 Tributos	15
4.1.5 Marco Legal e Regulatório	16
4.1.6 Financiamento de E&P Terrestre	17
4.1.7 Recursos Petrolíferos de Baixa Permeabilidade.....	18
4.2 Regulação	20
4.2.1 Gestão Regulatória de Áreas Terrestres	20
4.2.2 Garantia de Compromissos Contratuais	21
4.2.3 Participações Governamentais – Regulação	21
4.2.4 Prorrogação da Fase de Exploração	22
4.2.5 Adequação Regulatória e Simplificação Contratual	23
4.2.6 Acesso ao Banco de Dados de E&P	25
4.2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.....	26
4.3 Infraestrutura e Comercialização	27
4.3.1 Comercialização e Consumo Interno.....	27
4.3.2 Adequação do Modelo “Reservoir-to-Wire”	29
4.3.3 Uso do Gás Natural na Geração Distribuída.....	30
4.3.4 Escoamento e Tratamento.....	32
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	33

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Este relatório tem por objetivo apresentar o estudo diagnóstico das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em áreas terrestres (ou *onshore*). O diagnóstico setorial foi realizado pelo Grupo de Trabalho - GT Interinstitucional do Programa Reate, criado em 27 de janeiro de 2017. O GT foi composto por representantes do Ministério de Minas e Energia (MME), da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A fase inicial desse projeto teve por base levantamento dos assuntos críticos concernentes às atividades terrestres de E&P obtidos por meio da participação do MME em fóruns específicos, documentos encaminhados ao MME e de questionário enviado às empresas e associações da indústria. A partir das informações coletadas, elaborou-se um diagnóstico da situação de E&P em áreas terrestres, desenvolveu-se planos de ação e elencou-se os resultados esperados.

A situação atual apresenta os problemas levantados e as ações realizadas em prol do aumento da produção de petróleo e gás natural em terra, desde a edição da Lei nº 12.351, de 2010, que contém comando relativo a implementação de política e medidas específicas visando ao aumento da participação das empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Esses assuntos foram então classificados em três áreas temáticas: Políticas Governamentais, Regulação e Comercialização/Infraestrutura. A partir dessa classificação, foram realizadas análises situacionais que subsidiaram a criação de planos de ação e a definição dos resultados esperados de modo a atingir os objetivos propostos pelo Programa Reate.

A primeira versão do relatório foi colocada em Consulta Pública entre os dias 3 e 18 de maio de 2017 e as contribuições e sugestões foram catalogadas e analisadas. As sugestões e contribuições consideradas devidas foram incorporadas neste relatório. As propostas apresentadas serão utilizadas como subsídio à proposição de atos normativos e ações no âmbito do Programa Reate.

2. INTRODUÇÃO

2.1 Histórico

A Lei nº 12.351, de 2010, estabeleceu no Art. 65 a obrigação do Poder Executivo de “regulamentar a política e medidas específicas visando ao aumento da participação das empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no País”. Em decorrência desse comando legal, foi elaborado um diagnóstico setorial e, em fevereiro de 2011, foi realizado no MME um seminário, que teve como participantes representantes de empresas e associações da indústria, da ANP e de outros órgãos de governo, com o objetivo de avaliar temas considerados de relevância para o assunto à época.

Como resultado, a Nota Técnica nº 26/2011-DEPG/SPG/MME, de 26 de maio de 2011, apresentou um diagnóstico setorial para orientar as decisões governamentais para o desenvolvimento desse segmento. Na época, entendeu-se que o aumento da oferta de campos marginais seria a principal demanda do setor, além da simplificação das exigências regulatórias.

Na sequência, o CNPE aprovou a Resolução nº 1, de 2013, estabelecendo a política e medidas específicas para aumentar a participação das empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Outra decisão do CNPE no âmbito dessa Resolução foi a de determinar que a ANP realizasse rodadas de licitações anuais com áreas de interesse para esse segmento da Indústria. Essa Resolução criou por meio da Portaria MME nº 37, de 2014, uma Comissão com representantes deste Ministério, da ANP e de outros órgãos de governo (Casa Civil da Presidência da República; Ministério da Fazenda; Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e Serviços - MDIC; Secretaria da Micro e Pequena Empresa da Presidência da República; e Fórum Nacional de Secretários de Estado para Assuntos de Energia), com a finalidade de acompanhar as ações governamentais a serem realizadas.

Como principal resultado das Ações Prioritárias definidas por esta Comissão, a ANP editou a Resolução nº 32, de 2014, definindo empresas de pequeno e médio portes para fins de aplicação dessa política. A Agência tem também atuado na simplificação regulatória de modo a reduzir custos para ativos de menor porte e rentabilidade, com destaque para a simplificação contratual ocorrida desde a 13ª Rodada – Etapa Acumulações Marginais e a desburocratização obtida com a simplificação do Plano de Desenvolvimento para Campos de Menor Produção. Adicionalmente, no que tange ao acesso aos dados, foi criado um plano diferencial de menor custo para empresas de pequeno e médio porte - EPMs.

Dada a importância da oferta regular de áreas específicas para o segmento *onshore*, a ANP realizou em 2013 duas rodadas de licitações com oferta de blocos em bacias maduras. Em 2015, a ANP realizou a 13ª Rodada de Licitações, que contou com a oferta de blocos exploratórios em bacias maduras e de

campos marginais. Na ocasião, foram definidos bônus de assinatura e programas de trabalho iniciais (PTI) mínimos para as áreas marginais, além de participações governamentais em patamares mínimos, com 5% de royalties. Essas iniciativas contribuíram para o aumento da atratividade dessas áreas.

Para a 4ª Rodada de Campos Marginais, realizada em maio de 2017, além dos aprimoramentos citados acima, houve a retirada de obrigação de conteúdo local e a redução da garantia do PTI para valores correspondentes a 30% das atividades.

Por fim, cabe salientar a criação da Coordenadoria de Campos Terrestres da ANP, em 2017, com o objetivo de identificar possíveis oportunidades de estímulo à atividade de E&P de petróleo e gás natural *onshore* e a preservação da sua importância econômica em escalas local e regional.

2.2 Programa Reate

O Programa Reate foi anunciado pelo MME em 27 de janeiro de 2017 em evento realizado na cidade de Salvador, com os objetivos estratégicos de:

- Revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional;
- Estimular o desenvolvimento local e regional; e
- Aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

O evento teve a participação, além do governo federal, de aproximadamente 200 representantes de empresas e associações da indústria, de produtores independentes de petróleo e gás natural, de secretarias estaduais de desenvolvimento e de meio ambiente, dentre outras.

O Programa Reate ampliou o foco inicial exclusivo às EPMS (Art. 65 da Lei 12.351, de 2010) tendo por público-alvo as partes interessadas e envolvidas na cadeia de criação de valor que engloba o segmento da indústria de E&P terrestre (ou *onshore*), e compreende as empresas concessionárias de E&P de petróleo e gás natural e as empresas fornecedoras de bens e serviços, as autoridades municipais e estaduais e associações patronais. O foco da iniciativa passou a ser o desenvolvimento da atividade de E&P em todas as suas etapas, ou seja, exploração, desenvolvimento, produção, redensolvimento e descomissionamento, englobando desde áreas maduras até áreas de novas fronteiras.

No âmbito do Reate foi realizado um diagnóstico situacional desse segmento da indústria, o qual teve por base documentos encaminhados ao MME por associações de empresas e entidades governamentais, além do resultado de ações já implementadas pelo governo. Assim, foram definidas iniciativas prioritárias a serem implementadas em três dimensões: Políticas Governamentais, Regulação e Infraestrutura/Comercialização. O diagnóstico e as ações compõem um plano integrado para se atingir os objetivos do Programa.

A implementação de ações governamentais no âmbito do Reate deverá contribuir para gerar sinergias em prol da melhoria da regulação e elaboração de políticas setoriais e de ambiente de negócios que irão estimular o desenvolvimento social e econômico das regiões que albergam tais atividades. Em adição, as propostas poderão gerar empregos ao longo da cadeia de valor e impulsionar o desenvolvimento local e regional.

Concomitante à estruturação do Programa Reate, o MME está desenvolvendo ao longo do primeiro semestre de 2017 seu Planejamento Estratégico para o período 2017-2021. Oportunamente, o Programa Reate foi selecionado e está sendo inserido no portfólio de projetos estratégicos do MME. Nesse contexto, os objetivos do Programa Reate alinham-se com três resultados estratégicos a serem alcançados pelo MME (ver Figura 1. Mapa Estratégico do MME):

- Aproveitamento dos recursos energéticos e minerais de forma sustentável;
- Ambiente de confiança, inovação e competitividade para os setores de energia e mineração; e
- Aprimoramento do planejamento e do monitoramento setorial.

