



Brasil
14ª Rodada
Licitações de Petróleo e Gás

ALTERAÇÕES E DISPOSIÇÕES – PRÉ-EDITAL DA 14ª RODADA DE LICITAÇÕES DE BLOCOS EXPLORATÓRIOS

Este documento contém os principais aprimoramentos e alterações do pré-edital da 14ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios com referência à Nota Técnica nº 016/2017/SPL/RJ, de 10 de maio de 2017.

1. INTRODUÇÃO

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução nº 06, publicada no Diário Oficial da União do dia 20/04/2017, autorizou a ANP a realizar a 14ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural (**R14**).

Serão ofertados nesta licitação 287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, totalizando uma área de 122.622,40 km².

O presente documento tem por objetivo subsidiar a Diretoria Colegiada da ANP na deliberação sobre o pré-edital da 14ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O referido pré-edital dispõe sobre as normas que deverão ser obedecidas por todas as pessoas jurídicas nacionais ou estrangeiras interessadas em participar da 14ª Rodada de Licitações e foi elaborado de acordo com a legislação aplicável, de modo que este documento apresenta e justifica as alterações incorporadas, em comparação ao edital da licitação anterior.

O documento está dividido em seis seções, incluindo esta introdução. A segunda seção apresenta a base legal do pré-edital e suas referências, enquanto as seções seguintes detalham e justificam as principais alterações em relação ao pré-edital da 13ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios. A quinta seção traz considerações acerca dos parâmetros técnicos e econômicos que integram o pré-edital da R14 e, por fim, a sexta seção traz as conclusões finais ao documento.

2. BASE LEGAL E REFERÊNCIAS

Para elaboração do pré-edital da 14ª Rodada de Licitações foram observados os princípios que regem a Administração Pública e as licitações públicas, bem como a legislação aplicável, especialmente a Constituição da República Federativa do Brasil, a Lei nº 9.478, de 6/8/1997, a Lei nº 12.351, de 22/12/2010, a Resolução ANP nº 18, de 18/3/2015, e a Resolução CNPE n.º 06, 11/4/2017, as quais devem ser consultadas e observadas pelas sociedades empresárias interessadas.

O pré-edital da 14ª Rodada contém as cláusulas obrigatórias determinadas nos arts. 37, 38 e 39 da Lei nº 9.478/1997 e nos arts. 7º e 11 da Resolução ANP nº 18/2015.

Como referências, além da experiência acumulada pela Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) nas licitações de blocos, foram utilizados os seguintes instrumentos:

- a) Resolução ANP nº 18/2015, que regulamenta o procedimento das licitações de blocos para a concessão das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural; e
- b) Edital da 4ª Rodada de Licitações de Áreas com Acumulações Marginais (AM4), o mais recente edital aprovado pela Diretoria Colegiada da ANP, cujo texto foi utilizado como base do novo edital.

3. ALTERAÇÕES INICIAIS INCORPORADAS NO PRÉ-EDITAL DA R14

Esta seção apresenta as alterações incorporadas ao edital (item 2.1) da R14 vis-à-vis os aprimoramentos já realizados no edital da AM4. Os aprimoramentos encontram-se consubstanciados e justificados na Nota Técnica SPL nº 01/2017 e na Proposta de Ação nº 794/2016 aprovada pela Resolução de Diretoria nº 776/2016.

3.1. ALTERAÇÕES REALIZADAS NO PRE-EDITAL DA R14 DECORRENTES DO EDITAL DA AM4

- **Seção 1.1 – Aspectos Legais** - Exclusão do parágrafo referente à divisão da rodada em duas etapas.
- **Seção 1.1 – Aspectos Legais** - Inclusão de referência ao Decreto nº 8.893, de 01/11/2016.
- **Seção 1.1 – Aspectos Legais** - Inclusão da possibilidade de participarem da licitação as pessoas jurídicas de direito privado que exerçam atividade empresarial, constituídas na forma da Lei nº 12.441, de 11/7/2011, tais como empresas individuais de responsabilidade limitada (EIRELI), adaptando-se também o texto de todo o edital.
- **Descrição geral dos setores** - Alteração do nome da tabela de “Descrição geral dos setores” para “Descrição geral dos setores e qualificação mínima requerida da operadora”.
- **Seção 3 - Forma de Apresentação de Documentos – Caput** – A redação foi alterada visando esclarecer que as licitantes deverão entregar a documentação obrigatoriamente

no escritório central da ANP.

- **Seção 3 – Forma de Apresentação de Documentos – Caput** – inclusão de redação que permite a apresentação de anexos bicolunados ou em língua estrangeira acompanhados de tradução juramentada que corresponda integralmente ao texto previsto no respectivo anexo.
- **Seção 3.1.2 – Pessoas jurídicas sediadas em países específicos** – inclusão de referência cruzada, aprimorando a redação.
- **Seção 4 - Inscrição para participação na licitação – Caput** – A redação foi aprimorada com a inclusão de trecho fazendo referência à aprovação da inscrição pela Comissão Especial da Licitação e o aporte de garantia como pré-requisito para a apresentação de ofertas.
- **Seção 4.1– Preenchimento do formulário eletrônico** – Inclusão da obrigatoriedade da licitante informar a lista seus administradores durante o preenchimento do formulário eletrônico de inscrição.
- **Seção 4.2.2 – Procuração para nomeação de representantes credenciados**
 - (i) Alteração do título da seção que passa a ser “Nomeação de representantes credenciados” e melhoria da redação.
 - (ii) Inclusão da obrigatoriedade de entrega da procuração para nomeação dos representantes legais como credenciados, ainda que os atos societários confirmem poder a estes e inclusão de vedação de substituição dos representantes credenciados nos 5 (cinco) dias úteis que antecedem a sessão pública e a assinatura dos contratos de concessão.
- **Seção 4.2.3 – Organograma** – A redação desta seção foi modificada visando esclarecer a admissão da participação indireta das Entidades Fechadas de Previdência Complementar (EFPC), dos Fundos de Investimento e dos Fundos Mútuos de Investimentos em Participações, além de se exigir um maior detalhamento das participações diretas e indiretas.
- **Seção 4.3.2 – Pacote de dados técnicos** – Inclusão da definição de pacote de dados técnicos.

