

CONTRIBUICOES DA ABPIP QUANTO A
CONSULTA PUBLICA (MME) SOBRE O REATE

Considerando que esta consulta publica pretende recolher contribuições da sociedade para atingir seus objetivos quanto a revitalização da indústria do segmento terrestre de E&P de petróleo e gás natural, que visa:

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.

A ABPIP louvando a assertividade do trabalho deste Grupo, que soube acolher e pautar os principais temas que ao longo desta ultima década eram demandadas pela indústria e nunca tiveram uma encaminhamento tão objetivo e célere como estamos vivenciando atualmente, gostaríamos também desde já sugerir a inclusão do tema Programa de Desinvestimento da Petrobras – Campos Terrestres que, ao nosso entendimento, precisa ser atacado para que seja alcançado o objetivo do programa REATE proposto pelo MME.

Neste sentido, apresentamos a seguir neste documento o item A – Temas sugeridos adicionais ao REATE, onde serão encaminhadas nossas propostas relativos ao tema.

Adicionalmente vem, para contribuir com o objetivo desta consulta publica, como foi descrito no documento “GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES”, que denominaremos Nota Técnica do Grupo de Trabalho (NT do GT), tratar da temática proposta apresentando as nossas sugestões tema a tema no item B – Temas indicados no REATE deste nosso documento.

Desta forma, apresentamos nossos comentários e propostas como se segue:

A – Temas adicionais sugeridos para o REATE:

Neste item elencamos demandas especificamente relacionadas ao processo de desinvestimento da Petrobras, seja no denominado Projeto Topázio, sejam em projetos futuros de venda de ativos terrestres em operação.

Embora reconheçamos que a Petrobras deve buscar o seu melhor interesse na venda de ativos de campos em operação que não mais estejam dentro do seu foco, cabe ao Estado através dos seus órgãos de administração direta e agências reguladoras, neste caso MME, ANP, CADE, etc... garantir que os interesses maiores da sociedade estejam garantidos nesse processo. Em nossa avaliação, os seguintes aspectos requerem uma visão mais ampla, que permita o desenvolvimento de uma indústria de operadores independentes de campos terrestres no nosso país e que permita serem alcançadas as metas de produção em campos terrestres propostas pelo MME.

ENVOLVIMENTO DA ANP NO PROCESSO LICITATORIO

O atraso já ocorrido e outros que venham a ocorrer na retomada deste processo causa prejuízos para todo o sistema, sociedade em geral, toda a cadeia produtivo, aos diversos níveis do Estado e ate mesmo a própria Petrobras.

A ANP tem reconhecida competência na condução de processos licitatórios nas suas rodadas de licitações que ocorrem desde o inicio de sua existência. Os recentes movimentos da Petrobras na retomada da vendas de campos terrestres por si só já demonstram que o envolvimento da ANP será profícuo para o êxito do certame.

ABANDONO DE POÇOS E INSTALAÇÕES:

No processo de venda de campos incluso no projeto Topázio, cancelado pela Petrobras, acatando recomendação do TCU, a Petrobrás, pretendeu repassar integralmente os passivos ambientais e as obrigações de abandono relativas aos campos objetos da venda. Os custos de abandono, na maioria dos campos, são bastante significativos e as questões relacionadas a este passivo ambiental muito relevantes para a sociedade. É fundamental que o Estado, os órgãos reguladores, a Petrobrás e os representantes da indústria possam se reunir e definir um processo que permita garantir o adequado processo de abandono destes campos – tratam-se de milhares de poços, milhares de quilômetros de linhas, e dezenas de facilidades. É preciso que se formule uma política de abandono que possibilite o adequado financiamento destas atividades, que garanta a responsabilidade dos operadores, e a execução adequada de um plano de abandono, e que esta

tarefa não onere de tal forma os custos de operação que inviabilizem ou restrinjam investimentos adicionais pelos novos operadores independentes.

Proposta ABPIP:

Ampla discussão de formas de financiamento e tratamento fiscal dos custos de abandono. Regra geral para processos semelhantes, inclusive em outras atividades, por óbvio, os passivos pré existentes, no montante desta relevância, não são repassados aos novos operadores, sob pena de inviabilizar a produção dos campos dado que a reserva eventualmente existente não suporte estes custos ou que, tão danoso quanto, este ônus adicional venha a comprometer a capacidade de investimento do novo operador.

Aos novos operadores, caberá apresentar seus planos de desenvolvimento e se responsabilizar pelos passivos (ônus) associados ao bônus auferidos pela produção dos campos sob sua gestão. Estes planos devem estar alinhados com as discussões de extensão e/ou prorrogação dos prazos e contratos de concessão, além dos mecanismos de garantia que serão adiantes propostos.

UTILIZAÇÃO “REGULADA” DE INFRAESTRUTURA DAS BACIAS E CONDIÇÕES DE COMPRA DA PRODUÇÃO.

A Petrobrás como monopolista na operação da infraestrutura de escoamento e refino e como agente de compra Monopsônico de mercado, tende a impor aos produtores independentes preços e condições de compra e operação logística “draconianos”. Estas condições além gerar incertezas jurídicas e econômicas ao negócio, podem limitar severamente as condições dos produtores independentes de ampliar os investimentos nos campos.

Proposta ABPIP:

A ANP, CADE e demais órgãos de Estado, devem regulamentar o uso da infraestrutura e garantir que sejam adotados critérios de mercado na comercialização dos hidrocarbonetos. Adicionalmente os produtores independentes sugerem a adoção de uma política que privilegie a maximização do volume de óleo produzido em bacias maduras por produtores independentes e garanta acesso a esta infraestrutura e quotas a serem processadas pelas refinarias, nos moldes como é feito para biocombustíveis, como detalharemos no tema específico adiante.

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DA RODADA ZERO

A partir da esperada transferência dos campos terrestres maduros hoje operados pela Petrobrás para operadores independentes, espera-se uma retomada dos investimentos destes novos operadores nestes campos, de forma a obter o incremento de produção e redução de custos operacionais que lhes proporcionará o retorno esperado no seu investimento.

Em muitos casos estes investimentos podem envolver projetos de médio-longo prazos, no desenvolvimento e ou ampliação de projetos de recuperação secundária e ou avançada. Muitos destes projetos podem requerer prazos maiores que aqueles remanescentes das atuais concessões da rodada “zero”.

Proposta ABPIP:

É preciso que sejam estabelecidos previamente os critérios claros que irão regular a renovação dessas concessões. Entendemos que a postura da Agência deve considerar uma visão de *portfólio*, onde os operadores poderão selecionar e priorizar campos que tenham maiores possibilidade de aumento no percentual de recuperação das reservas para o desenvolvimento de projetos, mantendo em campos com menor potencial estratégias de manutenção e ou redução de declínio da produção com investimentos mais modestos e adequados aos desafios dos campos e suas taxas de recuperação. A própria definição dos “polos” de produção que a Petrobras tem indicado que virá a desinvestir já apresenta grande variabilidade de volumes de recuperação, produção o que pode indicar diferenças muito grandes na economicidade de projetos de recuperação avançada.

É preciso que as condições macroeconômicas e de preço do produto no mercado internacional possam ser levadas em consideração de forma permanente, permitindo o arcabouço legal que dê flexibilidade a execução das obrigações contratuais assumidas pelos agentes econômicos.

B – Temas indicados no REATE .

Abordaremos esta temática na ordem que esta explicitada na NT do GT que suporta esta consulta publica, observando a numeração dos temas constantes no seu capítulo 4. ANÁLISE SITUACIONAL DO SEGMENTO ONSHORE E PLANOS DE AÇÃO e contextualizando com as ações prioritárias e resultados esperados ali indicados, como se segue:

4.1.1 Oferta de 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

Comentários iniciais:

Neste capítulo, ofereceremos sugestões que venham a privilegiar maximizar a atração de investimento, propondo melhoria na previsibilidade da disponibilidade de oportunidades de investimento, na simplificação e adequabilidade dos certames.

No âmbito das licitações de oportunidades terrestres, o programa de desinvestimento da Petrobras tem importante relevância para que a projeção de aumento de produção de petróleo e gás natural pretendida por este MME seja alcançada.

Assim, apesar de já percebido pelo mercado, a ANP já anunciou até o ano de 2019, um calendário de rodadas e pelas mesmas razões propomos ampliar este esforço incluindo neste calendário as rodadas decorrentes do programa de desinvestimento da Petrobras.

Além disto, sugerimos, reforçando e ampliando a utilização da ferramenta da nomeação que visará, recuperar o tempo perdido e a baixa taxa de esforço exploratório desenvolvido no país.

Propostas ABPIP:

- 1) Criação de um calendário plurianual de rodadas, incluindo as relativas a venda de campos terrestres inclusos no programa de desinvestimento da Petrobras.
- 2) Adequar o critério de avaliação de ofertas em áreas terrestres.
Baseado num bônus de oferta, composto de um bônus mínimo e um bônus

conversível em investimento, o que promovera a ênfase no programa de investimento.

Apresentamos a seguir as linhas mestras desta proposta.

O edital estabelecerá os seguintes pontos:

A) PROPOSTAS DEVEM OFERTAR

- 1) Bônus de Oferta = Bônus de assinatura (BM) + bônus conversível (BC)
- 2) Programa de Trabalho Mínimo ou Exploratório Mínimo (PTM/PEM)

Na sua proposta o licitante deverá se comprometer a realizar pelo menos o PTM/PEM proposto no edital e obrigatório.

B) CRITERIO DE JULGAMENTO

Logrará vitória no certame aquele que apresentar o maior bônus de oferta (assinatura + conversível), pois o PTM/PEM será igual para todos os participantes do processo licitatório.

C) GARANTIA E PAGAMENTO NA ASSINATURA DO CONTRATO

Na ocasião da assinatura do contrato, o vencedor quitará o valor ofertado a título de bônus de assinatura e apresentará garantia para o bônus conversível e para o programa de trabalho mínimo.

D) FASE DE CONFIRMAÇÃO:

O Concessionário terá até 12 meses a partir da assinatura do contrato para aprofundar os estudos de dados para confirmar seu interesse, que permite então duas possibilidades:

- (i) Confirmar interesse, podendo ampliar ou não o PTM/PEM
Se ampliar, poderá converter o BC em Programa de Trabalho Ampliado (PTA) se for o caso e apresenta as garantias complementares do PTA e/ou paga a diferença se o BC for maior que o PTA.

- (ii) Se não ampliar o PTM/PEM, paga o BC.

Desta etapa em diante segue os moldes usuais do contrato de concessão.

- 3) Nominção a qualquer tempo de áreas para levantamento de geológicos e geofísicos (G&G) e posterior licitação com possibilidade de ressarcimento de custos de exploração por vencedor.

4) Nominção de blocos para licitação em Bacias Maduras para realização de leilões trimestrais.

Neste diapasão trazemos aqui propostas que demonstram um certo alinhamento quanto os benefícios que a nominção traz aos processos licitatórios e para demonstrar este alinhamento fizemos “recortes” no trabalho “Propostas de adequação do processo licitatório para Blocos em Bacias Maduras e Áreas Inativas com Acumulações Marginais ao novo marco regulatório para o segmento de Empresas de Pequeno e Médio Portes de E&P.”, de autoria de Rafael Jardim Cardoso e Leonardo de Vasconcelos Machado Rodrigues, apresentados no XIV CBE – Congresso Brasileiro de Energia que diz:

O Brasil possui 38 bacias sedimentares, totalizando uma área de aproximadamente 6,5 milhões de quilômetros quadrados. As bacias terrestres respondem por uma área próxima de 75% deste total (NOVAES, 2009). Destas, algumas possuem elevado nível de conhecimento geológico, quantidade significativa de poços exploratórios perfurados e curva de produção declinante, sendo consideradas, por estes motivos, como maduras.

