



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

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

**Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - SPG
Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - DEPG**

Brasília, 03 de maio de 2017

Sumário

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	3
2. INTRODUÇÃO	3
2.1 Histórico	3
2.2 Programa Reate.....	5
3. MOTIVAÇÃO	6
4. ANÁLISE SITUACIONAL DO SEGMENTO ONSHORE 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.....	13
4.1.4 Tributos	14
4.1.5 Marco Legal e Regulatório	15
4.1.6 Financiamento de E&P Terrestre	16
4.2 Regulação	17
4.2.1 Gestão Regulatória de Áreas Terrestres	17
4.2.2 Garantia de Compromissos Contratuais	17
4.2.3 Participações Governamentais - Regulação	18
4.2.4 Prorrogação da Fase de Exploração	19
4.2.5 Adequação Regulatória e Simplificação Contratual	20
4.2.6 Acesso ao Banco de Dados de E&P	21
4.2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.....	22
4.3 Infraestrutura e Comercialização	23
4.3.1 Comercialização e Consumo Interno.....	23
4.3.2 Adequação dos Modelos de Reservoir-to-Wire	24
4.3.3 Uso do Gás Natural na Geração Distribuída.....	25
4.3.4 Escoamento e Tratamento	27
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	28

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 do Programa Reate, que foi criado em 27 de janeiro de 2017, sendo 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). O trabalho é composto basicamente do levantamento dos assuntos críticos concernentes às atividades terrestres de E&P por meio da participação do MME em fóruns específicos e de questionário enviado às empresas e associações da indústria.

A partir das informações coletadas, avaliou-se a situação atual pertinente às atividades de E&P de petróleo e gás natural 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 divididos 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. As propostas apresentadas serão utilizadas como subsídio à proposição de atos normativos e ações no âmbito desse Programa.

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 (Ministério de Minas e Energia; Casa Civil da Presidência da República; Ministério da Fazenda; Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Secretaria da Micro e Pequena Empresa da Presidência da República; Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; 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 a acesso aos dados, foi criado um plano diferencial de menor custo para 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, para as áreas marginais, foram definidos bônus de assinatura e programas de trabalho iniciais (PTI) mínimos e estipulou-se participações governamentais em patamares mínimos, a exemplo da definição de 5% de royalties. Essas iniciativas contribuíram para o aumento da atratividade dessas áreas.

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

Por fim, cumpre 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 as 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.

Inicialmente, foi realizado um diagnóstico situacional desse segmento da indústria que teve por base os documentos encaminhados ao MME por associações de empresas e entidades governamentais, além do resultado de ações governamentais voltadas para atendimento ao artigo 65, da Lei nº 12.351, de 2010. Tais ações buscaram embasamento para o desenvolvimento de um conjunto de ações prioritárias a serem implementadas em três dimensões: Políticas Governamentais, Regulação e Infraestrutura/Comercialização. As propostas deverão resultar num plano integrado de recomendações para criação de atos normativos e iniciativas 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 propulsionar 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.

