**Instruções para preenchimento do formulário:**

1. No campo Documento, deve ser especificado o instrumento licitatório para o qual está sendo sugerida modificação. Neste campo, deve-se digitar apenas pré-edital ou minuta do contrato;
2. No campo Natureza da sugestão, deve ser indicado se a sugestão proposta é de Inclusão, Alteração ou Exclusão;
3. No campo Item, deve ser discriminado o item do pré-edital, ou a cláusula da minuta do contrato, ou, ainda, o anexo para o qual está sendo sugerida modificação. Neste campo, deve-se digitar apenas o número do item ou o número da cláusula, sem detalhar o seu título. No caso de sugestão à anexo, deve-se incluir o número do anexo e o número do item objeto da sugestão, caso existente. Caso a sugestão seja de Inclusão, deve-se especificar o número que o item ou a cláusula teria caso a sugestão fosse acatada pela ANP;
4. No campo Proposta de alteração, deve ser redigida a redação proposta para o item, em sua versão final. Não se deve usar texto tachado, negrito, sublinhado ou destacado em cores. Caso a sugestão seja de Exclusão, deve-se deixar o campo em branco;
5. No campo Justificativa, deve ser descrita a justificativa para a sugestão proposta.

**Exemplo de preenchimento do formulário de comentários e sugestões:**

| **Documento** | **Natureza da sugestão** | **Item** | **Proposta de alteração** | **Justificativa** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Pré-edital | Alteração | Tabela 2 | Coluna “Pagamento pela retenção de área (R$/km²/ano)” proposto para os setores da Bacia do Parnaíba. | Conforme explicitado pela Tabela 2, a Bacia do Parnaíba possui um modelo exploratório caracterizado como de Nova Fronteira. Uma vez considerada, pela própria ANP, como bacia de nova fronteira, a área dos blocos exploratórios oferecidos na 14ª Rodada é significativamente maior que nas demais bacias, haja vista os elevados riscos envolvidos.  Ocorre que a Bacia do Parnaíba teve um incremento muito significativo no pagamento pela retenção de área (+138%) da 13ª Rodada para a 14ª Rodada, sendo considerada a maior diferença verificada para essa participação governamental. Para fins comparativos, houve mesmo queda do valor em outras bacias sedimentares, como Campos (-40%), Espírito Santo (-16%) e Sergipe-Alagoas (-7%). Muito embora não se deva negligenciar que, em alguns casos, o modelo exploratório não permaneceu o mesmo para essas bacias, a queda em Campos, por exemplo – a maior verificada – manteve o modelo exploratório como de “elevado potencial”, sendo uma das maiores bacias produtoras de hidrocarbonetos do Brasil. Em contramão, houve a aplicação de regressividade em bacias sedimentares de nova fronteira, como o Parnaíba (+138%) e Pelotas (+79%), divergindo dos objetivos do REATE para revitalização das atividades terrestres.  Para as bacias maduras de Potiguar e Recôncavo, houve um aumento de 19% no valor.  Na 13ª Rodada, o pagamento por retenção de áreas na bacia do Parnaíba era de R$ 176,58/km². Se ajustássemos esse valor pelo IGP-DI (índice utilizado para essa participação governamental), o valor presente seria de R$ 196,22/km². No entanto, a Tabela 2 aponta para o valor de R$ 420,63/km² para o primeiro ano de concessão.  Para uma comparação, esse valor é muito próximo ao do pagamento por retenção de áreas para o Campo de Gavião Real no ano de 2016 (etapa de Produção, que já majora essa participação governamental): R$ 429,88/km².  Considerando que os blocos exploratórios da Bacia do Parnaíba são consideravelmente maiores (pelo risco geológico), o valor anual dessa participação governamental ultrapassará facilmente R$ 1,3 milhão, impondo severos custos aos pequenos e médios operadores terrestres. Esse valor se aproxima, por exemplo, a todo o investimento previsto (PEM) para o bloco PN-T-145, arrematado na 13ª Rodada (R$ 1,6 milhão).  Para tanto, considerando os interesses dos entes federativos em promover investimentos e tornar as áreas exploratórias oferecidas como atrativas, solicitamos que o valor para retenção de áreas na Bacia do Parnaíba seja revisto utilizando o princípio da proporcionalidade, especialmente no contexto de discrepância com o valor apresentado para a 13ª Rodada.  No campo “Proposta de alteração”, optou-se por não redigir o valor proposto para a retenção de área nos setores da Bacia do Parnaíba para não interferir em uma competência exclusiva desta agência reguladora. |
