

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



COMPETITIVIDADE DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

NOVEMBRO de 2024

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Diretor de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Jair Rodrigues dos Anjos

Coordenação-Geral

Carlos Agenor Onofre Cabral

Diogo Santos Baleeiro

Elton Menezes do Vale

Equipe

Ranielle Noleto Paz Araujo

Issa Miguel Junior

Michael Emanuel Silva Costa

Mariana Vieira Soares

Brenda Neves Borges

João Levi Paz da Costa

Colaboradores

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Regina Freitas Fernandes

Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos

Deise dos Santos Trindade Ribeiro

Isis de Oliveira Fernandes

Pericles de Abreu Brumati

Victor Hugo Trocate da Silva

Sumário

1. Introdução	3
2. Contextualização sobre os Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural	3
a. Competitividade dos Produtores Independentes.....	3
b. Impactos dos estímulos a Campos Maduros no Horizonte Decenal	4
3. Regime de Royalties no Brasil	6
a. Avaliação do Regime Atualizado de Royalties no Brasil	6
b. Impactos Econômicos.....	6
4. Alternativa de Compartilhamento de Instalações – <i>Tie-Back</i>	7
a. Desafios Regulatórios e Potencial dos <i>Tie-Backs</i> no Setor de Petróleo e Gás.....	7
5. Recursos de Reservatórios Não Convencionais de Gás Natural no Brasil	9
6. Considerações do DEPG sobre a TPC e Proposta de Ação.....	10
6.1 Das Contribuições recebidas na TPC.....	11
6.2 Desafios Apontados na TPC	12
A. Desburocratizar e simplificar os processos regulatórios	12
B. Incentivos para Pequenas e Médias Empresas	13
C. Projetos de <i>Tie-Back</i>	14
D. Recursos Não Convencionais	15
E. Preço de Referência do Petróleo	17
F. Desenvolvimento Sustentável e Competitividade	17
6.3 Plano de Ação	19
7. Considerações Finais	21
Anexo I	22

1. Introdução

O objetivo do presente relatório é apresentar, de forma sucinta e clara, os principais tópicos abordados no evento Reunião de Trabalho sobre a Competitividade dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural, ocorrido no dia 09 de agosto de 2024 no Ministério de Minas e Energia, em Brasília-DF. A reunião foi promovida pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB).

Na ocasião, foram apresentados temas relacionados ao contexto do Produtor Independente, que possui características específicas no setor de óleo e gás. No geral, os temas tratados abordaram a competitividade dos Produtores Independentes, o regime de royalties, o compartilhamento de instalações para a produção e os recursos de reservatórios não convencionais de gás natural. Estavam presentes diferentes entidades públicas, privadas e associações, em um esforço conjunto para apresentar os avanços e desafios no contexto da competitividade dos Produtores Independentes.

As apresentações que conduziram as discussões foram realizadas pelas seguintes entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Programa de Parcerias de Investimentos (PPI); Rystad Energy; e, Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo (ABPIP). Este evento propiciou que diversos agentes pudessem apresentar suas contribuições através da Consulta Pública - TPC de Competitividade dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural - ocorrida para arrecadar as impressões das empresas produtoras e agentes do setor. A consolidação e análise da Consulta Pública está no Anexo I.

2. Contextualização sobre os Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural

a. Competitividade dos Produtores Independentes

A produção independente e a competitividade das empresas que possuem este perfil estão relacionadas com as características específicas inerentes a esse segmento. Geralmente são empresas de Pequeno e Médio Porte (EPPs e EMPs), que atualmente somam 25 pequenas e 10 médias ativas no Brasil. A empresa pequena é aquela com produção inferior a 1.000 boe/d. Já a empresa média é aquela com produção inferior a 10.000 boe/dia. Estas empresas comumente atuam em campos

que foram licitados na Rodada Zero¹. As definições para empresas pequenas e médias, foram estabelecidas pela Resolução ANP 32/2014, que trata da definição do porte das empresas que operam no setor de petróleo e gás.

Rodada Zero abrangeu 257 campos, dos quais 208 são considerados marginais, atualmente. No ano de 2025 está previsto o vencimento contratual de 125 campos, e em 2026 cerca de 132 também encerram seus contratos.

O conceito de campo marginal baseia-se nos critérios de produção (boe/dia) e relaciona características de localização, em termos de ambiente exploratório (terra, água rasa, água profunda). Os campos marginais são campos com menor produção e, portanto, sujeitos a menores exigências, ou a exigências distintas dos campos grandes. Comparativamente, os campos ditos maduros têm 25 anos de produção e produção acumulada superior a 70% das reservas estimadas.

A Resolução CNPE nº 2/2016 estabelece as diretrizes para a prorrogação dos contratos por até 27 anos, mediante um novo Plano de Desenvolvimento (PD). A prorrogação, neste caso, está relacionada com o incentivo a campos marginais e maduros para assegurar a continuidade da produção. Atualmente, 68 dos campos permanecem em produção e outros 44 estão em processo de devolução ou para nova licitação. Há grande expectativa com relação a 53 campos, que já passaram por novo processo licitatório e já possuem Planos de Desenvolvimento (PD's) em análise.

b. Impactos dos estímulos a Campos Maduros no Horizonte Decenal

A apresentação conduzida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), intitulada "Impactos dos Estímulos a Campos Maduros no Horizonte Decenal", teve como objetivo discutir os efeitos e as oportunidades de estimular a produção de petróleo e gás em campos maduros no Brasil. A apresentação, focou em dados e previsões para a próxima década, considerando o papel dos produtores independentes e as dinâmicas de produção *onshore* e *offshore*.

A produção de petróleo no Brasil deverá atingir um pico de 5,3 milhões de barris por dia (bpd) em 2030, antes de recuar para 4,4 milhões de bpd em 2034. Da produção prevista 94% são esperados de recursos já descobertos, com o pré-sal respondendo por cerca de 76% da produção total. A produção total de gás natural deverá crescer 86% até 2034, com a produção líquida aumentando 139% no mesmo período.

¹ A Rodada Zero ratificou os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão sobre os campos que se encontravam em efetiva produção na data de vigência da Lei. Na ocasião a Petrobras pode optar por manter a concessão dos campos, ou liberá-los para licitação.

Nesse contexto, também está inserida a produção *onshore* que deverá crescer 46% em comparação com 2023, atingindo 311 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d) em 2034. As estimativas são de que 72% da produção *onshore* projetada venha de recursos descobertos. O papel dos Produtores Independentes na produção *onshore*, vem ganhando muita relevância no cenário nacional. Em 2023, pela primeira vez, os produtores independentes superaram a produção terrestre da Petrobras, com 108 mil boe/d, representando 50,4% da produção terrestre.

Segundo a ABPIP², a produção média foi de 213 mil boe/d, sendo 157 mil barris de petróleo e 267 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. A FIRJAN aponta um aumento significativo na produção da Bacia de Campos entre 2022 e 2023, com uma elevação de 480 mil barris por dia (bpd) para 700 mil bpd. Esse crescimento foi equivalente a uma nova plataforma do pré-Sal e resultou: no aumento de 15% no emprego na fabricação de máquinas e equipamentos; no aumento de 10% no emprego no setor de exploração e produção de petróleo.

A participação dos produtores independentes na produção de petróleo e gás vem crescendo nos últimos anos, principalmente devido aos desinvestimentos da Petrobras. Estima-se que os independentes continuarão a expandir sua participação até 2027, quando a produção deverá estabilizar. Apesar do aumento da produção, os independentes enfrentam desafios como a necessidade de novas descobertas, construção de infraestrutura e superação de barreiras regulatórias.

Um estudo preliminar citado pela EPE, sugere que um aumento de 1% no fator de recuperação dos campos terrestres poderia gerar R\$ 3 bilhões em royalties, impactando positivamente as economias locais. No caso da produção da Bacia de Campos, a mais madura entre as bacias *offshore*, houve um aumento de 15% em 2023 após anos de declínio, principalmente devido à atuação de empresas independentes. Estima-se que os independentes representarão 23% da produção total da Bacia de Campos até 2034.

O uso de tecnologias como o *Subsea Tie-back*, que conecta descobertas de petróleo ou gás às plataformas de produção existentes, é considerado uma forma de otimizar o uso de infraestrutura existente e reduzir novos investimentos. Do mesmo modo, incentivos regulatórios são sugeridos para facilitar o compartilhamento de instalações e aumentar a viabilidade econômica de áreas com marginalidade econômica.

² A ABPIP é uma associação civil sem fins lucrativos que busca promover o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural pelas empresas independentes, tanto em bacias *onshore* quanto *offshore*.

3. Regime de Royalties no Brasil

a. Avaliação do Regime Atualizado de Royalties no Brasil

A Resolução ANP nº 749/2018 visa incentivar investimentos nos campos maduros mediante redução de royalties, desde que novos Planos de Desenvolvimento sejam submetidos. Já a Resolução ANP nº 853/2021 estabelece redução de alíquotas de royalties para campos operados por pequenas (5%) e médias empresas (7,5%). Esses incentivos buscam aumentar a competitividade dos pequenos e médios operadores no mercado de petróleo e gás.