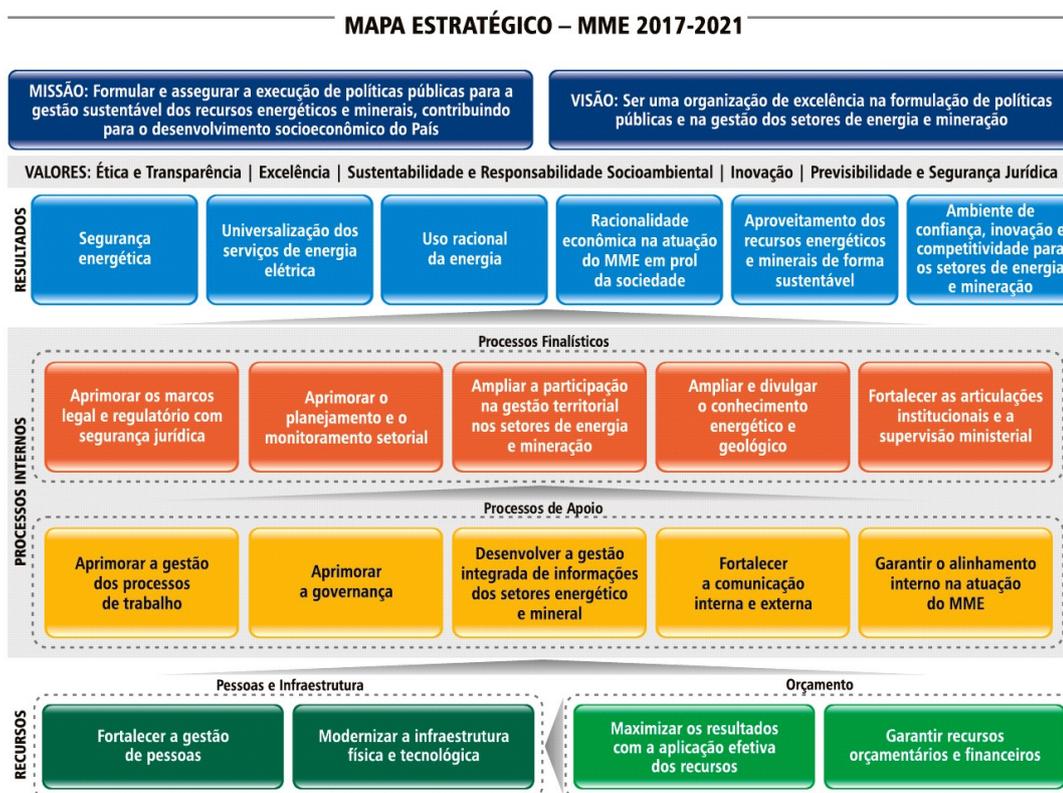


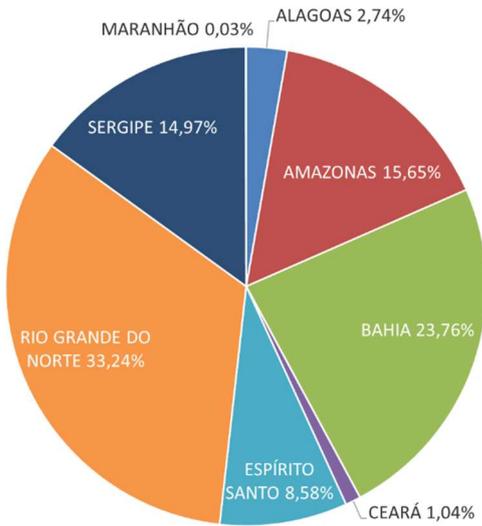
Figura 1. Mapa Estratégico MME 2017-2021.

3. MOTIVAÇÃO

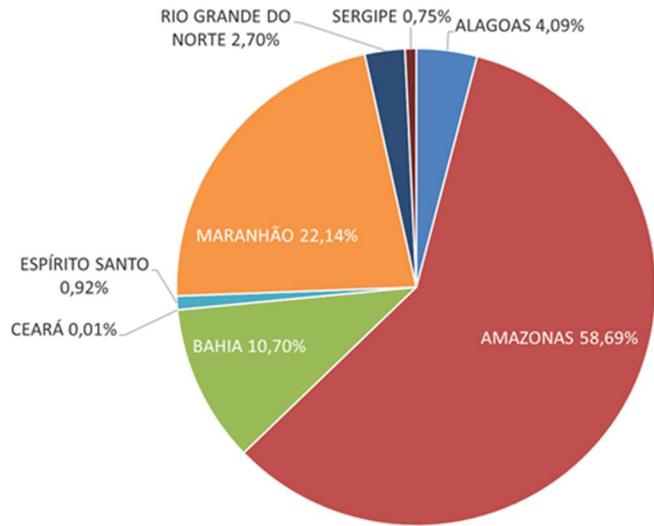
Nas últimas décadas, as atividades de E&P de petróleo e gás natural no Brasil foram direcionadas para a plataforma continental (ou *offshore*), onde ocorreram descobertas de campos com maior potencial de reservas quando comparadas às descobertas verificadas em campos terrestres. Como resultado, em 2016 a produção diária nacional em campos *offshore* foi de 2,5 milhões de barris de petróleo (MMbbl/d) e a de gás natural de 103,5 milhões de metros cúbicos (MMm³/d). Já a produção diária nacional em campos terrestres foi de aproximadamente 149,4 mil barris de petróleo (Mbbbl/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.