| Pré-edital | Alteração | Tabela 3 | Coluna “Alíquotas de Royalties para os setores da Rodada” da Bacia do Parnaíba: 5%. | O item 2.2.2. do pré-edital esclarece que “*considerando os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, estabeleceu alíquotas de royalties distintas para os setores que serão ofertadas conforme Tabela 3*”.  A Tabela 3 demonstra a alíquota de royalties por setores e bacias. De acordo com Art. 47 da Lei do Petróleo (Lei nº 9478/97), a alíquota máxima incidente para royalties é de 10% da produção, podendo ser reduzida pela ANP até 5%. Durante a 13ª Rodada, para todos os setores a alíquota de royalties era a máxima prevista em lei (10%).  Na 14ª Rodada, o pré-edital prevê a manutenção da alíquota de 10% para as bacias de Campos (elevado potencial), Espírito Santo (elevado potencial), Santos (elevado potencial), Sergipe Alagoas (elevado potencial) e Parnaíba (nova fronteira). Dessa forma, a única bacia sedimentar de nova fronteira a manter a alíquota máxima de 10% foi a Bacia do Parnaíba.  Para as demais bacias com modelo exploratório considerado como “de nova fronteira”, a queda foi significativa: Paraná (5%) e Pelotas (5%). Ou seja, para as bacias de nova fronteira, esta Agência adotou as alíquotas mínimas previstas em lei, como forma de incentivar investimentos e considerando as especificidades inerentes à lavra terrestre em regiões pouco exploradas.  Além disso, houve mesmo um tratamento diferenciado para bacias maduras, com queda da alíquota de royalties: Espírito Santo (7,5%); Potiguar (7,5%); Recôncavo (7,5%); e Sergipe-Alagoas (7,5%).  No relatório do Grupo de Trabalho do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (“REATE”), do MME, de 03/05/17, em seu item 4.1.3 consta, como ação prioritária, “*adequar os royalties dos novos editais, considerando os riscos geológicos, tecnológicos, logísticos e econômicos em áreas maduras e de novas fronteiras, levando em consideração do parágrafo 1º do art. 47 da Lei 9.478, de 1997”* (grifo nosso). Como resultado esperado, estava a “redução da cobrança de royalties para as próximas rodadas de áreas terrestres maduras e de nova fronteira”. Esse resultado foi constatado para todas as bacias maduras e de nova fronteira, com única exceção da Bacia do Parnaíba.  Para tanto, solicitamos que haja uma reconsideração da alíquota incidente para a Bacia do Parnaíba, conforme já realizado para as demais bacias maduras e de nova fronteira, em consonância com as disposições de política energética e de promoção nacional do MME. Por isonomia com as demais bacias de nova fronteira, entendemos que a alíquota incidente deveria ser de 5%. |
| Minuta do Contrato | Exclusão | 23.2. |  | O item 23.2. explicita que, caso os campos venham a pagar participação especial, independentemente dos valores da Tabela 2 do edital da 14ª Rodada, a alíquota de royalties será de 10%. Ocorre que não está clara a operacionalização dessa disposição.  Caso haja o atingimento de um determinado volume e uma receita líquida ajustada positiva em dado trimestre, será elegível o pagamento de participação especial. No entanto, se no próximo trimestre àquele do primeiro pagamento o volume mínimo de produção não for atingido ou caso haja uma receita líquida ajustada negativa, por exemplo, a situação não ensejaria o pagamento de participação especial.  Pode haver casos em que um campo produtor somente pagará participação especial em um único trimestre do ano ou de forma não recorrente. Neste caso, por ter tido um único trimestre de pagamento de participação especial em seu histórico, a alíquota futura dos royalties será sempre a de 10%? Ou ela retornaria, após os trimestres isentos, aos valores acordados na Tabela 2?  Vale destacar que, em caso de retificações do Demonstrativo de Apuração de Participações Especiais (“DAPE”), tanto pelo concessionário como no contexto de auditorias, as revisões dos valores poderão ensejar recontabilização de todos os royalties dos meses subsequentes, por consequência. Essa medida terá impactos para os entes federativos e poderá proporcionar altos custos de transação para a Agência.  