

Apresentação Competitividade dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural

09/08/2024

361

The image features the number '361' in a bold, dark blue font, centered on a white background. The number is surrounded by several thin, light blue curved lines that sweep across the page. A solid light blue vertical bar is positioned on the far right edge of the image.



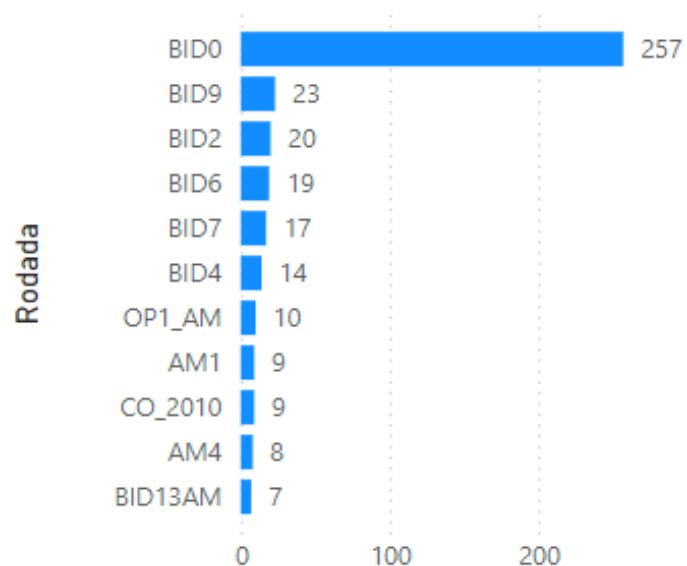
361

Dias

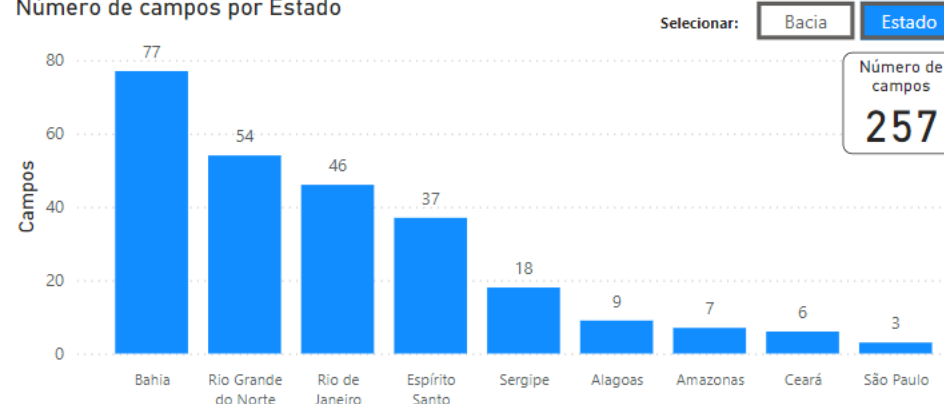
**Para o Término dos Contratos dos Campos da
Rodada Zero**