Percentual de Produção de Petróleo



Percentual de Produção de 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 petrolíferas de grande porte buscam os projetos de E&P com maior rentabilidade econômica, independentemente do risco exploratório das áreas em questão.

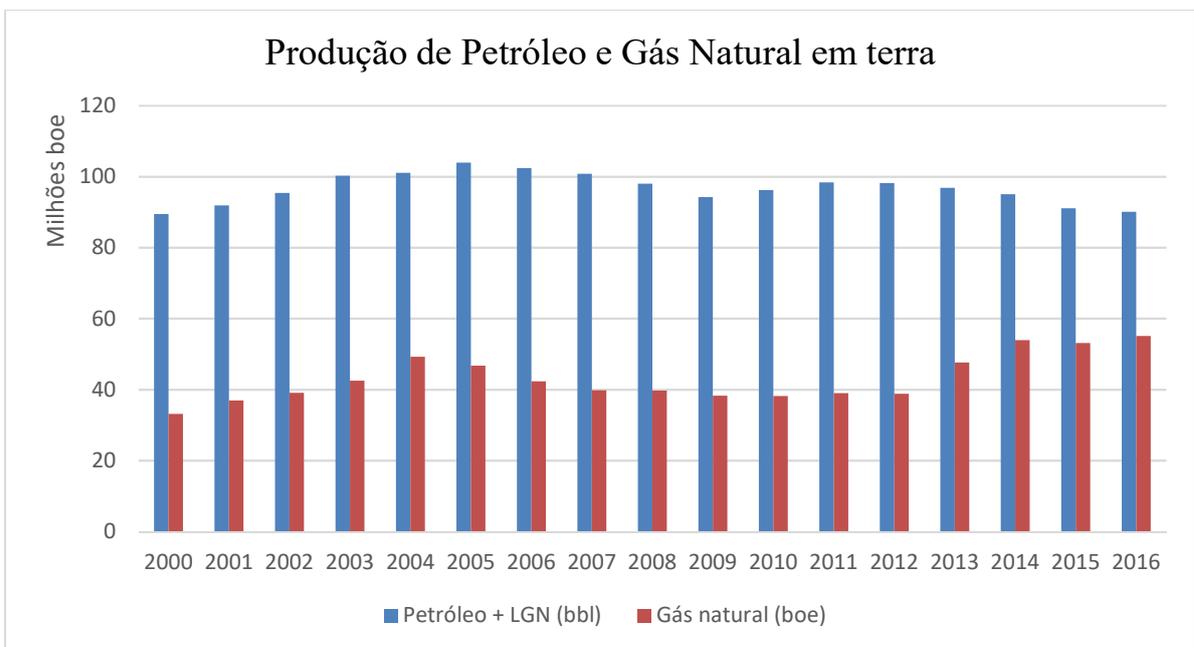


Gráfico 2 - Evolução produção de petróleo e gás natural em terra, no Brasil, entre 2000 e 2016 (Fonte: www.anp.gov.br).

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.