Contudo, a análise do impacto do novo regime de royalties pela Rystad Energy, destacou que este penaliza desproporcionalmente os operadores independentes, especialmente em campos do pós-sal. Esses campos, em sua maioria marginais ou maduros, enfrentam desafios econômicos adicionais devido às características do petróleo pesado e com alto teor de enxofre.

O pré-sal se destaca no cenário de produção no Brasil desde 2010, representando cerca de 78% do total produzido. No entanto, o pós-sal, que inclui a maioria dos campos marginais e maduros, desempenha um papel importante na diversidade dos operadores no País.

O impacto do regime de royalties nos Operadores Independentes afeta de forma negativa os campos ditos maduros pela economia marginal e pelos desafios regulatórios. Com relação a economia marginal, os operadores independentes no pós-sal enfrentam margens econômicas menores, especialmente em campos maduros e marginais. A produção de petróleo nesses campos é frequentemente de óleo pesado e com alto teor de enxofre, o que resulta em um preço de venda mais baixo no mercado.

Com relação aos desafios regulatórios, avalia-se que o preço de referência sugerido pela ANP para o cálculo de royalties não reflete adequadamente as diferenças de qualidade do petróleo pós-sal. Isso pode resultar em uma cobrança desproporcional de royalties, como se o petróleo tivesse características mais favoráveis, ou seja, padronizando os tipos de petróleos, que são distintos no pré-sal e no pós-sal.

b. Impactos Econômicos

Os campos marginais e maduros no pós-sal têm um ponto de equilíbrio de rentabilidade, que não suportam um *breakeven* superior 40 USD/barril, o que torna esses campos extremamente sensíveis a qualquer aumento nos custos, como o aumento de royalties.

O novo regime de royalties desfavorece a produção do petróleo do pós-sal, não havendo uma compensação para a diferença entre as qualidades dos petróleos pesado e leve, especialmente em relação ao teor de enxofre. Isso resulta em uma perda de margem significativa para os operadores.

Desse modo, foi recomendado pela Rystad um método alternativo de cálculo de preços de referência. A metodologia proposta leva em conta o teor de enxofre no petróleo bruto produzido no pós-sal, o que reduz o impacto desproporcional dos royalties sobre os operadores independentes. A modificação do mecanismo de desconto de enxofre, seria um ajuste no desconto de qualidade aplicado ao cálculo dos preços de referência.

O ajuste no enxofre é essencial para as regulamentações da IMO 2020 e para apoiar o desenvolvimento contínuo dos campos marginais e maduros. Assim, a modificação no cálculo dos preços de referência e no mecanismo de desconto de enxofre, pode mitigar os efeitos adversos sobre os operadores do pós-sal e incentivar investimentos em ativos tardios.

4. Alternativa de Compartilhamento de Instalações – *Tie-Back*

a. Desafios Regulatórios e Potencial dos *Tie-Backs* no Setor de Petróleo e Gás

Um *tie-back* é a extensão de um projeto de exploração para incorporar novas acumulações, permitindo a adaptação de infraestruturas existentes, mesmo que tenham sido dimensionadas com premissas técnicas diferentes. Esse processo frequentemente viabiliza o aproveitamento de acumulações marginais que, de outra forma, não seriam economicamente viáveis. Neste sentido, a medição de produção é essencial para alocar os volumes fiscais medidos aos poços e campos associados às instalações de produção, utilizando métodos padronizados pela indústria.

Um estudo preliminar de uso de *subsea tie-back* foi apresentado brevemente pela EPE com as seguintes premissas e expectativas:

- Premissas: FPSOs com capacidade disponível de processamento de petróleo entre 30 mil e 75 mil barris por dia, localizados nas bacias de Campos, Santos ou Espírito Santo.
- Expectativas: Identificação de 11 FPSOs com capacidade ociosa total de 629 Mbbbl/dia e volume recuperável final estimado de 1 bilhão de barris.

Os desafios relacionados são as dificuldades regulatórias para compartilhamento de instalações, necessidade de sistemas medidores de vazão independentes e implementação de incentivos para produção de áreas com

economicidade marginal. A flexibilização regulatória é defendida por associações, como a Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo (ABPIP), para promover o uso de sistemas de *tie-back*, comuns em mercados maduros e que pode aumentar a recuperação de campos maduros e marginais.

Quando o *tie-back* ocorre em concessões do mesmo operador, não há impactos nas participações governamentais. No entanto, quando abrange campos, ou áreas sob avaliação, de diferentes operadores, há implicação no método de medição, e pode haver necessidade da revisão das participações, o que demanda novas abordagens regulatórias. O incentivo ao compartilhamento de infraestrutura, pode reduzir custos operacionais e de investimento, aumentando a eficiência e a sustentabilidade ambiental, além de maximizar a recuperação de petróleo e gás. A política de incentivo deve refletir as particularidades de cada campo.

A introdução de projetos *tie-back* traz desafios para a medição da produção, que afetam tanto o gerenciamento de reservatórios quanto as participações governamentais. Existem os métodos tradicionais de apropriação, regulamentados pela ANP, que incluem: a Apropriação simples: com testes periódicos de poço (utilizando separador de testes); a Apropriação contínua de petróleo; e a Apropriação por medição multifásica por poço. Contudo, com a implementação de *tie-backs*, métodos alternativos são necessários, incluindo: a Apropriação por diferença; a Medição virtual; a Apropriação baseada em incerteza.

Esses métodos alternativos, no entanto, podem aumentar a incerteza e dificultar o cumprimento das regulações vigentes, o que gera implicações significativas para o rateio de produção entre poços e campos. Deste modo, as operações de *tie-backs*, como por vezes, não permitem o uso dos métodos tradicionais de apropriação da produção, necessitam de uma agenda regulatória específica. Dentre os desafios identificados que esbarram na regulação estão:

- Elevada incerteza na medição de produção;
- Dificuldade no cumprimento das regulações atuais;
- Impactos no rateio para a alocação adequada entre poços e campos.

A ANP em sua apresentação abordou a importância dos *tie-backs* para o incremento da produção e está empenhada em incentivar esses projetos. Estão sendo realizados estudos para a criação de uma Nota Técnica que ofereça:

- Oportunidades para viabilizar investimentos em projetos *tie-back*;
- Metodologias alternativas para medir e alocar produção de maneira mais precisa;
- Salvaguardas regulatórias para proteger os interesses federativos.

5. Recursos de Reservatórios Não Convencionais de Gás Natural no Brasil

O tema reservatório não convencional de gás natural se relaciona com os produtores e empresas independentes, porque a maior expectativa de potencial para estes recursos, está localizada nas bacias terrestres, ambiente exploratório em que predomina a participação deste segmento. A apresentação do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) forneceu um panorama sobre os reservatórios não convencionais de gás natural e as oportunidades de investimento no Brasil, com foco em aspectos técnicos, jurídicos e econômicos.

Como é de conhecimento geral, a extração destes recursos implica no uso, entre outras, da técnica de fraturamento hidráulico (*fracking*). Esta técnica de uso comum em países como EUA, Canadá, Reino Unido e Argentina, foi regulamentada no Brasil pela ANP em 2014. A relevância dos reservatórios não convencionais de gás está no potencial brasileiro, que pode representar um importante suprimento energético, podendo ser uma alternativa às importações de Gás Natural Liquefeito (GNL).

A relevância também se associa à possibilidade da expansão da oferta de gás natural, o que poderia reduzir os preços da energia e gerar empregos e renda nos municípios, além de aumentar a arrecadação de royalties e tributos; para as empresas, principalmente considerando os Produtores Independentes, o gás de reservatório não convencional pode ser uma oportunidade de investimento de curto prazo, com retorno rápido. A ABPIP defende a promoção da exploração de gás de folhelho (*shale gas*) em estados brasileiros através do fraturamento hidráulico, prática comum em mercados internacionais, que poderia ajudar a aumentar a produção nacional de gás natural.

O PPI coordena o Projeto Poço Transparente, regulamentado pela Resolução CPPI 86/2019. O Poço Transparente é um projeto piloto cujo objetivo principal é permitir o acompanhamento pela sociedade das operações relacionadas à perfuração e ao fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, além de monitorar as práticas operacionais, para que ocorram de forma ambientalmente segura. Esse projeto piloto trará conhecimento sobre as características geológicas e do potencial de geração e/ou armazenamento do reservatório não convencional. Sem tomar essa medida, não será possível estimar o potencial desses recursos nas bacias sedimentares brasileiras.

Atualmente está aberto o Edital do Projeto Poço Transparente, com duração prevista até final 2024, para que empresas do setor de óleo e gás manifestem o interesse em apresentar projetos com o objetivo de tornar os dados obtidos acessíveis para toda a sociedade de forma transparente, esclarecedora e sustentável. Contudo, o projeto Poço Transparente, como outras iniciativas relacionadas a exploração e produção de reservatórios não convencionais, enfrenta baixa adesão, devido à exposição midiática e aos desafios relacionados ao

licenciamento ambiental. Por fim, contribui para a falta de projetos, além das campanhas contrárias, principalmente, as legislações e impugnações judiciais que podem acometer esses projetos, ou seja, um elevado risco jurídico.

