



Rio de Janeiro, 18 de maio de 2017

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – DEPG

Processo nº. 48380.000135/2017-21

Referência: Consulta Pública nº 31, de 03/05/2017

Ilmo. Sr. Ministro,

Referenciamos o processo de Consulta Pública nº 31/2017 (“Consulta Pública”), lançado no dia 03 de maio de 2017 por este Ministério, com o objetivo de colher subsídios sobre o conteúdo do relatório (“Relatório”) do Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (“REATE”). Conforme disciplinado, dentre objetivos do REATE citam-se: (i) a revitalização das atividades de E&P terrestre, (ii) o estímulo ao desenvolvimento local e regional e (iii) o aumento da competitividade da indústria onshore nacional.

É com entusiasmo que a ENEVA S.A. (“ENEVA”) vem, pelo presente, formular suas contribuições à Consulta Pública, considerando o contexto específico de bacias terrestres de nova fronteira, a partir das experiências adquiridas com operações na Bacia do Parnaíba, e o desenvolvimento de campos de gás natural com base no modelo *reservoir-to-wire*.

Cabe à Indústria, neste momento, apresentar suas visões ao Poder Público, por se tratar de uma janela de oportunidade única para o diálogo mais ampliado. Compreendemos que já é de conhecimento, tanto do MME como da ANP, algumas das dificuldades que serão elencadas pelos entes regulados. No entanto, convergimos que o estágio é de proposição, por parte da Indústria, com formulação de soluções – ou mesmo simplificações dos processos. Esse é o nosso compromisso.

Finalmente, remetemos à criação da Coordenadoria de Áreas Terrestres na Estrutura Organizacional da ANP, alcançada por meio da Portaria ANP Nº 39/2017. A possibilidade de uma unidade finalística para identificar desafios em terra configura, duplamente, os objetivos intrínsecos do REATE e do Gás para Crescer. Ademais, reafirma a importância eco-



nômica em escalas local e regional das atividades terrestres e independentes, coordenando esforços na Agência. Este é um passo especialmente elogiado pela ENEVA no processo de revitalização das atividades terrestres de E&P.

Propostas resumidas

As propostas que seguem abordam questões relacionadas às atividades de atuação da ENEVA na Bacia do Parnaíba, comum a outros produtores independentes engajados no *upstream* e com presença em bacias terrestres, tanto na nova fronteira exploratória como nas bacias maduras e áreas marginais. Os gargalos apontados aludem especialmente à exploração e produção do gás natural não-associado, considerando o histórico do Parque dos Gaviões.

A linha propositiva está caracterizada nos seguintes itens:

I. Manutenção do prisma de hidrocarbonetos para exploração e produção nos contratos de concessão celebrados com a ANP, visando à segurança jurídica;

II. Redução da alíquota de royalties para áreas de novas fronteiras, com definição clara de quais bacias sedimentares brasileiras são assim classificadas, considerando o conhecimento geológico disponível e as dificuldades logísticas mencionadas no Relatório;

III. Avaliação da fórmula de cálculo da Participação Especial para campos de gás natural não-associado com lavra terrestre em bacias de nova fronteira, em comparação a campos de óleo com lavra marítima de bacias de alto potencial;

IV. Testes-piloto para conhecimento aprofundado da natureza de diferentes reservatórios portadores de hidrocarbonetos, com base no prisma apontado;

V. Harmonização da regulação estadual e federal para enquadramento de autoprodutor e autoimportador;

VI. Estabelecimento de horizontes rolantes para comprovação de reservas em usinas termelétricas a gás natural (“UTEs”), conforme abordagem trabalhada no âmbito Gás para Crescer;

VII. Impacto das tarifas aplicadas pelas distribuidoras de gás natural no desenvolvimento de projetos de E&P, especialmente no tocante à monetização;



VIII. Disponibilização de áreas de nova fronteira ou remotas para estudos de empresas investidoras, com possibilidade de posterior retenção, se apresentada atratividade;

IX. Sinergia das Cláusulas de Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e da Agência Nacional de Energia Elétrica em projetos integrados e com harmonização aos setores de gás natural e energia elétrica, visando à otimização dos recursos aplicados;

X. Desenvolvimento de financiamento de atividades de E&P terrestres a partir de *Reserves Based Lending (RBL)*, a exemplo de estruturas já empregadas no mundo; e

XI. Adequação do sistema progressivo de penalidades por falta de combustível conforme transcurso do status de deficiência do fornecimento de gás natural (REN ANEEL nº 583/2013).

Apresentações das contribuições

A seguir, apresentamos as contribuições da ENEVA por eixo temático, relacionando a natureza das visões aos itens dispostos no Relatório do MME. Para tanto, cada contribuição estará dividida por: (i) descrição, (ii) ações sugeridas e (iii) instituições envolvidas.

I. Manutenção do prisma de hidrocarbonetos para exploração e produção nos contratos de concessão.

Item do Relatório do GT: 4.1.5 Marco Legal e Regulatório

Descrição: A ENEVA compreende que os Contratos de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural devem contemplar o potencial de exploração e produção de quaisquer hidrocarbonetos, observando a manutenção do prisma já existente.