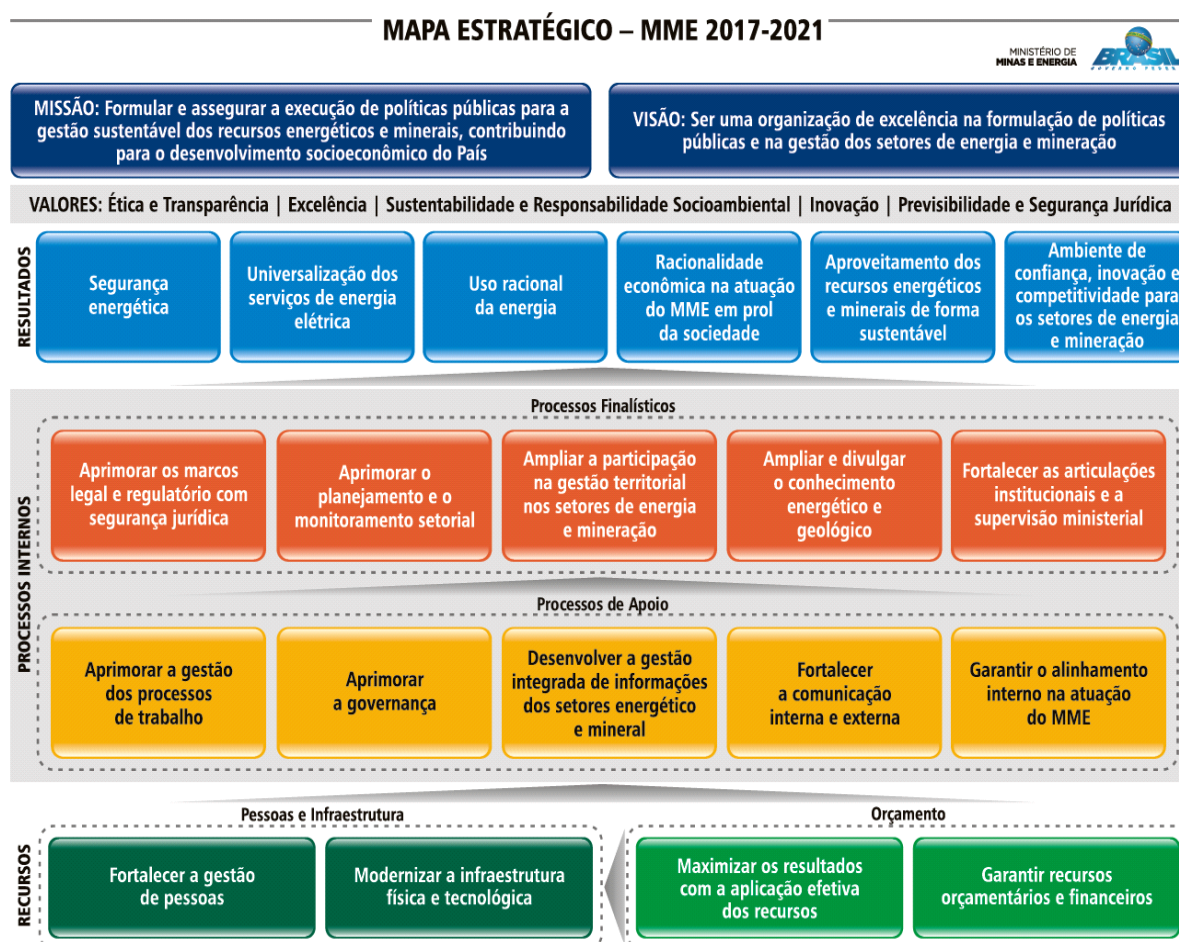
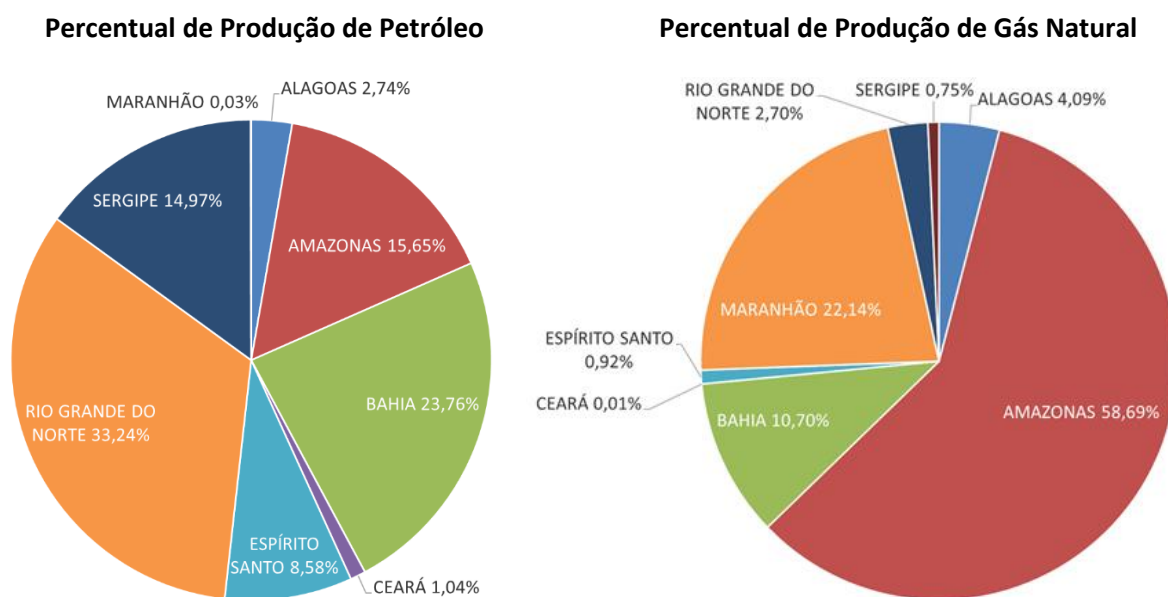


Figura 1. Mapa Estratégico MME 2017-2021.

3. MOTIVAÇÃO

Nas últimas décadas, as atividades de E&P de petróleo e gás natural no Brasil foram direcionadas para a plataforma continental (ou *offshore*), onde ocorreram descobertas de campos com maior potencial de reservas quando comparadas às descobertas verificadas em campos terrestres. Como resultado, em 2016 a produção diária nacional de petróleo em campos *offshore*, sem incluir o LGN, foi da ordem de 2,36 milhões de barris (MMbbl/d) e a de gás natural de 79,7 milhões de metros cúbicos (MMm³/d). Já a produção diária nacional em campos terrestres foi de aproximadamente 149,4 mil barris de petróleo (Mbbl/d) e 23,8 milhões de metros cúbicos de gás natural (MMm³/d).

A produção terrestre em 2016 foi obtida a partir de atividades em dez bacias sedimentares em oito estados brasileiros (ver gráfico 1 – Percentual de Produção de Petróleo e Gás Natural por Estados em 2016) e correspondeu a 5,5% da produção total de petróleo no Brasil e 23% da produção total de gás natural, sendo realizada por 23 operadores. A participação da Petrobras na produção *onshore* foi de 96% para petróleo e de 70% para gás natural.



* Os Estados do Paraná, Rio de Janeiro e São Paulo não produzem gás natural em terra.

Gráfico 1. Percentual de Produção de Petróleo e Gás Natural por Estados em 2016.

Além da disparidade entre a produção *offshore* e a *onshore*, constata-se que a produção de petróleo em bacias terrestres brasileiras entrou em declínio a partir do ano de 2005 (Gráfico 2). No caso do gás natural produzido em terra, a tendência de declínio foi interrompida em razão do aumento da produção na Bacia do Solimões em 2010 e, a partir de 2012, com o início da produção na Bacia do Parnaíba. Em geral, percebe-se que as empresas petroleiras de grande porte buscam os projetos de E&P com maior rentabilidade econômica, independentemente do risco exploratório das áreas em questão.

Produção de Petróleo e Gás Natural em terra

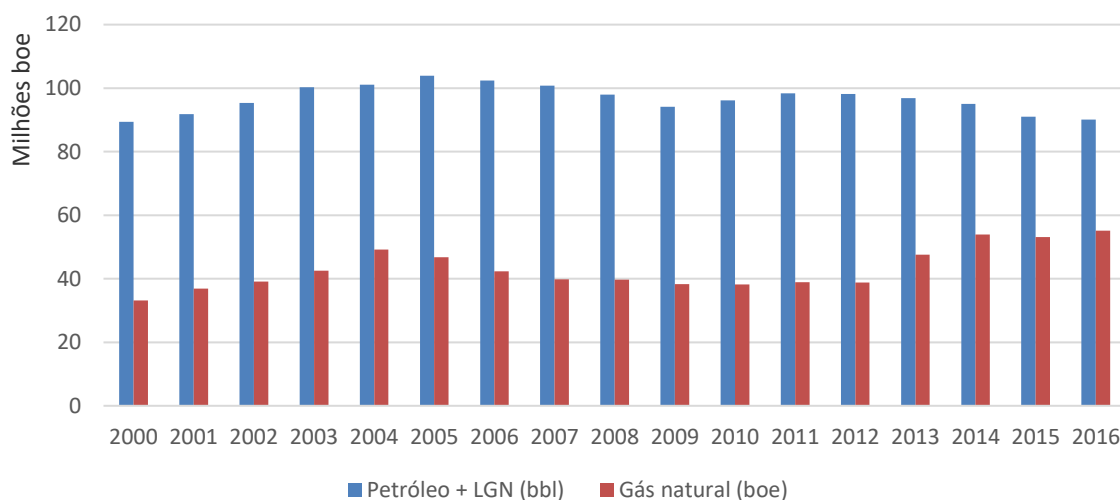


Gráfico 2 - Evolução produção de petróleo e gás natural em terra, no Brasil, entre 2000 e 2016

(Fonte: www.anp.gov.br).