As bacias terrestres que apresentam estas características são as bacias do Recôncavo, Espírito Santo, Potiguar e Sergipe-Alagoas, sendo estas, portanto, as que propomos a nominção com fins de licitação.

....O art. 2º da Resolução CNPE nº 1/2013 estabelece que devam ser realizadas anualmente licitações específicas, a falta de uma agenda regular e previsível de licitações é considerada, pelo mercado, como uma importante barreira para o desenvolvimento do segmento de pequenos e médios operadores.

Em recente estudo elaborado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI), intitulado “Gás Natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor”, no qual também foi abordado o problema acima relatado, foram apresentadas algumas contribuições para os procedimentos licitatórios, tanto para áreas maduras quanto para áreas de nova fronteira.

Para as áreas maduras, as propostas apresentadas são que a ANP solicite autorização ao CNPE para ofertar, simultaneamente, blocos de todas as bacias maduras. Estes blocos seriam delimitados anteriormente pela Agência e ficariam em oferta por um período de dois anos. Findo este

tempo, a ANP faria uma revisão dos blocos ofertados, para submissão ao CNPE.

Após a aprovação por este Conselho, a Agência programaria rodadas periódicas (trimestrais), por meio de processo eletrônico (pregão eletrônico), quando licitaria blocos que recebessem manifestação de interesse através do mecanismo de Nominação de Áreas, já existente na ANP. Os blocos que não fossem adquiridos ficariam em oferta para próximas licitações, à medida que aparecessem empresas interessadas.

Outro trabalho sobre o tema é o Projeto de Lei do Senado nº 446/2015, de autoria do Senador Marcelo Crivella. Este Projeto modifica a Lei do Petróleo para criar a concessão precedida de chamada pública para blocos localizados em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres.

A proposta apresentada pelo Senador Crivella em muito se assemelha ao mecanismo de Nominação de Áreas, citado no estudo da CNI, já que uma chamada pública para licitação de determinada área seria realizada após a manifestação de interesse do mercado. No Projeto de Lei, entretanto, há a determinação de que a ANP inicie, no prazo de até 180 dias a partir da provocação do interessado, o processo de chamada pública.

Em ambas as propostas, da CNI e do Senador Crivella, é claro o desejo de dinamizar o processo licitatório e assim propiciar, de fato, o desenvolvimento do segmento terrestre da indústria petrolífera nacional.

O mecanismo de Nominação de Áreas é disponibilizado pela ANP na internet, entretanto, difere do Projeto de Lei na medida em que as nomeações não representam, nem para a ANP e nem para a empresa nominadora, compromisso, direito ou dever quanto às áreas sugeridas.

Desta forma, apresentamos a nossa proposta, a partir das propostas acima citadas que em síntese apertada propõe:

- I. Para as bacias maduras terrestres a ANP indicará ao CNPE setores específicos e solicitará uma única autorização, com caráter de delegação de competência do Conselho, para que seja possível licitar blocos nestes setores sem necessidade de autorizações para cada rodada, o que torna o processo mais custoso e burocrático.
- II. Dará publicidade a esta lista de setores, estabelecendo um calendário para

nominações que venha a viabilizar leilões trimestrais e sucessivos até que seja esgotado este “estoque” de setores previamente autorizados, sem impedimentos que seja ampliado e/ou reduzido este estoque.

- III. Os leilões trimestrais destes setores nominados dar-se-ão por pregão eletrônico, conforme calendário previamente anunciado ao final de cada período de nomeação.
- IV. E segue com as formalizações consequentes desta licitação e inicia-se outro período de nomeação com os setores remanescentes, sucessivamente.

4.1.2 Conteúdo Local

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.

Comentários iniciais:

Nosso entendimento, alinhado com a abordagem do Pedefor, neste tema conjuga três vertentes, continuar criando oportunidades para fornecedores novos e existentes na cadeia produtiva de Petróleo e Gás, como as empresas independentes tem feito e ao mesmo tempo simplificando e adequando os requisitos regulatórios que em nada agregam valor no processo mas ao tempo evitando a acomodação naturais em nichos com reserva de mercado, frustrando a necessária competitividade que é em realidade a única forma de se construir uma cadeia de fornecedores robusta e sustentável.

Propostas ABPIP :

- 1) Utilizar o certificado de origem para validação da demonstração do conteúdo local (padrão Mercosul) ao invés do certificado nos moldes atuais.

O regime de Origem do Mercosul foi criado através do Acordo de Complementação Econômica nº 18 – Mercosul, que em breves linhas diz que:

REGIME DE ORIGEM DO MERCOSUL– No Regime de Origem do

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS – ABPIP
Av. Tancredo Neves, 274 , sala 321 – Bloco A, 40.820-020 – Salvador –Ba, Tel. (71) 3432-0301

Mercosul, estão definidos, entre outros, o âmbito de aplicação e as regras para conferir o caráter originário das mercadorias, os procedimentos para a emissão do Certificado de Origem, o modelo desse Certificado e as sanções para os casos de falsidade ou adulteração dos documentos.

Os certificados em formulários em papel estão disponíveis na sede das Federações de Indústria que compõe o sistema CNI. Para retirar os impressos, o solicitante deve trazer carta da empresa, em papel timbrado, especificando o(s) tipo(s) de certificado(s) e, se necessário, seu(s) respectivo(s) modelo(s) de declaração.

- 2) Criação de mecanismos de acompanhamento e controle da política de conteúdo local, hoje inexistente, que monitore a curva da evolução do percentual de conteúdo local, para que permita a avaliação e gradualmente sejam reduzidos os patamares mínimos de CL, a partir do patamar para a 14ª rodada, para futuras rodadas de licitação de blocos terrestres.
- 3) Adequação dos contratos existentes, acolhendo o fato superveniente desta nova regulação de conteúdo local e a extinção dos processos de autuação e multas vinculados ao conteúdo local, que ainda estão em tramite administrativo e judicial.

4.1.3 Participações Governamentais

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.

Comentários iniciais:

O volume de hidrocarbonetos produzidos na área terrestre é pequeno, atualmente menos de 1 % da produção nacional com forte tendência de redução nesta participação dado a crescente produção de poços do pre sal. Assim, a desoneração de royalties terá baixo impacto arrecadatário, mas o incremento desse segmento da indústria repercute na ativação do mercado de trabalho e de bens e serviços. Isso porque, os campos terrestres são verdadeiros instrumentos de promoção do desenvolvimento para as localidades onde se situam e a taxaço praticada pelo Estado deve ser projetada de forma a garantir que os impostos e royalties não sejam impeditivos ao desenvolvimento desse setor da indústria.

No estudo “*Capturing Economic Rents From Resources Through Royalties and Taxes*”, de Jack Mintz e Duanjie Chen, da Escola de Políticas Públicas da Universidade de Calgary, indicam que no Brasil a taxaço do segmento é mais intensa que em outros países.

Nesse sentido, na medida que a alíquota do royalties é aplicada sobre a produção do campo, verifica-se sua repercussão nos custos e benefícios, que produzirá redução da produção, com consequências para os resultados das empresas e arrecadação de royalties.

Indubitável afirmar que a atratividade do segmento e seu desenvolvimento esta relacionado à capacidade do projeto de remunerar seus investidores de maneira a compensa-los pelos riscos aos quais estão impostos.

Diante do exposto, a redução da alíquota do Royalties contribuirá para incentivar a exploração de petróleo e gás em áreas terrestres no Brasil.

Em que pesem, as relevâncias sociais das contribuições que esta medida se propõe é necessário dizer que não haverá relevantes perdas de arrecadação dos entes federativos beneficiários dos royalties, mas ao contrario, uma vez que a parcela dos campos com este perfil de produção que se ainda se mantém produtores é muito menor do que aquela parcela que se habilitará a ser revitalizada e portanto a voltar a produzir, sendo assim, além dos benefícios sociais advindo destes projetos o resultado fiscal final da medida gerará um aumento arrecadatário de impostos quer seja pela contribuição direta dos royalties (na maioria dos casos para este perfil de campo inexistente) quer seja pela própria dinâmica do aquecimento econômico.

Relevante se colocar que este aumento arrecadatária dar-se-á sem aumento

de carga tributária mas justamente ao contrário, pela desoneração que implicará na viabilização dos projetos vinculados a estes campos.

Trazemos aqui os exemplos de outros países que adotam a estratégia de redução dos percentuais de royalties sob determinados critérios, como se segue:

EUA: US Federal Government – Stripper oil royalty relief program.

<https://www.doioig.gov/sites/doioig.gov/files/01-i-297.pdf>

<http://www.ogj.com/articles/print/volume-96/issue-9/in-this-issue/general-interest/blm-continues-stripper-well-royalty-break.html>

Ucrania: Ukrainian Royalty Rate Reduction

<https://www.ukrnafta.com/en/kopiya-royalty-rates-reduction-will-allow-to-start-the-investment-program>

<https://www.rt.com/business/273454-ukraine-royalty-tax-lowered/>

Canada: Canadian Enhanced Recovery Royalty Relief Program

http://www.qp.alberta.ca/documents/Regs/1993_348.pdf

http://www.energy.alberta.ca/About_Us/1559.asp

Romenia: Romanian Royalty Rates – in the Romanian petroleum law

<http://www.namr.ro/resurse-de-petrol/tarife-si-redeventa-petroliere/>

Colômbia:

Ver El artículo 16 Parágrafo 3 de la Ley 756 de 2002:

Parágrafo 3º. *Igualmente se aplicará esta disposición a la producción incremental proveniente de los contratos de producción incremental aprobados previamente por el Ministerio de Minas y Energía y a los campos descubiertos no desarrollados. Se entenderá por producción incremental a aquella proveniente de los contratos firmados por Ecopetrol con terceros que tengan como objeto obtener de los campos ya existentes, nuevas reservas provenientes de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías, para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas. También se entenderá por producción incremental los proyectos adelantados por Ecopetrol con los mismo propósitos.*

Ver Decreto 3176 por medio del cual se reglamenta, entre otros, el parágrafo 3 del artículo 16 de la Ley 756 de 2002:

DECRETO 3176 DE 2002

Artículo 1º. *Definiciones. Con el fin de dar aplicación a los párrafos 3º y 10 del artículo 16 y el artículo 39 de la Ley 756 de 2002 se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:*

1. Producción Incremental: *Volumen de hidrocarburos, expresado en barriles de petróleo día o pies cúbicos de gas día, que se obtiene por encima de la Curva Básica de Producción de los campos ya existentes, proveniente de los contratos firmados por Ecopetrol con terceros o de los proyectos adelantados por Ecopetrol, como resultado de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de*

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS – ABPIP

Av. Tancredo Neves, 274 , sala 321 – Bloco A, 40.820-020 – Salvador –Ba, Tel. (71) 3432-0301

tecnologías para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas.

2. **Factor de Recobro:** Es la relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento (Original Oil in Place).

3. **Curva Básica de Producción:** Es el pronóstico de producción de un campo determinado, expresado en barriles de petróleo día o pies cúbicos de gas día, promedio mensual, al momento de su definición, sustentado en la proyección futura del comportamiento de los yacimientos que lo componen, las instalaciones de producción y de transporte, las prácticas y métodos de producción establecidos el mercado existente y la eficiencia de la operación.