A vedação discriminatória de hidrocarbonetos a partir de diferentes reservatórios, em contratos de concessão futuros, poderá trazer insegurança jurídica até mesmo para atividades tradicionais da indústria de E&P, tendo em vista que, muitas vezes, reservatórios podem ser confundidos devido à alternância de áreas de baixa e alta permeabilidade. Os desafios enfrentados por algumas atividades, a partir de liminares judiciais, ilustram bem esse agravante.



A visão defendida é de que o prisma de hidrocarbonetos, atualmente vigente, deve ser mantido nos contratos de concessão futuros, sem cláusulas com vedações a recursos de reservatórios de baixa permeabilidade.

Ações sugeridas:

- Manutenção do prisma de hidrocarbonetos nos contratos de concessão nas próximas rodadas de licitações, sem estabelecer cláusulas de vedação à exploração e produção em reservatórios de baixa permeabilidade.

Instituições envolvidas:

MME, CNPE, ANP.

II. Redução da alíquota de royalties para áreas de novas fronteiras, com definição clara de quais bacias sedimentares brasileiras são assim classificadas.

Item do Relatório do GT: 4.1.3 Participações Governamentais

Descrição: os royalties incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (“STN”) até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção. Os royalties incidem sobre a produção mensal do campo produtor e o valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores:

- (1) Alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
- (2) Produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e
- (3) Preço de referência destes hidrocarbonetos no mês (artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/1998, que regulamentou a Lei nº 9.478/1997).

Pelas metodologias legais de cálculo, considerando que campos de maior produção apresentam custos menores devido à escala, seu fluxo de caixa é menos afetado pelo pagamento dos royalties. Ao revés, em campos de menor produção, como é o mencionado caso de campos de gás natural não-associado no Brasil – via de regra –, os royalties têm maior impacto, caracterizando, portanto, efeito regressivo.

A forma mais comum de cálculo de royalties, chamado *ad valorem*, adotada no Brasil, recolhe receitas com base em percentual do valor do recurso extraído. Essa percentagem é aplicada ao valor bruto da produção, sem levar em conta os custos de produção. Desta



forma, a maior parte dos royalties são regressivos, pois resultam em uma carga maior para as empresas em um contexto de receita menor.

Por outro lado, alguns países utilizam escalas progressivas para royalties (*sliding scale*), que ajustam a percentagem de participações governamentais com base na rentabilidade do projeto, de sorte que tal modelo corrige a carga de royalties aos campos de menor custo/produção.

Um outro exemplo interessante a ser estudado é o caso colombiano, que recentemente tomou medidas para manter a competitividade dos projetos de E&P e propiciar um clima favorável ao investimento, focando na diminuição dos royalties e do imposto sobre a renda de projetos com maiores problemas de atratividade comercial. Para isso, promulgou uma lei que facultou a realização de modificações buscando incentivar a produção incremental, via recuperação secundária, dando aos investidores a oportunidade de pagar 8% de royalties. Esse caso dialoga diretamente com a necessidade de aumentar os fatores de recuperação dos reservatórios brasileiros, em linha com o I Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação, celebrado nos dias 23 e 24 de março de 2017.

As normas contidas no §1º do artigo 47 da Lei do Petróleo e no §1º do artigo 12 do Decreto nº 2.705/1998 autorizaram a ANP a estabelecer nos editais de licitação percentuais de royalties inferiores a 10% (dez por cento) para determinados blocos, de maneira a incentivar a exploração de área com riscos geológicos maiores ou de notória baixa rentabilidade. Entendemos também que a ANP possui autorização legal para reduzir as alíquotas de royalties definidas no contrato de concessão caso seja verificado, *a posteriori*, que a comercialidade do projeto se torna inviável.

Diversos campos onshore, principalmente localizados em bacias do nordeste brasileiro, foram licitados com royalties de 5% (cinco por cento). Citamos, como exemplo, os campos de Araçás Leste, Bom Lugar, Crejoá e Fazenda Santo Estevão. Além deles, alguns blocos offshore também já foram licitados pela ANP com royalties abaixo de 10% (dez por cento), como os campos de Caioba (9,29%), Camorim (8,49%), Lagosta (8,40%) e Manati (7,50%).

Embora o Relatório do MME tenha apontado para a possível adequação dos royalties dos novos editais, considerando os riscos geológicos, tecnológicos, logísticos e econômicos em áreas maduras e de novas fronteiras *onshore*, o que é um elogioso avanço na promoção de bacias terrestres, torna-se imprescindível definir quais as bacias sedimentares brasileiras são assim caracterizadas, para que não haja posteriores contestações acerca da matéria.



A título de exemplo, na 13ª Rodada de Licitações, ocorrida em 2015, a bacia do Parnaíba, ainda pouco explorada e com poucos poços perfurados, é caracterizada como “**nova fronteira**” no edital (Tabela 2 – Descrição geral dos setores | Modelo exploratório). Ademais, na apresentação da Superintendência de Definição de Blocos sobre a bacia, em suas considerações finais, resta claro que “*a bacia do Parnaíba é uma **bacia de nova fronteira**, porém com potencial petrolífero altamente promissor em razão das recentes descobertas de gás natural no Parque dos Gaviões*”. Entendemos ser necessário algum marco normativo que defina as bacias sedimentares quanto ao modelo exploratório aplicável.