O Gráfico 3 mostra a evolução do preço do barril de petróleo no mercado internacional. Pode-se considerar que a forte redução do preço do petróleo a partir de meados de 2014 afetou a Petrobras, que na época já apresentava elevada taxa de endividamento, levando a Empresa a rever seu planejamento estratégico, com redução significativa do programa de investimentos e com um plano agressivo de alienação de ativos. Nesse cenário se destaca o recente processo de venda de ativos de E&P em bacias terrestres brasileiras, que deverá aumentar o número de operadores, trazendo alterações importantes, e positivas, no ambiente de negócios.

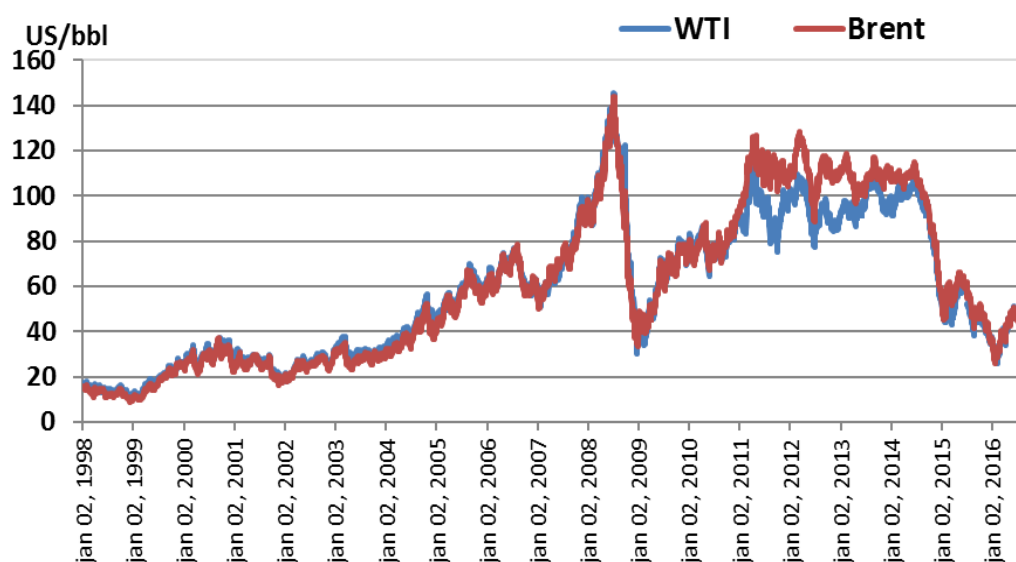


Gráfico 3 – Evolução do preço do petróleo entre 1998 e 2016 (Fonte: eia.doe.gov- 2016).

As bacias sedimentares terrestres no Brasil são de grandes dimensões, sendo que algumas delas já são consideradas maduras e outras ainda demandam aumento do conhecimento, sendo classificadas como novas fronteiras. Nas áreas de bacias maduras, embora o volume de hidrocarbonetos recuperáveis possa ser potencialmente menor, o risco de exploração também é menor em virtude do maior conhecimento geológico. Pode-se dizer que, em geral, esses ativos são mais atrativos para as empresas que buscam projetos de baixo risco e de menor necessidade de investimentos de capital para sua viabilização. Cabe ressaltar que projetos que visem o aumento do fator de recuperação, que são fundamentais para áreas maduras, demandam elevados investimentos, além de recursos para P,D&I.

Nas bacias de novas fronteiras, o conhecimento geológico é menor e consequentemente o risco exploratório é maior, o que pode exigir maiores investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (P,D&I). Esses ativos são mais atrativos para aquelas empresas que buscam criar valor a partir de avanços tecnológicos, da otimização da infraestrutura local e regional, da logística, da cadeia de suprimentos e serviços, bem como da padronização da tecnologia operacional utilizada. Localizados nas bacias maduras, os campos marginais em geral não agregam valor significativo ao portfólio das empresas de grande porte em função de sua maior estrutura de custos. Em geral estas empresas podem ser substituídas com vantagens por outras de menor porte e, portanto, com estruturas de custo menores, em geral aumentando sua produção e postergando seu corte econômico.

De modo a atrair o investimento para projetos de E&P *onshore*, o governo brasileiro tem buscado incrementar a oferta de áreas em bacias terrestres em rodadas de licitações de blocos exploratórios e de campos com acumulações marginais. De fato, a primeira oferta de áreas com essas características ocorreu em 2005, quando a ANP realizou a Primeira Rodada de Licitações de Acumulações Marginais, concomitante à 7ª Rodada de Licitações. Já nessa primeira oferta de áreas inativas com acumulações marginais havia grande expectativa de que essas ofertas poderiam ocorrer regularmente. No entanto, percebeu-se que tal modalidade de ofertas depende da agilidade do processo de devolução junto à ANP, que envolve também a definição de responsabilidades em relação a eventual passivo ambiental.

Além dos campos com acumulações marginais, o governo brasileiro também tem ofertado blocos exploratórios terrestres em bacias maduras e em bacias de novas fronteiras tecnológicas. A oferta de áreas em bacias de novas fronteiras tem por objetivo atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, possibilitando o surgimento de novas bacias produtoras e uma melhor quantificação do potencial nacional.

A regularidade de leilões de campos maduros e blocos exploratórios tem grande importância para a intensificação das atividades exploratórias e para a maximização da recuperação de petróleo e gás nas bacias terrestres. As rodadas de licitações da ANP têm demonstrado potencial de atração de novas empresas, de outros segmentos ou atuantes em outros países, para investimentos no País, além de representar estímulo às empresas fornecedoras de insumos. Considera-se também que o aumento da

atratividade do segmento *onshore* irá produzir efeitos multiplicadores para o desenvolvimento social e econômico em nível local, de vez que essas atividades geram emprego e renda locais, reduzindo assim desigualdades em nível regional.

4. ANÁLISE SITUACIONAL DO SEGMENTO ONSHORE E PLANOS DE AÇÃO

Este diagnóstico tem por objetivo identificar as fragilidades e os obstáculos enfrentados pelo segmento *onshore*, levantados durante a participação em fóruns específicos do setor e por consulta a empresas e associações da indústria, no mês de fevereiro de 2017. As contribuições permitiram o mapeamento e a definição de áreas de prioridade para a análise situacional, o desenvolvimento de planos de ação e a definição de resultados esperados.

Os assuntos elencados pela indústria foram classificados de acordo com três áreas temáticas: Políticas Governamentais, Regulação e Comercial/Infraestrutura. Cada dimensão foi classificada de acordo com a interface entre os objetivos estratégicos do MME e os objetivos do Reate. A consolidação das demandas setoriais serviu de base para a proposição de planos de ação integrados para se atingir os objetivos de revitalização da indústria do segmento terrestre de E&P de petróleo e gás natural, quais sejam:

1. Reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas *onshore*.
2. Aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos.
3. Aumentar regularmente a produção competitiva de gás natural.
4. Aumentar a atratividade das rodadas de licitações específicas.
5. Aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da industrial local e regional, nas regiões produtoras.

4.1 Políticas Governamentais

Objetivo Estratégico do MME

Aproveitamento dos recursos energéticos e minerais de forma sustentável.

Objetivo Estratégico do Programa Reate

Revitalizar as atividades de E&P terrestre, estimular o desenvolvimento local e regional e atrair investimentos.

4.1.1 Oferta de Áreas

Situação atual

Maiores previsibilidade e agilidade são fatores fundamentais no processo de oferta de áreas, visando ao aumento da área contratada em cada rodada no País. Esse aumento por sua vez é resultado da eficiência do planejamento das rodadas de licitações específicas.

Em janeiro de 2017, foi criado o Grupo de Trabalho para Política de E&P de Petróleo e Gás Natural (GT de E&P), coordenado pelo MME. Por meio da Portaria nº 147/2017, o MME submeteu à Consulta Pública minuta de Resolução CNPE, contendo diretrizes para a intensificação das atividades exploratórias por meio de um plano plurianual de oferta de áreas.

Em 11 de abril de 2017, o CNPE aprovou o calendário plurianual de rodadas de licitações de blocos exploratórios, nas modalidades concessão e partilha, e de acumulações marginais, previstas para acontecer entre 2017 e 2019. Dentre as rodadas aprovadas, a 15ª e 16ª Rodadas de Licitações na modalidade de concessão estão previstas para maio de 2018 e segundo semestre de 2019, respectivamente. A 5ª e a 6ª Rodada de Acumulações Marginais também estão previstas para maio de 2018 e segundo semestre de 2019, respectivamente. O CNPE também aprovou, na oferta permanente, a inclusão de áreas de nova fronteira com requisitos mínimos e redução dos custos de entrada.

Como resultado do planejamento plurianual das Rodadas, em 11 de maio de 2017, ocorreu a 4ª Rodada de Acumulações Marginais. A 5ª Rodada está prevista para ocorrer em maio de 2018 e a 6ª Rodada está prevista para ocorrer no segundo semestre de 2019. As áreas da 5ª e 6ª rodadas deverão ser aprovadas pelo presidente da República e publicadas em resolução do CNPE.

A 4ª Rodada de Licitações registrou um ágio médio de 1.991,52% no Bônus de Assinatura, o maior já registrado em leilões de áreas de acumulações maduras. Além do bônus, estão previstos investimentos de R\$9.100.00,00 nas áreas arrematadas. A licitação ofereceu nove áreas inativas com acumulações maduras, das quais oito foram adquiridas por seis empresas, totalizando a área de 92,89 km².