- **Seção 5.3 – Apresentação da Garantia de Oferta** – Exclusão do Anexo XI (Declaração dos setores de interesse) com consequente modificação da redação da seção.
- **Seção 5.4 – Modalidades e emissor das garantias de oferta** – A seção foi reestruturada e a opção caução em dinheiro passou a figurar como uma das modalidades de garantia financeira. Incluiu-se o anexo “Recibo Caução”.
- **Seção 6.4– Procedimento de apresentação de ofertas – item j** – Estender limitação de apresentação de oferta na mesma área para licitantes que compartilhem administradores em seu quadro de administração; e licitantes cujo representante credenciado integre o quadro de administração de outra licitante.
- **Seção 7 – Qualificação – Caput**
 - (i) Inclusão de parágrafo enfatizando que a vencedora da licitação deverá entregar apenas um conjunto de documentos, independentemente da quantidade de áreas arrematadas.
 - (ii) Exclusão de menção expressa ao prazo para a entrega dos documentos de qualificação e referência aos prazos da Tabela. 1
- **Seção 9.1.2 – Garantia financeira do Programa Exploratório Mínimo (PEM)** – Inclusão da obrigação de entrega de carta de anuência relativa à solidariedade das obrigações do PEM entre os consorciados, nos casos de apresentação de garantia financeira do PEM por um dos integrantes do consórcio.
- **Seção 9.1.2.3 - Depósito caução** – Inclusão de novo modelo padrão da CEF do "Recibo de Caução" como anexo.
- **Seção 9.1.3 - Comprovante de pagamento do bônus de assinatura** – Alteração do prazo para encaminhamento das cópias da GRU e do recibo de pagamento do bônus de assinatura nos casos de pagamento fora do prazo estabelecido na Tabela 1. O referido passou de 2 para 3 dias úteis antes da data estipulada para assinatura dos contratos de concessão.
- **Seção 9.1.5 – Garantia de performance – Caput** – Alteração da definição de garantia de performance restringindo como signatários somente sociedades empresárias.
- **Seção 10 – Penalidades** – A redação do caput foi aprimorada.

- **Seção 10.2 – Suspensão Temporária** - Aprimoramento da redação. A suspensão temporária do direito de participar de futuras licitações e de contratar com a ANP será aplicada, sem prejuízo das demais penalidades, caso a infratora seja reincidente em ser convocada e não assinar o contrato até a data definida pela ANP, e não apresente justificativa técnica, aceita pela ANP, fundamentada em fato posterior à sessão pública de apresentação de ofertas.
- **Seção 11.3 – Impugnação do edital (nova seção)** – Inclusão de nova seção estabelecendo o procedimento em caso de impugnação ao edital.
- **Seção 12 – Recursos administrativos**
 - (i) Exclusão da enumeração das etapas em que cabem recursos.
 - (ii) Inclusão de previsão que se harmoniza com o novo regramento de impugnação ao edital, incluído na seção 11.3.
- **ANEXO XXVI – Declaração do Concessionário Consorciado sobre as Garantias Financeiras do Programa Exploratório Mínimo** – Inclusão de um novo anexo para atender as modificações realizadas na seção 9.1.2.
- **ANEXO XXVIII – Modelo de Garantia de Performance** – Item 2 – Inclusão da obrigação dos signatários de obter antecipadamente as autorizações societárias necessárias para firmar a Garantia de Performance.

4. NOVAS ALTERAÇÕES INCORPORADAS NO PRÉ-EDITAL

Conforme abordado anteriormente, esse documento trata de alterações incorporadas às minutas em relação ao contrato de concessão relativo à 14ª Rodada de Licitações.

Para melhorar o entendimento, conferir maior clareza ao texto do pré-edital e adequá-lo à evolução legal e regulatória, foram realizadas alterações de natureza formal.

Dado que o processo regulatório reflete, em grande medida, um processo de aprendizagem por parte do órgão regulador, foram realizadas modificações de caráter material, a fim de atender aos objetivos de interesse público externados pelas diretrizes de política energética nacional estabelecidas pelo CNPE e pelo legislador, as quais passam agora a ser justificadas.

4.1. ALTERAÇÕES REALIZADAS NO PRÉ-EDITAL

4.1.1. Alterações na Seção 2 – Objeto da Licitação

As principais alterações desta seção foram a adoção de período único da Fase de Exploração para cumprimento do Programa Exploratório Mínimo ofertado e a adoção de valores de alíquotas diferenciadas de royalties para os setores em oferta na 14ª Rodada de Licitações.

Sobre a adoção de período único

Nas rodadas de licitações anteriores a Fase de Exploração, período contratual em que devem ocorrer as atividades de exploração e avaliação das jazidas, eram divididas em 2 (dois) ou 3 (três) períodos exploratórios. A partir da 5ª Rodada, a Fase de Exploração passou a ser dividida sempre em 2 (dois) períodos exploratórios, com duração e obrigações distintas conforme as características das Bacias e Setores ofertados.

Por ocasião da R14, a Superintendência de Exploração da ANP (SEP), em linha com a meta institucional da ANP de “incentivar a exploração e produção de petróleo e gás natural em benefício da sociedade brasileira”, propôs, por meio da Nota Técnica nº 019/2017/SEP, de 18/04/2017, a adoção de Fase de Exploração única. Como indicado pela SEP, os principais pontos que fundamentam a proposta são: (i) aumento da atratividade para a licitação devido à diminuição do risco, considerando que os concessionários terão mais tempo e flexibilidade para planejar e executar as atividades exploratórias; e (ii) redução de custos com garantias financeiras ao longo da Fase de Exploração do contrato, possibilitando o redirecionamento destes recursos para os investimentos exploratórios.

Em síntese, os principais benefícios esperados seriam a simplificação do Contrato e do processo exploratório, facilitando a prestação de contas pelo Concessionário e o controle e fiscalização por parte da Administração Pública.