O PPI se posiciona a favor de padrões técnicos e de segurança jurídica para atrair mais investimentos, além de expandir a oferta de gás e reduzir os preços no Brasil. Deste modo, sob aspectos técnico-econômicos e aspectos jurídicos e legislativos as atualizações propostas são:

- **Aspectos Técnico-Econômicos:**
 - Movimentos organizados, normas específicas para mitigação de riscos, aprimoramentos na produtividade e redução de custos;
 - Comunicação pautada em Campanhas na mídia, no judiciário e na sociedade para desmistificar a tecnologia.

- **Aspectos Jurídicos e Legislativos:**
 - Atualmente há leis municipais e estaduais que proíbem a técnica do fraturamento hidráulico, além de projetos de lei federais com o mesmo objetivo. A competência legal sobre o uso da técnica ainda é debatida, sendo necessário esclarecer se ela pertence à esfera federal ou local.

6. Considerações do DEPG sobre a TPC e Proposta de Ação

As considerações apresentadas evidenciaram a diversidade e a complexidade dos desafios que os produtores independentes enfrentam, os quais possuem papel fundamental na geração de empregos e no desenvolvimento socioeconômico regional, especialmente nas áreas *onshore* do Norte e Nordeste do país. A partir dessas discussões, tornou-se necessário haver uma abordagem colaborativa e integrada para aprimorar as políticas públicas voltadas ao setor. Com esse objetivo, o MME lançou uma Tomada Pública de Contribuições (TPC) como um mecanismo para envolver de forma ativa a sociedade e a indústria na formulação de políticas que aumentem a competitividade dos produtores independentes.

Maiores detalhes sobre as apresentações realizadas e os temas discutidos podem ser encontrados no Relatório EPE - Competitividade dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural (SEI nº 0976437), e nos seguintes anexos: Apresentação ANP (SEI nº 0939066); Apresentação ANP - *Tie-back* (SEI nº 0939068); Apresentação Rystad Energy Advisory (SEI nº 0939070); Apresentação EPE (SEI nº 0939074); Apresentação PPI (SEI nº 0939108); Apresentação ABPIP (SEI nº 0939110); e Apresentação Firjan (SEI nº 0939113).

A TPC foi aberta para permitir que empresas, associações, especialistas e cidadãos participassem ativamente do processo de formulação de políticas públicas voltadas para a competitividade dos produtores independentes. Durante o período de contribuições, diversos temas foram abordados, incluindo questões tributárias, regulamentação, incentivos à inovação, estratégias para atrair investimentos e formas de fortalecer a cadeia de fornecedores locais.

6.1 Das Contribuições recebidas na TPC

As contribuições — incluindo comentários, críticas e sugestões — puderam ser enviadas por meio da plataforma Participe Mais Brasil (<https://www.gov.br/participamaisbrasil/competitividade-dos-produtores-independentes-de-petroleo-e-gas-natural>) durante o período de 15 dias, a partir de 12 de agosto, encerrando-se em 26 de agosto de 2024.

As perguntas foram disponibilizadas no Questionário (SEI nº 0934847), sendo possível também enviar complementações pelo e-mail do DEPG/SNPGB/MME. O formulário disponibilizado continha 14 perguntas, sendo 8 delas voltadas para comentários, críticas e sugestões específicas sobre o tema, além de um campo adicional para contribuições livres. Cada participante teve a oportunidade de comentar em todos os tópicos.

Os arquivos (SEI nsº 0976410, 0976441 e 0976442) reúnem todas as contribuições recebidas, organizadas por pergunta.

Findo o prazo da TPC, o MME analisou as contribuições recebidas e disponibiliza, neste momento, este Relatório contendo a consolidação das informações aportadas.

No total, foram recebidas 7 contribuições, das quais 2 foram complementadas por e-mail. A seguir, apresenta-se o perfil dos participantes, categorizados de acordo com o setor da sociedade civil ao qual pertencem (Figura 1).

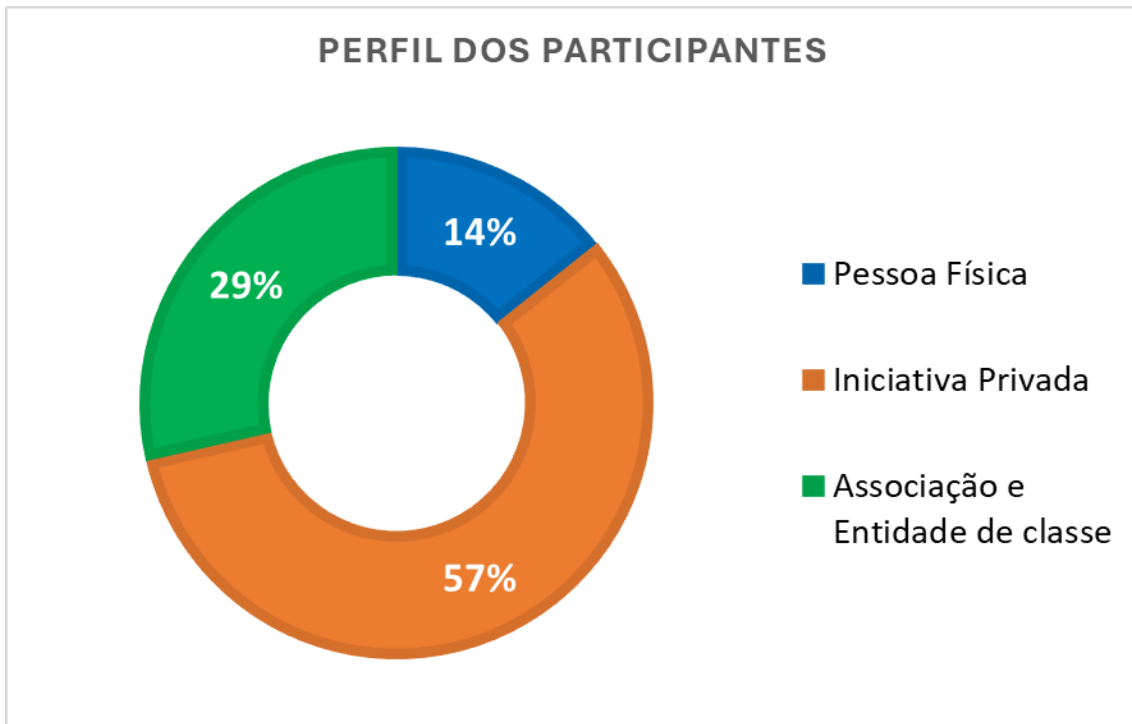


Figura 1. Perfil dos participantes da TPC sobre a Competitividade dos Produtores Independentes de P&G.

Abaixo, são apresentadas, dentro de grandes temas, as principais críticas, recomendações, divergências e propostas advindas da TPC.

6.2 Desafios Apontados na TPC

A partir das discussões realizadas durante a reunião de trabalho consolidação e análise da Consulta Pública (Anexo I), identificaram-se obstáculos regulatórios e econômicos que limitam a competitividade e participação de pequenas e médias empresas no setor E&P de petróleo e gás natural.

As contribuições coletadas destacaram aspectos como complexidade burocrática, falta de transparência em processos licitatórios e dificuldades econômicas que afetam especialmente as operações em campos marginais e maduros. Abaixo, são descritos os principais pontos levantados pelos participantes.

A. Desburocratizar e simplificar os processos regulatórios

Considerações:

Foi relatado que a burocracia e as exigências regulatórias impõem barreiras para empresas de menor porte no setor de E&P. Os processos licitatórios são descritos como complexos e pouco transparentes, tornando-se obstáculos à competitividade e dificultando o acesso das pequenas e médias empresas ao mercado. A exploração de campos marginais e

maduros, em particular, enfrenta desafios regulatórios e econômicos adicionais que comprometem sua viabilidade.

Aspectos Mencionados nas Contribuições:

- **Complexidade e Exigências Regulatórias:** foi observado que a burocracia é um entrave para empresas menores, que muitas vezes carecem de recursos para cumprir todos os requisitos regulatórios com a mesma agilidade de grandes operadoras. Há uma demanda por critérios de avaliação e seleção mais claros e acessíveis, que promovam uma competição mais justa.
- **Programa Exploratório Mínimo (PEM):** as contribuições destacaram que o cumprimento das exigências do PEM representa um desafio, especialmente para campos marginais e maduros. Houve sugestões para que reentradas em poços já perfurados sejam reconhecidas como atividades exploratórias válidas para o cumprimento do programa, permitindo maior flexibilidade para operações de menor porte.
- **Transparência e Coordenação Institucional:** os participantes manifestaram a necessidade de maior transparência nos processos e de uma comunicação mais eficiente entre concessionários e as diversas áreas da ANP. Um sistema de comunicação centralizado poderia reduzir atrasos e promover um diálogo mais eficaz entre empresas e reguladores.
- **Necessidade de Agenda Regulatória para Campos Marginais:** as contribuições apontaram para a importância de uma agenda regulatória específica para campos marginais, adaptada às suas particularidades e desafios, como forma de fortalecer a viabilidade dessas operações.
- **Fase Exploratória:** sugeriram que a fase exploratória seja subdividida em etapas intermediárias, para que as empresas possam avaliar seus compromissos exploratórios de forma gradual e com maior flexibilidade, reduzindo os riscos financeiros envolvidos em projetos incertos.
- **Inclusão de Áreas da Rodada Zero:** foi mencionada a necessidade de incluir áreas da Rodada Zero em futuras licitações, ampliando as opções de exploração para operadores interessados.
- **Oferta de Campos Marginais e Processos de Devolução:** houve menção à importância de ampliar a oferta de campos marginais na oferta permanente e agilizar processos de devolução de campos parados ou sem Planos de Desenvolvimento, visando dar maior dinâmica ao mercado e permitir que esses ativos voltem a ser explorados por novos operadores.