Não houve exigência de conteúdo local porque nessas áreas ele já é naturalmente alto, ficando em torno de 90%.

As áreas ofertadas na 4ª Rodada foram selecionadas em bacias maduras, com os objetivos de ampliar o conhecimento das bacias sedimentares e aumentar o fator de recuperação dessas jazidas, possibilitando a continuidade dessas atividades nas regiões onde exercem importante relevância socioeconômica. De modo a agilizar o processo de oferta de áreas, foi proposto que a ANP possa licitar, sem nova autorização do CNPE, os campos devolvidos e em processo de devolução, bem como os blocos exploratórios com descoberta que lhes sejam devolvidos, contribuindo para a rapidez na oferta dessas áreas. Tal proposição foi atendida no âmbito da Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017, que estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outras providências.

Também foi aprovada ação para dar maior previsibilidade ao licenciamento ambiental, conforme estabelecido no Art. 6º da citada Resolução CNPE, onde consta que “O planejamento de outorga de áreas levará em consideração as conclusões de estudos multidisciplinares de avaliações ambientais de bacias sedimentares, com abrangência regional, que subsidiarão o planejamento estratégico de políticas públicas, de modo a dar maior segurança e previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos, segundo as melhores práticas internacionais”. Essas ações também visam garantir a emissão de licenças ambientais para as atividades do Programa Exploratório Mínimo (PEM) antes do procedimento de licitação dos blocos exploratórios.

No que diz respeito à prorrogação da Fase de Exploração de contratos anteriores, a Resolução CNPE nº 4/2017 recomendou à ANP realizar a análise da prorrogação da Fase de exploração dos contratos de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural da 11ª Rodada de Licitações. Adicionalmente, a Resolução CNPE nº 8/2017 recomendou à ANP realizar a análise da prorrogação da Fase de Exploração dos contratos de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural da 12ª Rodada de Licitações.

Ademais, o Governo Federal está em fase de análise da possibilidade de incorporar cláusula específica para considerar motivações conjunturais e técnicas na prorrogação contratual da Fase Exploratória aos novos contratos de concessão. No caso dos contratos anteriores, a matéria deverá ser avaliada caso a caso, com base nas cláusulas contratuais já estabelecidas. Para Novas Fronteiras Exploratórias, foram considerados prazos diferenciados (entre 5 e 10 anos), já incorporados nos novos contratos de concessão.

No que concerne ao Plano de Desinvestimentos da Petrobras, embora esse esteja diretamente relacionado ao aumento da oferta de áreas terrestres, não compete ao MME ou à ANP intervir no gerenciamento de portfólio da Empresa.

Ações Prioritárias

- Dar maior autonomia à ANP na oferta de áreas terrestres oferecidas e não arrematadas e de áreas devolvidas e agilizar o procedimento licitatório das áreas com acumulações marginais.
- Aprimorar e implementar o mecanismo de manifestação conjunta (e futuramente das AAAS) para dar maior previsibilidade ao licenciamento ambiental para as atividades do PEM.
- Aprimorar critérios de avaliação das ofertas para blocos exploratórios considerando as áreas de fronteira e maduras.
- Verificar a viabilidade legal de adequação do critério de avaliação de ofertas em áreas terrestres, baseado num bônus de oferta dividido em bônus mínimo e bônus conversível em investimento¹.

Resultados Esperados

- Oferta de áreas para E&P sem restrições ambientais críticas à execução do contrato.
- Aumento na atratividade e na previsibilidade dos leilões.
- Adequação dos critérios de avaliação das ofertas de acordo com as características dos ativos.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, MMA, ANP e Oemas.

4.1.2 Conteúdo Local

Situação Atual

De modo a contemplar as iniciativas implementadas pelas empresas que contribuem para o desenvolvimento da cadeia fornecedora, foi instituído pelo Decreto nº 8.637, de 2016, o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor), coordenado pelo MDIC. O Pedefor possui um Comitê Diretivo e é assessorado por um Comitê Técnico-Operativo. As Secretarias-Executivas do Comitê Diretivo e do Comitê Técnico-Operativo são de responsabilidade do MDIC.

Como exemplo de ações realizadas, o Comitê Diretivo do Pedefor submeteu ao CNPE em novembro de 2016 a Resolução Pedefor nº 3 com propostas de alterações nas exigências de Conteúdo Local para a 4ª Rodada de Licitações de Áreas Inativas com Acumulações Marginais e para a 2ª Rodada de Partilha de

¹ A solicitação será estudada pelo GT para as Rodadinhas e as áreas a serem incluídas na Oferta Permanente. A sugestão terá que ser avaliada juridicamente, tendo em vista os requisitos da Lei 9.478, quanto à integralização do bônus no ato da assinatura "Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato."

Produção com áreas unitizáveis do Pré-sal. A Resolução sugeriu a inexigibilidade de Conteúdo Local obrigatório na 4ª Rodada de Licitações de Áreas Inativas com Acumulações Marginais (Art. 1º), por considerar que os investimentos requeridos para a operação nessas áreas sejam desproporcionais às exigências estabelecidas para as demais modalidades de licitações, além de observar o perfil das empresas atuantes nessas áreas.

Em janeiro de 2017, foi realizado procedimento de Consulta Pública sobre os percentuais de Conteúdo Local realizados pela indústria de petróleo e gás natural, de modo a levantar informações sobre a capacidade produtiva da indústria nacional e a utilizar essas informações como subsídio para a elaboração de novo modelo e definição dos percentuais de Conteúdo Local a serem exigidos a partir da 14ª Rodada de Licitações.

Em março de 2017, o Comitê Diretivo do Pedefor submeteu ao CNPE a Resolução Pedefor nº 1, com propostas de alterações nas regras de Conteúdo Local para a 14ª Rodada de Concessões de Blocos Exploratórios e para a 3ª Rodada de Partilha de Produção. A proposta apresentou diferentes exigências para blocos em terra e para blocos em mar na modalidade de concessão. Em abril do presente ano, o CNPE publicou a Resolução CNPE nº 7/2017, que estabeleceu as diretrizes para a definição de Conteúdo Local em áreas unitizáveis e aprovou as exigências de Conteúdo Local para Rodadas de Licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural a serem conduzidas pela ANP.

Ações Prioritárias

- Avaliar as demandas dos interessados em áreas terrestres em nível regional (por meio de fóruns regionais) e as medidas necessárias para o estímulo ao desenvolvimento da cadeia de bens e serviços *onshore* e encaminhar propostas ao Pedefor, alinhando com as iniciativas deste programa.
- Adequar as minutas dos novos contratos, bem como a regulação, tendo como base as diretrizes no âmbito do Pedefor.

Resultado Esperado

- Aprimoramento da Política de Desenvolvimento de Fornecedores, com reflexos na regulação e nos contratos visando ao desenvolvimento da cadeia de bens e serviços *onshore*.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, MDIC e ANP.

4.1.3 Participações Governamentais

Situação Atual

A legislação atual permite que a alíquota de royalties seja estabelecida para cada bloco leiloadado em um intervalo entre 5% e 10%. No entanto, a depender das características dos ativos, a alíquota de royalties estabelecida pode diminuir a atratividade em regiões pouco exploradas como no caso de áreas de novas fronteiras tecnológicas. Pode também diminuir a atratividade de regiões onde o aumento no fator de recuperação é importante para a viabilidade econômica, como é o caso de áreas inativas com acumulações marginais.

Por se tratar da arrecadação de recursos financeiros, a alteração nos valores dos royalties é dificultada pela divergência de interesses entre as unidades federadas e as empresas. No entanto, de modo a melhorar o ambiente de negócios e a aumentar a atratividade na contratação de áreas terrestres, a redução das alíquotas torna-se um instrumento de incentivo para aumentar a atratividade dessas áreas.

Esse tema foi objeto de decisão no âmbito do CNPE, por meio da Resolução CNPE nº 17/2017, onde foram estabelecidas diretrizes para a realização de rodadas de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural pela ANP, incluindo a de redução dos royalties, até patamar mínimo de 5%, sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos, apresentado no âmbito da solicitação de prorrogação contratual da Fase de Produção.

Em adição, entende-se que a ANP já adota critérios de risco geológico e nível de conhecimento para definir parâmetros relativos aos blocos ofertados em rodadas de licitações. A redução das participações governamentais em áreas com contratos vigentes de campos de pequeno e médio portes, nos quais pode-se associar eventual problema tecnológico, de logística ou de economicidade, demandaria a alteração contratual e o envolvimento de demais partes interessadas, como por exemplo os entes federados, no intuito de evitar a judicialização dessa matéria.

Ações Prioritárias

- Adequar o percentual das participações governamentais em áreas terrestres considerando:
 - Os *royalties* dos novos editais, com base nos riscos geológicos, tecnológicos, logísticos e econômicos em áreas terrestres (maduras, de novas fronteiras e/ou com produção predominante de gás natural), conforme preconizado no §1º, do art. 47, da Lei 9.478, de 1997; e
 - As alíquotas da Participação Especial (PE) aplicadas para campos terrestres, conforme previsto no inciso I § 1º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

- Avaliar juridicamente as alternativas para possibilitar a redução dos *royalties* sobre a produção incremental terrestre em contratos vigentes (proposição contida na Resolução CNPE nº 17, de 2017, inciso XII do art. 3º). Com base nessa avaliação, implementar plano de comunicação junto às Unidades da Federação e aos Municípios para detalhamento das vantagens e benefícios de tais incentivos (redução dos *royalties* sobre a produção incremental).