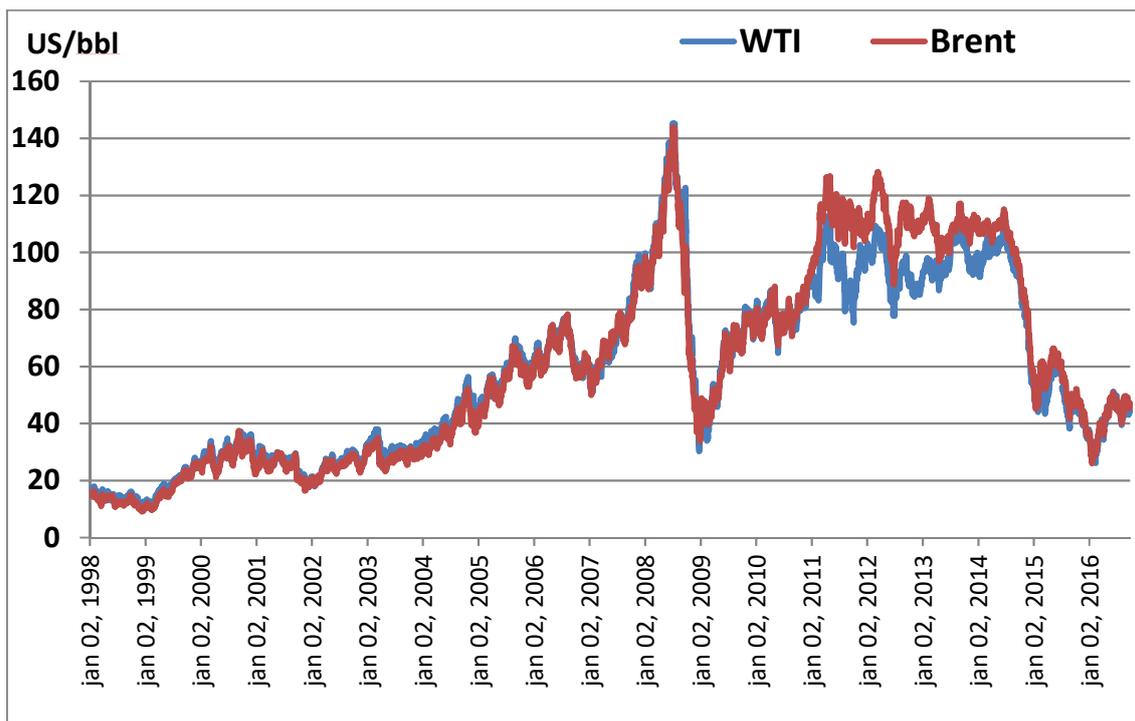


Gráfico 3 – Evolução do preço do petróleo entre 1998 e 2016 (Fonte: eia.doe.gov- 2016).

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 esses ativos são normalmente mais atrativos para as empresas que em geral buscam projetos de baixo risco e de menor necessidade de investimentos de capital para sua viabilização.

Nas bacias de novas fronteiras, o conhecimento geológico e o risco exploratório são maiores e podem 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 do envio de um questionário a mais de cem representantes de empresas e associações da indústria, no mês de fevereiro de 2017. As respostas recebidas contribuíram para subsidiar 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 agosto de 2016, o CNPE autorizou a ANP a realizar a 4ª Rodada de Licitações de Acumulações Marginais, a realizar-se em 11 de maio de 2017. O certame será composto por nove áreas localizadas nas Bacias do Espírito Santo, Potiguar e do Recôncavo. A rodada não terá exigência de conteúdo local obrigatório, por considerar que os investimentos nestas áreas já têm, naturalmente, um elevado percentual de participação de bens e serviços locais.

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. Como resultado, por meio da Portaria 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 6ª Rodadas de Acumulações Marginais também estão previstas para maio de 2018 e segundo semestre de 2019, respectivamente.

Adicionalmente, de modo a agilizar o processo de oferta de áreas, é 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.

Ações Prioritárias

- Dar maior autonomia à ANP na oferta de áreas terrestres oferecidas e não arrematadas e de áreas devolvidas.
- Agilizar o procedimento licitatório das áreas com acumulações marginais.
- Aumentar a efetividade na implementação do mecanismo de manifestação conjunta entre a ANP e os órgãos estaduais de meio ambiente (OEMAs), de modo a não haver oferta de áreas com restrições ambientais em potencial.
- Realizar estudo para adequação dos critérios de avaliação das ofertas em função das áreas.