Sobre a adoção de valores de alíquotas diferenciadas de royalties para os setores em oferta na R14

Buscando ampliar o conhecimento das bacias sedimentares, as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural, os investimentos na exploração de hidrocarbonetos no país

e a competitividade do Brasil no mercado internacional, a ANP, por meio da Nota Técnica Conjunta nº 002/2017, propôs alteração valores de alíquotas das alíquotas de royalties considerando os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, em consonância com o artigo 47 da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo).

Nos termos da Lei do Petróleo, os contratos de outorga de exploração e produção (E&P) estabelecem, para cada bloco, as alíquotas de royalties exigíveis na produção de petróleo e gás natural. Tais alíquotas, entretanto, não são fixas, podendo variar entre 5% e 10%, desde que tais valores estejam previstos no edital da respectiva licitação.

Tradicionalmente adotava-se um valor único para cada certame. Entretanto, para os setores em oferta na R14, com base na metodologia de cálculo proposta e justificada no referido documento, foram definidas as seguintes alíquotas de royalties:

- ✓ 5% para áreas marítimas na Bacia de Pelotas;
- ✓ 10% para áreas marítimas nas Bacias de Campos, Espírito Santo, Santos e Sergipe-Alagoas;
- ✓ 5% para áreas terrestres na Bacia do Paraná;
- ✓ 7,5% para áreas terrestres na Bacia do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas;
- ✓ 10% para áreas terrestres na Bacia do Parnaíba.

Adicionalmente, conforme proposto na Nota Técnica Conjunta nº 002/2017, foram incluídas previsões para a adoção de alíquotas distintas daquelas previstas no edital para cada área em oferta em duas situações específicas: (i) para os valores de alíquotas definidos abaixo de 10%, foi previsto o aumento de alíquota dos royalties no período em que o volume de produção do campo enseje recolhimento de participação especial; e (ii) buscando garantir a manutenção dos investimentos e estimular a extensão da vida de um campo no final de sua produção, maximizando o fator de recuperação dos recursos petrolíferos nacionais, foi prevista a possibilidade de redução do valor da alíquota, para até 5%, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos resultantes da R14, considerando a expectativa de produção e outros fatores pertinentes em consonância com a Legislação Aplicável.

Sobre a inclusão de seção relativa ao compromisso de Conteúdo Local

Nos termos da Resolução CNPE nº 07, de 11/4/2017, os compromissos de conteúdo local para as áreas em oferta na R14 passaram a ser definidos em cláusulas específicas do Contrato, não sendo adotados como critério de julgamento das ofertas na Licitação

Com isso, foi alterada a sexta seção da minuta de pré-edital da R14, com retirada das menções ao Conteúdo Local tanto na composição quanto no critério de apuração das ofertas (conforme apontado na subseção 4.1.3 do presente documento), e incluída, na segunda seção do pré-edital, tabela com os compromissos de conteúdo local a serem cumpridos pelos licitantes vencedores, nos termos da Resolução CNPE nº 07/2017.

4.1.2. Alterações na Seção 3 – Forma de Apresentação dos Documentos

Em relação à forma de apresentação dos documentos, os editais das rodadas de licitações anteriores à R14 previam, consoante a legislação pátria, que os documentos expedidos no exterior, para terem efeito no Brasil, deveriam ser notariados e depois legalizados pela Autoridade Consular brasileira a partir do original expedido em sua jurisdição consular por reconhecimento de assinatura ou por autenticação do próprio documento, e devidamente registrados no Cartório de Registro de Títulos e Documentos (RTD), conforme determinam os arts. 129, 6º, e 148 da Lei nº 6.015, de 31/12/1973.

Em julho de 2015, o Congresso Nacional aprovou, através do Decreto Legislativo 148, a ratificação da Convenção sobre a Eliminação da Exigência de Legalização de Documentos Públicos Estrangeiros, celebrada em Haia, em 5 de outubro de 1961. Tal convenção estabelece quais parâmetros serão utilizados para desburocratizar o reconhecimento de documentos estrangeiros entre os países assinantes da Convenção. Por meio do Decreto nº 8.660, de 14/8/2016, a Convenção foi promulgada, permitindo a dispensa de legalização na embaixada do Brasil certos documentos que deverão ser apresentados durante a licitação.

De modo geral, o aprimoramento avança na desburocratização do processo de inscrição e qualificação de licitantes estrangeiros.

4.1.3. Alterações na Seção 6 - Critérios para Apresentação de Ofertas

Retirada do Conteúdo Local como critério de apuração de ofertas

A política de Conteúdo Local é uma política pública do governo federal, que visa o incremento da participação da indústria nacional no setor de petróleo e gás nos termos definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética por ocasião das rodadas de licitações de blocos exploratórios.

A ANP aplica o conceito de conteúdo local desde a Primeira Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, ocorrida em 1999, por meio da Cláusula de Conteúdo Local constante nos contratos de concessão. Naquela ocasião, os concorrentes puderam ofertar livremente valores de bens e serviços a serem adquiridos de empresas brasileiras para a realização das atividades de exploração e desenvolvimento da produção. Os percentuais de Conteúdo Local (CL) oferecidos pelas empresas concorrentes foram computados para efeitos de pontuação das ofertas para aquisição dos blocos. Este modelo de compromisso permaneceu vigente até a Quarta Rodada de Licitações.

Na Quinta e Sexta Rodadas, a Cláusula de Conteúdo Local nos contratos de concessão foi modificada e passou a exigir percentuais mínimos e diferenciados para a aquisição de bens e serviços brasileiros destinados a blocos terrestres, a blocos localizados em águas rasas e a blocos em águas profundas.

Por ocasião da Sétima Rodada de Licitações, outras mudanças foram introduzidas na Cláusula de Conteúdo Local, que passou a limitar as ofertas de CL a faixas percentuais situadas entre valores mínimos e máximos. Foi também estabelecida uma planilha contendo itens e subitens, tanto para Fase exploratória quanto para a etapa de desenvolvimento, onde se permitia que a empresa ofertante alocasse pesos e percentuais de CL em cada um dos itens. Outra novidade foi a publicação da Cartilha de Conteúdo Local como ferramenta de medição do conteúdo local contratual.