Resultados Esperados

- Aumento da atratividade das áreas terrestres.
- Estímulo a novos investimentos para o aumento do fator de recuperação dos campos terrestres.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, MF, ANP e Casa Civil.

4.1.4 Tributos

Situação Atual

A prorrogação do regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens (Repetro), que se destina às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural, deve manter a atual desoneração de certos investimentos, diminuindo as incertezas e aumentando a economicidade dos projetos. A proposta de renovação do Repetro foi trabalhada no primeiro semestre de 2017, permitindo a publicação do Decreto nº 9.128, de 17 de agosto de 2017, no DOU do dia 18 de agosto de 2017, estabelecendo a vigência do regime até 31 de dezembro de 2040. Em complemento, na mesma data também houve a publicação da Medida Provisória (MP) 795/2017, que “institui regime tributário especial para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.”

Cumprе salientar o pleito de alguns atores buscando incentivos fiscais para o desenvolvimento e operação dos projetos de *Enhanced Oil Recovery* (EOR), onde a utilização de produtos importados responde pela maior parte dos custos sendo, portanto, muito importante o estabelecimento de incentivos fiscais para desonerar sua importação ou de incentivar a fabricação desses produtos no Brasil, reduzindo assim os custos de seu fornecimento. O pleito também abrange a redução da incidência de tributos indiretos, como o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), pagos a compradores nacionais da produção que, do ponto de vista financeiro, equivaleriam a um *royalty*, e dos impostos incidentes sobre investimentos e custos operacionais, como o Imposto sobre Circulação sobre Mercadorias e Serviços (ICMS), o Imposto sobre Serviço (ISS) e outros impostos pagos pelos fornecedores de bens e serviços às empresas de petróleo.

Ações Prioritárias

- Analisar a possibilidade de redução dos impostos federais e estaduais (ICMS) sobre a produção e disponibilização, por empresas brasileiras, de bens e insumos necessários para as atividades petrolíferas em terra, especialmente para o desenvolvimento e operação dos projetos de EOR, avaliando inclusive a criação de portos secos próximos às áreas de produção em terra.

Resultado Esperado

- Identificação e avaliação das possibilidades de redução da tributação em atividades de E&P terrestre.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME e MF.

4.1.5 Marco Legal e Regulatório

Situação Atual

Em adição às portarias, instruções normativas e resoluções criadas pela ANP, as atividades de E&P podem também ser reguladas por meio de projetos de lei, sobre os quais a Assessoria Parlamentar (Aspar) do MME mantém um monitoramento constante acerca de seus objetivos, estruturas, convergências e impactos positivos ou negativos sobre as atividades de E&P, de maneira a assegurar sua coerência e previsibilidade.

Ações Prioritárias

- Aprimorar e harmonizar a regulação das atividades de E&P em áreas terrestres.
- Garantir a manutenção do prisma de hidrocarbonetos nos contratos de concessão futuros, sem cláusulas com vedações a recursos de reservatórios de baixa permeabilidade, ou a qualquer outro, em linha com a definição de bloco constante da Lei 9478 de 1997.

Resultados Esperados

- Proposta de resolução em substituição à Resolução CNPE nº1, de 2013, definindo critérios para licitação e retirando restrições à produção de recursos petrolíferos não convencionais, mantendo a definição de prisma nas próximas rodadas de licitações.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME e ANP.

4.1.6 Financiamento de E&P Terrestre

Situação Atual

Nos últimos anos percebe-se que houve sensível diminuição no acesso ao financiamento, em especial para empresas de pequeno e médio portes. O cuidado na análise da gestão de riscos e a pressão para apresentar taxas internas de retorno apropriadas têm causado entraves para o acesso a financiamentos bancários e por fundos de investimentos em participações (*private equity funds*). No entanto, cabe ressaltar que o aumento da previsão de fluxos de caixa e da maturidade do negócio e dos projetos aumentam as possibilidades de fontes de financiamento.

Para operadores independentes, que geralmente não possuem fluxos de caixa de operações, não possuem economias de escala, ou estão sujeitos a um risco mais alto devido a ter suas operações concentradas em apenas um ou poucos projetos, o desafio em captar fundos ou adquirir empréstimos é ainda maior. As especificidades das atividades terrestres no Brasil e a falta de conhecimento de potenciais investidores acerca dessas especificidades podem impactar negativamente o acesso a investimentos.

Ações Prioritárias

- Articular com potenciais investidores e órgãos financiadores, públicos e privados, para definir pontos a serem aprimorados nas resoluções da ANP e nos próprios contratos, com vistas ao financiamento das atividades de E&P, e ainda o uso de reservas certificadas como garantia nas operações de crédito, considerando ainda o modelo *reserve-based lending* (RBL).
- Avaliar a possibilidade de usar fundos do P,D&I para criar programas de amparo à pesquisa científica e tecnológica aplicados à indústria do petróleo e gás natural vinculados a campos terrestres.

Resultados Esperados

- Viabilizar a modalidade de financiamento RBL no Brasil
- Melhoria nas condições de atração de financiamento em condições razoáveis para atividades de E&P *onshore*.
- Aumentar o conhecimento das entidades financeiras acerca dos modelos de avaliação de riscos utilizados com sucesso em outros mercados petrolíferos, das especificidades do setor e da natureza dos ativos.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, ANP e EPE.

4.1.7 Recursos Petrolíferos de Baixa Permeabilidade

Situação Atual²

O avanço tecnológico das atividades de perfuração horizontal e dos métodos de fraturamento hidráulico contribuíram para viabilizar o aproveitamento dos recursos petrolíferos não convencionais nos Estados Unidos, no Canadá e atualmente no Reino Unido e na Argentina. Entende-se que o resultado positivo obtido nesses países justifica a implementação de ações governamentais no sentido de quantificar os volumes de recursos petrolíferos de baixa permeabilidade no Brasil.

Nesse sentido, uma das ações do governo para aumentar o conhecimento do potencial desses recursos não convencionais foi a realização da 12ª Rodada de Licitações em 2013. Os blocos ofertados nessa rodada foram selecionados em bacias terrestres de novas fronteiras exploratórias e bacias maduras. Naquela oportunidade, estabeleceu-se como regra que o primeiro poço perfurado na fase de exploração, nos blocos localizados nas bacias do Parnaíba, Potiguar, Paraná, Recôncavo e Sergipe-Alagoas, deveria atingir e atravessar o objetivo estratigráfico mínimo exigido, realizando perfis de poço, amostragens e análises específicas.

Observou-se, no entanto, uma forte oposição ao fraturamento hidráulico no País, materializada em manifestos e ações civis públicas muitas vezes com base em informações fragmentadas que tenderam a amplificar as expectativas de impactos ambientais, em especial, em relação à potencial contaminação de aquíferos.

De modo a estabelecer uma posição unificada, o Governo Federal propôs a discussão do tema e o aprimoramento do conhecimento no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp).

A primeira fase do projeto envolveu a pesquisa a referências internacionais, de modo a catalogar relatos de impactos documentados, medidas mitigadoras sugeridas e arranjos regulatórios adotados. Contou-se ainda com o aporte de informações acerca da questão dos recursos petrolíferos não convencionais, a partir de termos de cooperação com os Estados Unidos e ainda com estudo baseado na regulação europeia e, em especial, no Reino Unido. Como resultado foi

² Aproveitamento de Hidrocarbonetos em Reservatórios Não Convencionais no Brasil. Comitê Temático de Meio Ambiente/Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. Brasília: PROMINP/CTMA – Projeto MA 09, maio de 2016. Pp. 11-12.

elaborado o relatório intitulado “Aproveitamento de Hidrocarbonetos em Reservatórios Não Convencionais no Brasil”, que foi publicado no site da ANP em maio/2016 (link: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=82612>) Em termos operacionais, constou do relatório citado a sugestão de refinamentos à Resolução ANP nº21/2014, além de procedimentos passíveis de inclusão em futuras normas ambientais, de modo a assegurar uma maior aderência da atividade tanto em relação à segurança operacional, quanto à proteção da saúde humana e preservação ambiental.

Com base nos objetivos do Programa Reate, mostra-se oportuno retomar as discussões em torno da aplicação das técnicas de exploração e produção de recursos petrolíferos de baixa permeabilidade no País. Nesse sentido, entende-se que a realização de projeto piloto devidamente monitorado para a exploração de reservatórios de baixa permeabilidade poderia ser determinante para a capacitação dos responsáveis pelo licenciamento ambiental e ainda avançarmos na avaliação do potencial petrolífero desse tipo de recurso em nossas bacias sedimentares.

Ações Prioritárias

- Avaliar proposta de criação de incentivos tributários para atividades de E&P de recursos petrolíferos de baixa permeabilidade³.
- Propor a revogação da Resolução CNPE nº 1/2013, visando à eliminação das restrições de oferta de blocos com potencial para os recursos não convencionais (vide item 4.1.5).
- Viabilizar a realização de projeto piloto para recursos petrolíferos em reservatórios de baixa permeabilidade (não convencionais) no País, buscando compreender questões judiciais, ambientais, financeiras e técnicas. Tal projeto irá contribuir para o conhecimento do potencial petrolífero nacional e incorporação de novas tecnologias, com segurança operacional e socioambiental.