Ações sugeridas:

- Redução da alíquota de royalties para bacias de nova fronteira e áreas maduras, considerando os riscos geológicos, logísticos e econômicos diferenciados.
- Caracterização, de forma explícita, dos conceitos de bacias sedimentares de nova fronteira e de áreas maduras, como forma de garantir segurança jurídica às Partes envolvidas.

Instituições envolvidas:

MME, ANP.

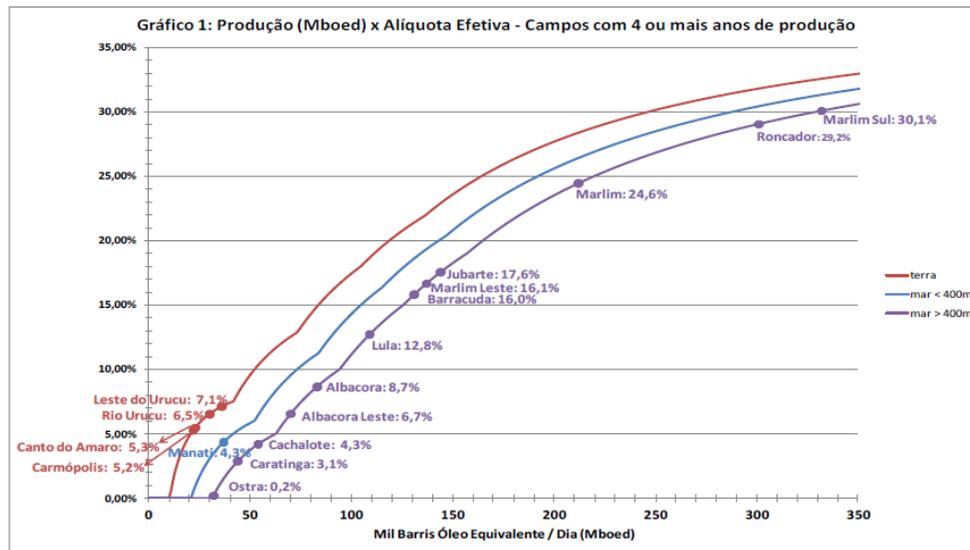
III. Avaliação da fórmula de cálculo da Participação Especial para campos de gás natural não-associado com lavra terrestre em bacias de nova fronteira.

Item do Relatório do GT: 4.1.3 Participações Governamentais

Descrição: a Participação Especial (“PE”) para campos terrestres apresenta alíquotas superiores às aplicadas para campos marítimos, em qualquer nível de produção. Ademais, os volumes mínimos para pagamento desta compensação são **menores** para campos terrestres que os previstos para campos offshore (art. 22, parágrafos 1º, 2º e 3º do Decreto nº 2.705/1998).

No gráfico abaixo, que foi produzido pela ANP no contexto do Seminário Jurídico-Fiscal da 11ª Rodada, pode-se constatar a assimetria nas alíquotas aplicáveis e a dificuldade enfrentada por campos terrestres de gás não-associado. A curva superior, com as maiores alíquotas aplicáveis por nível de produção, é aplicável justamente aos campos de bacias terrestres de nova fronteira (Solimões e Parnaíba).

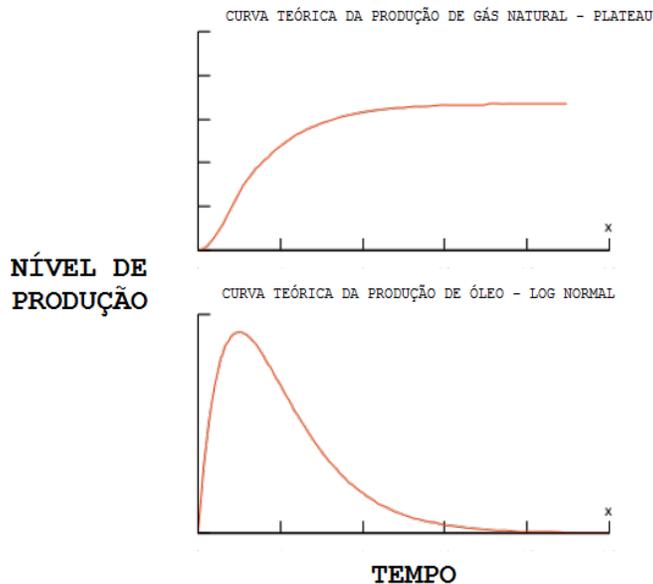
4º Trimestre de 2012 (Ano 4+)



Devido a tal questão, as alíquotas de royalties e participação especial diferenciadas e menores para o gás natural em terra foram também uma recomendação de reforma feita pelo estudo “Gás natural em terra: Uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor, 2015”, elaborado pelo Grupo de Economia da Energia (GEE/UFRJ) e pela Confederação Nacional da Indústria (CNI).

Outra questão importante, além da origem da lavra, é a indiferença da PE quanto ao hidrocarboneto extraído (óleo ou gás natural). As acumulações de óleo normalmente apresentam uma curva de produção com pico e declínio (curva log normal), enquanto a curva de produção de gás não-associado segue um padrão de platô (volume de produção constante ao longo dos primeiros anos), seguido de declínio.