Com vistas ao aprimoramento da Política de Conteúdo Local, foi instituído, pelo Decreto nº 8.637, de 18/1/2016, o PEDEFOR - Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural. O programa busca um aprimoramento da Política de Conteúdo Local do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, por meio do reconhecimento legal e da valorização de iniciativas e de investimentos que contribuam para elevar a competitividade de fornecedores no Brasil; estimular a engenharia nacional; promover a inovação tecnológica em segmentos estratégicos; ampliar a cadeia de fornecedores de bens, serviços e sistemas

produzindo no Brasil; ampliar o nível de Conteúdo Local dos fornecedores já instalados; e, estimular a criação de empresas de base tecnológica.

No âmbito da revisão da política de Conteúdo Local, foi publicada a Resolução PEDEFOR nº 01/2017, de 28/3/2017, que, em seu artigo 1º, propõe ao CNPE a adoção das seguintes regras de Conteúdo Local para a 14ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios:

- a) Compromissos de Conteúdo Local definidos nas cláusulas específicas do contrato, sem sua adoção como critério de apuração das ofertas na Licitação;
- b) Estabelecimento de percentual mínimo de Conteúdo Local obrigatório global de 50% para a Fase de Exploração e de 50% para a Etapa de Desenvolvimento, para Blocos em Terra;
- c) Estabelecimento de percentual mínimo de Conteúdo Local obrigatório global de 18% para a Fase de Exploração e dos seguintes percentuais para os Macrogrupos da Etapa de Desenvolvimento: de 25% para Construção de Poço; de 40% para o Sistema de Coleta e Escoamento; e de 25% para a Unidade Estacionária de Produção, para Blocos em Mar com lâmina d'água acima de 100 metros; e
- d) Não aplicabilidade do mecanismo de isenção de cumprimento dos compromissos assumidos relativos aos percentuais mínimos de Conteúdo Local obrigatórios definidos na Resolução.

O CNPE, por meio da Resolução CNPE nº 07/2017, corroborou a proposta apresentada pelo PEDEFOR, sendo tais recomendações a base das sugestões de modificação ao pré-edital encaminhados por meio do Memorando nº 053/2017/CCL e justificadas na Nota Técnica nº 003/2017/CCL e seus anexos.

Com isso, foi alterada a sexta seção da minuta de pré-edital da R14, com retirada das menções ao Conteúdo Local tanto na composição quanto no critério de apuração das ofertas, e incluído, na segunda seção do pré-edital, tabela com os compromissos de CL a serem cumpridos pelos licitantes vencedores, nos termos da Resolução CNPE nº 07/2017.

Definição de novo critério de apuração das ofertas

Muito embora o atual modelo de licitação de blocos exploratórios tenha se mantido constante ao longo do tempo, as regras do certame vêm sendo aprimoradas ao longo da rodada,

tanto visando coibir comportamentos indesejados e quanto buscando garantir a maximização dos objetivos traçados.

Originalmente os leilões promovidos pela ANP adotavam o bônus de assinatura e os compromissos de conteúdo local como únicos critérios de julgamento das ofertas. Este modelo foi adotado da primeira à quarta rodadas de licitações, com fixação de um Programa Exploratório Mínimo pré-definido pela ANP para cada bloco ofertado. Em 2003, por ocasião da 5ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, e tendo em vista das diretrizes fixadas na Resolução CNPE nº 08, de 21/7/2003, esta ANP decidiu pela eliminação do PEM pré-definido pela ANP e inclusão do programa exploratório como critério de oferta da licitação (juntamente com o bônus de assinatura e o conteúdo local).

Nos termos do artigo 40 da Lei do Petróleo, o julgamento das rodadas de licitação desta ANP deve identificar a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Nas últimas rodadas de licitação de blocos exploratórios, a ANP vinha utilizando três critérios para julgamento das propostas, quais sejam, o bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e o conteúdo local.

Diante da retirada do Conteúdo Local como critério de oferta na R14, e consoante a Lei do Petróleo, a nota final a ser atribuída a uma determinada licitante para apuração das ofertas deveria passar a ser composta por 2 (duas) parcelas, quais sejam: (i) o bônus de assinatura; e (ii) o programa exploratório mínimo.

Nesse sentido, esta SPL optou por sugerir a manutenção de ambos os critérios alterando, entretanto, a ponderação entre os mesmos, conforme abaixo:

- i) Bônus de assinatura – com peso de 80%; e
- ii) Programa exploratório mínimo – com peso de 20%.

$$\text{NOTA } 1 = 80 \times \left(\frac{\text{Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}}{\text{Maior Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}} \right)$$

$$\text{NOTA } 2 = 20 \times \left(\frac{\text{PEM ofertado em UTs}}{\text{Maior PEM ofertado em UTs}} \right)$$

NOTA FINAL = NOTA 1 + NOTA 2

A utilização de dois critérios de apuração de oferta oferece aos tomadores de decisão alternativas por meio das quais podem equilibrar a apropriação das participações governamentais decorrentes da licitação, os incentivos a compromissos exploratórios superiores aos mínimos definidos em edital e a atratividade das áreas oferecidas na licitação. Tendo em vista os objetivos e diretrizes de política energética vigentes e visando minimizar a oferta de PEM inexecutáveis frente a Fase de Exploração única definida, esta ANP previu no edital de licitações a atribuição de maior peso ao critério bônus de assinatura.

4.1.4. Alterações na Seção 7 - Qualificação

A qualificação compreende a análise de documentação para comprovação da regularidade jurídica, fiscal e trabalhista, capacidade econômico-financeira e capacidade técnica das licitantes.

As principais alterações propostas no pré-edital da R14 no que se refere à qualificação das licitantes são a inclusão de exigência de apresentação do parecer de auditor independente como documento necessário para qualificação econômico-financeira (exigência já incorporada no edital da AM4) e a atualização dos valores do patrimônio líquido mínimo exigido para fins de qualificação econômico-financeira (justificada pela Nota Técnica nº 008/2017).