Resultado Esperado

- Criação de condições que permitam aumentar a possibilidade de produção de petróleo e gás natural oriundos de jazidas de baixa permeabilidade no segmento *onshore*.

³ Conforme sugestão da Consulta Pública: (1) revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção; (2) abatimento do reinvestimento em novos poços da base de cálculo de Imposto de Renda; (3) redução do royalty pago sobre o gás não convencional para 5%; e (4) isenção de PIS/Cofins para o gás não convencional.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, MMA, ANP, ANA e EPE.

4.2 Regulação

Objetivo Estratégico do MME

Proporcionar um ambiente de confiança, inovação e competitividade para os setores de energia e mineração.

Objetivo Estratégico do Reate

Criar regulação mais adequada e modelos licitatórios mais ágeis para aumentar a atratividade do setor.

4.2.1 Gestão Regulatória de Áreas Terrestres

Situação atual

Por muito tempo porta-vozes do segmento de E&P em terra reivindicaram a criação de uma área na ANP que pudesse dar foco à suas necessidades específicas. Como resposta, a ANP criou a Coordenadoria de Áreas Terrestres (CAT) por meio da Resolução de Diretoria nº 65, de 25 de janeiro de 2017, publicada pela Portaria nº 39, de 1º de fevereiro de 2017.

Ações Prioritárias

- Criar um “Guia do E&P Terrestre” consolidando em um único documento de referência toda a regulação existente afeta às atividades de E&P em áreas terrestres.
- Avaliar a situação dos blocos e campos terrestres em operação, em processo de devolução e por conceder, de modo a identificar possíveis oportunidades de estímulo à atividade de E&P de petróleo e gás natural e à preservação da sua importância econômica em escalas local e regional.
- Identificar os principais entraves regulatórios, socioeconômicos e ambientais e sugerir possíveis soluções para sua superação.

Resultado Esperado

- Facilitar aos novos entrantes o entendimento das regulações aplicáveis para a atividade de E&P terrestre.
- Adequação dos contratos e regulamentos aplicáveis à atividade de E&P em áreas de bacia sedimentar terrestre, de maneira a aumentar sua atratividade.

Possível Instituição Facilitadora

- ANP.

4.2.2 Garantia de Compromissos Contratuais

Situação Atual

A atividade de E&P nas bacias sedimentares terrestres, em geral, apresenta resultado econômico com margens estreitas. Ademais, a atual sistemática de definição das garantias contratuais aumenta o fator de risco nas análises de potenciais investidores. Nesse sentido, entende-se como necessário adotar soluções contratuais compatíveis e menos onerosas para as garantias que sejam prestadas pelos concessionários para o cumprimento dos compromissos junto à ANP.

Ação Prioritária

- Analisar alternativas de mecanismos de garantia menos onerosos aos concessionários, sem prejuízos ao cumprimento do contrato.

Resultado Esperado

- Aprimoramento das condições contratuais aplicáveis, com incremento da rentabilidade e, portanto, da atratividade da atividade de E&P em bacias terrestres.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME e ANP.

4.2.3 Participações Governamentais – Regulação

Situação atual

O preço de referência do petróleo adotado para cálculo das participações governamentais (royalties e outras participações) é calculado mensalmente pela ANP pela média mensal do preço do petróleo tipo Brent, em dólares por barril (US\$/bbl), ao qual se incorpora um diferencial de qualidade. Sua unidade de medida é Real por metro cúbico (R\$/m³).

Atualmente, com os preços do petróleo no mercado internacional em patamares muito baixos, o preço de compra praticado pela Petrobras, virtualmente a única compradora da produção em terra, tem se colocado abaixo do preço de referência estabelecido pela ANP. Dessa forma, os produtores de campos em terra, e independentes, sugerem que o preço de referência seja igual ao preço de venda para operadores independentes de campos com produção abaixo de determinado patamar em boe/d (a ser analisado e definido).

Considerando esta situação, a ANP realizou em 2016 a revisão da fórmula de cálculo de preço mínimo para empresas C e D e incluiu a redução dos preços mínimos, antes baseados em preços referentes a 2010, na proposta de revisão da Portaria nº 206, de 2000. Pela proposta, os preços mínimos serão baseados em frações leves, médias e pesadas. A proposta está incluída na revisão da Portaria ANP nº 206 de 2000, em andamento. Ademais, o Governo editou o Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017, que altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Assim, estima-se que a nova metodologia, que será baseada em preço de uma cesta-padrão, possa contribuir para a justa valoração da produção e definição dos valores das participações governamentais.

Ações Prioritárias

- Avaliar possibilidade de estabelecimento de preço de referência do petróleo para produtores independentes de campos com produção inferior a determinado limite, de modo a ajustar o cálculo de *royalties* para que considere os descontos facultados à comercialização por parte destes produtores.
- Implementar plano de comunicação para detalhamento das vantagens e benefícios das mudanças propostas para o cálculo do preço de referência.

Resultado Esperado

- Eliminação de distorções fiscais ocasionadas pela política de preço de referência do petróleo em um ambiente monopólio e melhoria na comunicação externa.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME e ANP.

4.2.4 Prorrogação da Fase de Exploração

Situação Atual

O Programa Exploratório Mínimo (PEM) corresponde a um conjunto de atividades exploratórias que deve ser executado pelo concessionário ou contratado durante a fase de exploração. É obrigação do concessionário ou contratado fornecer à ANP garantia financeira que assegure o cumprimento do PEM. Existem situações em que, por razões alheias à vontade do concessionário, estes investimentos se mostram inviáveis de serem realizados dentro dos prazos acordados, levando as empresas a devolver blocos e arcar com as multas previstas em contrato.

Para o caso das empresas que já realizaram parcialmente o PEM, mas não conseguiram cumprir o programa em sua integridade por razões diversas, incluindo as atuais condições desfavoráveis de mercado, o CNPE aprovou as Resoluções nº4 e nº8 de 2017 recomendando a prorrogação dos prazos da Fase de Exploração para os contratos da 11ª e 12ª Rodada de Licitações. Em continuidade, a Diretoria Colegiada da ANP autorizou em 8 de março de 2017 a realização de Audiência Pública, precedida de Consulta Pública por dez dias, para receber sugestões das partes interessadas. Ressalta-se que todos os casos serão analisados individualmente, com base nos critérios contratuais.

Ação Prioritária

- Avaliar a adequação dos novos contratos de E&P introduzindo como alternativas aspectos conjunturais e técnicos.

Resultado Esperado

- Aplicação das lições aprendidas aos novos contratos, permitindo adequações contratuais nos prazos para o cumprimento de investimentos exploratórios que levem em consideração situações que afetem a indústria e a necessidade de aumento da atratividade para investimentos no País.

4.2.5 Adequação Regulatória e Simplificação Contratual

Situação Atual

Os operadores em áreas terrestres argumentam que há a necessidade de flexibilização das exigências regulatórias para as atividades *onshore*. Algumas dessas atividades ocorrem em campos marginais ou bacias maduras, onde há menor risco e complexidade das atividades. A adequação dessas exigências permitiria um gasto menor em equipamentos e procedimentos operacionais sem comprometer a preservação das condições de segurança.

Em resposta a esse pleito, o tema segurança operacional em campos terrestres foi tratado de forma diferenciada por meio da Resolução ANP nº 2 de 2010, que inclusive dispensou os campos com produção de óleo inferior a 15 m³/dia e/ou a produção de gás natural inferior a dois mil m³/dia do cumprimento do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI). Adicionalmente, a Resolução ANP nº 46 de 2016 instituiu o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural (SGIP) e previu condições diferenciadas para os operadores que somente possuem poços exploratórios terrestres não surgentes, em campos que não contêm poços injetores.

Para ampliar o conhecimento dos operadores de campos terrestres sobre a regulação de segurança operacional, a ANP realizou em 19 de janeiro de 2017 o Primeiro Workshop de Segurança Operacional

e Meio Ambiente ANP em Campos Terrestres (Workshop SOMAT), onde foram abordados os temas de Análise de Riscos Operacionais e Abandono de Poços. A ANP realizará, no segundo semestre de 2017 o Segundo SOMAT para apresentar aos concessionários terrestres o Manual de Segurança Operacional para Campos Terrestres desenvolvido pela Agência e esclarecer as dúvidas sobre o que comunicar, como comunicar e quando comunicar, bem como o que investigar. Também está prevista a discussão da prática de planos de emergência.

Na Agenda Regulatória 2017-2018 da ANP está prevista a revisão da Resolução ANP nº 43 de 2007 com o objetivo de racionalizar e integrar os regulamentos de segurança operacional e tornar a regulação dos campos terrestres menos prescritiva de modo que seja incentivada a adoção das boas práticas da indústria. Também será revisada a Resolução ANP nº 44 de 2009, que trata de comunicação e investigação de incidentes.

No que tange à questão contratual, a partir da 3ª Rodada de Campos Marginais, a ANP simplificou significativamente o contrato de concessão de áreas com acumulações marginais e estabeleceu um Comitê de Revisão Permanente para a revisão dos contratos. Outras ações regulatórias de simplificação e desburocratização estão previstas na Agenda Regulatória 2017-2018 da ANP.

Outra questão que precisa ser abordada diz respeito ao provisionamento para as atividades de descomissionamento/abandono. Há uma demanda para que se faça uma articulação junto a órgãos de governo estaduais ou federais, que sejam responsáveis pela arrecadação, para a definição de formas de se incentivar a constituição de fundos de provisionamento para o abandono de instalações.