Rodada Zero em Números

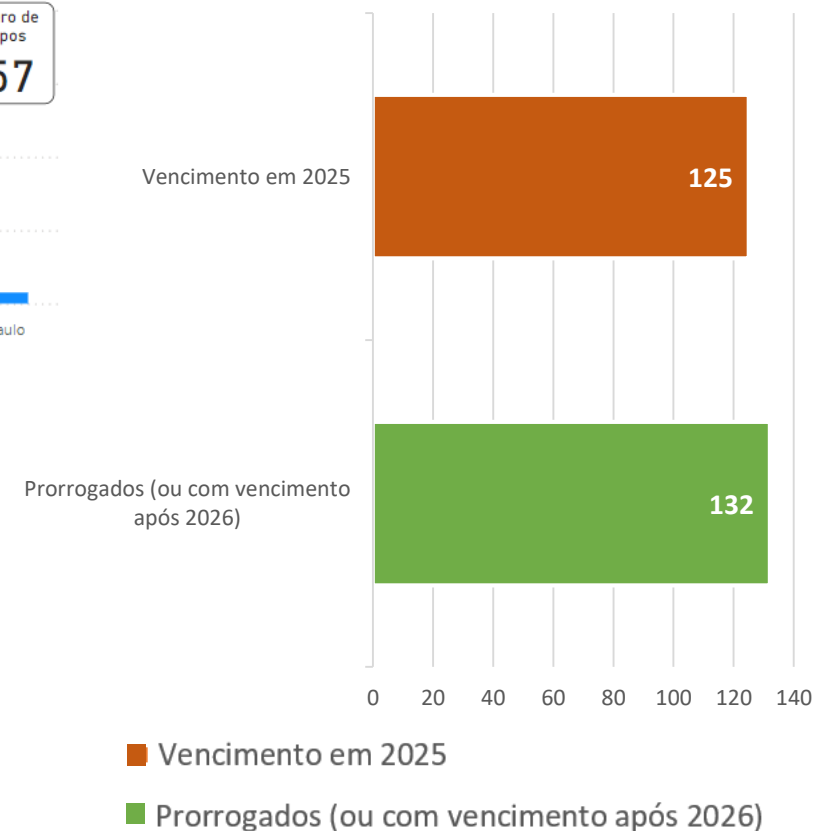
Número de campos por Rodada



Número de campos por Estado



Situação Contratual



257

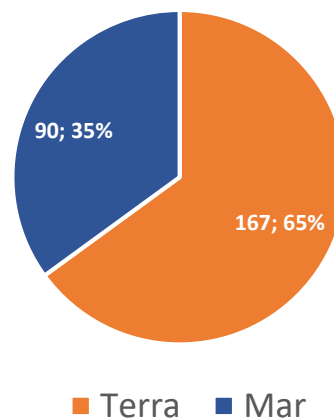
Campos

208

Campos Marginais

+80%

Ambiente



■ Terra ■ Mar

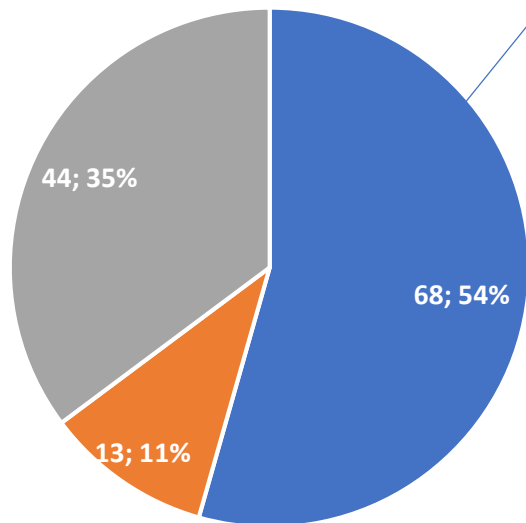
Rodada Zero em Números

125

Campos com encerramento contratual em 2025

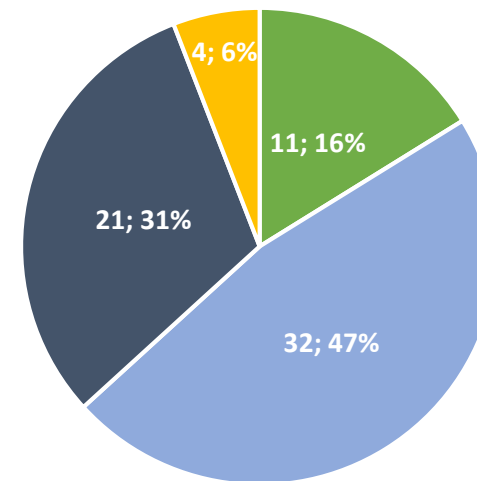
Situação dos Campos

61 marginais



■ Em Produção ■ Relicitados ■ Em Devolução

68 Campos para Continuidade da Produção



■ Aprovados, aguardando Termo Aditivo
 ■ PDs em Análise
 ■ PDs em Análise (Entregues Este Mês)
 ■ Em Processo de Anexação