4. **Producción Básica:** Es el volumen de hidrocarburos producidos de un campo determinado, expresado en barriles de petróleo o pies cúbicos de gas, que se obtiene por debajo o hasta la Curva Básica de Producción.

5. **Contrato de Producción Incremental:** Son todos aquellos contratos que celebre Ecopetrol con el objetivo de obtener Producción Incremental en campos en explotación. El área de un Contrato de Producción Incremental podrá involucrar más de un campo, caso en el cual, para efectos de liquidación de regalías se definirá la Curva Básica, la Producción Básica y la Producción Incremental individualmente por cada campo.

6. **Proyectos de Producción Incremental:** Conjunto de actividades adelantadas por Ecopetrol en campos de Operación Directa de Producción, encaminadas a obtener producción incremental de hidrocarburos.

7. **Operación Directa de Producción:** Conjunto de actividades de producción desarrolladas por Ecopetrol en campos que han sido resultado de reversiones, terminación de contratos, devolución de campos y campos descubiertos o adquiridos por Ecopetrol en el ejercicio de sus funciones.

8. **Campo Descubierto No Desarrollado:** Área en donde se han realizado uno o varios descubrimientos cuya explotación no ha resultado viable económicamente al momento de entrar en vigencia la Ley 756 del 23 de julio de 2002. En consecuencia, no se han realizado para dicho campo inversiones de desarrollo traducidas en pozos de desarrollo y/o en facilidades de producción (tanques de almacenamiento, separadores, tratadores, calentadores, medidores, plantas de desalación y deshidratación, botas de gas, medios de recolección y transporte de crudo y gas, etc.).

9. **Campo de Crudo Pesado:** Es aquel en el cual se producen o se pueden producir hidrocarburos con una gravedad API igual o inferior a 15°.

Artículo 2°. Para efectos de aplicar la distribución escalonada de regalías de que trata el parágrafo 3° del artículo 16 de la Ley 756 del 23 de julio de 2002 a la Producción Incremental de hidrocarburos proveniente de los Proyectos de Producción Incremental, Ecopetrol presentará al Ministerio de Minas y Energía .Dirección de Hidrocarburos., para su aprobación, el Proyecto de Producción Incremental en los siguientes términos:

a) Generalidades del Campo: Ubicación geográfica, reseña histórica, mapa estructural, columna estratigráfica y producción acumulada de hidrocarburos a diciembre del año inmediatamente anterior;

b) Curva Básica de Producción: Calculada con base en el análisis de curvas de declinación o simulación de yacimientos y una reseña general de las actividades necesarias para su mantenimiento;

c) Descripción General del Proyecto de Producción Incremental: Objeto, alcance, duración y tecnologías consideradas para la obtención de la Producción Incremental en el campo respectivo, así como los pronósticos de producción incremental y reservas adicionales correspondientes.

Si el Proyecto de Producción Incremental se encuentra ajustado a los parámetros establecidos en el presente Decreto, el Ministerio de Minas y Energía .Dirección de Hidrocarburos. mediante resolución motivada aprobará el mismo, incluida la curva básica de producción, a más tardar dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a su presentación por parte de Ecopetrol. De lo contrario, solicitará las aclaraciones y ajustes pertinentes dentro del mismo término, los cuales deben realizarse dentro de los diez (10) hábiles siguientes.

Completa la información solicitada el Ministerio de Minas y Energía .Dirección de Hidrocarburos. resolverá la solicitud dentro de los 15 días hábiles siguientes.

Parágrafo 1°. El Proyecto de Producción Incremental aprobado podrá ser ajustado por Ecopetrol, informando al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos- para su aprobación, a través del informe técnico anual.

Parágrafo 2°. Una vez aprobada la Curva Básica de Producción en los Proyectos de Producción Incremental, ésta sólo podrá ser modificada con el visto bueno del Ministerio de Minas y Energía

Dirección de Hidrocarburos. en eventos de fuerza mayor, a solicitud de Ecopetrol.

Parágrafo 3°. *En concordancia con lo establecido en el numeral 1 del artículo 1° del presente Decreto se considerará que existe Producción Incremental siempre y cuando se haya dado inicio a las actividades de inversión asociadas al Proyecto de Producción Incremental.*

Artículo 3°. *El Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos calificará la condición de Campo Descubierta No Desarrollado con base en los criterios establecidos en la definición.*

Propostas ABPIP :

- 1) Adoção de patamar mínimo de 5% para efeito de pagamentos de royalties para os campos terrestres, nos termos do artigo 47º Parágrafo 1º da lei 9.478/97.
- 2) Minimizar os impactos da unificação de campos para efeito de participação governamental.

A partir de um entendimento que os projetos de gás natural precisam de apoio do Estado para reduzir os custos do empreendimento (especialmente no que se referem as participações governamentais e carga tributária) e para que assim se tornem economicamente viáveis.

O entendimento da ANP de unificar campos é bastante preocupante para o setor de petróleo e gás, pois tende a congrega (muitas vezes sem base técnica clara) jazidas com o único intuito de aumentar a participação especial que não incidiria se as mesmas fossem consideradas individualmente, em campos distintos. Essas medidas seriam ainda mais draconianas em casos de projetos com gás natural não associado tendo em vista os desafios de monetização discutidos anteriormente.

Recentemente a ANP alterou a redação do Contrato de Concessão para a 13ª Rodada, de modo a substituir na cláusula 10.4 a expressão “todas” as jazidas, quando se lia “a totalidade” das jazidas¹. Tal mudança – muito embora sutil – busca reforçar o entendimento da Agência de que diferentes planos de desenvolvimento, referentes a jazidas distintas, podem ser abarcados por uma mesma área de desenvolvimento.

Tal definição confere ampla margem de discricionariedade à ANP para definir, na aprovação dos respectivos planos de desenvolvimento, o polígono que irá constituir um campo, podendo abranger uma ou mais jazidas, e, conseqüentemente, afetar o volume produzido para fins de recolhimento de participação especial. Tal situação onera e pode inviabilizar o desenvolvimento de campos onshore de gás natural que,

¹ Contrato de Concessão para a 13ª Rodada de Licitação: “10.4. A Área de Desenvolvimento deverá abranger todas as Jazidas a serem produzidas.”

como dito, dependem de estímulos compensatórios específicos para alcançar sua comercialidade.

Propõe-se alterar os regulamentos técnicos dos Planos de Desenvolvimento de Campos, anexos à Resolução ANP nº 17/2015, de modo a determinar que os campos de gás natural não-associado não sejam unificados quando da aprovação do plano de desenvolvimento para jazidas que não se comuniquem.

Além disso, para as próximas rodadas de licitação, sugere-se alterar a definição de “Área de Campo” na redação do minuta do Contrato de Concessão, bem como na Resolução ANP nº 17/2015, de modo a introduzir redação mais clara, limitando a discricionariedade da Agência e levando em consideração a opinião técnica do concessionário, as melhores práticas da indústria e a viabilidade dos campos *onshore*.

3) Alteração da legislação infraconstitucional visando alterar o limite mínimo de percentual de royalties.

Atualmente a lei que regula o pagamento de royalties estabelece o patamar mínimo de 5% (cinco por cento). Este patamar muitas vezes ainda é muito alto para ser suportado por uma determinado campo com determinadas características.

Nesta proposta trataremos da redução da alíquota de “royalties” relativos à produção de petróleo e gás natural extraídos dos campos terrestres produtores de petróleo e gás natural por via de alteração do dispositivo legal específico para este fim.

Nos termos constitucionais, prevê-se no artigo 20º que no seu paragrafo 1º diz: “§ 1º É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, ***participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural***, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.” (grifo nosso). O royalties aplicado no preços estabelecido na lei vigente que disciplina a matéria pode ser apenas uma forma das formas para que seja assegurada esta ***participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural***. Ressaltando que participação em resultados que o resultado é zero, por obvio, é zero também.

Assim, propõe-se que seja feita uma revisão da lei 9.478/97, para instituir

percentuais de no máximo 1% em função do grau de sua economicidade, relevância estratégica e social da sua exploração, para as seguintes áreas:

- a) Bacias de novas fronteiras;
- b) Bacias maduras com projetos de EOR;
- c) Campos com acumulações marginais;
- d) Campos localizados em municípios de baixo IDH;
- e) Com potencial de produção estratégica sob o ponto de vista de gestão da matriz energética.

Os critérios para esta classificação seriam definidos pelo CNPE e a ANP faria o devido enquadramento.

4.1.4 Tributos

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

Comentários iniciais:

Desnecessário frisar os impactos que a desoneração de impostos trará ao setor.

Nossa proposta em sua grande parte se inspira no precedente do programa de fomento aplicado a outra fonte de energia, utilizando como paradigma a Legislação e Normas sobre Biodiesel. Listamos os dispositivos que, no entender serem deste paradigma:

i) Leis

Lei nº 11.116, de 18 de maio de 2005.

Dispõe sobre o Registro Especial, na Secretaria da Receita Federal do

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS – ABPIP
Av. Tancredo Neves, 274, sala 321 – Bloco A, 40.820-020 – Salvador –Ba, Tel. (71) 3432-0301

Ministério da Fazenda, de produtor ou importador de biodiesel e sobre a incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins sobre as receitas decorrentes da venda desse produto; altera as Leis n os 10.451, de 10 de maio de 2002, e 11.097, de 13 de janeiro de 2005; e dá outras providências.

Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005.

Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências.

ii) Decretos

Decreto Nº 5.457, de 06 de junho de 2005.

Reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de biodiesel.

Decreto Nº 5.448, de 20 de maio de 2005

Regulamenta o § 1 o do art. 2 o da Lei n o 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, e dá outras providências.

Decreto Nº 5.298, de 6 de dezembro de 2004.

Altera alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados incidente sobre o produto que menciona.

Decreto Nº 5.297, de 6 de dezembro de 2004.

Dispõe sobre os coeficientes de redução das alíquotas de contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS, incidentes na produção e na comercialização de biodiesel, sobre os termos e as condições para a utilização das alíquotas diferenciadas, e dá outras providências.

Decreto de 23 de dezembro de 2003.

Institui a Comissão Executiva Interministerial encarregada da implantação das ações direcionadas à produção e ao uso de óleo vegetal - biodiesel como fonte alternativa de energia.

iii) Instrução Normativa

Instrução Normativa SRF nº 526, de 15 de março de 2005.

Dispõe sobre a opção pelos regimes de incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins, de que tratam o art. 52 da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, o art. 23 da Lei nº 10.865, de

30 de abril de 2004, e o art. 4º da Medida Provisória nº 227, de 6 de dezembro de 2004.

Propostas ABPIP:

1) Imposto de Renda:

Extensão do prazo para solicitação de ingresso no programa de redução de 75% do IRPJ para empreendimentos na área da Sudene, atualmente previsto para se extinguir em 2018 e ampliação da duração da concessão do benefícios, atualmente de 10 anos.

Nossa proposta sugere que a qualquer tempo possa um concessionário na vigência de seu contrato de concessão fazer a solicitação do enquadramento no referido programa que terá o benefício da redução durante todo o prazo de concessão e suas eventuais extensões. No caso destas eventuais extensões ocorrem que seja automaticamente prorrogado, de ofício, a duração do benefício, dispensado a formulação de novo pedido.