Ações Prioritárias

- Aprimorar os mecanismos de diálogo e de comunicação efetiva com a indústria, avaliar pertinência das demandas para simplificação regulatória e contratual, bem como definir possível cronograma de execução das alterações propostas.
- Avaliar a possibilidade de regulamentação do processo de recuperação dos valores pagos a título de Bônus de Assinatura, quando comprovado o impedimento involuntário do concessionário em realizar as operações estabelecidas em contrato por força de determinação legal, incluindo o licenciamento ambiental, ao qual o concessionário não tenha dado causa.
- Avaliar a possibilidade de elevar o volume de produção de gás natural de 2.000 m³/dia para 15.000 m³/dia como limite para obrigatoriedade da implantação do Gerenciamento da Integridade Estrutural (SGI) da ANP.
- Articular junto aos órgãos de governo estaduais e federais responsáveis pela arrecadação para definir formas de incentivo à constituição de fundos de provisionamento para o abandono de instalações.

Resultados Esperados

- Compatibilização entre as exigências regulatórias e a natureza dos ativos de campos terrestres, visando a simplificação e agilidade na execução dos contratos de concessão.
- Estabelecimento de critérios gerais para nortear a avaliação da ANP acerca da renovação das concessões e melhoria na interação e na comunicação entre a ANP e as partes interessadas.
- Implantação de projetos complementares e de revitalização e aumentar o fator de recuperação dos campos.

Possível Instituição Facilitadora

- ANP.

4.2.6 Acesso ao Banco de Dados de E&P

Situação Atual

O Banco de Dados de E&P (BDEP) da ANP possui em seu acervo mais de seis petabytes de dados técnicos gerados pelas atividades de prospecção petrolífera em todo o território nacional. Desde 2000, o BDEP recebe, avalia, armazena e disponibiliza esses dados aos solicitantes, seguindo as regras de confidencialidade estipuladas pelas normas regulatórias vigentes. Nos últimos dez anos, foram atendidas mais de 3.500 solicitações de dados de mais de 200 empresas e instituições.

Os dados técnicos das bacias sedimentares brasileiras podem ser obtidos:

- Por empresas concessionárias, cessionárias ou contratadas em seus respectivos blocos exploratórios e campos de produção;
- Por empresas especializadas, mediante autorização da ANP; e
- Pela ANP, em seus estudos para definição de blocos exploratórios, a exemplo do que vem sendo feito no âmbito do seu Plano Plurianual de Geologia e Geofísica.

De modo a facilitar o acesso de EPMS aos dados do BDEP, a ANP criou o Plano Anual ANP4, com valor subsidiado de R\$ 30.820,00 a ser pago em 12 vezes ou à vista, com 10% de desconto. Parte dos dados são também disponibilizados gratuitamente para fins acadêmicos às instituições de ensino e pesquisa.

Ação Prioritária

- Analisar a viabilidade de criar um plano de acesso aos dados do BDEP de baixo custo ou de fornecer gratuitamente dados específicos, às instituições operadoras e aos especialistas habilitados e credenciados pela ANP.

Resultado Esperado

- Melhoria da atratividade de áreas terrestres por meio da maior acessibilidade dos dados.

Possível Instituição Facilitadora

- ANP.

4.2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Situação Atual

Os recursos da cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P, D&I) podem ser aplicados nas atividades *onshore*, inclusive em formação de recursos humanos, por decisão das concessionárias afetadas pela cláusula.

A Resolução CNPE nº 17/2017, que estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, contem no inciso IV, do §1º, do art. 1º, diretriz relativa ao fomento para o desenvolvimento de novas tecnologias de investigação e de recuperação de petróleo e gás natural.

Ações Prioritárias

- Negociar com as concessionárias afetadas pela cláusula de P, D&I acerca da possibilidade de utilizar esses recursos para fomentar projetos para a indústria de E&P terrestre.
- Avaliar junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a possibilidade de acesso a fundos setoriais e opções de créditos disponíveis para P,D&I.

Resultados Esperados

- Criação de mecanismos de incentivo ao desenvolvimento e/ou de aplicação de novas tecnologias para a revitalização do segmento terrestre.
- Garantia de disponibilização de recursos para o financiamento de projetos tecnológicos capazes de alavancar investimentos em P, D&I para o segmento *onshore*.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, ANP e BNDES.

4.3 Infraestrutura e Comercialização

Objetivo Estratégico do MME

Ambiente de confiança, inovação e competitividade para os setores de energia e mineração.

Objetivo Estratégico do Programa Reate

Fortalecer a competitividade nacional buscando condições para a comercialização eficiente de óleo e gás natural e a utilização otimizada da infraestrutura e da logística

4.3.1 Comercialização e Consumo Interno

Situação Atual

Entre as dificuldades apontadas pelos produtores independentes está a comercialização de suas produções com a Petrobras, virtualmente o comprador único, justamente pelos altos custos envolvidos nas transações. Salienta-se que, em geral, a interferência governamental na condução dos negócios enfraquece o estabelecimento de um mercado aberto para desenvolvimento do País.

As limitações do mercado monopólio estão sendo amplamente discutidas no âmbito da Iniciativa Combustível Brasil, especialmente através da proposta 2 que visa “Analisar e propor mecanismos para incentivar investimentos em refino no País”, de modo a atrair novos *players*, conforme proposta 1 que trata de “Estabelecer, por meio do CNPE, um conjunto de diretrizes estratégicas para a reestruturação do mercado de combustíveis, biocombustíveis e demais derivados de petróleo no Brasil, que contemple a presença de múltiplos agentes e viabilize a realização de novos investimentos, observado o atual período de transição.” Destaca-se, ainda, a participação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), especialmente nas discussões que tratam de concentração de mercado no *downstream* da cadeia petrolífera nacional, na iniciativa Combustível Brasil.

Muitos temas relacionados à comercialização e ao consumo, bem como a infraestrutura de abastecimento, são foco tanto da Iniciativa Combustível Brasil, quanto do Programa Reate, o que corrobora a importância do alinhamento entre ambos.

Ainda no que tange às recentes sinalizações de mudanças no *downstream*, o reposicionamento da Petrobras e o aumento do número de agentes devem beneficiar o processo de comercialização dos produtores independentes. A proposição de garantia de compra de petróleo, pleito dos produtores independentes, necessita de maiores estudos sobre como se propõe a aquisição (quem deve comprar, com que recurso, a que preço) e formas de negociação.

No contexto das mudanças que vêm ocorrendo no setor de petróleo e gás brasileiro, surge a demanda dos produtores independentes para a criação do agente "Comercializador de Petróleo" na cadeia de E&P, na tentativa de buscar a convergência nas negociações.

No caso de infraestrutura para gás natural, caracterizada por indústria de rede, a dificuldade de acesso à infraestrutura pode prejudicar a concorrência, principalmente no que tange aos incentivos ao compartilhamento com terceiros. Nesse sentido, fica patente a necessidade de, mais uma vez, avaliar medidas que promovam a participação de mais agentes nesse setor.

O acesso à capacidade de transporte disponível (ou seja, não contratada) já é garantido pela Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás). Já em relação à capacidade de transporte ociosa (capacidade contratada que temporariamente não esteja sendo utilizada), o tema vem sendo estudado pela ANP, bem como a metodologia para sua estimativa. Não obstante, o Subcomitê 2 da Iniciativa Gás para Crescer estudou aprimoramentos às regras de acesso à malha de gasodutos de transporte.

Atualmente o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat), de acordo com o estabelecido na Lei nº 11.909/2009, tem como objetivo consolidar as informações e as projeções de demanda e oferta de gás natural no horizonte decenal, propor alternativas de interligação entre pontos de demanda e oferta, entre pontos de demanda ou oferta e gasodutos existentes, ou ainda ampliações para solucionar gargalos de infraestrutura. Após o estudo e detalhamento das alternativas, são recomendados ao MME os gasodutos de transporte que sejam elegíveis à outorga imediata, sendo que os demais gasodutos são reavaliados continuamente nos ciclos subsequentes dos estudos. Contudo, ampla discussão acerca dos estudos da Iniciativa Gás para Crescer, em especial no âmbito do Subcomitê 2, indicam contribuições por parte dos agentes do setor sobre os objetivos do Pemat.

Ações Prioritárias

- Consultar junto ao CADE as possíveis medidas a serem adotadas para distinguir condutas não competitivas e dialogar com a Petrobras com vistas ao equacionamento das questões de comercialização da produção dos produtores independentes.
- Verificar as barreiras ou limites existentes para o surgimento de comercializadores de petróleo e gás natural e analisar a adequação e viabilidade da atuação destes agentes na comercialização de baixos volumes.
- Avaliar e acompanhar as propostas de aprimoramento das regras de acesso à malha de gasodutos de transporte de gás natural e dos objetivos do Pemat, ambas apresentadas na Iniciativa Gás para Crescer.

Resultado Esperado

- Aumento da atratividade do setor por meio da melhoria das condições de comercialização para os produtores independentes.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, EPE, ANP e CADE.