53

Campos com PDs em Análise

21

Campos com PDs enviados este mês

Prorrogação Contratual

88
Marginais

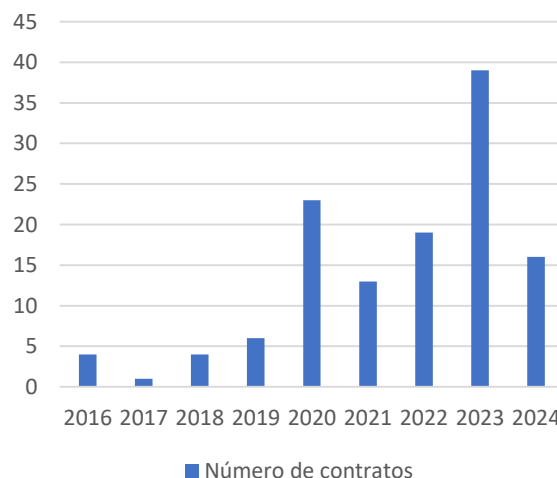
Resoluções CNPE nº 2/2016 (Rodada Zero) e nº 6/2020 (Demais Rodadas)

Estabeleceram as diretrizes para a Prorrogação dos Contratos

O Concessionário pode solicitar à ANP a prorrogação do contrato por até 27 anos, com a submissão de um novo Plano de Desenvolvimento

125 contratos prorrogados

Número de contratos Prorrogados por Ano



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

INSTRUÇÃO NORMATIVA ANP Nº 11, DE 19 DE DEZEMBRO DE 2022 - DOU DE 20-12-2022

Estabelece diretrizes para avaliação dos novos Planos de Desenvolvimento entregues à ANP visando a prorrogação contratual da fase de produção.

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 65 do Regimento Interno, aprovado pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, e pelo art. 7º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o que consta do Processo nº 48610.219720/202217, com base nas deliberações tomadas na 1.108ª Reunião de Diretoria, realizada em 15 de dezembro de 2022, e considerando o vencimento dos contratos da Rodada Zero em 5 de agosto de 2025, RESOLVE:

Art. 1º Ficam estabelecidas as diretrizes para avaliação de Planos de Desenvolvimento entregues à ANP visando a prorrogação da fase de produção, bem como a redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental que os acompanhem.

Art. 2º A análise dos pleitos de prorrogação de vigência dos contratos deverá observar as seguintes diretrizes:

- I - a continuidade da produção deve ser priorizada, em vez da devolução dos campos;
- II - o prazo de extensão contratual deverá estar em consonância com o corte econômico do campo previsto no plano de desenvolvimento, respeitado o limite de cada contrato;
- III - os detentores de direitos e obrigações devem demonstrar diligências às obrigações dos contratos de concessão e viabilizar o aproveitamento dos recursos descobertos e a extensão da produção;
- IV - a exploração e produção de petróleo e gás natural deve ocorrer de forma sustentável e compatível com as melhores práticas da indústria;
- V - os Planos de Desenvolvimento dos campos de grande produção deverão conter investimentos firmes no curto prazo, compatíveis com a maximização da recuperação dos reservatórios, de forma a garantir o maior retorno para a sociedade brasileira;
- VI - os Planos de Desenvolvimento dos campos de pequena produção ou **marginais** deverão conter investimentos no curto prazo ou compromissos de gastos operacionais relacionados às atividades de operação e manutenção da produção, compatíveis com as melhores práticas da indústria, observada a realidade de desenvolvimento de cada campo; e

VII - todas as atividades e os investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento de prorrogação contratual devem ser considerados na avaliação do pleito, independentemente de terem sido objetos de programas e planos anteriormente aprovados ou submetidos à ANP.

Enquadramento Marginais

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº 877, DE 16 DE MAIO DE 2022 - DOU DE 17.05.2022

Dispõe sobre o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal.

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 65 do Regimento Interno, aprovado pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020 e pelo art. 7º do Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo nº 48610.206226/2020-12 e as deliberações tomadas na 1088ª Reunião de Diretoria, realizada em 12 de maio de 2022, RESOLVE:

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Resolução dispõe sobre o procedimento para enquadrar como marginais os campos e acumulações que apresentem economicidade ou produção marginal.