A fórmula do cálculo da PE vigente incentiva os produtores de óleo a anteciparem seu pico de produção, pois a tabela de volumes mínimos para pagamento de PE é decrescente, tendo o maior volume mínimo no primeiro ano, e diminuindo até o quarto ano de produção em diante.



Outro fator importante para a Participação Especial é o eventual agrupamento de *ring-fences* dos campos terrestres. Se o pagamento da participação especial está atrelado ao conceito de campo, nos termos do Decreto nº. 2.705/1998, e, por sua vez, a definição de campo deve ser pautada na racionalização da produção e dos investimentos realizados pelas concessionárias, tem-se que apenas se pode admitir o agrupamento de dois ou mais campos em um mesmo plano de desenvolvimento se tal medida for a que permitir a exploração mais racional e adequada das jazidas. Isto é, se comprovadamente for mais eficiente, em todos aspectos, tratar de ambos ou mais campos em um mesmo documento do que em planos separados.

A Resolução ANP Nº 17/2015, que trata dos Planos de Desenvolvimento, em seu Art. 6º, § 2º, estabelece que “*não será aceita pela ANP qualquer delimitação de área de Campo que, sem considerar os critérios do § 1º, cause redução do pagamento das Participações Governamentais*”. Nos termos do Memorando nº 009/2016/PRG, de 07/03/2016, a Procuradoria relatou que essa redação dá margem a duas interpretações:

i. na primeira, o concessionário poderia utilizar outros parâmetros que não aqueles postos no § 1º do Art. 6º - aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos – ao propor a delimitação do Campo.

Ocorre que não há, até o presente momento, conforme pontuado pela Nota Técnica nº 238/SDP/2016, outros critérios técnicos que poderiam ser utilizados na Indústria para fins de delimitar a área do Campo. Conclui-se, então que “a primeira interpretação não é adequada”.

ii. na segunda, a ANP, ao aprovar ou não a delimitação do Campo, tem como foco apenas, ou principalmente, o montante de participação governamental esperado, optando pela delimitação que garanta o maior ganho dos entes beneficiários.



No contexto de atual revisão da Resolução ANP Nº 17/2015, a ANP entende que a supressão do § 2º do Art. 6º mostra-se como a solução mais simples e efetiva para se afastar interpretações inadequadas ou incorretas da regulação. Reiteramos a importância, contudo, para que os critérios geológicos dos reservatórios sejam os predominantes no processo. O entendimento da ANP de agrupar campos com base na Participação Especial é bastante preocupante para o setor, tornando-o ainda mais regressivo para áreas terrestres. Esse cenário é austero especialmente para os casos de projetos com gás natural não associado, tendo em vista os desafios de monetização e a baixa malha de gasodutos nas áreas afastadas do litoral.

Ações sugeridas:

- Revisão do cálculo da Participação Especial, especialmente no tocante às alíquotas aplicadas para campos terrestres, haja vista que a curva apresentada para esse tipo de lavra é sempre superior às curvas de campos em águas rasas ou profundas.
- Consideração das especificidades e campos de gás natural não associado na Participação Especial, uma vez que a curva de produção é característica de platô e não de pico de produção nos primeiros anos – especialmente no caso de modelos *reservoir-to-wire*.
- Predominância dos critérios geológicos dos reservatórios sobre o processo de unificação de campos terrestres, e não de critérios de participações governamentais.

Instituições envolvidas:

MME, ANP.

IV. Testes-piloto para conhecimento aprofundado da natureza de diferentes reservatórios portadores de hidrocarbonetos, com base no prisma apontado.

Item do Relatório do GT: 4.2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Descrição: uma forma importante de desenvolver mecanismos de aplicação de novas tecnologias para a revitalização do segmento *onshore* seria a realização de testes-piloto em bacias de nova fronteira. Essa proposição está intimamente ligada ao prisma de hidrocarbonetos apontados na sugestão I (“*Manutenção do prisma de hidrocarbonetos para exploração e produção nos contratos de concessão*”). Os testes teriam por objetivo o melhor conhecimento do reservatório em novos *plays* exploratórios e de seus reais potenciais produtivos, para determinação da comercialidade em condições econômicas distintas às apresentadas no momento.

O potencial existente nas bacias terrestres brasileiras, de volume de gás *in situ* de formação geradora, já foi objeto de estudo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“*Perspectivas para o Gás Natural e o Plano Plurianual de Geologia e Geo-*



física da ANP – 2013”) e da agência norte-americana EIA. Conforme dados replicados abaixo, só a bacia do Parnaíba contaria com 64 TCF de gás previstos *in situ*. Os testes-piloto teriam o propósito de melhor estudar as questões operacionais e econômicas em bacias terrestres com potencial atrativo.

Reservas - 30 TCF em 1.196 km³ de rocha

Profundidade média: 1.500 a 2.400 m

Previsão de volume *in situ*

Parnaíba – 64 TCF

Parecis – 124 TCF

Recôncavo – 20 TCF

São Francisco – 80 TCF

Paraná – 226 TCF* (EIA/2011)

* não endossado pela ANP

Uma questão que se coloca aos operadores que desejam realizar esses testes-piloto, em formações distintas aos principais *plays* atuais das bacias sedimentares, é a forma financiamento desses projetos, com considerável dispêndio e risco. Pelo caráter inovador da medida, as cláusulas de P,D&I poderiam proporcionar o fomento à indústria *onshore* com a adoção dessa nova tecnologia de estudo de reservatório.