Entendemos que também contribuiria para a celeridade da análise por parte dos técnicos da SUDENE, enquadramento expresse de projetos de revitalização de campos terrestres por meio de contrato de concessão assinados com a Uniao no escopo do programa.

2) PIS / COFINS

Como já foi dito, o REATE tem em uma de suas metas promover o desenvolvimento econômico-social das localidades onde estão situados os campos terrestres de petróleo e gás natural e, com isso, contribuir para reduzir desigualdades, mediante a geração de emprego e renda.

O êxito do programa se fundamenta na capacidade produtiva dos campos terrestres brasileiros ou seja, há disponibilidade de hidrocarbonetos (ainda que de baixa economicidade para grandes produtores), equipamentos e tecnologias capazes de efetivar a produção, além do interesse dos empresas independentes e empreendedores do setor em investir no projeto.

Postas essas características observa-se que existem diversos desafios para o sucesso de programa muitos deles ja enfrentados e aqui neste capitulo trataremos da questão tributário e neste item especifico da questão do PIS/COFINS que também afeta sobre maneira esta incipiente indústria.

Nesse sentido, a nossa proposta é conceder redução total de tributos federais (PIS/PASEP e COFINS) incidentes sobre os hidrocarbonetos extraídos dos campos terrestres operados, de modo a incentivar a produção e viabilizar o atendimento dos princípios orientadores básicos do programa de promover o desenvolvimento regional, mediante a geração de emprego e renda em localidades carentes (do nordeste brasileiro e Espírito Santo).

3) REPETRO – Ampliação e foco em projetos “onshore”.

No momento em que o Governo Federal sinaliza a renovação e possível ampliação do Repetro dentro de um “pacote de estímulo a indústria”, é preciso que aspectos específicos da operação de campos maduros onshore sejam atendidos. Defendemos sobretudo a redução do valor mínimo para que itens individuais seja “repetráveis”, a ampliação da possibilidade de ampliação da inclusão de peças de reposição para estes itens, a desvinculação dos itens a contratos ou concessões específicas e sobretudo a ampliação e especificação de itens importantes para o desenvolvimento de projetos de recuperação avançadas de campos terrestres maduros, tais como Bombas Centrífugas Submersas de alta vazão, equipamentos de geração de energia elétrica com base em gás natural e ou óleo bruto, etc

Neste sentido urge a proposta de alteração da Instrução Normativa RFB nº 1.415, de 4 de dezembro de 2013, que dispõe sobre a habilitação e a aplicação do regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural (Repetro).

No caso de termos novos operadores, é muito importante que as regras de Repetro sejam flexibilizadas. Estamos anexo uma quadro resumo com as propostas de alteração defendidas.

Cláusula	Redação atual	Redação proposta	Justificativa
Art. 3º, II § 1º, I	<p>Art. 3º Aplica-se o Repetro, somente:</p> <p>(...)</p> <p>II – às máquinas e aos equipamentos, inclusive sobressalentes, às ferramentas e aos aparelhos e a outras partes e peças, inclusive os destinados à proteção do meio ambiente, salvamento, prevenção de acidentes e combate a incêndios, desde que utilizados para garantir a operacionalidade dos bens referidos no inciso I ou necessários ao cumprimento de outras exigências normativas para as atividades previstas no art. 1º.</p> <p>(...)</p> <p>§ 1º Na hipótese prevista no inciso II, é vedada a aplicação do regime aos bens:</p> <p>I – de valor aduaneiro inferior a US\$ 25.000,00 (vinte e cinco mil dólares dos Estados Unidos da América);</p>	<p>Art. 3º Aplica-se o Repetro, somente:</p> <p>(...)</p> <p>II – às máquinas e aos equipamentos, inclusive sobressalentes e peças de reposição, às ferramentas e aos aparelhos e a outras partes e peças, inclusive os destinados à manutenção dos bens importados sob o regime de admissão temporária e à proteção do meio ambiente, salvamento, prevenção de acidentes e combate a incêndios, desde que utilizados para garantir a operacionalidade dos bens referidos no inciso I ou necessários ao cumprimento de outras exigências normativas para as atividades previstas no art. 1º.</p> <p>(...)</p> <p>§ 1º Na hipótese prevista no inciso II, é vedada a aplicação do regime aos bens:</p> <p>I – de valor aduaneiro inferior a US\$ 5.000,00 (cinco mil dólares dos Estados Unidos da América) ou de valor aduaneiro inferior a US\$ 500,00 (quinhentos dólares) especificamente para os sobressalentes e peças de reposição para os bens também importados sob o regime de admissão temporária;</p>	<p>Alteração para possibilitar importar sob o regime de admissão temporária também as peças de reposição para manutenção dos bens importados sob o mesmo regime que nem sempre têm disponibilidade no Brasil.</p> <p>Possibilita uma ampliação de bens que podem ser importados sob esse regime.</p>
Art. 6º, I	<p>Art. 6º São requisitos para a habilitação ao Repetro:</p> <p>I – apresentação de sistema próprio de</p>	<p>Art. 6º São requisitos para a habilitação ao Repetro:</p> <p>I – apresentação de sistema próprio ou compartilhado de controle informatizado do</p>	<p>A aquisição da licença onera as operadoras que poderiam compartilhar de um mesmo sistema por uma empresa prestadora de serviços de TI ou por uma operadora parceira ou</p>

4) ICMS – Diferimento de lançamento e pagamento de ICMS de ativos fixos vinculados a programa de investimento visando produção de petróleo e ou gas naturais extraídos de campos terrestres.

4.1.5 Marco Legal e Regulatório

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

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS – ABPIP
Av. Tancredo Neves, 274 , sala 321 – Bloco A, 40.820-020 – Salvador –Ba, Tel. (71) 3432-0301

- 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.

Comentário inicial:

A resolução CNPE nº 5, de 15.06.2011, que propunha política ampliar a participação de pequenas e médias empresas nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, conforme prevê o art. 65 da Lei nº 12.351, de 2010, foi emanada por este conselho conforme da memória de reunião da 23ª reunião do CNPE, no seu item 7, no entanto esta resolução nunca foi publicada e posteriormente foi substituída pela CNPE 01/13, que dada as circunstâncias da época, somos levados a crer que teve sua abrangência reduzida e implementadas outras restrições tais com a da produção de recursos não convencionais que ora pretende-se excluir.

No entendimento, esta nova resolução devera conter todos os dispositivos que sejam aceitos objeto desta consulta publica.

Propostas ABPIP:

- 1) Adequar a regulação existente no âmbito da ANP relativo as atividades em áreas terrestres baseado no principio da razoabilidade.

As bacias maduras terrestres nacionais, mais especificamente campos onshore em operação no Espírito Santo, na Bacia do Recôncavo, Sergipe Alagoas e na Bacia Potiguar, regra geral são regidos pelas mesmas Normas e Regulamentos Técnicos que são aplicados aos campos recém descobertos em aguas ultra profundas e reservatórios ainda pouco conhecidos. Empresas de pequeno porte têm, em geral, obrigações formais e burocráticas semelhantes a grandes corporações multinacionais e quase sempre incompatíveis a estrutura de processos e recursos humanos de uma pequena ou até mesmo média empresa.

Embora tenhamos exceções no rigor dos RTs em função do tamanho da produção, essas exceções de fato não se adequam a realidade das operações em campos maduros de baixa produtividade e risco operacional.

A recém criada Coordenadoria de Areas Terrestres, focada especificamente em campos terrestres, poderá encaminhar no âmbito na ANP providencias para que se venha a desenvolver versões das normas regulatórias realmente especificas as condições desses campos e o porte dos seus operadores. Além de simplificação e adequação das normas, é preciso que

haja uma centralização do atendimento aos operadores, que as questões de natureza econômica sejam um fator que também influencie o escopo, abrangência e rigor das normas, e que a ANP cumpra a sua missão de “...atrair investimentos para a indústria no Brasil”.

- 2) Formalização da necessidade de revisão do arcabouço regulatório para respaldar as iniciativas no âmbito da ANP.

Esta claro a disposição do REATE como programa de Estado, incluir no seu escopo os ajustes para simplificar as regras para as empresas de forma a melhorar o ambiente de negócios e gerar os benefícios pretendido pelo Programa, de certo estas mudanças criariam condições para uma nova expansão no setor.

É reconhecida a necessidade de ser revista a regulação atual para áreas terrestres dado os excessos ocorridos no passado pelo órgão regulador, afastando-se muitas vezes da razoabilidade ao emanar suas resoluções, gerando um grande passivo regulatório, que agora inicia-se a ser corrigido mas que afetou inclusive a produção dos ativos terrestres.

Pensando no longo prazo e dentro da perspectiva de uma política de Estado, proponho que seja estabelecido que as resoluções do setor Petróleo e Gás Natural, a serem emendadas a partir da publicação desta política, levem sempre em consideração as especificidades, porte do empreendimento e do agente regulado das atividades terrestres e observe o princípio da razoabilidade. Estabelecendo-se que imperiosamente que tais resoluções devem ter regras específicas e explicitamente diferenciadas para as atividades terrestres e para as EPM (Empresas de Pequeno e Médio Porte) sendo certo que aquelas resoluções que assim não fizerem, por entendimento que não foram consideradas estas especificidades, não podem atingir as atividades e nem os agentes econômicos, que maneira inadequada pretendeu regular.

Ao nosso entender, esta iniciativa atuaria preventivamente ao estabelecer este requisito, com visão de Estado, evitando que tenhamos no futuro a possibilidade de repetição destes excessos.

Neste sentido, propomos uma resolução do CNPE, como se segue:

Dispõe sobre adequação da regulação específica da atividade de petróleo e gás natural emendada pela Agência Nacional de Petróleo em campos terrestres produtores de Petróleo e Gás Natural e destinados a pequenas e médias empresas nacionais produtoras de petróleo e gás natural.

Art. 1º Observados os princípios fundamentais do direito administrativo da razoabilidade, proporcionalidade e finalidade devida a ANP, realizar a revisão e adequação da regulação específica da atividade de petróleo e gás natural emanada pela Agência Nacional de Petróleo em campos produtores de Petróleo e Gás Natural destinados a pequenas e médias empresas nacionais produtoras de petróleo e gás natural num prazo máximo de 90 (noventa) dias.

§ 1º Sobre toda sua regulação vigente e a que vier a ser emanada, devida constar obrigatoriamente, uma cláusula ou capítulo específica(o) para a exigibilidade do objetivo da norma regulatória, para as EPM's.

§ 2º Sempre que esta norma tratar de valores numéricos relativos a penalidades devida importar no máximo ao valor correspondente a aplicação do percentual proporcional da sua produção em relação a produção nacional sobre o maior valor referenciado ao mesmo tema.

§ 3º Será sempre dispensada de qualquer formalidade ou exigibilidade, quando a sua produção total for inferior a uma faixa de erro admitida para o maior volume ou grandeza regulada no mesmo âmbito da regulação.

§ 4º Na ausência da regulação específica objeto do § 1º deste artigo, entende-se portanto a regulação específica não pretendeu regular atividade das EPM's, e torna-se inexigível a aplicação da regulação nas concessões na titularidade de uma EPM's.

§ 5º Da mesma forma, a regulação específica não poderá exigir aquilo que seja regulado por outra entidade da administração pública direta ou indireta de qualquer nível de governo tais como e não limitadas a: as exigências de segurança no trabalho, de segurança ambiental, etc.

Art. 2º O contrato de concessão específico para esta atividade devida ser também revisto no sentido de simplificar e respaldar como obrigações somente aqueles que tenham a regulações específicas definidas nesta lei.