Resultados Esperados

- Oferta regular de áreas sem restrições ambientais.
- Implementação de procedimentos licitatórios mais ágeis e previsíveis.
- 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 Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (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 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 geral de pequeno e médio porte.

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.

Ações Prioritárias

- Avaliar as demandas dos interessados em áreas terrestres e as medidas necessárias para o estímulo ao desenvolvimento da cadeia de bens e serviços *onshore* e encaminhar propostas ao Pedefor.
- Adequar as minutas dos novos contratos, bem como a regulação, tendo como base os direcionamentos criados no âmbito do Pedefor.

Resultados Esperados

- Aprimoramento da política de Conteúdo Local, com reflexos na regulação.
- 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 leiloado 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.

Em resposta a essa necessidade, o MME submeteu a consulta pública por meio da Portaria nº 147 de 2017, a minuta de Resolução CNPE de Políticas de E&P, contendo proposta de adequação dos parâmetros de contratação para áreas que apresentem maior risco geológico, tecnológico, logístico ou econômico, com o objetivo de atrair investimentos. Adicionalmente, foi incluída na proposta de Resolução de Políticas de E&P a 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 dos campos da Rodada Zero.

Ações Prioritárias

- Adequar os royalties dos novos editais, considerando os riscos geológicos, tecnológicos, logísticos e econômicos em áreas maduras e de novas fronteiras *onshore*, levando em consideração o parágrafo 1º do art. 47 da Lei 9.478, de 1997.
- Avaliar juridicamente a possibilidade de redução dos royalties sobre a produção incremental *onshore* em contratos vigentes.

- Implementar plano de comunicação junto às Unidades da Federação e aos Municípios para detalhamento das vantagens e benefícios de tais incentivos.

Resultados Esperados

- Melhoria da atratividade das áreas terrestres.
- Estimular novos investimentos para o aumento do fator de recuperação dos campos.
- Redução da cobrança dos royalties para as próximas rodadas de áreas terrestres maduras e de nova fronteira.
- Redução dos royalties sobre a produção incremental de campos maduros, de forma a estimular novos investimentos.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, MF, ANP e Casa Civil.

4.1.4 Tributos

Situação Atual

A previsibilidade de haver 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, mantém a atual desoneração de certos investimentos, diminuindo as incertezas e aumentando a economicidade dos projetos. A proposta de renovação do Repetro foi finalizada no primeiro trimestre de 2017 e tem previsão de publicação para o primeiro semestre de 2017, com vigência a partir de 2019. A proposta apresentará ajuste de regras e terá vigência de 20 anos.

Cumprе salientar o pleito de alguns atores buscando incentivos fiscais para o desenvolvimento e operação dos projetos de *enhanced oil recovery* (EOR), pois grande parte dos custos estão relacionados aos produtos a serem injetados, portanto incentivos fiscais são importantes para desonerar a importação ou incentivar a fabricação desses produtos no Brasil, reduzindo os custos de fornecimento. O pleito também abrange a redução da incidência de tributos indiretos, como PIS/COFINS pago a compradores nacionais da produção, que do ponto de vista financeiro equivaleria a um royalty, e dos impostos incidentes sobre investimentos e custos operacionais, como ICMS, ISS e outros pagos pelos fornecedores de bens e serviços às empresas de petróleo.

Adicionalmente, solicitou-se analisar a possibilidade de ajuste do ICMS a ser avaliada em conjunto com o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), pois atualmente é cobrado ICMS em cada etapa de agregação de valor ao óleo.

Ações Prioritárias

- Analisar a possibilidade de o Repetro ser também concedido para insumos necessários à produção nacional, que sejam produzidos ou disponibilizados por empresas brasileiras para o setor *onshore*.
- Analisar a possibilidade de redução dos impostos federais sobre a produção e aquisição de bens, bem como reavaliar a possibilidade de ajuste do ICMS para o setor *onshore*.
- Avaliar incentivos fiscais para o desenvolvimento e operação dos projetos de (EOR).
- Articular junto aos órgãos estaduais e federais responsáveis pelas arrecadações formas de incentivar a constituição de fundos de provisionamentos para o abandono de instalações.