Sob essa ótica, o Grupo de Trabalho do MME já anunciou a possível avaliação junto às concessionárias – com obrigações P,D&I – para utilização de recursos em projetos inovadores de E&P terrestre, em direcionamento. Ademais, importante papel poderia ser exercido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”) e pela Financiadora de Estudos e Projetos (“FINEP”).

Ações sugeridas:

- Negociação com concessionárias obrigadas a investir em P,D&I para aplicação de recursos no E&P onshore brasileiro, como mecanismo de fomento à inovação produtiva terrestre e melhor estudo dos reservatórios e novos *plays* exploratórios.
- Avaliação de estruturas de financiamento do BNDES, da FINEP e de fundos setoriais para incentivar investimentos inovadores – tais como teste-piloto realizados em bacias terrestres.

Instituições envolvidas:

MME, ANP, BNDES, FINEP.



V. Harmonização da regulação estadual e federal para enquadramento de autoprodutor e autoimportador.

Item do Relatório do GT: 4.1.5 Marco Legal e Regulatório

Descrição: A Lei do Gás (11.909/2009), tentou trazer competitividade para o segmento de transporte de gás, reduzindo a participação da Petrobras na construção de dutos futuros. O concessionário, portanto, pode construir sua própria infraestrutura e aliená-la às distribuidoras estaduais. Assim, grandes consumidores, autoprodutores e autoimportadores, que não conseguem ser atendidos pelas distribuidoras estaduais, podem construir e implantar os dutos para seu uso específico, mas posteriormente deverão, como regra geral, atribuir à distribuidora estadual sua operação e manutenção, devendo incorporar as instalações ao patrimônio estadual.

Entendemos que a definição de autoprodutor e autoimportador dada pela Lei do Gás e reiterada na Resolução ANP Nº 51/2011 (enquadramento de autoprodutores e autoimportadores) deve prevalecer sobre a definição das agências reguladoras estaduais, a fim de evitar conflito de competências entre Estados e União.

O Decreto nº 7.382/2010, que regulamentou a Lei do Gás, estabelece, em seu Art. 63, que “*as sociedades que desejarem atuar como autoprodutor ou autoimportador deverão ser previamente registradas na ANP*”. Portanto, o entendimento é de que o enquadramento de autoprodutor e autoimportador é competência federal, não cabendo aos estados limitar o referido enquadramento após anuência dos órgãos da Administração da União. Mesmo por isso a Resolução ANP Nº 51/2011 não tange a questão do consumidor livre – cuja definição está a cargo dos estados, sem regulamentação federal.

Ações sugeridas:

- Clareza quanto à competência federal no enquadramento de autoprodutores e autoimportadores, com devido registro na ANP – orientações da Resolução ANP Nº 51/2011 ou outro normativo que venha a substituí-la.

Instituições envolvidas:

MME, ANP.

VI. Estabelecimento de horizontes rolantes para comprovação de reservas em usinas termelétricas a gás natural (“UTES”), conforme abordagem trabalhada no âmbito Gás para Crescer.

Item do Relatório do GT: 4.3.2 Adequação dos Modelos de Reservoir-to-Wire



Descrição: de acordo com as diretrizes traçadas na Portaria MME nº 102, de 22.03.2016, é necessário apresentar uma série de documentos para análise da EPE e para consequente obtenção da habilitação técnica para participação do Leilão. Dentre tais documentos, no caso de empreendimentos termoelétricos a gás, é necessário que seja “apresentado o Contrato ou Termo de Compromisso celebrado entre o agente, a concessionária local de gás canalizado e o efetivo fornecedor do insumo, quando for o caso, contendo” a cláusula de penalidade “e a cláusula de eficácia onde se garanta o suprimento requerido de combustível, caso o empreendimento se sagre vencedor do Leilão”.

No caso de projetos *reservoir-to-wire*, além do Contrato e da cláusula de penalidade, exige-se também “*apresentação de documento emitido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP contendo análise do termo de compromisso de compra e venda de combustível ou o contrato preliminar, acompanhado dos dados necessários para comprovação da origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural a serem contratados*”.

Dessa maneira, a comprovação prévia de combustível para todo o período do CCEAR, considerando um despacho de 100%, impõe uma barreira à entrada de projetos de térmicas a gás onshore, beneficiando os *players* de mercado que podem garantir o seu próprio combustível em detrimento de um incentivo a produtores de gás para suprimento local. Tal situação vem sendo discutida no âmbito do programa Gás para Crescer, através do Subcomitê 8 (Integração entre os Setores de Gás Natural e Energia Elétrica).

O Subcomitê 8 convergiu, majoritariamente, no sentido de manter os prazos dos contratos de compra e venda de gás natural atrelados aos prazos dos CCEARs, passando a discussão para a questão de comprovação de reservas. A indústria de E&P trabalha com uma razão de reservas/produção inferior a 10 anos, com base na exaustão das reservas nos campos gaseíferos. A exigência nos leilões de energia nova (LEN) de declaração de reservas para todo o prazo do CCEAR evidencia a incompatibilidade dos prazos adotados pelo setor elétrico e pelo setor de E&P.