B. Incentivos para Pequenas e Médias Empresas

Considerações:

Relatam que há falta de incentivos específicos como uma barreira significativa para pequenas e médias empresas no setor de E&P. Essas empresas enfrentam desafios distintos em relação às grandes operadoras, principalmente nas seguintes áreas:

- **Incentivos Fiscais Insuficientes:** incentivos fiscais foram apontados como insuficientes e que agravam os obstáculos financeiros enfrentados por empresas menores, limitando sua competitividade no mercado.
- **Acesso Restrito a Crédito:** Pequenas e médias empresas relataram dificuldades em obter linhas de crédito específicas, essenciais para o investimento e crescimento no setor de E&P. Esse acesso limitado impacta diretamente sua capacidade de expandir operações.
- **Dificuldade de Acesso a Dados Técnicos:** as contribuições indicaram que a falta de acesso a dados técnicos essenciais compromete a capacidade das empresas de tomarem decisões informadas e limita sua competitividade em relação a grandes operadoras que têm maior facilidade para obter e processar essas informações.

Aspectos Mencionados nas Contribuições:

- **Redução de Custos Regulatórios:** as empresas sugeriram reduzir ou isentar o pagamento do bônus de assinatura, visando aliviar a carga financeira inicial em áreas específicas, como blocos marginais e campos de menor porte.
- **Isenções de Taxas:** foram recomendadas isenções ou reduções nas taxas de ocupação ou retenção de áreas para campos marginais, além de ajustes na taxa de retenção de área, como a substituição do índice de reajuste de IGP-DI para IPCA, visando tornar os custos mais compatíveis com as condições econômicas desses campos.
- **Redução de Royalties e Contribuições:** as contribuições sugeriram a redução da alíquota de royalties para a extensão da vida útil de campos maduros via projetos de tie-back, assim como a aplicação da mínima alíquota legal de royalties e contribuições ao superficiário para campos marginais em produção.
- **Incentivos Diferenciados para Campos Marginais:** houve a recomendação de regulamentar incentivos específicos para campos marginais, com o objetivo de equilibrar a competitividade e permitir que empresas de menor porte operem de forma mais sustentável e eficaz.

C. Projetos de Tie-Back

Contribuições:

Foi mencionado que a regulamentação atual apresenta entraves significativos para a implementação de projetos de tie-back, dificultando a

viabilidade econômica e operacional desses projetos, especialmente em campos marginais e maduros. Destacam-se restrições regulatórias, como a exigência de operador único e a ausência de incentivos específicos, que impactam o desenvolvimento de campos que poderiam ser revitalizados com essa técnica.

Aspectos Mencionados nas Contribuições:

- **Redução de Alíquotas de Royalties:** as contribuições recomendaram a redução da alíquota de royalties para viabilizar a extensão da vida útil de campos maduros e marginais através de tie-back, incluindo a revisão da Resolução ANP nº 749/2018 e a criação de um critério automático de enquadramento adicional à Resolução ANP nº 877/2022 para campos que dependem economicamente dessa técnica.
- **Flexibilização Regulatória para Múltiplos Operadores:** propuseram a adequação do arcabouço regulatório para permitir a conexão de múltiplos campos produtores com novos projetos de redesenolvimento em uma única unidade de produção, removendo a exigência de um único operador e aceitando metodologias alternativas de medição fiscal.
- **Metodologias Alternativas de Medição Fiscal:** sugeriram a inclusão de métodos alternativos de medição fiscal, como a medição virtual, por diferença e baseada em incerteza, a fim de otimizar o compartilhamento de infraestrutura e facilitar o uso de tie-back, seguindo práticas internacionais.
- **Incentivos Regulatórios e Financeiros:** as contribuições recomendam a criação de incentivos fiscais e financeiros específicos para projetos de tie-back, como a redução de impostos, visando expandir a aplicação da técnica em campos economicamente desafiadores.
- **Facilitação de Acesso a FPSOs com Capacidade Ociosa:** sugeriram facilitar o acesso a FPSOs com capacidade de processamento ociosa, para reduzir novos investimentos em infraestrutura e otimizar os recursos existentes em projetos de tie-back.
- **Agenda Regulatória para Medição Fiscal em Tie-Backs:** propuseram a criação de uma agenda regulatória específica para medição fiscal de projetos de tie-back, com o objetivo de simplificar e incentivar o redesenolvimento de campos com múltiplos operadores.

D. Recursos Não Convencionais

Contribuições:

Foi relatado que a exploração de recursos não convencionais enfrenta barreiras regulatórias, financeiras e socioambientais que dificultam o

avanço desses projetos no Brasil. A rigidez dos processos de licenciamento ambiental, a ausência de incentivos financeiros específicos e a resistência socioambiental são vistos como entraves significativos para o desenvolvimento econômico e sustentável dessa atividade.

Aspectos Mencionados nas Contribuições:

- **Licenciamento Ambiental Simplificado:** foi sugerido que o licenciamento ambiental para exploração de recursos não convencionais seja agilizado, transferindo sua competência para autoridades estaduais e considerando a **isenção ou flexibilização de exigências** específicas, como Estudos Ambientais de Área Sedimentar (EAAS) e Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS).
- **Revisão do Edital do Poço Transparente:** foi recomendada uma revisão do edital para facilitar a exploração desses recursos, abordando aspectos regulatórios e financeiros que permitam o avanço de tecnologias específicas para a exploração não convencional.
- **Incentivos Fiscais e Financeiros Específicos:** as contribuições sugeriram a implementação de incentivos fiscais para reduzir os custos operacionais e estimular investimentos em projetos de exploração não convencional. Sugere-se também a conversão de sanções (como multas de conteúdo local) em investimentos direcionados ao desenvolvimento desses projetos.
- **Uso de Recursos de P&D&I:** recomendaram que os recursos obrigatórios de P&D&I possam ser direcionados para estudos e desenvolvimento de tecnologias voltadas à exploração de recursos não convencionais, promovendo inovação no setor.
- **Participação Pública e Diálogo Transparente:** as contribuições indicaram a necessidade de promover diálogos transparentes com a sociedade para mitigar a resistência socioambiental e garantir a participação pública na discussão sobre os impactos e benefícios da exploração de recursos não convencionais.
- **Isenção de Tributos na Fase Exploratória:** foi sugerida a isenção de tributos na fase exploratória e de avaliação de descobertas, como forma de reduzir os custos iniciais e viabilizar economicamente a exploração não convencional.
- **Equivalência do Programa Exploratório Mínimo (PEM):** propuseram a ampliação da equivalência de Unidades de Trabalho (UTs) no PEM para poços destinados ao desenvolvimento de técnicas de fraturamento hidráulico, considerando os custos e complexidades maiores associados a esses projetos.

E. Preço de Referência do Petróleo

Contribuições:

As contribuições ressaltam que a metodologia atual de cálculo do Preço de Referência do Petróleo (PRP) não considera adequadamente as especificidades dos campos maduros e marginais, bem como das operações de pequenos e médios produtores, o que gera distorções financeiras e pode comprometer a viabilidade econômica dessas operações. A aplicação de uma fórmula uniforme, especialmente com a atualização para o óleo combustível de 0,5% (segundo a IMO 2020), foi vista como um desajuste que pode desconsiderar as características de petróleo pesado e de alto teor de enxofre produzidos por campos menores.

Aspectos Mencionados nas Contribuições:

- **Manutenção da Fórmula Vigente:** sugeriram a manutenção da formulação atual do PRP (óleo combustível 3,5%) para petróleos produzidos em campos maduros e marginais, evitando sobrevalorização que não reflete as condições reais de comercialização.
- **Tratamento Diferenciado para Campos Marginais:** recomendaram uma metodologia específica para o cálculo do PRP em campos maduros e marginais, que leve em conta características como o grau API e o teor de enxofre.
- **Exclusão dos Campos Marginais da Nova Fórmula:** propuseram que campos maduros, marginais e de pequenos e médios produtores sejam excluídos da nova fórmula de cálculo do PRP, mantendo-se a fórmula atual até a criação de uma normativa específica.
- **Equidade no Cálculo para Pequenos Produtores:** relataram a necessidade de ajustar o PRP para refletir as particularidades dos pequenos produtores, que muitas vezes vendem com descontos significativos em relação ao Brent, assegurando a sustentabilidade econômica desses ativos.

F. Desenvolvimento Sustentável e Competitividade

Contribuições:

Foi mencionado que a regulamentação atual não favorece suficientemente o desenvolvimento sustentável e a competitividade dos produtores independentes de petróleo e gás, especialmente em campos maduros e marginais. Barreiras regulatórias, falta de incentivos específicos e processos de licenciamento ambiental complexos são vistos como entraves para a

adoção de práticas sustentáveis e para a melhoria da competitividade desses operadores no mercado.