Resultados Esperados

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

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME e MF.

4.1.5 Marco Legal e Regulatório

Situação Atual

A análise e o monitoramento de informações sobre aspectos legislativos de projetos de lei, seus objetivos, estruturas, convergências e seus impactos positivos ou negativos para as atividades de E&P são fundamentais para assegurar coerência e previsibilidade para essas atividades. Em adição, as atividades de E&P são reguladas por meio de portarias, instruções normativas e resoluções criadas pela ANP.

Ações Prioritárias

- Monitorar junto à Assessoria Parlamentar (Aspar) do MME a legislação aplicável às atividades de E&P em áreas terrestres.
- Aprimorar e harmonizar a regulação das atividades de E&P em áreas terrestres.

Resultados Esperados

- Aprimoramento da regulação aplicável para áreas terrestres.
- Proposta de Resolução em substituição à Resolução CNPE nº1, de 2013, definindo critérios para licitação e retirando restrições à produção de recursos não convencionais.

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 empresas de pequeno e médio portes, que geralmente não possuem fluxos de caixa de operações, não possuem economias de escala, ou o risco é alto e concentrado em apenas um ou poucos projetos, o desafio em captar fundos ou adquirir empréstimos é ainda maior. As especificidades das atividades terrestres e a falta de conhecimento de potenciais investidores acerca dessas especificidades podem impactar negativamente o acesso a investimentos. Nesse contexto, a indústria aponta que as atuais garantias contratuais a serem prestadas à ANP pelos concessionários oneram ainda mais os projetos e aumentam o fator de riscos nas análises de potenciais investidores.

Ações Prioritárias

- Articular com potenciais investidores e órgãos financiadores, públicos e privados, para aprimorar os contratos com vistas ao financiamento das atividades de E&P bem como mobilizar as partes interessadas para a criação de ambiente para discussões.
- Articular com agentes financiadores públicos para avaliar as possibilidades de linhas de financiamento.

Resultados Esperados

- Melhoria nas condições de atração de financiamento em condições razoáveis para atividades de E&P *onshore*.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, ANP 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

- Avaliar a situação dos 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 a 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.

Resultados Esperados

- Adequação dos contratos e regulamentos aplicáveis à atividade de E&P em áreas da bacia sedimentar terrestre, de maneira a incrementar sua atratividade.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- ANP.

4.2.2 Garantia de Compromissos Contratuais

Situação Atual

Em razão das margens geralmente estreitas no resultado da atividade econômica de E&P nas bacias sedimentares terrestres, este segmento da indústria vem apontando para a necessidade da adoção de

soluções contratuais menos onerosas para a questão das garantias prestadas pelos concessionários para o cumprimento dos compromissos contratados com a ANP.

Ações Prioritárias

- Analisar as alternativas contratuais de mecanismos de garantia que onerem menos os concessionários, mas sem ocasionar prejuízos ao cumprimento do contrato.

Resultados Esperados

- 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, ocorre a distinção do preço de produção de óleo e gás em relação ao preço de comercialização, pois a Petrobras aplica um desconto na compra do óleo, ocasionando num preço de venda menor que o preço mínimo. A indústria sugeriu que o preço mínimo de royalties 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).

Para solucionar esta questão, 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.

Ações Prioritárias

- Avaliar possível ajuste no mecanismo de cálculo de royalties de EPMS, com vistas a adequar a regulamentação de definição do preço de referência para produtores independentes de campos com produção inferior a determinado limite.

- Implementar plano de comunicação para detalhamento das vantagens e benefícios das mudanças propostas para o cálculo do preço mínimo.

Resultados Esperados

- Eliminação de distorções fiscais ocasionadas pela política de preço de referência em um ambiente monopsonio.

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 oito 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.