Exigência de apresentação do parecer de auditor independente

A auditoria independente é uma atividade que utiliza procedimentos técnicos específicos com a finalidade de atestar a adequação com as melhores práticas contábeis das demonstrações financeiras das empresas a fim de imprimir transparência e confiabilidade. Deste modo, para avaliação da capacidade financeira das empresas interessadas em participar do processo licitatório, o Parecer dos Auditores Independentes é absolutamente indispensável na verificação de que as demonstrações financeiras representam fidedignamente os fenômenos econômicos que acontecem com o patrimônio das empresas.

Além disso, a auditoria é benéfica também para a companhia, pois aumenta a credibilidade junto a bancos, fornecedores, nas concorrências públicas e oportunidades de

fusões e aquisições. Agrega uma visão externa de suas atividades, setor, modelo de gestão e a exposição ao risco da companhia, seja em virtude da estrutura de capital e da alavancagem, seja devido ao perfil dos executivos gestores.

O parágrafo 3º do artigo 177 da Lei nº 6.404, de 15/12/1976 estabelece que as demonstrações financeiras das companhias abertas devam, obrigatoriamente, ser submetidas a auditoria por auditores independentes registrados na CVM. O artigo 3º da Lei nº 11.638, de 28/12/2007 determina que se aplique às sociedades de grande porte a obrigatoriedade de auditoria independente por auditor registrado na CVM. Entretanto, não há vedação legal na exigência de parecer dos auditores independentes por órgãos da administração pública para empresas reguladas que não se enquadrem nos dois casos acima, já tendo sido o documento exigido pela ANP para efeito de qualificação financeira das licitantes até a décima rodada.

Alteração dos valores do patrimônio líquido mínimo exigido para qualificação como operadora e como não operadora

Conforme Nota Técnica SPL nº 008/2017, o valor estabelecido em reais (R\$) do Patrimônio Líquido Mínimo (PLM) exigido para a qualificação econômico-financeira como operadora, em cada ambiente operacional (águas profundas, águas rasas e áreas terrestres), teve como base o valor do custo médio de um poço perfurado no respectivo ambiente. O modelo utilizado considerou como premissa a perfuração de um poço até o final da Fase de Exploração.

Com o objetivo de aumentar a atratividade do certame e a maximização da participação de investidores no certame, para uma empresa ser qualificada como Não-Operadora propõe-se a exigência de um PLM equivalente a 25% daquele PLM exigido para operar atividades de E&P no ambiente do bloco de interesse, visando compatibilizar, minimamente, com a necessidade que a operação exigirá em termos de investimentos.

4.1.5. Alterações na Seção 9 – Assinatura do Contrato de Concessão

Até a 13ª Rodada de Licitações os editais das rodadas de licitação da ANP previam a possibilidade de apresentação de três tipos de instrumentos para fins de garantia de cumprimento do PEM: carta de crédito, seguro garantia e contratos de penhor de petróleo e gás

Natural. Por ocasião do edital da 13ª Rodada de Licitações, foi incluída nova modalidade, o depósito caução, a qual foi mantida no pré-edital da R14.

No âmbito do processo de assinatura dos contratos de concessão da 13ª Rodada de Licitações, entretanto, foi observada a necessidade de revisão e adequação dos modelos de contrato de penhor existentes no edital, considerando as diferenças e particularidades do empenho de gás natural em garantia. Com isso, foram incluídas também, no pré-edital da R14, minutas de contratos específicas para os contratos de penhor de petróleo e gás natural.

4.1.6. Alterações nos Anexos

Foi aprimorada a redação do ANEXO II – Requerimento para Aproveitamento de Documentos, com o objetivo de evitar problemas de interpretação, esclarecendo que o ateste exigido se refere apenas ao conteúdo das informações contidas nos documentos, não abrangendo o representante credenciado que os subscreveu. Desde modo, resta claro que a substituição do representante credenciado não invalida documentos subscritos no passado por quem, à época, tinha delegação válida.

Adicionalmente, foi aprimorada a equivalência de Unidades de Trabalho para efeito de cumprimento do Programa Exploratório Mínimo prevista no Anexo XIV – Equivalência de Unidades de Trabalho para cumprimento do PEM – Tabela 23. Os valores previstos no documento são considerados parâmetros técnicos editalícios e serão justificados na próxima seção do presente documento.

5. PARÂMETROS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DO EDITAL

São dez os parâmetros técnicos e econômicos que integram o pré-edital da R14, a saber:

- a) Patrimônio Líquido Mínimo exigido para fins de qualificação financeira;
- b) Valores das Garantias Financeiras do Programa Exploratório Mínimo;
- c) Atividades exploratórias de geologia e geofísica a serem consideradas para o abatimento do Programa Exploratório Mínimo e definição da relação de equivalência das Unidades de Trabalho dessas atividades;

- d) Definição do Programa Exploratório Mínimo e sua conversão em Unidades de Trabalho;
- e) Definição da duração da Fase de Exploração para os blocos localizados em 3 (três) modelos exploratórios distintos, quais sejam: Bacias Maduras (terra), Bacias de Nova Fronteira (mar e terra) e de Elevado Potencial (mar);
- f) Definição dos valores, em reais, da Taxa de Participação de cada setor onde se localizam os blocos em oferta;
- g) Definição dos valores, em reais, do Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área para os blocos em oferta;
- h) Valores das Garantias de Oferta para os blocos ofertados na R14;
- i) Definição dos valores mínimos, em reais, dos Bônus de Assinatura para os blocos em oferta na R14;

5.1. PRINCIPAIS DISPOSIÇÕES RELATIVAS AOS PARÂMETROS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

5.1.1. Patrimônio Líquido Mínimo exigido para fins de qualificação financeira

Os valores propostos para o Patrimônio Líquido Mínimo para que uma empresa possa ser qualificada financeiramente nas diferentes categorias previstas no edital estão detalhados e justificados na Nota Técnica nº 008/2017/SPL.