4.3.2 Adequação do Modelo “Reservoir-to-Wire”

Situação Atual

Atualmente, há grandes dificuldades para a monetização de reservas remotas de gás natural *onshore*, onde não há infraestrutura de escoamento. Um modelo possível é *reservoir-to-wire*, implantado na Bacia do Parnaíba. Entretanto, deve-se revisitar o modelo regulatório/contratual construído, de forma a se incentivar a replicação do modelo em outras áreas/bacias. Dentre os desafios, destacam-se:

- Necessidade de uma maior flexibilidade para o período de comprovação de reservas e de operação.
- Necessidade de um Despacho Previsível com um compromisso de se gerar uma quantidade de energia anual pré-definida, com limite inferior e superior. O centro da faixa deverá ser calculado segundo os modelos utilizados para previsão de despacho da EPE.
- Necessidade de revisão do papel das distribuidoras estaduais de gás no modelo *reservoir-to-wire*.
- Necessidade de adequação do sistema progressivo de penalidades por falta de combustível conforme transcurso do *status* de deficiência do fornecimento de gás natural.

A discussão sobre o modelo *reservoir-to-wire* surge na definição deste tipo de atividade, diferenciando-a de um serviço local de gás canalizado, que se caracteriza pela movimentação e comercialização de gás canalizado a usuários finais, nas áreas de concessão estaduais, a partir dos pontos de entrega localizados nos gasodutos de transporte. Desse modo, o modelo *reservoir-to-wire* tem sua regulação regida na esfera federal e foge da obrigação de interveniência da distribuidora de gás natural local. Muitas das discussões de possíveis soluções estão sendo conduzidas no âmbito do Programa Gás Para Crescer.

Ações Prioritárias

- Acompanhar as discussões conduzidas no âmbito do Programa Gás para Crescer, em especial o tema Adequação do Modelo *Reservoir-to-wire*.
- Avaliar a proposta de estabelecimento de horizontes rolantes para a comprovação de reservas em usinas termelétricas a gás natural (“UTES”), com prazo sugerido de cinco a sete anos, bem como a proposta de se estabelecer despachos mínimos e máximos nos novos leilões de energia.
- Avaliar e acompanhar os estudos conduzidos pela Iniciativa Gás para Crescer acerca da adequação do sistema progressivo de penalidades por falta de combustível e acerca da não consideração do modelo *reservoir-to-wire* como serviço local de gás canalizado.

Resultados Esperados

- Adaptação da regulação e dos contratos para flexibilizar o período de comprovação de reservas e adequar regras de despacho.

- Correção das distorções tarifárias na distribuição de gás sob o modelo *reservoir-to-wire*.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, SPE-MME e EPE.

4.3.3 Uso do Gás Natural na Geração Distribuída

Situação Atual

Atualmente, o uso do gás natural na geração de energia elétrica via térmica tem sendo amplamente discutido, considerando a necessidade de maior flexibilidade sistêmica face às fontes intermitentes.

Uma alternativa discutida no uso do gás natural na geração de energia refere-se à implantação de geração distribuída de energia elétrica, por pequenas e médias operadoras produtoras, visando o aproveitamento do gás natural que é queimado ou ventilado durante a produção. Atualmente a geração distribuída (mini ou microgeração) é considerada viável para pequenas e médias operadoras. Em artigo recente apresentado na Rio Oil & Gas 2016, ressaltou-se um estudo referente ao campo de Canário (Catu-BA), onde são ventilados cerca de 3 Mm³/d (o máximo permitido pela ANP é 5 Mm³/d) e os autores verificaram que a geração distribuída é viável. Este exemplo destaca a necessidade da busca de alternativas tecnológicas com soluções para os mais variados patamares de volume gás, seco ou úmido.

Do ponto de vista econômico-financeiro, análises preliminares demonstraram grande atratividade (na maioria dos casos, estas unidades consumidoras possuem tarifas de energia bem mais elevadas que o valor da geração própria de energia elétrica). Embora, a Resolução Normativa (RN) Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) nº 482 de 2012 não permita a venda de energia, apenas compensação em unidade consumidora do mesmo CPF/CNPJ do gerador, na área da mesma distribuidora. Cabe ressaltar que qualquer alteração regulatória deste tema é de competência da Aneel, que deve promover processo com ampla participação dos agentes envolvidos, por meio de Audiência Pública e/ou Consulta Pública, bem como acatar ou não quaisquer mudanças regulatórias propostas.

Pela EPE, considerando uma avaliação holística do tema, entende-se que a proposta de definir a possibilidade das pequenas e médias operadoras implantarem a geração distribuída de energia elétrica, pode apresentar benefícios, especialmente quanto ao uso racional de recursos energéticos locais e para o meio ambiente. Entretanto, do ponto de vista do setor elétrico, existem riscos regulatórios envolvidos numa possível alteração da Resolução Normativa Aneel nº 482/2012, especialmente quanto ao papel e à remuneração das distribuidoras de energia elétrica, o que nos leva a concluir pela necessidade de maior aprofundamento das discussões, com condução da Aneel.

A geração distribuída de energia elétrica considera três formas de destino ou comercialização:

- Redução da conta de energia do mesmo CNPJ, como previsto na RN nº Aneel nº 482.
- Venda direta ACL (Ambiente de Contratação Livre) que favorece a monetização do gás natural.
- Venda a spot/PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), que monetiza o gás natural e não necessita de contrato.

A venda de energia elétrica nos ambientes de contratação livre ou no mercado de curto prazo, a preços de PLD, possuem menos restrições do que a RN Aneel nº 482 de 2012, tanto de potência quanto de tipo de empreendimento. Ainda, essas alternativas resultam em monetização efetiva da energia produzida, ao contrário da RN citada, que prevê apenas compensação em unidade consumidora. No caso do mercado livre, ou ACL, é possível firmar contratos com consumidores livres ou comercializadoras de energia, com preços e prazos definidos entre os agentes, enquanto no mercado de curto prazo, o empreendimento não firma contrato e fica exposto às variações de preço do mercado de curto prazo (PLD), mais volátil.

Ações Prioritárias

- Identificar os campos com queima e ventilação significativa de gás natural, para mapeamento dos potenciais e análise de viabilidade para geração distribuída.
- Avaliar a necessidade de alteração na Resolução Normativa (RN) Aneel nº 482/2012 para possibilitar o surgimento de empreendimentos com geração distribuída de energia elétrica a partir do gás natural (queimado ou ventilado), bem como a comercialização da energia gerada.
- Promover workshops com especialistas sobre: (1) As tecnologias disponíveis para geração distribuída (envolver a Aneel, ANP e EPE); e (2) O funcionamento do ambiente de contratação livre e a formação do preço no mercado de curto prazo (PLD).

Resultados Esperados

- Aproveitamento do gás natural, evitando a ventilação ou queima, em prol da geração distribuída de energia elétrica e comercialização da mesma.
- Definição da possibilidade de operadoras venderem energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou mercado de curto prazo (Spot).

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, EPE e Aneel.

4.3.4 Escoamento e Tratamento

Situação Atual

No contexto da produção de óleo e gás *onshore*, ampla discussão tem havido sobre as dificuldades de comercialização por parte de pequenos produtores. Busca-se aprofundar tal discussão em torno da regulamentação da infraestrutura de dutos terrestres para o escoamento, que facilite o acesso às estruturas da Petrobras, principal compradora das produções. A Lei 9.478 de 1997, no capítulo VII, que trata do transporte de petróleo, derivados e gás natural, permite que as empresas efetuem qualquer modalidade de transporte da produção, mas não trata especificamente do escoamento e tratamento. A iniciativa, promovida pelo MDIC relacionada aos Arranjos Produtivos Locais (APLs), pode ser uma alternativa para fomentar incrementos às atividades de escoamento e tratamento, principalmente dos empreendimentos de pequeno e médio porte.

No caso do gás natural, as questões de escoamento e processamento têm sido tratadas na Iniciativa Gás para Crescer, com a proposição de permitir acesso a terceiros nas três etapas (escoamento, processamento e regaseificação), ressaltando a publicidade e a transparência de informações técnicas, como os requisitos principais das condições de acesso à infraestrutura.

Ações Prioritárias

- Acompanhar as discussões conduzidas pelo Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN) do Programa Gás para Crescer, em especial o Subcomitê Temático nº 1 – Escoamento Processamento, Regaseificação e GNL, de modo a consolidar as propostas para escoamento e tratamento de fluidos, em especial ao petróleo.
- Avaliar com o MDIC a possibilidade de enviar proposta de criação de APLs para EPMs.

Resultados Esperados

- Estabelecimento de medidas que facilitem o escoamento e tratamento de petróleo, além da adoção de um modelo de compartilhamento de instalações, que funcione por meio de contratos especiais com refinarias ou centros de coleta existentes em terra.
- Definição de mecanismos de incentivo à formação de rede de coleta compartilhada para atender à medição e recebimento do óleo produzido por EPMs, bem como a criação de projeto piloto de APLs para empresas interessadas.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, MDIC, ANP e EPE.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente relatório traz a consolidação das sugestões constantes da consulta pública realizada entre os dias 03 e 18 de maio de 2017 sobre o trabalho do GT do Reate. Dessa forma, pode-se afirmar que o programa mantém foco no desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em todas as suas etapas, quais sejam exploração, desenvolvimento, produção, redensenvolvimento e descomissionamento, englobando desde as áreas maduras até as áreas de novas fronteiras, contendo como objetivos estratégicos a revitalização das atividades de E&P em áreas terrestres no País, o estímulo ao desenvolvimento local e regional e o aumento da competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.