Ações Prioritárias

- Avaliar a prorrogação da Fase de Exploração por dois anos para todos os Contratos de Concessão assinados em decorrência das 11ª e 12ª Rodadas de Licitações.
- Avaliar a pertinência da prorrogação dos prazos da Fase de Exploração dos demais contratos existentes, atentando para as condições contratuais aplicáveis.
- Avaliar a adequação dos novos contratos para possibilitar a prorrogação contratual por motivações técnicas e conjunturais.

Resultados Esperados

- Extensão dos prazos para o cumprimento de investimentos exploratórios em blocos de das 11ª e 12ª Rodadas de Licitações, considerando a atual conjuntura da indústria e analisando as justificativas apresentadas.
- 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*, dado o menor risco e complexidade das atividades, permitindo assim um gasto menor em equipamentos e procedimentos operacionais não necessários à 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 a simplificação 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.

Ações Prioritárias

- Verificar junto às empresas as demandas para simplificação regulatória, avaliar sua pertinência e o possível cronograma de execução das alterações regulatórias e contratuais.
- Aprimorar os mecanismos de diálogo e de comunicação efetiva com a indústria para temas de regulamentação e de boas práticas, a exemplo do Workshop SOMAT.
- Revisar os contratos, com vistas à sua simplificação.

Resultados Esperados

- Aumento da compatibilidade entre as exigências regulatórias e a natureza dos ativos de campos terrestres.
- Melhoria na interação e na comunicação entre a ANP e as partes interessadas.
- Simplificação dos contratos de concessão.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- 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.

Ações Prioritárias

- Analisar a viabilidade de criar um plano de acesso aos dados do BDEP ainda mais subsidiado ou de fornecer gratuitamente dados específicos, como por exemplo, dados de campos devolvidos.

Resultados Esperados

- Liberação dos dados de campos devolvidos e dos blocos terrestres sem contrato de concessão sem ônus às instituições, operadoras e especialistas habilitados e credenciados pela ANP.
- Melhoria da atratividade de áreas terrestres de modo a da maior acessibilidade dos dados.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- ANP.

4.2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Situação Atual

Os recursos da cláusula de P,D&I podem ser aplicados nas atividades onshore, inclusive em formação de recursos humanos, por decisão das concessionárias afetadas pela cláusula.

Por meio da Portaria 147/2017, o MME submeteu à Consulta Pública minuta de Resolução CNPE de Políticas de E&P, contendo proposta de fomento ao desenvolvimento de novas tecnologias de investigação e de recuperação de petróleo e gás natural.

Ações Prioritárias

- Desenvolver mecanismos de incentivo ao desenvolvimento e/ou aplicação de novas tecnologias para a revitalização do segmento *onshore*.
- Negociar com as concessionárias afetadas pela cláusula de P,D&I acerca da possibilidade de utilizar os recursos para fomentar a indústria *onshore*.

- 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 projetos-piloto para os testes de novas tecnologias de E&P.
- Garantia de disponibilização de recursos financeiros 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 de “Analisar e propor mecanismos para incentivar investimentos em refino no País”. Destaca-se, ainda, a participação nessa iniciativa do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), especialmente nas discussões que tratam de concentração de mercado no *downstream* da cadeia petrolífera nacional.

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 eventualmente seria executada (quem deve comprar, com que recurso, a que preço) e formas de negociação.

Ressalte-se também que, 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.

Ações Prioritárias

- Realizar consulta junto ao CADE sobre as possíveis medidas a serem adotadas para distinguir e coibir condutas não competitivas.
- Criar comissão interinstitucional constituída pelo MME, ANP, EPE e agentes privados afetos ao tema, para proporcionar o diálogo com a Petrobras com vistas ao equacionamento das questões de comercialização da produção dos produtores independentes.
- Analisar a conveniência e a viabilidade da existência de agentes comercializadores de petróleo e gás natural.

Resultados Esperados

- 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 dos Modelos de Reservoir-to-Wire

Situação Atual

Atualmente, há grandes dificuldades na monetização de reservas remotas *onshore* de gás natural, onde não existe infraestrutura de escoamento. Um modelo possível é o implantado na Bacia do Parnaíba *de reservoir-to-wire*. Entretanto, há a necessidade de revisitarmos o modelo regulatório/contratual construído, de forma a se replicar o 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 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 avaliação do impacto das tarifas de distribuição de gás no modelo *reservoir-to-wire*.