O Decreto nº 5.163/2004 regulamenta a comercialização e o processo de outorga de concessões e de autorizações de energia elétrica. Em seu Art. 61, estabelece que o MME autorizará a implantação de novos empreendimentos somente quando comprovada a disponibilidade de combustíveis necessários à operação.

Ações sugeridas:

- Alteração do Decreto nº 5.163/2004, para incluir a comprovação de disponibilidade de combustível em horizonte rolante, conforme regulamentação específica.

Instituições envolvidas:

MME, ANP, ANEEL, EPE.



VII. Impacto das tarifas aplicadas pelas distribuidoras de gás natural no desenvolvimento de projetos de E&P.

Item do Relatório do GT: 4.3.2 Adequação dos Modelos de Reservoir-to-Wire

Descrição: a Lei do Gás, em seu Art. 46, estabelece a necessidade de atendimento dos autoprodutores e autoimportadores pelas distribuidoras estaduais. No caso de necessidades que não possam ser atendidas diretamente pelas distribuidoras, os agentes interessados poderão construir a infraestrutura necessária e aliená-la, posteriormente, à distribuidora, responsável pelo O&M do duto.

É relevante ressaltar que o §1º do mesmo artigo estabelece que as tarifas de O&M serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual, observando aos princípios: (i) da razoabilidade; (ii) da transparência; (iii) da publicidade; e (iv) da especificidade de cada instalação. Neste caso, há um parâmetro para que não haja práticas de tarifas abusivas pelas distribuidoras, comprometendo a viabilidade de projetos de E&P:

Art. 46. O consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização.

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 2º Caso as instalações e os dutos sejam construídos e implantados pelas distribuidoras estaduais, as tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual considerarão os custos de investimento, operação e manutenção, em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 3º Caso as instalações de distribuição sejam construídas pelo consumidor livre, pelo autoprodutor ou pelo autoimportador, na forma prevista no caput deste artigo, a distribuidora estadual poderá solicitar-lhes que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários, negociando com o consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem do órgão regulador estadual.

Ações sugeridas:

- Estabelecimento de tarifas de O&M das distribuidoras estaduais em observância estrita ao § 1º do Art. 46 da Lei do Gás, por parte agências reguladoras estaduais, como forma de não comprometer projetos de monetização de gás natural.

Instituições envolvidas:



MME, Agências Reguladoras Estaduais.

VIII. Disponibilização de áreas de nova fronteira ou remotas para estudos de empresas investidoras, com possibilidade de posterior retenção, se apresentada atratividade.

Item do Relatório do GT: 4.1.1 Oferta de Áreas, 4.2.6 Acesso ao Banco de Dados de E&P

Descrição: As licitações de concessão da ANP são realizadas por bloco exploratório, nas chamadas “Rodadas de Licitação”. A duração dos contratos é igual à soma do período entre a entrada em vigor do contrato até a Declaração de Comercialidade ou devolução da área (Fase de Exploração), mais o período de 27 anos, referente ao período de desenvolvimento e produção (Fase de Produção). Durante a fase de exploração, o concessionário deverá cumprir o Plano Exploratório Mínimo, e poderá devolver à ANP os blocos integrantes da área de concessão.

Considera-se que a dinâmica atual de concessão de áreas pode ser inovada e ampliada através da implementação de novas estratégias de concessão em áreas de novas fronteiras geológicas. Uma possibilidade, a partir de modelos adotados em outros países, prevê a disponibilização de áreas remotas e de alto risco geológico para estudos por parte de empresas voluntárias. Essas áreas, caso os resultados apresentem alguma atratividade, poderiam ser retidas parcialmente pelas empresas investidoras, incentivando as atividades na bacia e iniciando um novo ciclo exploratório na nova fronteira. A apresentação de interesse, por parte das empresas envolvidas, daria origem a um contrato de concessão com a União e propiciaria um possível aumento de dados de E&P para o BDEP com publicidade imediata, tornando a estratigrafia da bacia mais conhecida.

Por fim, a vigência do contrato de concessão desse novo modelo não eximiria o concessionário de obter todas as licenças, autorizações, permissões e direitos exigidos nos termos da lei por determinação das autoridades competentes.

Ações sugeridas:

- Discussão sobre uma nova modalidade de concessão, que permita a realização de estudos e prospecções em áreas de nova fronteira geológica por companhias interessadas. A retenção seria contingente ao interesse da empresa, se apresentada atratividade, com posterior celebração de um contrato de concessão com a União.

Instituições envolvidas:

MME, ANP, EPE.



IX. Sinergia das Cláusulas de Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e da Agência Nacional de Energia Elétrica em projetos integrados.

Item do Relatório do GT: 4.2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Descrição: a aplicação dos recursos em projetos ou programas de P,D&I sob a cláusula deve se dar de acordo com percentuais de distribuição específicos que considera o tipo de executor do projeto ou programa. Essa distribuição pode variar em função da modalidade do contrato ou rodada de licitações da ANP.