Aspectos Mencionados nas Contribuições:

- **Modernização e Simplificação das Regulamentações:** sugeriram a modernização das regulamentações de licenciamento ambiental e a simplificação de processos, com o objetivo de reduzir custos e prazos operacionais, sem comprometer a segurança ambiental.
- **Incentivos para Práticas Sustentáveis:** propuseram a criação de incentivos específicos para adoção de práticas ESG (ambiental, social e governança) que promovam a sustentabilidade nas operações de E&P, especialmente em campos marginais e maduros.
- **Termos de Compromisso e Medidas Reparadoras:** recomendaram a implementação de termos de compromisso e medidas reparadoras de conduta, que permitam aos operadores independentes adotar práticas sustentáveis de forma viável, alinhadas aos critérios regulatórios.
- **Apoio ao Desenvolvimento Regional:** sugeriram políticas de desenvolvimento regional que incentivem investimentos em áreas menos exploradas, promovendo benefícios econômicos e sociais para as comunidades locais.
- **Estabilidade Regulatória:** relataram a necessidade de estabilidade regulatória para assegurar previsibilidade aos investidores, com a flexibilização de exigências que se adaptem ao porte das empresas e às especificidades dos campos marginais, de modo a promover um ambiente competitivo e sustentável.

6.3 Plano de Ação

<u>What</u>	<u>Who</u>	<u>When</u>	<u>Where</u>	<u>Why</u>	<u>How</u>
Ação 1 – Desburocratizar e Simplificar Processos Regulatórios	Subcomitês 1 e 2 do Potencializa E&P e representantes das empresas independentes de E&P.	13 meses (até 12/2025)	Reuniões dos Subcomitês 1 e 2.	A burocracia e as exigências regulatórias representam barreiras ao crescimento das pequenas e médias empresas de E&P. Simplificar processos ajuda a reduzir custos e prazos.	Em deliberação pelo Comitê Executivo do Programa potencializa E&P
Ação 2 – Incentivos para Pequenas e Médias Empresas do setor de E&P	Subcomitê 2 do Potencializa E&P, com o Ministério da Economia, ANP, associações de produtores independentes (como ABPIP) e instituições financeiras.	13 meses (até 12/2025)	Reuniões do Subcomitê 2, com a participação do Ministério da Economia.	Pequenas e médias empresas enfrentam desafios econômicos e regulatórios que limitam sua capacidade de investimento e crescimento.	Em deliberação pelo Comitê Executivo do Programa potencializa E&P
Ação 3 – Viabilização de Projetos de Tie- Back	Subcomitê 2 do Potencializa E&P, em colaboração com o MME, ANP, EPE e associações de produtores independentes como a ABPIP.	13 meses (até 12/2025)	Reuniões do Subcomitê 2.	Projetos de <i>tie-back</i> reduzem a necessidade de investimentos em novas infraestruturas, aumentando a viabilidade econômica de áreas de menor atratividade.	Em deliberação pelo Comitê Executivo do Programa potencializa E&P

<p>Ação 4 - Incentivos para a Exploração de Recursos Não Convencionais</p>	<p>Subcomitê 5 do Potencializa E&P, com o MMA, IBAMA, autoridades ambientais estaduais e associações do setor, como a ABPIP.</p>	<p>13 meses (até 12/2025)</p>	<p>Reuniões do Subcomitê 5.</p>	<p>Tem o potencial de diversificar a matriz energética, ampliar a produção nacional de hidrocarbonetos e fortalecer a segurança energética.</p>	<p>Em deliberação pelo Comitê Executivo do Programa potencializa E&P</p>
<p>Ação 5 – Ajuste no Cálculo do Preço de Referência do Petróleo (PRP)</p>	<p>Subcomitê 2 do Potencializa E&P, em parceria com MME, ANP, associações do setor (como ABPIP) e produtores independentes.</p>	<p>13 meses (até 12/2025)</p>	<p>Reuniões do Subcomitê 2.</p>	<p>Ajustar o PRP como forma de aumentar a viabilidade desses campos, incentivando a continuidade e revitalização de suas operações. A metodologia atual não leva em conta completamente o baixo grau API e o alto teor de enxofre</p>	<p>Em deliberação pelo Comitê Executivo do Programa potencializa E&P</p>
<p>Ação 6 - Desenvolvimento Sustentável e Competitividade</p>	<p>Subcomitê 1 do Potencializa E&P, com a ANP, IBAMA, MMA, associações do setor (como ABPIP) e representantes das pequenas e médias empresas.</p>	<p>13 meses (até 12/2025)</p>	<p>Reuniões do Subcomitê 1.</p>	<p>A adoção de práticas sustentáveis no sentido de aumentar a competitividade e aceitação social do setor de E&P, além de fortalecer a atração de investimentos alinhados com critérios ESG</p>	<p>Em deliberação pelo Comitê Executivo do Programa potencializa E&P</p>

7. Considerações Finais

Os produtores independentes aumentaram sua participação na produção de petróleo e gás no Brasil, especialmente no ambiente *onshore*, porém ainda há desafios a serem superados. Destaca-se a importância de estímulos e incentivos regulatórios para manter a produção em campos maduros, com potencial de impacto positivo nas economias locais, através de geração de royalties e aumento do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) nas regiões produtoras.

Destaca-se a importância de fomentar a atuação das pequenas e médias empresas no setor de petróleo e gás, propondo ajustes regulatórios que possam melhorar a competitividade e garantir a sustentabilidade do setor no Brasil. As sugestões incluem revisão de regulamentações, incentivos para campos marginais, *tie-backs*, e maior integração no mercado de gás natural, com o objetivo de transformar o Brasil em um dos principais produtores globais de petróleo e gás.

O cenário atual envolve uma série de prorrogações contratuais, especialmente para campos maduros e marginais, com a expectativa de novos regulamentos para incentivar a continuidade da produção e atração de novos investimentos. A ANP tem o papel importante no incentivo e na regulamentação relacionados à implementação de *tie-backs*, visando maximizar os benefícios desse tipo de projeto.

A competitividade dos produtores independentes depende de uma combinação de regulamentação adequada, incentivos específicos, desenvolvimento tecnológico e sustentabilidade. As apresentações forneceram um panorama dos desafios e oportunidades do setor, destacando a importância de políticas públicas que promovam a viabilidade econômica e o desenvolvimento sustentável dos campos maduros e marginais. A colaboração entre governo, agência reguladora e empresas é essencial para maximizar o potencial do setor e contribuir para o desenvolvimento econômico e social do País.

Acerca dos reservatórios não convencionais de gás natural ressalta-se a necessidade de debates mais qualificados e a desmistificação da técnica de fraturamento hidráulico no Brasil. De acordo com o PPI, a exploração de reservatórios não convencionais pode contribuir para a expansão da oferta de gás e redução de preços, além de atrair investimentos.

Com relação ao novo regime de royalties, observou-se que os operadores independentes que atuam em campos marginais e maduros no pós-sal se sentem penalizados, quando não são observadas as características desses campos, sem diferenciá-los do pré-sal. Diante disso, sugeriram alterações no cálculo dos preços de referência e no mecanismo de desconto de enxofre, no sentido de mitigar os efeitos adversos e incentivar investimentos em ativos tardios.

A manutenção de uma regulação adequada é essencial para garantir a competitividade e a sustentabilidade dos campos maduros e áreas marginais. A simplificação de processos como, por exemplo, o licenciamento ambiental, ponto crucial para o fortalecimento da indústria.

Anexo I

O Anexo I consolida a Consulta Pública - TPC de Competitividade dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural - ocorrida para arrecadar as impressões das empresas produtoras e agentes do setor. Participaram da Consulta Pública 7 instituições, entre elas 4 empresas e 2 associações, além de uma contribuição civil.

As perguntas foram disponibilizadas no Questionário (SEI nº 0934847), sendo possível também enviar complementações por e-mail. O formulário disponibilizado continha 14 perguntas, sendo 8 delas voltadas para comentários, críticas e sugestões específicas sobre o tema, além de um campo adicional para contribuições livres. Cada participante teve a oportunidade de comentar em todos os tópicos.

A seguir, estão resumidas as contribuições recebidas, organizadas por temas. Para as propostas, foi emitido parecer com posicionamento técnico do SNPGB. Os itens classificados como opinativos não receberam parecer, mas poderão ser considerados para aprimoramento da Política de Conteúdo Local.