Em síntese, o valor estabelecido em reais (R\$) do PLM exigido para a qualificação econômico-financeira é função do valor do custo médio de um poço perfurado no respectivo ambiente. O modelo proposto considerou como premissa a perfuração de um poço até o final da Fase de Exploração. O valor do custo médio de um poço foi calculado a partir da média ponderada das classes do histograma referentes aos custos das perfurações de poços exploratórios, levando-se em consideração a singularidade dos seguintes ambientes: Águas Profundas, Águas Rasas e Terra (não remota).

A base de dados utilizada foi o Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP), especificamente a Situação Operacional do Poço (SOP), sistema que registra o andamento da perfuração, entre outras informações, e o acumulado do custo (em US\$)

do poço. Para os poços localizados no mar, o parâmetro utilizado para identificar as perfurações localizadas em “Águas Rasas” e as perfurações localizadas em “Águas Profundas” foi a disposição da linha batimétrica de 400 metros de profundidade. A fim de minimizar eventuais distorções, foram selecionados somente os poços que atingiram a profundidade entre 700m e 3500m em terra, entre 1000m e 5000m em “Águas Rasas” e entre 1000m e 7000m em “Águas Profundas”.

Observa-se que os custos das atividades exploratórias elevam-se significativamente se partirmos de setores terrestres para setores marítimos de Águas Rasas e, posteriormente, para Águas Profundas. Por isso, há uma exigência de Patrimônio Líquido Mínimo diferenciada para as empresas que desejam atuar em todos os setores, em relação àquelas que desejam atuar nos setores de Águas Profundas, nos setores de Águas Rasas ou Terrestres remotas ou para as que desejam atuar somente em setores Terrestres não remotas.

Com base na metodologia de cálculo do PLM, para a R14 foram obtidos os seguintes parâmetros:

- a) Para que uma determinada empresa seja qualificada como Operador “A”, e possa operar em blocos situados em Águas Profundas, Águas Rasas e em Terra, deverá comprovar um PLM maior ou igual a R\$ 152.000.000,00.
- b) Para que uma determinada empresa seja qualificada como Operador “B” e possa operar em blocos situados em Águas Rasas e em Terra (áreas remotas ou não), deverá comprovar um PLM maior ou igual a R\$ 68.000.000,00.
- c) Para que uma determinada empresa seja qualificada como Operador “C” e possa operar nos blocos situados em terra (áreas não remotas), deverá comprovar um PLM maior ou igual a R\$ 5.500.000,00.

Adicionalmente, visando aumentar a atratividade do certame e a maximização da participação de investidores no certame, para uma empresa ser qualificada como Não-Operadora será exigido um PLM equivalente a 25% daquele PLM exigido para operar atividades de E&P no ambiente do bloco de interesse.

Com isso, para participar como Não-Operadora em blocos situados em Águas Profundas, a empresa deverá comprovar um PLM maior ou igual a R\$ 38.000.000,00. Em blocos situados Águas Rasas ou áreas Terrestres remotas, a empresa deverá comprovar um PLM

maior ou igual a R\$ 17.000.000,00, e em áreas Terrestres não remotas, a empresa deverá comprovar um PLM maior ou igual a R\$ 1.375.000,00.

5.1.2. Valores das Garantias Financeiras do Programa Exploratório Mínimo

Os valores, em reais (R\$), propostos para as Garantias Financeiras do Programa Exploratório Mínimo (GF-PEM) da Fase de Exploração estão detalhados e justificados na Nota Técnica nº 009/2017/SPL.

O valor estabelecido em reais (R\$) por Unidade de Trabalho da Garantia exigida teve como premissa garantir que pelo menos 1000 UTs, em qualquer ambiente exploratório (Água Profunda, Água Rasa ou Terra), quando convertidas em reais, fossem suficientes para cobrir o custo de uma perfuração. A proposta para a Rodada contempla setores terrestres localizados em bacias maduras e de nova fronteira e de setores marítimos localizados em bacias de nova fronteira e de elevado potencial.

A Garantia Financeira poderá variar de acordo com o setor a ser explorado pelo agente interessado. Para mensurar o valor da Garantia Financeira por setor foi utilizada a razão entre: i) o valor do custo de uma perfuração a partir da média ponderada do histograma relativo aos custos das perfurações de poços exploratórios e; ii) o valor de 1.000 UTs, equivalente a um poço exploratório.

Com base na metodologia de cálculo da Garantia Financeira apresentada na Nota Técnica nº 009/2017/SPL, o edital da R14 contempla as seguintes correlações:

- a) R\$ 5.500,00/1UT para os setores terrestres em bacias maduras;
- b) R\$ 20.500,00/1UT para os setores terrestres em bacias de nova fronteira;
- c) R\$ 68.000,00/1UT para os setores de águas rasas; e
- d) R\$152.000,00/1UT para os setores de águas profundas e ultraprofundas.

5.1.3. Atividades exploratórias de geologia e geofísica a serem consideradas para o abatimento do Programa Exploratório Mínimo e sua relação de equivalência das Unidades de Trabalho.

A Nota Técnica nº 010/2017/SPL propõe as atividades exploratórias de geologia e geofísica a serem consideradas para o abatimento do Programa Exploratório Mínimo e define a relação de equivalência das Unidades de Trabalho dessas atividades.

Para fins de cumprimento do Programa Exploratório Mínimo, serão considerados nove tipos de atividades exploratórias de geologia e geofísica:

- a) Unidade de poço exploratório;
- b) Levantamento sísmico 2D (Km);
- c) Levantamento sísmico 3D (Km²);
- d) Reprocessamento sísmico 2D (Km reprocessado);
- e) Reprocessamento sísmico 3D (Km² reprocessado);
- f) Levantamentos magnetométricos/gravimétricos e gradiométricos;
- g) Levantamentos gamaespectrométricos;
- h) Levantamentos geoquímicos; e
- i) Levantamentos eletromagnéticos.

Tais atividades exploratórias deverão ser realizadas, a critério da concessionária, em setores terrestres localizados em bacias maduras e de nova fronteira e, em setores marítimos localizados em águas rasas e profundas em bacias de nova fronteira e de elevado potencial que serão ofertados na Rodada.