No entanto, o estabelecido nos contratos mais recentes é que pelo menos 50% dos recursos oriundos da obrigação sejam aplicados em Instituições Credenciadas (IC), pelo menos 10% dos recursos em Empresas Brasileiras (EB) fornecedoras de bens ou serviços e o restante, até 40%, em qualquer dos executores permitidos, incluindo as instalações do próprio concessionário para a realização de P&D interno. Dos 50% reservados para investimentos em ICs – parcela conhecida pela indústria como “parte externa da cláusula” – é possível que até 30% dos recursos sejam aplicados diretamente em Empresas de Base Tecnológica (EBT) de até médio grande porte, desde que no contexto de projetos executados em parceria com ICs.

Embora a observância da aplicação desses percentuais mínimos tenha sido fruto do amadurecimento da regulação da ANP sobre P&D e maior atenção ao fomento de conteúdo local de base tecnológica, no que toca especialmente a atividade onshore, há outros mecanismos mais eficazes para a promoção do desenvolvimento local e da indústria a partir da tecnologia.

Outros aspectos importantes para a indústria, como a formação e qualificação de recursos humanos, a melhoria de infraestrutura laboratorial, o estudo de bacia sedimentares de nova fronteira e a capacitação técnica de fornecedores também são referenciados no Regulamento nº ANP 03/2015 como possíveis objetos de investimento. Comparando essas disposições com o estabelecido no Regulamento nº ANP 05/2005, percebe-se com muita clareza uma ampliação do escopo da cláusula, que evolui para um instrumento de política pública que, através da regulação, passa a tocar mais de perto no desenvolvimento da cadeia de fornecedores do E&P, na geração de valor representada pelo conhecimento mais profundo das bacias sedimentares brasileiras e em outros fatores estratégicos para o desenvolvimento industrial do setor de petróleo e gás no país.

Seguindo essa mesma lógica, é importante que outras atividades de teor tecnológico que contribuam para a viabilização de atividades *onshore* – como projetos-piloto, aumento do conhecimento geológico das bacias e testes – também possam ser financiadas pelos recursos da cláusula. É importante que sejam discutidos mecanismos para tornar o processo relacionado a esses investimentos menos engessado por custos de transação e ob-



servância de regras detalhadas e mais alinhados a orientações estratégicas advindas do diálogo entre indústria, MME e agência reguladora para o apoio a atividades onshore.

Em que pese em particular a preponderância das atividades de gás natural em terra para a criação de infraestruturas para o país (rede de gasodutos, integração ao setor elétrico), também devem ser buscadas outras alternativas de financiamento através do BNDES, FINEP, fundos setoriais e opções de créditos disponíveis para P,D&I, conforme item IV (“*Testes-piloto para conhecimento aprofundado da natureza de diferentes reservatórios portadores de hidrocarbonetos, com base no prisma apontado*”).

Nesse contexto, é importante observar que a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) também possui um programa de pesquisa e desenvolvimento para o segmento. Sob a Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (“SPE”) há uma regulação através da qual as concessionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão ou geração, as permissionárias de serviços públicos de distribuição e as autorizadas à produção independente de energia elétrica devem aplicar anualmente um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em projetos de P&D. Trata-se do instrumento de política pública mais próximo à cláusula de Pesquisa e Desenvolvimento da ANP e, nos investimentos integrados que envolvem atividades do E&P e da geração, contribui para a competitividade do setor que os recursos da cláusula da ANEEL também sejam utilizados para o financiamento de atividades tecnológicas que afetem projetos *reservoir-to-wire*.

Ações sugeridas:

- Viabilização do uso das obrigações de investimentos geradas pela cláusula de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL para o financiamento de desafios tecnológicos do E&P quando vinculados a projetos *reservoir-to-wire*.
- Discussão sobre os percentuais mínimos aplicáveis na cláusula de P,D&I da ANP para os novos contratos de concessão e sua vinculação a demandas estratégicas da indústria.

Instituições envolvidas:

MME, MCTI, MDIC, FINEP, BNDES, ANP, ANEEL.

X. Desenvolvimento de financiamento de atividades de E&P terrestres a partir de Reserves Based Lending (RBL), a exemplo de estruturas já empregadas no mundo.

Item do Relatório do GT: 4.1.6 Financiamento de E&P Terrestre

Descrição: conforme apontado pelo estudo “*Gás natural em terra: Uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor, 2015*”, da UFRJ, o financiamento das atividades de E&P terrestre, especialmente em áreas de nova fronteira, apresentam especifici-



dades que dependem da redução da incerteza geológica nas etapas de exploração e avaliação e da eficiência em termos de custos de operação. Nessa fase, o financiamento não é realizado através da contratação de dívidas, mas por capital próprio do concessionário, refletindo as supracitadas incertezas e o baixo valor dos ativos nesse estágio do ciclo de E&P.

O financiamento dos investimentos das campanhas exploratórias a partir de endividamento com instituições financeiras (a denominada “alavancagem”) só é possível com a redução da incerteza – consolidação de reservas e promessa de geração de caixa. No caso de bacias terrestres de nova fronteira, cujo conhecimento geológico é a principal barreira a ser enfrentada, essa situação é ainda mais crítica, inibindo a atuação de *players* que não dispõem capital próprio suficiente para bancar o risco da fronteira geológica. A preferência acaba sendo voltada a ativos já em produção, maduros ou marginais, no caso de pequenos e médios operadores.