3) Restabelecimento das Operações de Estimulação Geomecânica.

Alteração regulatória e definição expressa das modalidades autorizadas para exploração de recursos convencionais, utilizando modalidades de estimulação, historicamente praticadas no ramo *upstream* no Brasil e que

foram equivocadamente afetadas pela judicialização da estimulação horizontal de recursos não-convencionais, rompendo a segurança jurídica e legítima expectativa de concessionários de E&P para concessões já outorgadas.- Resolução ANP 21/2014

A exploração dos não-convencionais sem dúvida alterou a geopolítica do setor do petróleo e gás, e tem afetado a composição da matriz energética de diferentes países (especialmente nos Estados Unidos), de sorte que alguns têm sido incentivados a avaliar o potencial de seus recursos não-convencionais e a tentar espelhar o sucesso dos EUA.

Muito embora a ANP tivesse respaldo legal para prosseguir com atividades de não-convencionais no Brasil, tendo, inclusive, regulado a matéria através da Resolução 21/2014 (que estabelece os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural utilizando a técnica de estimulação hidráulica em reservatório não-convencional), as decisões proferidas no âmbito das ações judiciais nº 080036679.2016.4.05.8500 (1ª Vara Federal da Seção Judiciária em Sergipe), 0030652-38.2014.4.01.3300 (13ª Vara Federal da Seção Judiciária na Bahia) e 5005509-18.2014.4.04.7005 (1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Cascavel/PR) vedaram a possibilidade de exploração de recursos não convencionais mediante o emprego da técnica de estimulação hidráulica.

Dessa forma, até que sobrevenha regulamentação específica do CONAMA acerca da utilização do método de estimulação hidráulica, a técnica está suspensa, seja em região de recursos não convencionais, seja de convencionais.

Ocorre que a suspensão ampla de tais atividades, e a imprevisibilidade quanto à decisão definitiva nos autos das ações mencionadas, afetam diretamente o potencial de desenvolvimento de bacias sedimentares terrestres e o direito adquirido dos concessionários que acreditaram nos procedimentos e termos oferecidos nos respectivos editais à época de outorga dos respectivos contratos de concessão.

A questão que se busca endereçar por meio do presente trabalho é que as decisões mencionadas suspenderam a atividade de estimulação em todas as suas etapas, incluindo técnicas que já eram há muito empregadas no mercado brasileiro, sem nenhuma vedação regulatória até então.

Portanto, a utilização histórica da técnica de estimulação corresponde à expectativa legítima de concessionários que participaram de certame licitatório para a exploração de recursos convencionais não-associados que,

frise-se, não estavam adstritas à vedação legal quanto à utilização de tal técnica.

Dessa forma, é fundamental que haja uma definição das modalidades autorizadas de exploração de recursos convencionais, utilizando modalidades de estimulação, conforme historicamente praticadas no ramo *upstream* no Brasil e que equivocadamente foram afetadas pela judicialização da estimulação horizontal de recursos não-convencionais.

- 4) Suspensão imediata dos efeitos no segmento onshore da resolução ANP 46/2016: Regime de segurança operacional para integridade de poços de petróleo e gás natural. considera-se como regime de segurança operacional para integridade de poços a estrutura regulatória estabelecida pela ANP que visa à garantia da integridade dos poços, mediante o estabelecimento das responsabilidades das empresas detentoras dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Tempestivamente e através dos mecanismos usuais utilizado pela ANP para elaboração e discussão de suas resoluções neste caso específico, forma desconsiderados as ponderações encaminhadas pela ABPIP, quanto a este regulamento, que resumidamente registramos aqui.

A ABPIP reitera o que já colocado desde o início deste processo:

1) O foco das operações de suas associados é campos terrestres de baixa pressão e por tanto não surgente, de baixa vazão, a grande maioria deles afastados de área urbana e de zonas ambientalmente sensíveis. Portanto de baixo risco operacional e baixíssimo impacto na hipótese de um eventual incidente.

A grande maioria destas empresas tem produção baixíssima e estrutura funcional suficiente para dar conta a esta ínfima produção e suas obrigações consequentes.

2) Como é do conhecimento de todos, para este setor já existe excesso de regulação, em alguns casos até mesmo intervenção do órgão regulador na gestão das empresas, que muitas vezes se superpõem como outras entidades e regulamentos, quer seja no conteúdo, quer seja na temporiedade. No caso em tela, existem diversas instancias (MT, MMA e a própria ANP, com os dispositivos existentes) que podem fiscalizar as atividades pretendidas pelo SGIP e sua implantação agora irá se superpor ao sistema SGI que ainda não foi implantado na sua plenitude, esta nova vertente requerá uma estrutura de acompanhamento que as empresas não tem.

3) A regulação brasileira, via de regra, inadequada para regular a atividade foco de nossos associados, uma vez que trata desiguais, igualmente, frase cunhada dentro da própria ANP, desde 2010 quando da realização da oficina sobre pequenos produtores em 01/02/2010, que em termos práticos apesar de decorridos mais de 6 anos, pouco foi feito para corrigir as distorções ali levantadas e este SGIP, vai na contra mão desde trabalho aprofundando ainda mais as inadequações da regulação para nosso setor.

Se tudo isto não bastasse, tem um quadro de dificuldades econômicas, políticas, setorial que colocam novas dificuldades no setor que já enfrenta grandes dificuldades até para conseguir fornecedor de seus insumos e certamente as pretensões deste SGIP irão dificultar ainda mais este quadro.

Os reflexos destes cenários acima descritos foram sentidos na 13ª rodada onde os agentes optaram em não participar do mercado brasileiro que tem as características citadas que ao se juntar ao cenário econômico, político e setorial resultou no relativo fracasso como todos acompanhamos.

Por isso tudo, a ABPIP reitera seu pleito pela exclusão completa do escopo do SGIP das atividades em poços em terrestres e esperamos que desta vez a ANP esteja sensível e ao menos adie esta discussão quanto a implantação nos campos terrestres por pelo menos 02 (dois) anos, momento no qual talvez tenhamos uma nova realidade no mercado das empresas independentes no Brasil.

4.1.6 Financiamento de E&P Terrestre

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

Comentário Inicial:

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS – ABPIP
Av. Tancredo Neves, 274, sala 321 – Bloco A, 40.820-020 – Salvador –Ba, Tel. (71) 3432-0301

Os investimentos realizados pelas empresas independentes que atuam em campos terrestres até o momento têm sido substanciais, apesar da inexistência de linhas de fomento direcionadas para o segmento. A grande maioria dos recursos financeiros para investimentos no setor provém de aportes de acionistas das próprias empresas. A indisponibilidade de linhas de financiamento para fazer frente ao momento de expansão de oportunidades poderá dificultar o desenvolvimento da atividade. Sendo portanto, imperioso que novas formas de financiamento sejam viabilizadas para fazer face às suas necessidades de investimento.

Propostas ABPIP :

- 1) Assegurar recursos destinados ao Setor Onshore P&G para as instituições oficiais de fomento.

Neste item também faremos uma subdivisão por finalidade:

- i. Assegurando recursos via FNE (empreendedor) e
- ii. Assegurando recursos via Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT/CT – Petro (Inovação e Pesquisa) .

1.i) Assegurando recursos via FNE (empreendedor)

A indisponibilidade de linhas de financiamento para investimento e capital de giro tem dificultado a geração de receitas suficientes para viabilizar novos programas de investimento, visto que até o momento a maioria dos recursos financeiros para os projetos em desenvolvimento foram aportados pelos empreendedores.

Apesar da dificuldade no acesso a linhas de financiamento, o desenvolvimento gerado pelas atividades de E&P pelas EPM nas áreas de campos marginais e nas bacias maduras tem trazido grandes benefícios sociais e econômicos para as regiões onde elas atuam.

Indubitável que a disponibilização de linhas de créditos dos programas e fundos de desenvolvimento do Governo Federal, viabilizará a contratação de pessoal técnico especializado para a elaboração dos projetos necessários ao desenvolvimento das várias atividades na área de E&P, visando o aumento da produtividade, a redução dos custos e preços e a melhoria da qualidade dos serviços e produtos do setor.

Conforme preconiza a NT 26/2011-DEPG/SPG-MME, a necessidade de um constante desenvolvimento tecnológico, associado à falta de programas

que possam integrar o meio acadêmico, sobretudo àqueles relacionados a estudos petroquímicos, geológicos e geofísicos, demanda que sejam estimulados a inovação da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos com parceria entre empresas e universidades (instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do País), visando ao aumento da produção e da produtividade, à redução de custos e preços e à melhoria da qualidade dos produtos do setor.

Conforme antes mencionado para o desenvolvimento e consolidação do setor das empresas independentes de petróleo e gás natural no Brasil é necessário criar um marco regulatório voltado a alavancar o crescimento desse segmento. Nesse cenário, destaca-se a demanda por investimentos.

Noutro giro, abertura de linhas de crédito específicas em bancos oficiais é indispensável para o sucesso de um programa de incentivos ao petróleo e gás extraídos dos campos terrestres.

Considerando que estes projetos serão desenvolvidos em campos localizados no Nordeste e propomos que estes recursos sejam disponibilizados através do FNE, visto a sua finalidade tem perfeito alinhamento com esta nossa proposta.

Tendo como origem a Constituição Federal de 1988 ([art. 159, inciso I, alínea “c”](#)) e regulamentado pela [Lei nº 7.827](#), de 27 de setembro de 1989, o Fundo visa contribuir para o desenvolvimento econômico e social do Nordeste através de instituição financeira federal de caráter regional, mediante a execução de programas de financiamento aos setores produtivos e em consonância com os respectivos planos regionais de desenvolvimento.

Também, ampla aderência aos seus potenciais beneficiários, a saber: Produtores e empresas, pessoas físicas e jurídicas, além das cooperativas de produção, que desenvolvam atividades produtivas nos setores agropecuário, mineral, industrial, agroindustrial, de empreendimentos comerciais e de serviços na área de atuação da Sudene.

Destarte visando garantir a priorização dos recursos deste fundo, para os próximos anos, proporemos que o Conselho Deliberativo da SUDENE a quem cabe definir as prioridades anuais do fundo, o estabelecimento de um percentual mínimo anual e um período mínimo deste programa de

financiamento, nos seguintes termos:

O Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste deverá destinar para financiar empreendimentos não-governamentais de revitalização de campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, operados por EPM's conforme enquadramento regulado pela ANP de pelo menos 10% (dez por cento) dos recursos previstos, em cada ano e durante pelo menos 20 anos, podendo desde que não tenha havido demanda, reduzi-lo 0,5% a cada ano seguinte ou o percentual de utilização do ano anterior, o que for maior.

Os encargos financeiros dos financiamentos concedidos com recursos dos Fundos Constitucionais de Financiamento do Nordeste, de que trata a artigo 1o.anterior desta lei serão iguais ao valor da TJLP (Taxa de juros de Longo prazo) limitado a 12% (doze) por cento ao ano.

1.ii) Assegurando recursos via fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico – FNDCT/CT – PETRO (inovação e pesquisa) .

De maneira análoga, a proposta anterior pretendemos assegurar recursos para as demandas de inovação e pesquisa relativas a campos terrestres de petróleo e gás, no Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural, do Fundo Nacional De Desenvolvimento Científico E Tecnológico, que tem como foco, estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parceria entre Empresas e Universidades, Instituições de Ensino Superior ou Centros de Pesquisa do país, com vistas ao aumento da produção e da produtividade, à redução de custos e preços, à melhoria da qualidade dos produtos e meio ambiente do trabalho do setor.