- **Propostas de Desburocratização e Simplificação Regulatória**

Contribuição	Parecer
<p>1. Modernização e Simplificação do Licenciamento Ambiental: A proposta de modernizar o processo de licenciamento ambiental visa estabelecer prazos mais previsíveis, reduzir etapas burocráticas e promover maior coordenação entre os órgãos envolvidos, sem comprometer a segurança ambiental. Uma medida importante sugerida é a descentralização do licenciamento para autoridades estaduais, especialmente em áreas com histórico de exploração e infraestrutura existente.</p>	<p>Acatar - Essa proposta tem grande aderência aos objetivos do Potencializa E&P, pois pode aliviar custos e prazos operacionais, além de reduzir a complexidade para operadores de menor porte. O tema será tratado no âmbito do Subcomitê 1 do Potencializa E&P.</p>

<p>2. Subdivisão da Fase Exploratória em Etapas Intermediárias: A subdivisão da fase exploratória permitiria que empresas avaliassem, em etapas, o cumprimento de compromissos exploratórios com base nos resultados alcançados, proporcionando maior flexibilidade para adequar investimentos e atividades aos cenários encontrados.</p>	<p>Acatar - Essa abordagem tem o potencial para mitigar riscos financeiros e operacionais e promover decisões fundamentadas e sustentáveis, de acordo com a realidade geológica e econômica das áreas exploradas. A implementação desta medida pode ser realizada através de ajustes em regulamentações da ANP. O tema será tratado no âmbito do Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>
<p>3. Flexibilização do Programa Exploratório Mínimo (PEM): Outra proposta é flexibilizar as exigências do Programa Exploratório Mínimo (PEM), permitindo que reentradas em poços já perfurados sejam contabilizadas como atividades exploratórias para cumprimento do programa.</p>	<p>Acatar - Essa flexibilização beneficiaria tanto a exploração de campos marginais e maduros quanto a otimização de investimentos em infraestrutura já existente, promovendo eficiência operacional e redução de custos. Essa medida pode ser formalizada por ajustes normativos na regulamentação da ANP. O tema será tratado no âmbito do Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>
<p>4. Estabelecimento de Prazos Fixos para Respostas da ANP: Propostas de definição de prazos fixos para respostas às solicitações de operadores, como na análise de documentos e pedidos de autorização, visam aumentar a previsibilidade e transparência no relacionamento entre operadores e o órgão regulador.</p>	<p>Acatar - A previsibilidade nos prazos de resposta, especialmente para processos de licenciamento e autorizações operacionais, é uma demanda recorrente para pequenas e médias empresas que dependem de processos ágeis para maximizar sua competitividade. Esta medida é tecnicamente viável e pode ser implementada através de regulamentação da ANP, estabelecendo critérios objetivos para cumprimento de prazos. O tema será tratado no âmbito do Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>
<p>5. Construção de uma Agenda Regulatória para Campos Marginais: A criação de uma agenda regulatória específica para campos marginais permite focar nas necessidades específicas desses ativos, promovendo regras mais O Setor busca contar com um planejamento regulatório claro e específico, que atenda à realidade dos campos marginais e propicie melhores condições para o seu desenvolvimento sustentável e econômico.</p>	<p>Acatar - Essa agenda pode ser implementada via alteração na estrutura da ANP. O tema pode ser tratado no âmbito do Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>

- **Criação de Incentivos para Pequenas e Médias Empresas**

Contribuição	Parecer
<p>1. Expansão e Revisão dos Critérios de Enquadramento para Pequenas e Médias Empresas:</p> <p>A ampliação das faixas de enquadramento para pequenas e médias empresas, com eventual revisão dos critérios de porte e capacidade financeira, busca avaliar se ajustes podem evitar o desenquadramento de operadores menores ao atingirem limites de produção modestos.</p>	<p>Acatar - Em tese, essa medida poderia contribuir para que essas empresas continuassem a acessar incentivos específicos, preservando sua competitividade mesmo em fases iniciais de expansão.</p> <p>No entanto, é necessário um estudo aprofundado das implicações econômicas, considerando a isonomia de tratamento entre empresas de diferentes portes e os potenciais impactos no setor.</p> <p>O tema poderá ser analisado no âmbito do Subcomitê 2 do Potencializa E&P</p>
<p>2. Flexibilização de Exigências para Qualificação Técnica e Econômico-Financeira:</p> <p>Para ampliar a participação de pequenos e médios operadores foi sugerida a possibilidade de flexibilizar os requisitos de qualificação técnica e econômico-financeira, especialmente em áreas de menor complexidade ambiental e com infraestrutura consolidada.</p>	<p>Acatar - Em teoria, essa flexibilização poderia abrir novas oportunidades exploratórias a operadores independentes, promovendo uma maior diversidade de competidores e incentivando o aproveitamento de campos marginais.</p> <p>Entretanto, a implementação dessa medida demanda um estudo aprofundado para avaliar suas implicações na qualidade operacional e na segurança ambiental das operações.</p> <p>Eventuais ajustes irão considerar o rigor técnico e salvaguardas para que os requisitos de qualificação permaneçam adequados às características e desafios específicos dos campos e das operações.</p> <p>Dessa forma, os critérios de qualificação poderiam ser ajustados, se necessário, para que reflitam tanto o porte das empresas quanto o perfil dos ativos, sem comprometer a segurança e a integridade das operações.</p> <p>Este tema poderá ser discutido no Subcomitê 3 do Potencializa E&P.</p>
<p>3. Incentivos para Acesso a Dados Técnicos e Transparência:</p> <p>O acesso a dados técnicos é uma ferramenta importante para que pequenas e médias empresas possam avaliar com precisão as oportunidades no setor de E&P, contribuindo para uma tomada de decisão mais informada e competitiva. Propostas para ampliar o acesso a dados geológicos e operacionais, por meio de portais de transparência e disponibilização gratuita de informações estratégicas, buscam democratizar esses recursos.</p>	<p>Acatar - A ANP já realizou avanços significativos nesse tema nos últimos anos, investindo em iniciativas que ampliaram a transparência e o acesso a dados para operadores de menor porte.</p> <p>Portanto, antes de considerar novos incentivos, é necessário avaliar se há uma demanda real que justifique medidas adicionais, analisando cuidadosamente os impactos de novos investimentos em sistemas de dados e a viabilidade de novas políticas de acesso gratuito.</p> <p>Esse tema poderá ser explorado no âmbito do Subcomitê 2 do Potencializa E&P para identificar se há ganhos substanciais a serem alcançados com novas iniciativas.</p>

<p>4. Critérios Diferenciados de Bônus de Assinatura e Taxas de Retenção para Campos Marginais:</p> <p>A proposta de reduzir ou isentar o bônus de assinatura e taxas de retenção para campos marginais visa facilitar o acesso de pequenos operadores a áreas de baixa atratividade econômica, buscando fomentar a exploração e revitalização desses ativos. A medida busca reduzir barreiras financeiras e promover a participação de um número mais amplo de competidores no setor de E&P. Entretanto, é importante considerar que o bônus de assinatura é um dos critérios determinantes na avaliação das ofertas para definir o vencedor da licitação.</p>	<p>Acatar Parcialmente - Qualquer alteração significativa nesse critério exigiria um exame criterioso sobre a eficácia da medida para assegurar a continuidade da atratividade do processo licitatório e a transparência na seleção de operadores.</p> <p>Além disso, a ANP já implementou reduções expressivas nos valores dos bônus de assinatura em anos recentes, o que torna necessário avaliar a real necessidade de novas flexibilizações. A análise também deve considerar os efeitos sobre a competição justa e a isonomia entre participantes. Para a taxa de retenção em campos marginais, a questão pode ser aprofundada com foco nas especificidades desses ativos e no potencial benefício de uma flexibilização.</p> <p>O Subcomitê 2 do Potencializa E&P poderá explorar esses pontos, estudando a necessidade e o impacto de políticas diferenciadas para campos com baixa viabilidade econômica.</p>
<p>5. Estabilidade e Previsibilidade Regulatória:</p> <p>A proposta de fortalecer a estabilidade e previsibilidade regulatória tem como objetivo criar um ambiente de negócios mais seguro e atraente, especialmente para pequenos e médios operadores, que dependem de regras claras para planejar seus investimentos de longo prazo. A solicitação busca garantir que o setor de E&P conte com uma base regulatória contínua e adaptável às mudanças do mercado e às especificidades de operadores de menor porte. Nesse contexto, é sugerida a implementação de revisões periódicas das normas, de forma a assegurar que exigências regulatórias acompanhem o desenvolvimento técnico e econômico das empresas e dos ativos.</p>	<p>Acatar Parcialmente - É importante considerar que a ANP já adota revisões regulares em sua regulamentação, e alterações adicionais requerem avaliação detalhada para evitar impactos negativos na segurança das operações e na confiabilidade do setor. Novas medidas de flexibilização devem ser estudadas com cautela, a fim de assegurar que eventuais ajustes normativos sejam equilibrados e proporcionais às necessidades específicas dos pequenos operadores, sem comprometer o rigor e a integridade das regulamentações.</p> <p>O Subcomitê 2 do Potencializa E&P poderá analisar essa questão.</p>