As equivalências de UTs estão relacionadas diretamente com os custos operacionais das atividades de geologia e geofísica.

Os custos das atividades exploratórias de geologia e geofísica foram estimados considerando as informações e dados armazenados no Banco de Dados do Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP/ANP).

Os custos levantados a partir da referida base de dados da ANP passaram por um tratamento estatístico, do qual se obteve o valor mais provável.

Na ausência de informação ou de uma base de dados não razoável, foram consideradas, para o cálculo dos custos médios das atividades de geologia e geofísica, os custos dos serviços de geologia e geofísica contratados pela ANP.

A equivalência de UTs é definida através de uma regra de três simples, a partir da multiplicação o valor em UTs de um poço (1.000 UTs) pelo resultado da divisão do custo estimado da atividade exploratória de geologia e geofísica (seja ela mensurada por R\$/km, R\$/km², R\$/amostra), dividido pelo custo estimado da perfuração do poço. A aplicação de tal procedimento para cada um dos ambientes exploratórios ofertados no certame teve como resultado as equivalências incluídas no pré-edital da R14.

Assim, com base no custo médio das perfurações e do seu valor em UT, foi possível encontrar a Equivalência de Unidades de Trabalho, por ambiente, para as demais atividades exploratórias de geologia e geofísica constantes do pré-edital da R14.

5.1.4. Definição do Programa Exploratório Mínimo e sua conversão em Unidades de Trabalho

A definição e conversão do Programa Exploratório Mínimo em Unidades de Trabalho proposta para a R14 é detalhada e justificada na Nota Técnica nº 011/2017/SPL. Tais parâmetros foram definidos com objetivo de estimular investimentos exploratórios que resultem em maior volume de dados das bacias sedimentares brasileiras em quantidade e qualidade suficientes para permitir a avaliação do potencial de blocos ou setores, bem como o sucesso exploratório e seus desdobramentos (aumento de reservas de petróleo e gás natural e futura produção).

Para o cálculo do PEM em UTs as seguintes premissas foram consideradas: (i) o modelo exploratório da área; (ii) a ordem de grandeza da área do bloco para o setor; e (iii) a produção comum das atividades de geologia e geofísica que vêm sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios concedidos.

Com relação ao item (iii), para inferir a produção de tais atividades exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras foram utilizadas as informações cadastradas no SIGEP/ANP. A partir de um tratamento estatístico, com base na classe modal (maior frequência), foi inferida a quantidade/produção das atividades exploratórias que vem sendo realizada pelas

concessionárias nos blocos exploratórios, seja localizado em bacia terrestre, seja em bacia marítima.

5.1.5. Definição da duração da Fase de Exploração

Considerando a definição de um período exploratório único, a Nota Técnica nº 012/2017/SPL detalha e justifica a definição da duração da Fase de Exploração para os blocos localizados em 3 (três) modelos exploratórios distintos, quais sejam: Bacias Maduras (terra), Bacias de Nova Fronteira (mar e terra) e de Elevado Potencial (mar).

Considerando as lições aprendidas da área gestora do contrato, os principais pontos que fundamentam a proposta de uma única fase são o aumento da atratividade para a licitação devido à diminuição do risco, considerando que os concessionários terão mais tempo e flexibilidade para planejar e executar as atividades exploratórias; redução de custos com garantias financeiras ao longo da Fase de Exploração do contrato, possibilitando o redirecionamento destes recursos para os investimentos exploratórios; e a simplificação do Contrato e do processo exploratório, facilitando a prestação de contas pelo Concessionário e o controle e fiscalização pela Administração.

Para o cálculo da Fase de Exploração, estabeleceu-se como premissa, que essa fase deve conceder ao concessionário um tempo em anos suficiente para realizar: (i) atividades de geologia e geofísica – na forma de um levantamento sistemático Regional, Semi-Detalhe e Detalhe - a fim de minimizar os riscos exploratórios e mapear os prospectos e suas estruturas favoráveis para a perfuração; e (ii) as atividades de pelo menos um poço exploratório, fundamental para descoberta de petróleo e gás natural.

Adicionalmente, as seguintes premissas foram consideradas para o cálculo da fase:

- i. O modelo exploratório da área (Bacia Madura, Nova Fronteira ou Elevado Potencial): quanto menos conhecida a bacia geologicamente, maior deverá ser o tempo concedido para a realização de atividades exploratórias de geologia e geofísica para a ampliação do conhecimento, visto que o objetivo é o mapeamento de prospectos com menor risco geológico para perfuração de poços;

- ii. A área do bloco exploratório: quanto maior a área do bloco exploratório, maior deverá ser o tempo concedido considerando a necessidade de adquirir, naturalmente, maiores levantamentos geofísicos ou geológicos;
- iii. O tempo de aquisição das atividades de geologia e geofísica que vem sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios – Base SIGEP/ANP e estudos já contratados pela ANP.

Por fim, para cada projeto, relacionado a uma atividade exploratória, foi considerado o tempo médio que é demandado para as seguintes etapas:

- i. Estudo e planejamento da área;
- ii. Obtenção de eventuais licenças;
- iii. Mobilização / Logística;
- iv. Aquisição, coleta e amostragem ou, perfuração se for o caso;
- v. Processamento, análise ou avaliação;
- vi. Interpretação e Relatório Final.

Com isso, conforme indicado na Nota Técnica nº 012/2017/SPL, a Fase de Exploração dos blocos ofertados na R14 varia de 5 a 7 anos, conforme o modelo exploratório da Bacia ofertada.

5.1.6. Definição dos valores, em reais, da Taxa de Participação, de cada setor onde se localizam os blocos em oferta

Os valores em reais da Taxa de Participação, de cada setor onde se localizam os blocos em oferta são propostos com base na Nota Técnica nº 013/2017/SPL. Os setores da Rodada foram divididos em: Setores Terrestres (Bacias de Nova Fronteira e Bacias Maduras), Setores Marítimos (Bacias de Nova Fronteira e Elevado Potencial).