Desnecessário lembrar a importância do tripé Inovação, Pesquisa e Capacitação de recursos humanos na estratégia de um país de distribuir conhecimento e riquezas e em que pese a existência deste fundo setorial poucos foram os projetos do mercado onshore que foram contemplados pelo fundos justamente pela concentração da demandas voltadas para estudos e projetos do offshore que muitas vezes fizeram com que as universidade e centros de pesquisa localizados no Nordeste fossem obrigados a abandonar sua realidade regional para se engajar em projetos relativos a exploração offshore muitas vezes quilômetros de distancias de suas fronteiras.

Assim, num regaste desta trajetória propomos, um decreto presidencial nos termos que se seguem:

ANEXO V - FONTES DE FINANCIAMENTO (CT-PETRO)

DECRETO N°. XXXXX, de XX de XXXXXXXX de XXXX.

Dispõe sobre programas de amparo à pesquisa científica e tecnológica aplicados à indústria do petróleo vinculados a campos terrestres operados por EPM's, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 84, incisos IV e VI, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 49, § 2º, da Lei n°. 9.478, de 6 de agosto de 1997,

DECRETA:

Art. 1º Do total dos recursos destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, nos termos do art. 1o do decreto N°. 2.851, de 30 de Novembro de 1998, a cada ano, uma parcela de no mínimo 10 % (dez por cento) serão aplicados para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico na exploração e produção de petróleo e gás natural extraídos de campos terrestres.

§ 1º Será criada rubrica específica no âmbito do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, com vistas ao provimento dos recursos destinados aos programas a que se refere o caput deste artigo.

§ 2º Os recursos oriundos dos royalties destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia serão repassados pela Secretaria do Tesouro Nacional, do Ministério da Fazenda, para o FNDCT, por intermédio do Sistema Integrado de Administração Financeira - SIAFI, nos termos do art. 20 do Decreto n°. 2.705, de 3 de agosto de 1998.

Art. 2º Os programas serão executados mediante convênios celebrados com as universidades, os centros de pesquisa e empresas concessionárias ou operadoras de campos terrestres produtores de petróleo e gás natural.

Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, XX de XXXXXX de XXXXX

- 2) Fomentar a criação de linhas de créditos, visando viabilizar recursos destinados ao Setor Onshore P&G através dos Bancos privadas e estatais do varejo, baseado no modelo Reserve Based Lending (RBL)

O mercado financeiro nacional tem desenvolvido linhas de créditos para setores tradicionais da economia nacional em moldes análogos aos RBL, existentes no mercado americano para o setor P&G, necessário se faz estudos e discussões para que sejam encontradas as soluções necessárias para que esta modalidade de financiamento para as atividades de petróleo e gás. Num esforço de convergência entre os diversos agentes envolvidos nestas operações. No entanto indispensável se faz a liderança do MME para coordenar estas adequações na regulação e formalidades legais capazes de assegurar que as reservas possam ser utilizadas como instrumento de financiamento para a indústria de E&P especialmente para projetos que venham impactar o fator de recuperação dos reservatórios e o aumento de produção.

4.2.1 Gestão Regulatória de Áreas Terrestres

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.

Comentários iniciais:

Focamos nos aspectos relacionados principalmente com o início dos projetos de E&P. São iniciativas que em muito irão contribuir para vencer a inércia inicial na implementação do projeto.

Propostas ABPIP:

- 1) Criação de um cadastro de superficiário onde se localizem e regularize a titularidade das terras onde se localizam os campos e blocos terrestres; Este cadastro poderia ser criado a partir de convênios da ANP com

universidades das regiões que além de contribuir para preencher esta lacuna deixado pelo Estado brasileiro em muito contribuiu para obtenção da anuência do superficiário para o desenvolvimento do projeto bem como para o proprio pagamento dos royalties.

2) Simplificação do Licenciamento ambiental:

O documento emitido pelo GT que tratou da Política de Exploração que suporta a proposta do MME diz que: “Já no ambiente terrestre (onshore), cumpre aos OEMAS estabelecerem o arcabouço legal aplicável ao licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no referido ambiente, conforme competência legal”, mas no nosso entendimento precisaríamos que nesta política considerando que deste GT faz parte o MMA entre outras instancias do governo federal, a explicitação da possibilidade destas OEMAS, estabelecerem critérios e condições para o LAC (Licenciamento por Adesão e Compromisso), que em muito contribuiria para a celeridade do licenciamento ambiental destas atividades terrestres sem que fosse descuidada a preservação do meio ambiente a partir de estabelecimento de critérios e condições para fruição desta possibilidade de licenciamento e que excluísse por exemplo: empresa com histórico de acidentes e descumprimento de regulamentações relacionados ao meio ambiente, áreas sensíveis, tais como APAS etc, entre outras condições e critérios.

Este tipo de licenciamento, salvo melhor juízo, esta ainda em estudo no âmbito do MMA e encontra-se em discussão no CONAMA uma minuta de resolução, instaurado através do processo no. 02000.001845/2015-32 – “Minuta de Resolucao Conama que dispõe sobre critérios e diretrizes gerias para a licenciamento ambiental”.

Destarte, importante seria disposição para o enquadramento das atividades terrestres entre aquelas, que de fato sao, de “baixo e médio potencial poluidor/degradador” quando excluídas as áreas ambientalmente sensíveis e/ou que necessitem de supressão de vegetação.

Neste mesmo diapasão, registre-se que o Governo da Bahia, entre outras entes federados, editou a Lei nº 12.377/2011 alterando a 10.431/2006, trazendo novas modalidades de licenciamento: a Licença de Regulamentação (LR), concedida para regularizar atividades ou empreendimentos em instalação ou funcionamento, mediante recuperação ambiental e a Licença Ambiental por Adesão e Compromisso (LAC) a ser emitida eletronicamente para empreendimentos de pequeno e médio portes, ainda não implantadas por questionamentos quanto ao respaldo do nosso ordenamento jurídico.

Entendemos que o encaminhamento desta iniciativa proposta venha a contribuir para o equacionamento do assunto.

Nesta propositura pretendeu-se conciliar os princípios constitucionais que emolduram esta questão, o do direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, previsto no art. 225, *caput*, da Carta Magna, bem como os princípios legais da prevenção, precaução, da obrigatoriedade de intervenção estatal, da proibição do retrocesso ecológico e do desenvolvimento sustentável e os objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil estabelecido no art. 3º, inc, III, CF/88, de erradicar a pobreza e a marginalização e reduzir as desigualdades sociais e regionais, pela elevada contribuição que a produção de petróleo em campos terrestres localizados no Nordeste, como já foi aqui estudado.

Observado o pertinente arcabouço jurídico infra constitucional que regula o tema, a proposta dará a necessária celeridade ao licenciamento ambiental resguardando o necessário cuidado com o meio ambiente.

Reforça a harmonização pretendida na proposta quando no lançamento do documento “Proposta da Indústria para o Aprimoramento do Licenciamento Ambiental: Setor Elétrico”, realizada no dia 09/12/2015, quarta-feira, a presidente do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), Marilene Ramos, afirmou ser favorável ao autolicensing ambiental das empresas privadas, com a fiscalização sendo feita posteriormente.

3) Simplificação do procedimento para cessão de contrato de concessão.

O procedimento para a cessão de contrato de concessão demandou em média 195 dias no período compreendido 2013 e início de 2016, onde foram realizados 62 cessões de contrato de concessão. Consideramos um tempo excessivo que certamente grandes impactos negativos trazem ao andamento do projeto submetido a mudança de concessionário. Antevendo problemas futuros quando a ANP terá que dar conta de várias cessões ao mesmo tempo quando da finalização dos processos relacionados ao programa de desinvestimento da Petrobras.

4.2.2 Garantia de Compromissos Contratuais

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.

Propostas ABPIP :

- 1) Regulamentar o fundo de provisionamento de desativação e abandono como instrumento de garantia de desativação e abandono.

Considerando que:

- a) os contratos de concessão assinados relativos as rodadas de campos com contem clausula relativas a Garantias de Desativação e Abandono, que estabelece que:

*O Concessionário apresentará uma garantia de desativação e abandono, através de seguro, carta de crédito, **fundo de provisionamento** ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com a legislação brasileira aplicável.(grifo nosso)*

- b) A resolução 46 de dez/2009, item 12 do regulamento técnico, exige que nos planos de reabilitação da Jazida ## devem conter:

12. Desativação de instalações e abandono do campo

12.1 Especificar, em valor presente, o custo estimado para a desativação das instalações do campo, enumerando as atividades previstas.

*12.2 Declarar a natureza das garantias para a desativação de instalações do campo, escolhida para o presente caso, **entre as que são especificadas no Contrato de Concessão.***

12.3 Especificar o critério de provisionamento dos recursos quanto à periodicidade e ao valor das parcelas e declarar o montante já provisionado.

- c) que em ambos instrumentos citados acima em seus capítulos iniciais a despeito de existência de vasto elenco de definições, nada é estabelecido para nos seus respectivos âmbitos quanto ao significado de provisionamento, provisão ou similares.
- d) Em verdade, desnecessário se faz esta definição uma vez que Provisão é uma pratica contábil consagrada que visa a cobertura de um gasto já considerado certo ou de grande possibilidade de ocorrência.
- e) Observado o principio contábil da Prudência, provisão é uma expectativa de obrigações ou de perdas de ativos e são efetuadas com o objetivo de apropriar no resultado de um período de apuração, segundo o regime de competência, custos ou despesas que provável ou certamente ocorrerão no futuro.

- f) Observa-se também no âmbito das boas práticas contábeis que quando a provisão constituída não chegar a ser utilizada ou for utilizada só parcialmente, o seu saldo, por ocasião da apuração dos resultados do período de apuração seguinte, deverá ser revertido a crédito de resultado desse período de apuração e, se for o caso, constituída nova provisão para vigorar durante o período de apuração subsequente. E aqui claramente fica estabelecida a similitude de conceitos no âmbito contábil e no âmbito dos dispositivos contratuais da concessão, ao estabelecer que:

quando a garantia de desativação e abandono for constituída através de fundo de provisionamento, o saldo apurado após a realização de todas as operações necessárias à desativação e abandono do Campo reverterá exclusivamente ao Concessionário.

Desta forma fica esclarecida que a exigência postulada nos contratos de concessão e na resolução em tela, pelo provisionamento restará atendida quando o concessionário constituir uma provisão em seus registros contábeis para os fins específicos de abandono, tendo definido critérios e periodicidade de lançamento.

Desnecessário mas meramente para assegurar clareza, a ANP poderá fazer auditorias contábeis, como alias realiza para outros fins, para assegurar o correto lançamento e mais do que isto, a capacidade financeira da empresa em suporta tal provisionamento.

4.2.3 Participações Governamentais - Regulação

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.

Comentário Inicial:

As vendas de petróleo cru produzido pelas empresas independentes, são realizadas para as refinarias da Petrobras, monopolista de fato desta atividade

Os contratos de compra e venda de óleo definem um valor do óleo, conforme a análise unilateral e exclusivas de precificação da compradoras citadas, (valor base) e um valor de desconto, a título de tratamento, independentemente do óleo estar tratado ou não, ou seja: os compradores “arbitram” um valor para o custo de tratamento e aplicam-no sobre os volumes entregues no ponto de recebimento.