- **Viabilização de Projetos de Tie-Back**

Contribuição

Parecer

<p>1. Redução de Alíquotas de Royalties para Projetos de Tie-Back: A redução de royalties para operações de tie-back foi proposta como um incentivo financeiro para tornar esses projetos mais atrativos economicamente. A medida busca possibilitar a conexão de campos a unidades de produção já instaladas, aumentando o aproveitamento das reservas e reduzindo a necessidade de novos investimentos em infraestrutura. A implementação dessa medida pode favorecer o prolongamento da vida útil de campos próximos.</p>	<p>Acatar Parcialmente -A viabilização de projetos de tie-back já é um incentivo para prolongamento da vida útil dos campos. A inclusão da redução dos royalties seria um duplo incentivo com impactos negativos na arrecadação. A aplicação de incentivos fiscais exige um exame criterioso sobre a eficácia das medidas, pois benefícios quaisquer que sejam que afetem à arrecadação estão vinculados a impactos positivos na atividade econômica, ou seja, necessitam ter ampla comprovação por evidência. O tema pode ser aprofundado no Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>
<p>2. Adequação Regulatória para Permitir a Integração de Múltiplos Campos em uma Única Unidade de Produção: A integração de múltiplos campos produtores em uma única unidade de produção é essencial para a viabilidade de projetos de tie-back, especialmente em campos menores ou marginais. A proposta sugere ajustes no arcabouço regulatório para permitir o desenvolvimento de novos campos usando infraestrutura de produção compartilhada, o que minimiza custos e maximiza o aproveitamento dos recursos.</p>	<p>Acatar - A medida pode ser tratada em regulamentação da ANP, com o objetivo de criar diretrizes que facilitem o uso de infraestrutura conjunta sem comprometer a segurança das operações. O Subcomitê 2 do Potencializa E&P pode tratar desse tema.</p>
<p>3. Flexibilização da Medição Fiscal e Introdução de Metodologias Alternativas: A introdução de metodologias alternativas de medição fiscal para projetos de tie-back, como medição virtual ou medição por diferença, foi sugerida para facilitar a gestão de projetos com múltiplos campos conectados a uma mesma unidade. Essas metodologias, adotadas em mercados internacionais, podem otimizar o controle da produção, mantendo o rigor regulatório necessário.</p>	<p>Acatar - A medida exige uma análise detalhada de seu impacto regulatório e do risco de impacto na arrecadação e a adaptação das normas existentes. O Subcomitê 2 do Potencializa E&P pode explorar essa questão para identificar a viabilidade de práticas mais flexíveis no contexto do Brasil.</p>
<p>4. Critérios Automáticos de Enquadramento para Campos Viáveis apenas com Tie-Back: A criação de critérios automáticos de enquadramento para campos cuja viabilidade depende de projetos de tie-back tem como objetivo acelerar a aprovação</p>	<p>Acatar - A ANP poderia implementar essa medida por meio de resoluções que adaptem os requisitos às características desses campos, contribuindo para um ambiente mais favorável aos operadores independentes. O tema pode ser abordado no Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>

desses projetos e simplificar os processos de autorização.
Campos enquadrados como “marginais” ou “de baixo potencial” poderiam contar com incentivos específicos e um processo regulatório simplificado.

• **Incentivos para Exploração de Recursos Não Convencionais**

Contribuição	Parecer
<p>1. Isenção de Tributos na Fase Exploratório e Avaliação de Descobertas: A isenção de tributos durante as fases iniciais da exploração de recursos não convencionais foi sugerida como um meio de reduzir os custos iniciais e atrair operadores para o desenvolvimento dessas áreas. Esse incentivo pode tornar a exploração mais acessível, considerando os elevados custos associados a tecnologias específicas para não convencionais, como o fraturamento hidráulico.</p>	<p>Não Acatar - Essa medida requer análise detalhada do impacto fiscal e pode ser viabilizada por meio de ajustes legislativos específicos. A aplicação de incentivos fiscais exige um exame criterioso sobre a eficácia das medidas, pois benefícios quaisquer que sejam que afetem à arrecadação estão vinculados a impactos positivos na atividade econômica, ou seja, necessitam ter ampla comprovação por evidência. Como se trata de um tema fora do escopo direto do MME, sugere-se que seja considerado em um momento oportuno.</p>
<p>2. Simplificação do Licenciamento Ambiental e Delegação para Órgãos Estaduais: Para acelerar o processo de licenciamento, sugere-se a simplificação das exigências ambientais e a delegação de competências para autoridades estaduais, adaptando o processo às características locais.</p>	<p>Acatar - Essa medida permitiria um licenciamento mais ágil e alinhado com as particularidades dos recursos não convencionais, sem comprometer a segurança ambiental. Sua implementação pode acarretar um processo eficiente e juridicamente seguro. O Subcomitê 5 do Potencializa E&P poderá explorar essa proposta.</p>
<p>3. Flexibilização ou Isenção de Estudos Ambientais de Área Sedimentar (EAAS) para Não Convencionais:</p>	<p>Não Acatar - Dada a relevância das preocupações ambientais e a necessidade de ampliar o entendimento e a aceitação social sobre a exploração de recursos não convencionais.</p>
<p>4. Promoção de Diálogos Transparentes com a Sociedade e Incentivo a Práticas de Sustentabilidade: Incentivar diálogos abertos e transparentes com as comunidades e a sociedade sobre a exploração de recursos não convencionais é essencial para mitigar resistências e promover uma visão equilibrada sobre os impactos e benefícios dessa atividade.</p>	<p>Acatar - Propostas para desenvolver programas de comunicação e ações de responsabilidade social para esclarecer e engajar a população são fundamentais para ampliar a aceitação social e garantir uma operação sustentável e responsável. Esta iniciativa pode ser apoiada pelo Subcomitê 5 do Potencializa E&P, que poderá propor diretrizes para práticas de comunicação e sustentabilidade</p>

- **Revisão do Cálculo do Preço de Referência do Petróleo (PRP)**

Contribuição	Parecer
<p>1. Ajuste na Metodologia de Cálculo do PRP para Campos Maduros e Marginais: A proposta de ajuste no cálculo do PRP visa garantir que o preço de referência reflita melhor as particularidades dos campos maduros e marginais, cujas características físicas e condições de comercialização diferem significativamente dos grandes campos.</p> <p>A sugestão é que o cálculo considere fatores específicos, como o grau API e o teor de enxofre mais elevado, possibilitando um ajuste mais adequado ao valor de mercado desses óleos.</p>	<p>Acatar - Essa medida permitiria maior competitividade aos pequenos e médios produtores, evitando sobrevalorização fiscal e favorecendo a sustentabilidade financeira dessas operações.</p> <p>Sua implementação exige regulamentação específica pela ANP e pode ser estudada no âmbito do Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>
<p>2. Exclusão de Campos Maduros e Marginais da Nova Fórmula de Cálculo: A proposta sugere a exclusão de campos maduros e marginais da nova metodologia de cálculo do PRP, mantendo a fórmula atual para esses ativos.</p> <p>Essa exclusão visa evitar impactos financeiros negativos sobre os produtores independentes, que já enfrentam desafios de viabilidade econômica em áreas de menor produção e maior custo operacional.</p> <p>A medida também buscaria preservar incentivos para esses operadores, mantendo condições que viabilizem a operação dos campos mais antigos e com menor produtividade.</p>	<p>Acatar - Essa questão poderá ser analisada e, se necessário, regulamentada para assegurar um tratamento diferenciado a esses campos.</p> <p>O tema pode ser tratado pelo Subcomitê 2 do Potencializa E&P.</p>
<p>3. Criação de Desconto Específico para Pequenos e Médios Produtores: Foi sugerida a criação de um deságio específico no PRP para pequenos e médios produtores, visando compensar as diferenças de custo e a menor competitividade dos óleos provenientes de campos marginais.</p> <p>Esse deságio permitiria que o PRP desses campos fosse ajustado para refletir as condições reais de comercialização, evitando sobrecarga financeira e promovendo a continuidade das operações.</p>	<p>Acatar - A medida requer avaliação de seu impacto fiscal e de sua aplicação prática no cálculo do PRP.</p> <p>O Subcomitê 2 do Potencializa E&P poderá explorar a viabilidade e os benefícios potenciais dessa proposta.</p>

- **Desenvolvimento Sustentável e Competitividade**

Contribuição	Parecer
<p>1. Modernização do Licenciamento Ambiental e Incentivo a Práticas ESG: A modernização dos processos de licenciamento ambiental, aliada à promoção de práticas ambientais, sociais e de governança (ESG), é vista como importante para fortalecer a aceitação social e garantir a sustentabilidade das operações. Propostas nesse sentido incluem a revisão das etapas de licenciamento, estabelecendo prazos mais claros e simplificando exigências onde possível, sem comprometer a segurança ambiental.</p>	<p>Acatar - Essa abordagem visa tornar o setor mais atraente para investimentos que priorizam critérios ESG e pode ser implementada com apoio do Subcomitê 1 do Potencializa E&P, em colaboração com órgãos ambientais para garantir uma regulamentação robusta e eficiente.</p>
<p>2. Estabelecimento de Termos de Compromisso e Medidas Reparadoras de Conduta.</p>	<p>Não Acatar - Considera-se que o arcabouço regulatório atual já oferece o suporte necessário para esse tema.</p>
<p>3. Apoio ao Desenvolvimento Regional e Sustentável: Priorizar a viabilidade e a continuidade dos pequenos e médios produtores, sem impor novas obrigações neste momento, faz sentido estratégico, considerando que a sustentabilidade financeira desses operadores é essencial para a sua permanência no setor.</p>	<p>Acatar Parcialmente - O enfoque inicial do Potencializa E&P busca fomentar o fortalecimento e a consolidação das operações destas empresas, o que cria uma base mais sólida para futuramente discutir-se medidas de desenvolvimento regional sustentável.</p>

Com relação aos ***incentivos necessários para aumentar a participação das empresas de pequeno e médio no setor de E&P***, de modo geral, as contribuições podem ser caracterizadas em dois grupos, um relacionado a questões financeira-econômicas e outro de medidas regulatórias e/ou infralegais.

- **Incentivos necessários para aumentar a participação das empresas de pequeno e médio no setor de E&P de petróleo e gás natural:**
 - Incentivo em P&D de produtos e processos tecnológicos, descontado do investimento obrigatório.
 - Maior isenção nos tributos, com condições mínimas para empregar mão de obra local.