Tais taxas poderão ser pagas por setores ou grupo de setores, a critério da ANP, visando a promoção e o aumento da participação de empresas, e conseqüentemente, o aumento da concorrência.

As empresas somente poderão apresentar ofertas para os blocos localizados nos setores para as quais pagaram as respectivas Taxas de Participação.

No cálculo da Taxa de Participação para a Rodada, foram atribuídos pesos aos setores considerando os fatores relativos aos ambientes e modelos exploratórios. Além dos pesos atribuídos aos setores, também foram considerados os custos de recuperação dos dados no BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção).

Para o cálculo da Taxa de Participação foi considerado o peso dado ao Setor, multiplicado a média dos custos para usuários membros nos planos anuais ANP1, ANP2, ANP3 e ANP4. Do exposto, com base na metodologia de cálculo da Taxa de Participação, têm-se os valores arredondados:

- a) R\$ 32.500,00 a Taxa de Participação para as Bacias Maduras;
- b) R\$ 65.000,00 a Taxa de Participação para os Setores Terrestres de Nova Fronteira;
- c) R\$ 97.000,00 a Taxa de Participação para os Setores de Nova Fronteira localizados em Águas Rasas;
- d) R\$ 129.500,00 a Taxa de Participação para os Setores de Nova Fronteira localizados em Águas Profundas;
- e) R\$ 162.000,00 a Taxa de Participação para os Setores de Elevado Potencial localizados em Águas Rasas; e
- f) R\$ 194.500,00 a Taxa de Participação para os Setores de Elevado potencial localizados em Águas Profundas.

5.1.7. Definição dos valores, em reais, do Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área para os blocos em oferta

A Nota Técnica nº 014/2017/SPL detalha e justifica os valores do Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área para os blocos em oferta na Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

O pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área representa uma participação governamental, prevista no artigo 45 de Lei do Petróleo e regulamentada pelo Decreto 2.705, de 3/8/98.

A metodologia proposta para definir o valor do Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área considera as características geológicas, a localização e infraestrutura e o volume de

dados disponíveis nos blocos em oferta, dentro dos limites permitidos e em conformidade com o disposto parágrafo 3º do artigo 28 do Decreto 2.705/98.

Adicionalmente, como forma de incentivo a participação de empresas de pequeno e médio porte, de acordo com o artigo 65 da Lei 12.351/10, o valor do Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área para os blocos em Bacias Maduras foi fixado no limite inferior permitido pelo Decreto 2.705/98.

5.1.8. Valores das Garantias de Oferta para os blocos da R14

Os valores das Garantias de Oferta para os blocos da Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural são propostos e justificados na Nota Técnica nº 015/2017/SPL.

Em síntese, a Nota Técnica propõe um modelo de precificação do valor das garantias de oferta, segundo o qual o valor da garantia seria determinado pela soma de duas parcelas: (i) o valor médio do Bônus Mínimo (por localização dos blocos) multiplicado pelo risco de inadimplência (XL), e (ii) o valor médio do Bônus Mínimo (por localização dos blocos) multiplicado pelo percentual sugerido pela SUSEP para garantias de ocorrência (1%).

A metodologia adotada é a mesma utilizada na 13ª Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás natural, que leva em consideração o atual cenário econômico da indústria mundial do petróleo. Isto porque a emissão de garantias de oferta representa um custo associado à participação das empresas no certame. Este custo é, em geral, ponderado pelas licitantes à luz do ganho esperado do leilão, o qual, por sua vez, é função, dentre outros, da expectativa futura de preços do barril do petróleo.

Considerando o cenário econômico da Indústria do Petróleo, marcado pelo retorno do preço do barril Brent oscilando na casa dos US\$ 40,00 a US\$ 60,00, optou-se novamente por buscar aumentar a atratividade deste certame através da redução dos custos de participação na licitação.

Com isso, os valores propostos para a Garantia de Oferta são: R\$ 10.000,00 para blocos em bacias maduras; R\$ 40.000,00 para blocos em bacias terrestres de nova fronteira não remota; R\$ 120.000,00 para os blocos em águas profundas em bacias de nova fronteira; R\$ 180.000,00

para os blocos em águas rasas em bacias de elevado potencial; e R\$ 230.000,00 para os blocos em águas profundas em bacias de elevado potencial.

5.1.9. Definição dos valores mínimos, em reais, dos Bônus de Assinatura para os blocos em oferta.

Os valores mínimos dos Bônus de Assinatura para os blocos em oferta na 14ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural foram propostos pela Nota Técnica Conjunta SPL/SDB nº 001/2017/SPL.

A Lei do Petróleo, em seu artigo 46, determina que os editais de licitação da ANP estabeleçam, a cada rodada, um valor mínimo para o bônus de assinatura a ser pago como um dos requisitos para assinatura do contrato de concessão. Este valor pode, do ponto de vista econômico, ser compreendido como uma fração do lucro esperado pela empresa que a mesma está disposta a ceder em troca dos direitos de exploração da área, sendo que quanto maior o valor estipulado pela ANP, maior é a probabilidade de que as empresas desistam de oferecer lances para um dado bloco.

O Bônus Mínimo proposto para a R14 é função das seguintes variáveis: bônus de referência de mercado de cada bloco (definido a partir dos valores ofertados nas rodadas de licitações anteriores, ponderados pelo estágio de exploração das bacias e ambiente exploratório), área proporcional do bloco, atratividade exploratória de cada bloco, volume de dados disponível no setor e infraestrutura dos setores onde estão localizados os respectivos blocos.

Os valores de bônus mínimo foram estimados de modo a refletir a atratividade das áreas em seus respectivos ambientes exploratórios sem, entretanto, desestimular a participação do maior número possível de empresas no certame.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente documento apresentou e justificou as alterações incorporadas ao pré-edital da R14, após aprimoramentos já aprovados pela Diretoria Colegiada da ANP no edital da 4ª Rodada de Áreas com Acumulações Marginais, quando cabíveis, bem como aprimoramentos decorrentes de sugestões encaminhadas por outras áreas da ANP.