A operação de financiamento através de Reserve Based Lending (RBL) é determinada pelo valor presente das reservas e a amortização da dívida é realizada com os recursos da venda do hidrocarboneto produzido. Ela é estruturada como *project finance* para o *upstream*, para ativos já em produção ou com a produção proximamente verificável e, evidentemente, que sejam passíveis de serem comercializados (SOUZA, L.A.S. et. al, 2014). Dentre os benefícios para as concessionárias, está a monetização da perspectiva de caixa futuro dos projetos de produção, com o direcionamento de recursos para atividades exploratórias em outras áreas (recomposição de reservas).

O modelo RBL é bem-sucedido nos Estados Unidos – no entanto, parte do sucesso está relacionado também ao regime de propriedade do hidrocarboneto e as garantias sobre reservas no caso de *default* ou falência. Entendemos que o arcabouço jurídico é muito distinto à realidade brasileira, em que as reservas *in situ* pertencem à União (Art. 20, incs. V e IX da Constituição Federal). A propriedade do hidrocarboneto só passa para o concessionário após o ponto de medição, conforme estabelecido nos contratos de concessão. Em vista das diferenças de regime, o ideal seria considerar alternativas de estruturas de financiamento com efeitos similares ao RBL no Brasil para atração de investimentos.

Ações sugeridas:

- Discussão sobre o arcabouço regulatório e da criação de estrutura de financiamento em projetos similares ao RBL, como forma de permitir a monetização da perspectiva próxima de fluxo de caixa por ativos em produção – em última instância, a reposição das reservas, com recursos para exploração.

Instituições envolvidas:

MME, ANP, BNDES.



XI. Adequação do sistema progressivo de penalidades por falta de combustível conforme transcurso do status de deficiência do fornecimento de gás natural (REN ANEEL nº 583/2013).

Item do Relatório do GT: 4.3.2 Adequação dos Modelos de Reservoir-to-Wire

Descrição: além da necessidade de comprovar a celebração do Contrato de Suprimento, o MME impõe a aplicação de uma penalidade no âmbito dos contratos celebrados entre geradores e fornecedores de combustível para fins de habilitação no Leilão (Portaria MME nº 21/2008). Este item também está endereçado no Subcomitê 8 do Gás para Crescer.

De acordo com o art. 6º da REN nº 583/2013, que regula o imposto pela Portaria do MME, a aplicação de penalidade ao fornecedor caso a geração da usina termelétrica reste indisponível devido à falha no fornecimento do combustível, visa assegurar a confiabilidade na geração de energia.

Observa-se, todavia, que já está previsto no arcabouço regulatório uma série de consequências para o agente gerador, caso a UTE se encontre indisponível como, por exemplo, o pagamento de ressarcimento às distribuidoras por geração inferior ao despacho do ONS, além da degradação de seu lastro, que diminui sua capacidade de firmar contratos de venda de energia.

A imposição da inclusão da penalidade nos Contratos, o artigo 6º REN ANEEL nº 583/2013 descreve ainda a fórmula para o cálculo da mesma o que, em um mercado maduro, seria estabelecida livremente entre os players. A fórmula estabelece um sistema progressivo de penalidades que aumentam conforme o número de meses de deficiência no fornecimento de gás e, como seu valor é vinculado ao PLD, em uma indisponibilidade prolongada de gás a penalidade por falta de combustível tem capacidade causar a insolvência do empreendedor.

No fim, a penalidade por falta de combustível não assegura o comprometimento do supridor de gás, que não aceita responder pelos valores impostos por ela. Sendo o empreendedor termelétrico quem assume a totalidade ou parte da penalidade desta resolução (através da celebração de *Side Letters* aos Contratos de Suprimento). Assim, o empreendedor termelétrico é duplamente penalizado pois, em caso de indisponibilidades decorrentes de falta de combustível, além de honrar seu contrato a exposição ao PLD, ainda assume o percentual da penalidade por falta de combustível que não consegue repassar ao supridor de gás.

Conforme entendimento do Subcomitê 8 do Gás para Crescer, a penalidade transferiu riscos de natureza estranha à indústria de gás natural e próprios do setor elétrico (PLD, PMEDm, etc.), com resistência a potenciais supridores. Nesse contexto, houve convergência para alterar as competências do CNPE na Lei do Petróleo, como forma de incluir a possibilidade de estabelecer diretrizes gerais no estabelecimento de penalidades e sanções no setor energético. Ademais, seria proposta resolução do CNPE para que a ANP e



a ANEEL se articulem na regulação da penalidade por falta de combustível, com análise de impacto regulatório (AIR).

Ações sugeridas:

- Inclusão de competência do CNPE para estabelecer diretrizes gerais no estabelecimento de penalidades por falta de combustível.
- Criação de uma resolução do CNPE para que a ANEEL e a ANP articulem conjuntamente tais diretrizes, evitando a dupla penalização dos empreendedores termelétricos.

Instituições envolvidas:

MME, CNPE, ANP, ANEEL.