Muitas destas discussões estão sendo conduzidas no âmbito do Programa Gás Para Crescer.

Ações Prioritárias

- Acompanhar as discussões conduzidas pelos Grupos de Trabalho do Programa Gás para Crescer no âmbito do Subcomitê nº 8 (Integração entre os Setores de Gás Natural e Energia Elétrica) e do Subcomitê nº 3 (Harmonização entre as Regulações Estaduais e Federal).
- Avaliar a proposta de horizontes rolantes para a comprovação de reservas com prazo sugerido de cinco a sete anos.
- Analisar a possibilidade de estabelecimento de despachos mínimos e máximos nos novos leilões de energia.

Resultados Esperados

- Adaptação da regulação e dos contratos para flexibilizar o período de comprovação de reservas e adequar regras de despacho.
- Aumentar a atratividade do modelo *reservoir-to-wire*.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, SPE-MME e EPE.

4.3.3 Uso do Gás Natural na Geração Distribuída

Situação Atual

Na atual conjuntura, o uso do gás natural na geração de energia elétrica via térmica está sendo amplamente discutido, uma vez que se projeta uma maior necessidade de flexibilidade sistêmica para lidar com 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 de gás, seco ou úmido.

Do ponto de vista econômico-financeiro, análises preliminares demonstraram grande atratividade dessa opção. Na maioria dos casos, estas unidades consumidoras possuem tarifas de energia bem mais elevadas que o valor da geração própria de energia elétrica. A Resolução Normativa (RN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) nº 482 de 2012 não permite a venda de energia, apenas compensação em unidade consumidora do mesmo CPF/CNPJ do gerador, na área da mesma distribuidora.

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 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. 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 incentivar 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:
 - As tecnologias disponíveis para geração distribuída (envolver a Aneel, ANP e EPE).
 - O funcionamento do ambiente de contratação livre e a formação do preço no mercado de curto prazo (PLD).
- Promover a interação com demais setores do MME para consolidar as ações propostas e buscar soluções.

Resultados Esperados

- Aproveitamento do gás ventilado ou queimado para geração distribuída de energia elétrica e a possibilidade da comercialização da mesma.
- Estudos sobre a viabilidade das 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*, tem ocorrido ampla discussão sobre as dificuldades de comercialização por parte de pequenos produtores e/ou aqueles que operam em áreas remotas. Cabe incluir nesta discussão a regulamentação do uso da infraestrutura de dutos terrestres para o escoamento, que facilite o acesso às infraestruturas existentes. 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 ao 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 no Programa 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 nº1 – Escoamento Processamento, Regaseificação e GNL, de modo a consolidar as propostas para escoamento e tratamento de fluidos, analisando ,inclusive, a viabilidade da aplicação das mesmas propostas ao petróleo
- Avaliar com o MDIC a possibilidade de enviar proposta de criação de APLs para EPMs.

Resultados Esperados

- Estabelecimento de um modelo de compartilhamento de instalações, que viabilize a máxima utilização da infraestrutura existente em terra (escoamento, armazenamento, tratamento e refino).
- Definição de mecanismos de incentivo à formação de rede de coleta compartilhada (por meio de APLs) para atender à medição e recebimento do óleo produzido por EPMS.

Possíveis Instituições Facilitadoras

- MME, MDIC, ANP e EPE.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente relatório ficará sob consulta pública entre os dias 03 e 18 de maio de 2017, prazo em que haverá mecanismos disponibilizados pelo Ministério de Minas e Energia – MME (www.mme.gov.br) para o envio de contribuições que visem a definição de diretrizes para o Programa REATE, bem como a consolidação das ações necessárias à implementação de sua fase inicial.

Ressalta-se que o foco do programa é o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em todas as suas etapas, quais sejam exploração, desenvolvimento, produção, redensolvimento 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.