Art. 2º Para fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - análise de enquadramento: avaliação da aderência do campo ou acumulação de petróleo e gás natural aos critérios e parâmetros estabelecidos pela ANP para o enquadramento como marginal;

II - acumulação: ocorrência natural de petróleo ou gás natural em um reservatório;

III - acumulação marginal: acumulação de petróleo ou de gás natural cujo desenvolvimento e operação apresente economicidade marginal, nos termos definidos por esta Resolução;

IV - Basic Sediments and Water (BSW): porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total de líquidos produzido no campo;

V - campo de águas profundas: campo cuja profundidade batimétrica média da sua área de desenvolvimento seja superior a 400m;

VI - campo de águas rasas: campo cuja profundidade batimétrica média da sua área de desenvolvimento seja inferior ou igual a 400m;

VII - campo marginal: campo cujo contrato seja oriundo de licitação específica de áreas inativas com acumulações marginais, área com acumulações marginais oriunda de ciclo de oferta permanente ou no qual as atividades de desenvolvimento e produção apresentem economicidade ou produção marginal, nos termos definidos por esta Resolução;

O que é um campo marginal?

Campo oriundo de um ciclo de Oferta Permanente
(Acumulação Marginal)

ou

Campo dentro dos seguintes critérios:

I - campos terrestres com:

- a) produção total de até **900** boe/dia;
- b) produção total de até **1.800** boe/dia para campos de gás natural;
- c) produção total de até **1.350** boe/dia e grau API inferior a 22; ou
- d) BSW superior a **98%**;

II - campos de águas rasas com:

- a) produção total de até **2.000** boe/dia;
- b) produção total de até **4.000** boe/dia para campos de gás natural;
- c) produção total de até **3.000** boe/dia e grau API inferior a 22; ou
- d) BSW superior a **90%**;

III - campos de águas profundas com:

- a) produção total de até **20.000** boe/dia;
- b) produção total de até **40.000** boe/dia para campos de gás natural;
- c) produção total de até **30.000** boe/dia e grau API inferior a 22; ou
- d) BSW superior a **80%**;