Em contrapartida aos valores do preço de referência a ser utilizado para efeito de cálculo de royalties normalmente são muito superiores aos valores recebidos pelas empresas independentes.

A atual conjuntura econômica impõe medidas urgentes para correção destas distorções anteriormente suportadas pelo sacrifício das margens dos concessionários que operam as áreas terrestres. No entanto, com a estabilização dos preços de petróleo nos patamares atuais alguns destas áreas poderão se tornar antieconômicas dado ao caráter de economicidade marginal que não suportam estas distorções.

Propostas ABPIP:

Para atacar este assunto, na nossa visão temos duas vertentes:

- i) A sub-precificação imposta pelo mercado comprador e
- ii) Ajuste do preço de referência para evitar a “overroyaltização”.

E a seguir apresentamos nossas propostas nestes frentes, como se segue:

i) A sub-precificação imposta pelo mercado comprador

O combate a esta distorção exige a implementação de política de Estado que impeça a sub-precificação imposta pelas grandes empresas compradoras de Petróleo.

A atual situação da comercialização da produção de petróleo ameaça a sustentabilidade do projeto de criação de pequenas e médias empresas (PME) brasileiras, em que pese o desejo do CNPE de fomentá-lo e até mesmo para a revitalização da produção oriunda de campos terrestres, uma vez que a PETROBRAS, que até o momento tem imposto condições que inviabilizam a atividade, como alias já acontece com diversos poços terrestres que estão na eminência de ser fechados.

Assim, o Estado brasileiro se de fato deseja a criação/manutenção destas empresas e do projeto de revitalização das atividades terrestres, deve criar um programa que garanta pelo menos a comercialização desta produção como foi feito no programa de Biodiesel, invertendo a lógica da comercialização e estimulando a compra da produção que deseja garantir.

Destarte e crendo que seja do interesse nacional a criação sustentável destes agentes econômicos, encaminhamos a sugestão que o arcabouço jurídico utilizado para garantir a comercialização do Biodiesel seja adaptado a realidade dos campos terrestres baseado no exitoso programa do Biodiesel, como trataremos no item específico desta consulta pública adiante.

ii) Ajuste do preço de referência para evitar a “overroyaltização”.

A fixação do preço de referência obedece a dois parâmetros legais:

- a. Uma resolução da ANP que fixa os valores do preço do petróleo de uma determinada concessão para fins de cálculo de royalties e
- b. O Decreto 2.705/98, que o compara com o preço da comercialização e define que o preço de referência será o maior dos dois.

A combinação destas duas vertentes faz com que a produção dos operadores independentes tenha como base de cálculo para efeito de apuração de royalties o valor de referência do óleo na bacia, que sempre é superior ao preço efetivo de venda do petróleo à Petrobras. E que quando aplicado o percentual de royalty definido no contrato de concessão, sobre este preço de referência gera um valor de royalties a ser recolhido que corresponde a alíquotas “reais” de royalties que as vezes se aproximam do dobro da alíquota estabelecida pela diferença do valor de comercialização, o que resulta numa anomalia fiscal que denominamos de “overroyaltização”.

Para sanar esta distorção, pode-se escolher dois caminhos:

- i. A edição de um decreto por iniciativa do executivo federal, acabando com a imposição do maior valor entre o valor fixado pela ANP e o preço de comercialização, definindo que o preço de referência a ser utilizado para referência para pagamento de royalties deve ser aquele praticado na transação de venda (receita efetiva) e devidamente registrado na escrita fiscal da empresa concessionária, o que evitara a supervalorização dos valores de royalties excedendo o percentual estabelecido em Lei e no contrato de concessão.
- ii) Outra forma, seria que no âmbito da ANP fosse estabelecido que em determinadas condições e critérios, mediante uma resolução que venha corrigir a distorção da super valorização de preço de referência para efeito de pagamento de royalties em decorrência que para fins de apuração do valor do royalty, estabelecendo que o preço por ela calculado para

referencia para fins do calculo de royalties seja o estas alíquotas são aplicadas sobre o preço de referência do petróleo ou o preço de venda, o que for maior, conforme legislação. Assim, sera garantida que a alíquota de royalty real seja a mesma estabelecida contratualmente para aquela concessão eliminando acima a “overroyaltização” que ocorre pela distorção já comentada.

4.2.4 Prorrogação da Fase de Exploração

Ações Prioritárias

- Avaliar a prorrogação da Fase de Exploração por dois anos para todos os Contratos de Concessão assinados em decorrência das 11^a e 12^a 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 11^a e 12^a 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.

Comentário Inicial:

Nossa proposta se baseia no histórico do tratamento desta questão que o mercado conviveu nos últimos anos. O objetivo da proposta é mediante comprovação de eventos supervenientes e fora do controle do concessionário seja prevista a flexibilização destes prazos, para permitir que as empresas concessionárias concluam seu PTI/PEM e assim evitaríamos que fossem desperdiçados os esforços de todos, inclusive desta Agencia, que de outra forma com a devolução para a ANP destas áreas, os investimentos ali previstos serão no mínimo postergados para e se houver outro pretendente a se habilitar e arrematar num próximo leilão a área devolvida, privilegiando assim a geração os empregos, rendas, royalties e pujança industrial que é o que se espera da revitalização do setor onshore.

Uma vez, estabelecidas esta previsão, entendemos que a Agência, aliando sua obrigação legal de regular e controlar o setor com a necessidade de atrair investimentos para o setor terrestre fará a devida leitura e enquadramento dos pleitos de flexibilização de prazos, conjugando o interesse nacional, a segurança jurídica com o fim maior de efetivamente viabilizar esses investimentos.

Propostas ABPIP:

1) Estabelecimento de condições para solicitação de prorrogação de prazo na fase de Exploração:

É sabido que as empresas enfrentaram diversas dificuldades de diferentes naturezas, que geraram atrasos no início da execução do PTI/PEM e/ou causaram prejuízos a esta execução, de diversas naturezas, a saber:

- ♦ **LEGAL/REGULATÓRIA** – Atrasos na obtenção do licenciamento ambiental por dificuldades de enquadramento dos projetos e no entendimento dos órgãos ambientais dada a ausência de legislação e regulação específica para licença de projetos de revitalização de campos; dificuldades de identificação de superciários por ausência de cadastro de informações/documentação que indicasse com segurança jurídica o titular da terra e problemas no relacionamento com os superciários por estes desconhecerem seus direitos e obrigações.

- ♦ **MERCADOLÓGICA** - Ausência de disponibilidade de sonda e equipamentos no mercado nacional e ausência de disponibilidade de mão-de-obra, dado ao aquecimento das demandas no mercado internacional e nacional.

- ♦ **COMERCIAL** – As dificuldades com o principal comprador de petróleo no mercado brasileiro, ainda não superadas e a precariedade dos contratos possíveis para a comercialização da produção obtidas nos teste de longa duração, trouxeram dificuldades adicionais as empresas que haviam previsto nos seus planos de negocio algum tipo de ingresso de receitas nesta fase.

- ♦ **TECNICOS** – Os problemas de falta de dados de poço/campo e principalmente as divergências entre os dados disponíveis e a realidade encontradas nos poços, por vezes trouxeram situações não esperadas que inviabilizaram a intervenção ou requereram outros recursos não previstos inicialmente no projeto de intervenção.

- ♦ **ECONOMICA** - As condições de preço de comercialização de sua produção, eventuais medidas econômicas que impactem o cambio e outras que afetem diretamente o retorno de investimentos exploratórios assumidos

pelas companhias que efetuaram *bids* nas recentes rodadas de blocos exploratório terrestres. Em muitos casos esses investimentos se mostram inviáveis no curto prazo, forçando empresas a devolverem blocos arcando com multas, mas sobretudo reduzindo a probabilidade que esses investimentos venham a ser executados em melhores condições.

Estas situações contribuíram (algumas ainda presentes), de maneira diferenciada em cada uma das empresas, mas inequivocamente em todas elas, consumiram algum tempo que restou comprometendo o cumprimento do prazo de execução do PTI/PEM, apesar do grande empenho das empresas mas alguns destes aspectos estavam/estão fora do seu controle.

Assim na tentativa de evitar que se configure a situação onde a aplicação da devolução da área ou mesmo a extinção do contrato possa ser aventada, o estabelecimento destas previsões como possíveis de suportar um pleito junto a ANP no sentido desta Agência examinar a possibilidade de flexibilizar os prazos limites para a execução destes PTI/PEM's, dará segurança jurídica ao concessionário e ao agente público além de mitigar o caráter subjetivo com que eventualmente possam ser analisados pleitos pela extensão de prazos.

4.2.5 Adequação Regulatória e Simplificação Contratual

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.

Propostas ABPIP:

A partir da definição calma desta diretriz e a constituição da Coordenadoria de Atividades Terrestre, entendemos que seminários e encontros da ABPIP com a ANP será muito útil para encaminhamentos desta pauta e desde de ja nos colocamos a disposição para participar.

4.2.6 Acesso ao Banco de Dados de E&P

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.

Propostas ABPIP:

- 1) Que os dados disponíveis no BDEP relativos áreas ainda não concedidas e/ou devolvidas possam ser acessados gratuitamente, quando solicitados por empresas, observados os critérios definidos no artigo 17º da resolução ANP no. 01 de 14/01/2015.
- 2) Que a associações de empresas e entidades de pesquisas, possam mediante cadastro junto ao BDEP, seja enquadrada nas excepcionalidades descritas no artigo 8º. da resolução ANP no. 01, de 14/01/2015, permitindo que sejam compartilhados gratuitamente os dados e informações do BDEP com seus afiliados.

4.2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

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

Comentário Inicial:

Em 1998, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) introduziu nos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural uma cláusula que obriga empresas concessionárias a investir em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) 1% do faturamento bruto dos poços de elevada produção.

O volume de recursos arrecadado no âmbito dos contratos de concessão para investimento em P&D no setor é muito relevante, sendo até mesmo entendido pelos concessionários como um fator de atratividade para o setor de *upstream*. Somente no ano de 2014 foi gerado um montante recorde de obrigação de investimento em P&D, alcançando a marca de R\$ 1.4 bilhão (ANP, 2015).

No entanto, a concentração da maior parte da obrigação de investimentos nas mãos da Petrobras impacta diretamente o tipo de esforço tecnológico que será feito no setor e até mesmo a percepção da agência reguladora sobre quais devem ser as regras de apropriação dos recursos que valerão para todos os outros concessionários. Nesse sentido, conforme mudam as prioridades de negócio da Petrobras, são redirecionados também os investimentos tecnológicos no setor, de modo que os avanços inovativos no E&P onshore também são deixados de lado na medida em que o olhar preferencial da Petrobras se volta para a exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas.

Além disso, a administração de um volume tão expressivo de recursos pela Petrobras tem se mostrado desafiadora, de modo que os percentuais de não-cumprimento das obrigações de investimento pela estatal são grandes. Em paralelo, a ANP tem se preocupado cada vez mais com o impacto da aplicação dos investimentos tecnológicos na indústria, fato percebido na instituição do Regulamento nº3/2015, que revê as regras de aplicação dos recursos da cláusula e prevê a possibilidade maior envolvimento da agência e do Governo Federal no direcionamento dos recursos para áreas que de

fato contribuam para o desenvolvimento e modernização do setor de petróleo e gás no Brasil.

A utilização desses recursos para dinamizar investimentos no *onshore* brasileiro é fundamental. Há uma série de importantes desafios técnicos a serem atacados neste sentido, como inovações de estocagem de gás natural, iniciativas para mitigação de risco exploratório em bacias de nova fronteira, técnicas de EOR etc.