- Redução, isenção ou postergação do bônus de assinatura (pelo menos para áreas e blocos operacionais específicos).
- Flexibilização de exigências econômico-financeiras para garantias de descomissionamento e reconhecimento de garantias existentes em consórcios.
- Inclusão de dispêndios, como garantias financeiras de descomissionamento como gastos dedutíveis para apuração da Participação Especial.
- Adequação das alíquotas de royalties para condições mais favoráveis aos campos e acumulações marginais e às pequenas e médias empresas.
- Manutenção da fórmula vigente do preço de referência para empresas de pequeno e médio porte e para campos maduros e marginais.
- Aumento da oferta de campos marginais na oferta permanente, com agilidade nos processos de devolução que estão parados, ou que não apresentaram Planos de Desenvolvimento até o dia 05/08/2024.
- Ampliação do enquadramento de pequenas e médias empresas na ANP.
- Flexibilização de exigências para qualificação técnica e econômico-financeira de operadoras.
- Revisão, ou flexibilização, do regime de contratação do polígono do Pré-sal para viabilizar a contratação via concessão.
- Flexibilização de exigências para as garantias do Programa Exploratório Mínimo (PEM).
- Garantir transparência e facilitar o acesso a dados técnicos.
- Desburocratização dos processos regulatórios, simplificação das regras e criação de incentivos que tornem esses ativos mais atrativos para novos investimentos.
- Revisão da Resolução ANP nº 32/2014, com ampliação dos critérios de enquadramento, exclusão da produção no exterior da base de cálculo, ajuste nos limites da produção diária.

- Simplificação dos processos de licenciamento ambiental e obtenção de autorizações, observando as normas de segurança e meio ambiente.
- **Incentivos necessários para viabilizar a produção de campos e acumulações de economicidade marginal:**
 - Incentivos fiscais.
 - Manutenção da fórmula vigente do preço de referência do petróleo para evitar sobrevalorização.
 - No âmbito da Reforma Tributária, estipular alíquota zero para Imposto Seletivo em campos maduros e marginais, ou reduzir a alíquota de 0,25%.
 - Retirada ou alteração do Índice de Reajuste da taxa de retenção de área de IGP-DI por IPCA.
 - Redução de royalties e contribuição ao superficiário para a mínima alíquota legal permitida para todo o volume produzido no campo enquadrado como marginal (5% royalties e 0,5% proprietário de terra).
 - Isenção de Participações Especiais (PE).
 - Isenção de taxa de ocupação, de bônus de assinatura e flexibilização do PEM.
 - Maior investimento em tecnologias.
 - Ampliação da periodicidade de testes de poço e de Análises PVT para campos com medição compartilhada (atualmente são 42 dias).
 - Ampliação da periodicidade de calibração dos instrumentos utilizados para medição de gás natural: Transmissor de Temperatura, Pressão e diferencial de pressão. Atualmente o prazo é de 3 meses, ampliar para 1 ano.
 - Criação de uma categoria específica para campos marginais dentro do SGSO, com uma escala por produção e ou por ambiente, com

requisitos simplificados, sem impactar na segurança das instalações ou pessoas.

- Regulamentação do *tie-back* para viabilizar a produção de diferentes campos a partir de uma única instalação, reduzindo custos operacionais. Revisão das regras de medição para garantir apropriação da produção nesses projetos.
- Flexibilização da regulação para exploração *nearfield* a blocos já concedidos, permitindo *tie-backs* e anexação de áreas marginais não licitadas.
- Revisão ou flexibilização do polígono do pré-sal para viabilizar o desenvolvimento de acumulações marginais *nearfield* de campos que já produzem atualmente.
- Ampliação do enquadramento (Resolução ANP nº 877/2022) para diferentes cenários, de modo a capturar melhor as condições de desafio econômico-financeiro (*tie-backs*, contratos suspensos sem declaração de comercialidade, campos que nunca produziram, dentre outros).
- Aceleração de estudos para inclusão de áreas marginais devolvidas na Oferta Permanente, flexibilizando devolução e rescisão contratual.
- Licitação dos campos da Rodada Zero no modelo de Oferta Permanente, mantendo a infraestrutura existente.
- Garantir celeridade no licenciamento ambiental. Viabilizar a concessão de licenças regionais para perfuração de poços em bacias maduras.
- Simplificação do processo de planos de desenvolvimento para campos maduros na Resolução ANP nº 17/2015 incorporando o conceito de compromissos de gastos operacionais, conforme a IN-ANP nº11/2022.
- Estabelecimento de políticas específicas para a revitalização de campos maduros e marginais, incluindo subsídios para tecnologias de recuperação aprimorada e flexibilização regulatória.

- **Aperfeiçoamentos dos processos licitatórios de E&P:**
 - Alteração da cláusula de PD&I obrigatório, para que permita usar tais recursos no desenvolvimento de novas tecnologias.
 - Amarrar condições de empregabilidade local e com condições de consulta pública.
 - Considerar reentradas em poços já perfurados como atividade exploratória para cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM). Isenção ou flexibilização das regras e execução do Programa Exploratório Mínimo (PEM).
 - Isenção de bônus de assinatura. Revisão do critério do bônus de assinatura, ajustando-o para que seja mais acessível, especialmente para áreas terrestres e em águas rasas que já foram disponibilizadas nos ciclos anteriores da Oferta Permanente e que não receberam ofertas.
 - Redução da alíquota de royalties para o mínimo legal.
 - Isenção do pagamento de participação especial para casos específicos.
 - Isenção da taxa de ocupação ou retenção de área para blocos e campos marginais.
 - Revisão ou flexibilização do regime de contratação do polígono do pré-sal para possibilitar a contratação via concessão, bem como a exploração *nearfield* de blocos e campos já concedidos.
 - Execução de licenciamento ambiental prévio com autorização para atividades exploratórias pré-aprovadas pelo órgão ambiental competente (IBAMA ou outro);
 - Inexigibilidade ou flexibilização de Estudos Ambientais de Área Sedimentar (EAAS) e Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) para licenciamento de exploração e produção em novas fronteiras.
 - Inclusão de áreas da Rodada Zero em futuras licitações de oferta permanente, considerando a infraestrutura de produção já existente nesses campos.

- Subdivisão da fase exploratória em "fases" intermediárias. Isso permitiria que as empresas tivessem a flexibilidade de decidir se desejam continuar com os compromissos exploratórios ou interromper, com base nos resultados obtidos até o momento, mitigando riscos financeiros e operacionais.
 - Simplificação dos processos licitatórios para reduzir a burocracia e aumentar a participação de novos entrantes. Maior transparência nos critérios de seleção e avaliação das propostas, assegurando um ambiente mais competitivo. Estabelecimento de regras claras e tratamento diferenciado para a participação de pequenas e médias empresas.
- **Incentivos e políticas públicas para aumentar a viabilidade econômica de projetos de *tie-back* (de que maneira a regulamentação pode ser adaptada para facilitar a implementação dessas tecnologias?):**
 - Implementação de linha de subsídio de PD&I a fundo perdido para ajudar as empresas a desenvolverem novas tecnologias para projetos de *tie-back*.
 - Alteração da cláusula de investimento obrigatório para abater todo o investimento de P&D do investimento mínimo obrigatório e criar um fundo para subsidiar tais desenvolvimentos.
 - Redução da alíquota de royalties para a extensão da vida útil dos campos maduros via *tie-back*, revisando a Resolução ANP 749/2018 e criando critério automático adicional à Resolução ANP nº 877/2022 para campos viáveis economicamente apenas com *tie-backs*.
 - Implementação de incentivos e políticas públicas favoráveis ao desenvolvimento de *tie-backs* no país e adequação do arcabouço regulatório.
 - **Incentivos e políticas públicas para viabilizar a exploração e produção de recursos não convencionais de petróleo e gás natural (melhorias do Edital do Poço Transparente):**
 - Possibilidade de abater todo o investimento em novas tecnologias do investimento mínimo para viabilizar a E&P de reservatórios não convencionais.
 - Melhorar a comunicação do Programa Poço Transparente com as empresas com interesse.

- Proposição de um fundo próprio para desenvolvimento de tecnologias de maior extração e menor impacto ambiental.
- Conversão de sanções (multas) de Conteúdo Local e obrigações de PD&I em investimentos para avaliar a viabilidade desse modelo (recursos não convencionais) no Brasil.
- Licenciamento ambiental prévio com autorização para atividades exploratórias pré-aprovadas pelo órgão ambiental competente (IBAMA ou outro).
- Revisão do Decreto nº 8.437/2015 para transferir o licenciamento ambiental do IBAMA para autoridades estaduais, agilizando o processo e adaptando-o às realidades locais.
- Isenção ou flexibilização da exigência de Estudos Ambientais de Área Sedimentar (EAAS) e Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) para o licenciamento de exploração de recursos não convencionais.
- Revisão do Edital do Poço Transparente para facilitar a exploração destes recursos, abordando aspectos regulatórios e financeiros.
- Implementação de regulamentações que garantam a segurança ambiental e econômica dessas práticas.
- Promoção de diálogos transparentes com a sociedade para mitigar resistência socioambiental, assegurar participação pública e a disseminação de informações claras.
- Desenvolvimento de incentivos financeiros e regulatórios para projetos com a utilização de técnicas não convencionais, focando na viabilidade econômica e minimização de impactos.