Ademais, é necessário considerar a defasagem temporal existente entre royalties (mensal) e participação especial (trimestral). A operacionalização da medida, com a elevação das alíquotas de royalties após o pagamento de participação especial, ocorreria quando? No mês seguinte ao trimestre em que houve pagamento da participação especial?  Por fim, seria importante considerar a realidade única de campos produtores de gás natural não-associado, que operam em regime de platô – e que podem não pagar participação especial a cada trimestre. Em projetos integrados de energia elétrica e gás natural, o nível de despacho das usinas termelétricas, centralizado pelo ONS, não está no comando do operador. Pode ocorrer, em um período seco, por exemplo, que uma determina usina seja despachada a 100%, o que irá requerer a elevada produção de um campo de gás. Naquele trimestre, considerando o volume produzido, pode haver o atingimento do volume mínimo para o pagamento de participação especial – que pode tender a não se repetir nos trimestres posteriores ou mesmo na vida útil do campo, se tratado aquele evento como uma condição hidrológica extraordinária e não recorrente.  Há indiferença da participação especial quanto ao hidrocarboneto extraído (óleo ou gás natural). As acumulações de óleo normalmente apresentam uma curva de produção com pico e declínio (curva log normal), enquanto a curva de produção de gás não-associado segue um padrão de platô (volume de produção constante ao longo dos primeiros anos), seguido de declínio. A fórmula do cálculo da participação especial vigente incentiva os produtores de óleo a anteciparem seu pico de produção, pois a tabela de volumes mínimos para pagamento é decrescente, tendo o maior volume mínimo no primeiro ano, e diminuindo até o quarto ano de produção em diante. |
| Minuta do Contrato | Inclusão | 11.2.2. | 11.2.2. Caso o volume de gás natural produzido em um Campo seja destinado exclusivamente para fins de geração de energia em usinas termoelétricas, a variação mensal do volume produzido em tal Campo também poderá ser igual ou superior a 10% (dez por cento) do volume previsto no Programa Anual de Produção. As variações máximas e mínimas de produção de tal Campo deverão ser devidamente fundamentadas em Plano de Desenvolvimento, nos termos estabelecidos pela Cláusula Décima. | Em projetos de exploração e produção de gás natural monetizados através do modelo reservoir-to-wire há influência exógena da programação pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), levando em conta variações de despacho por condições climáticas. Nesse contexto, podem ocorrer variações significativas no volume produzido em comparação ao previsto no Programa Anual de Produção, comumente excedendo os 10% indicados no item 11.2. Essa variação está fora da esfera de controle e previsibilidade do concessionário, portanto não pode ser prevista de forma acurada no Programa Anual de Produção. Essa assertiva pode ser facilmente verificada através de análise das tabelas de despacho termoelétrico a partir do gás, disponibilizadas pelo ONS em <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>.  Considerando a importância - apontada em documentos como a contribuição do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G (CNPE, 2017) e do Grupo de Trabalho do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (SPG/MME, 2017) - de replicar o modelo reservoir-to-wire para promover o sucesso exploratório em áreas remotas ou de fronteira exploratória, é fundamental que esta particularidade importante da referida estratégia de monetização de gás natural não seja tratada apenas como caso excepcional pelo contrato de concessão, merecendo tratamento específico. |

**Instruções para envio do formulário:**

Após o preenchimento deste formulário, remeta-o à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) até às **17 horas do dia 19 de junho de 2017** peloe-mail [rodadas@anp.gov.br](mailto:rodadas@anp.gov.br). A utilização deste formulário é obrigatória. Não serão aceitas sugestões e comentários fora do padrão deste formulário.