Propostas ABPIP:

Discussão para que seja estabelecido um percentual mínimo dos recursos disponíveis para P&D sejam aplicados em projetos em áreas terrestres.

4.3.1 Comercialização e Consumo Interno

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.

Comentários iniciais:

Em Fev/2015, A ABPIP/APPOM notificou a ANP para que, em cumprimento ao art. 20 da Lei do Petróleo e ao art. 36 do Regimento Interno da ANP, instaure procedimento administrativo para solução de conflito, com ênfase na conciliação e arbitramento, entre os agentes produtores representados pelas associações e a Petrobras em função das dificuldades na comercialização da produção dos campos *onshore*, pelos agentes produtores, com a citada estatal, *pedindo que* caso venha a tomar conhecimento de fatos que configuram indícios de infração da ordem econômica, comunique imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE para as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente, nos termos do art. 10 da Lei do Petróleo.

Esta demanda, gerou o processo 48610.0022405/2015-15, a última movimentação que tivemos conhecimento deste processo ocorreu em Outubro de 2015, quando protocolamos uma correspondência em resposta ao um pedido de informações da ANP.

Propostas ABPIP:

1) Garantia de comercialização da produção extraída de campos terrestres produtores de petróleo e gás natural.

O mercado brasileiro de comercialização de Petróleo é anômalo em função do monopólio, de fato, exercido pela Petrobras. Esta anomalia impede uma real negociação desta comercialização, permitindo que o monopolista imponha aos produtores nacionais condições comerciais não usuais e que penalizam a rentabilidade da atividade de E&P destes produtores.

Em economia, um mercado monopsonio ocorre quando há um único comprador e vários potenciais vendedores para um determinado produto ou serviço no mercado. Nesse cenário, a empresa monopsonista tem o poder de ditar as regras do jogo (preços, condições, etc) aos seus fornecedores, da mesma maneira que um fornecedor monopolista controla o mercado de venda, em que existe apenas um vendedor para muitos compradores. Em resumo, um comprador monopsonista é um “ditador de preço e condições de compra”, com controle quase completo de seus fornecedores.

Assim, para mitigar as anomalias deste mercado e estabelecer uma forma de garantia de comercialização justa e razoável propomos que utilizemos da experiência exitosa no mercado brasileiro de comercialização do Biodiesel, e adaptando-o, proporemos a regulamentação de leilões para compra e venda de petróleo, vinculando a exigência de percentual mínimo, a ser definido pela ANP, de petróleo produzido por empresa independente em carga de refinarias nacionais, com preços mínimos iguais aos preços de referências para recolhimento de royalties estabelecidos pela ANP.

O momento é oportuno para restabelecer as condições mínimas para que possa ocorrer a comercialização do petróleo que permitira as empresas independentes desenvolver-se (crescer), participar e contribuir no mercado brasileiro de petróleo e gás, num esforço para alcançar a meta pretendida pelo REATE para a produção Onshore. Noutros termos, sem garantia de comercialização não haverá a necessária expansão desta produção principalmente pela omissão do Estado que expõe estes agentes econômicos a um monopólio sem controle.

Destarte, sugerimos aqui um dispositivo legal que disponha sobre a obrigatoriedade de utilização da produção de petróleo e gás natural produzidos nacionalmente pelas empresas independente na fabricação de derivados de hidrocarbonetos em refinarias nacionais.

Art. 1o O CNPE fixar anualmente, em sua ultima reunião do ano anterior, um percentual mínimo de petróleo e gás natural extraídos de campos terrestres como matéria-prima na fabricação de derivados de hidrocarbonetos, em qualquer parte do território nacional.

§ 1o Na ausência de manifestação do CNPE e ate que esta venha a se manifestar será utilizado, no mínimo, o percentual da participação da produção das empresas independentes na produção total nacional relativo ao ano anterior.

§ 2o Os percentuais mínimo obrigatório de que trata este artigo podem ser reduzidos ou ampliados em ate 50% pela ANP, observados os seguintes critérios:

- I - a disponibilidade do petróleo e gás natural;
- II - a redução das desigualdades regionais;
- III - as políticas industriais e de inovação tecnológica.

§ 3o Caberá à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP definir os limites de variação admissíveis para efeito de medição e aferição dos percentuais de que trata este artigo.

§ 4o Caberá à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP definir um calendário anual, critérios e regulamento para leilões públicos para aquisição das disponibilidades de produção das empresas independentes.

4.3.2 Adequação dos Modelos de Reservoir-to-Wire

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*.

Propostas ABPIP :

- 1) Ajustes necessários a política vigente para viabilizar os investimentos para projetos de gás.

A Lei do Gás (11.909), criada em 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 auto-importadores, 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.

No caso dos projetos *gas-to-wire*, chegou-se a classificar dutos de baixíssima extensão como infraestrutura passível de ser cedida ao poder estadual, que cobra uma taxa pelo uso dessa infraestrutura ao próprio autoprodutor responsável por sua construção. Trata-se de um desvio de interpretação de “gás canalizado” na Lei do Gás, que atribui aos Estados sua distribuição local.

Mesmo enfrentando a obrigatoriedade de construir a sua própria infraestrutura para depois ter que repassar esta ao concessionário estadual, e posteriormente pagar uma taxa por isso. Há argumentos em favor da revisão dessa política, tendo em vista que o risco assumido pelos concessionários já é muito alto e a contribuição para a implementação de infraestrutura no país é relevante.

Para resolver esta questão propomos:

A alteração no entendimento de gás em terra explorado para projetos *gas-to-wire* como gás canalizado, no sentido de reconhecer que tais projetos constituem estrutura totalmente integrada sujeita à regulação federal, eliminando, assim, o pagamento de taxas de manutenção da infraestrutura à

distribuidora estadual, especialmente nos casos em que o concessionário for responsável pela construção da infraestrutura em tela.

Além disso, a definição de autoprodutor dada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Resolução ANP nº 51/2011) deve prevalecer sobre a definição das agências reguladoras estaduais.

Por fim, sugere-se a contabilização da construção de infraestrutura para escoamento de gás em terra, para fins de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local prevista nos Contratos de Concessão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

2) Flexibilidade na comprovação de contrato de suprimento de gas

Deve-se manter o prazo dos Contratos de Compra de Combustível compatível com o prazo total dos Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs). No entanto, o supridor de gás deverá comprovar de tempos em tempos as reservas para garantir o suprimento da térmica.

Assim, sugere-se que tal comprovação se dê, no mínimo, durante os primeiros 5 anos de operação. Posteriormente, em um horizonte rolante, o gerador termelétrico deverá provar, a cada ano, durante a vigência do CCEAR, reservas para os próximos 5 anos de operação da UTE, utilizando o percentil de 95% dos cenários de despacho resultantes da rodada Newave oficial do PMO de janeiro de cada ano.

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 termoeletricos 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.”*²

² Item 5.12.1 das Regras de Cadastramento e Habilitação Técnica da EPE de 10.09.2015 vigentes no momento.
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS – ABPIP
Av. Tancredo Neves, 274 , sala 321 – Bloco A, 40.820-020 – Salvador –Ba, Tel. (71) 3432-0301

Todavia, analisando as Instruções de Cadastramento e Habilitação Técnica da EPE, que detalham as obrigações exigidas pela Portaria MME nº 102/2016, é possível perceber que a comprovação de disponibilidade é exigida de maneira distinta para os diferentes tipos de combustível. No caso de termelétricas a carvão, biomassa, GNL, e outros combustíveis, a comprovação é feita através de Contrato ou Termo de Compromisso no qual se exige a inclusão de cláusulas de eficácia de fornecimento e de penalidade por falta de combustível e, em alguns casos, a apresentação de relatório técnico demonstrando a disponibilidade da fonte ao longo da vigência do CCEAR.

No caso de Projetos *reservoir-to-wire*, solução vencedora para incentivar a atividade de E&P *onshore* a despeito da falta de infraestrutura dutoviária, 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.

Conforme muito bem demonstrado em Relatório Técnico disponibilizado em 03.10.2016 no portal do MME³, inclusive a principal fornecedora do combustível no país, a Petrobras, responsável por 94,9% da oferta de gás de acordo com os dados apresentados, não consegue comprovar fornecimento de gás para todos interessados.

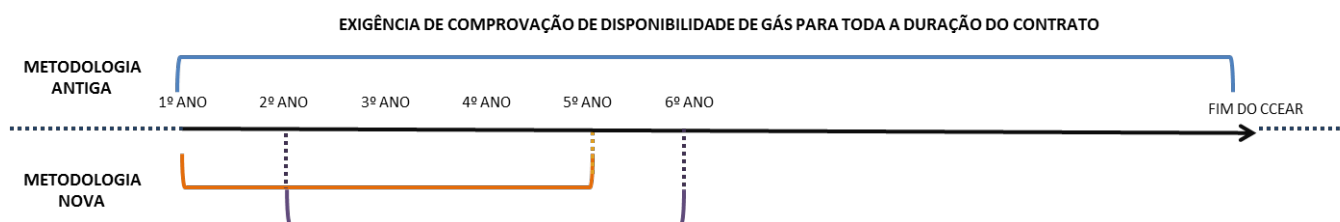
Além disso, a própria característica geofísica de certas bacias situadas na nova fronteira exploratória geram riscos geológicos incompatíveis com as exigências editalícias na ocasião dos leilões de energia, tendo em vista que o conhecimento acumulado sobre a maior parte das bacias brasileiras ainda é incipiente. Não obstante, desafios técnicos referentes a sistemas

³ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/mme-abre-consulta-sobre-diretrizes-propostas-pelo-gas-para-crescer.

petrolíferos atípicos de bacias ainda não adequadamente estudadas também devem ser enfrentados caso a caso pelos concessionários.

Para resolver esta questão propomos:

Considerando que nem sempre é possível comprovar, no momento da habilitação no leilão, reservas produtoras de gás natural suficientes para garantir o suprimento do período total do CCEARs, para o leilão de energia para empreendimentos termelétricos, nossa proposta é que deve-se manter o prazo dos Contratos de Compra de Combustível pelo prazo total dos CCEARs mas o supridor de gás deverá comprovar reservas para garantir o suprimento da térmica, no mínimo durante os primeiros 5 anos de operação. Posteriormente, em um horizonte rolante, o gerador termelétrico deverá provar, a cada ano, durante toda a vida do CCEAR, reservas para os próximos 5 anos de operação da UTE, conforme imagem abaixo:



A proposta é que o volume necessário para a garantia de suprimento utilizado como referência para a exigência de reserva seja calculado a partir da distribuição de probabilidade do consumo acumulado de gás das térmicas ao longo do período de 5 anos, utilizando o percentil de 95% dos cenários de despacho resultantes da rodada Newave oficial do PMO de janeiro de cada ano.

No entanto, caso não seja possível garantir o fornecimento para o próximo ciclo, o CCEAR poderá ser encerrado antecipadamente. Para exemplificar a aplicação da regra, caso o empreendedor termelétrico não comprove no 6º ano a reserva até 11º ano, a rescisão de seu PPA poderá ocorrer ao final do ano 10, perdendo o empreendedor termelétrico o prazo restante do PPA, permitindo a contratação desta energia pelas distribuidoras no Leilão A-5 e/ou A-3 subsequente.

Toda essa discussão deve ser calcada especialmente sobre a observação dos riscos inerentes à exploração e produção de hidrocarbonetos em bacias de nova fronteira.