Enquadramento Marginais

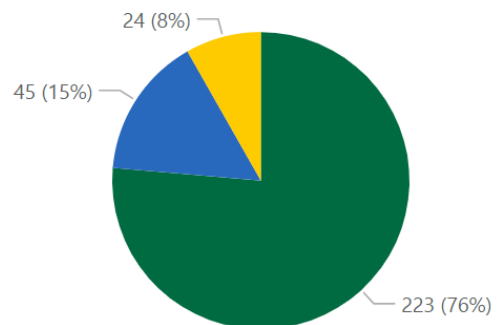


Painel Dinâmico Enquadramento de Campos Marginais

Ano de apuração

2023

Quantidade de Campos Marginais por Ambiente



AMBIENTE ● Terra ● Água Rasa ● Água Profunda

292

Campos marginais

Critério Gás

Todos

Critério BSW

Todos

Critério Vazão

Todos

Critério API

Todos

Final

Todos

Campo

Todos

Operador

Todos

Ambiente

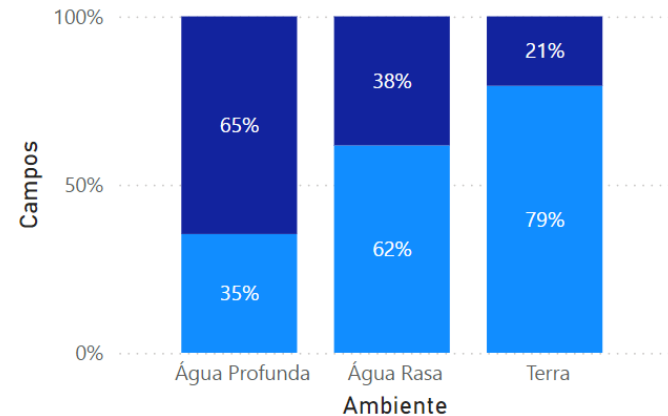
Todos

Tabela de Enquadramento de Campos Marginais

Campo	Bacia	Operador	Marginal
ACAJÁ-BURIZINHO	Recôncavo	RECÔNCAVO E&P	S
ACAUÃ	Potiguar	POTIGUAR E&P S.A.	S
AGUILHADA	Sergipe	CARMO	S
AGULHA	Potiguar	PETROBRAS	S
ALBATROZ	Espírito Santo	PETROSYNERGY	S
ALTO ALEGRE	Potiguar	PETRO-VICTORY	S
ALTO DO RODRIGUES	Potiguar	3R POTIGUAR	S
ANAMBÉ	Alagoas	ORIGEM ALAGOAS	S
ANDORINHA	Potiguar	PETRO-VICTORY	S

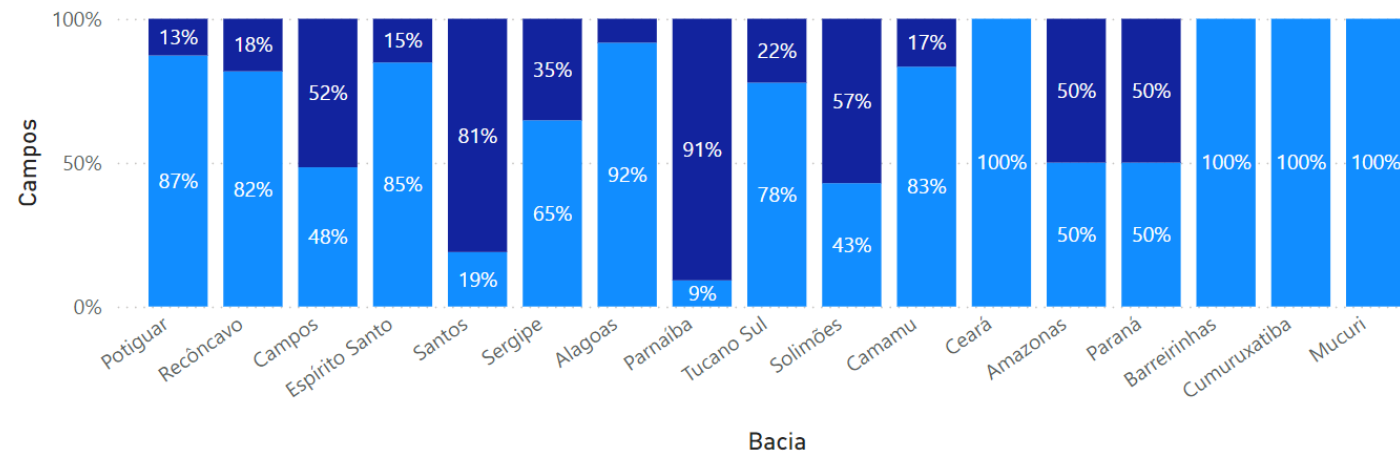
Porcentagem de Campos Marginais por Ambiente

Marginal ● S ● N



Porcentagem de Campos Marginais por Bacia

Marginal ● S ● N



Enquadramento Campos Maduros

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO Nº 749, DE 21 DE SETEMBRO DE 2018

Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros.

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 6º do Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e pelo art. 7º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo nº 48610.012420/2017 e com base nas Resolução de Diretoria nº 571, de 20 de setembro de 2018, resolve:

CAPÍTULO I DO OBJETO

Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

Parágrafo único. Esta Resolução é aplicável a todos os contratos de concessão.

CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins previstos nesta Resolução consideram-se, além das definições contidas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na Resolução ANP nº 25, de 8 de julho de 2013, na Resolução ANP nº 47, de 3 de setembro de 2014, na Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015 e nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, as seguintes definições:

I - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja sempre menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja sempre menor ou igual a 20.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja maior que 20.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula:

"Produção Acumulada (boe) / Produção Acumulada (boe) + Reservas 1P(boe) "

O que é um campo maduro?

25 anos de
produção

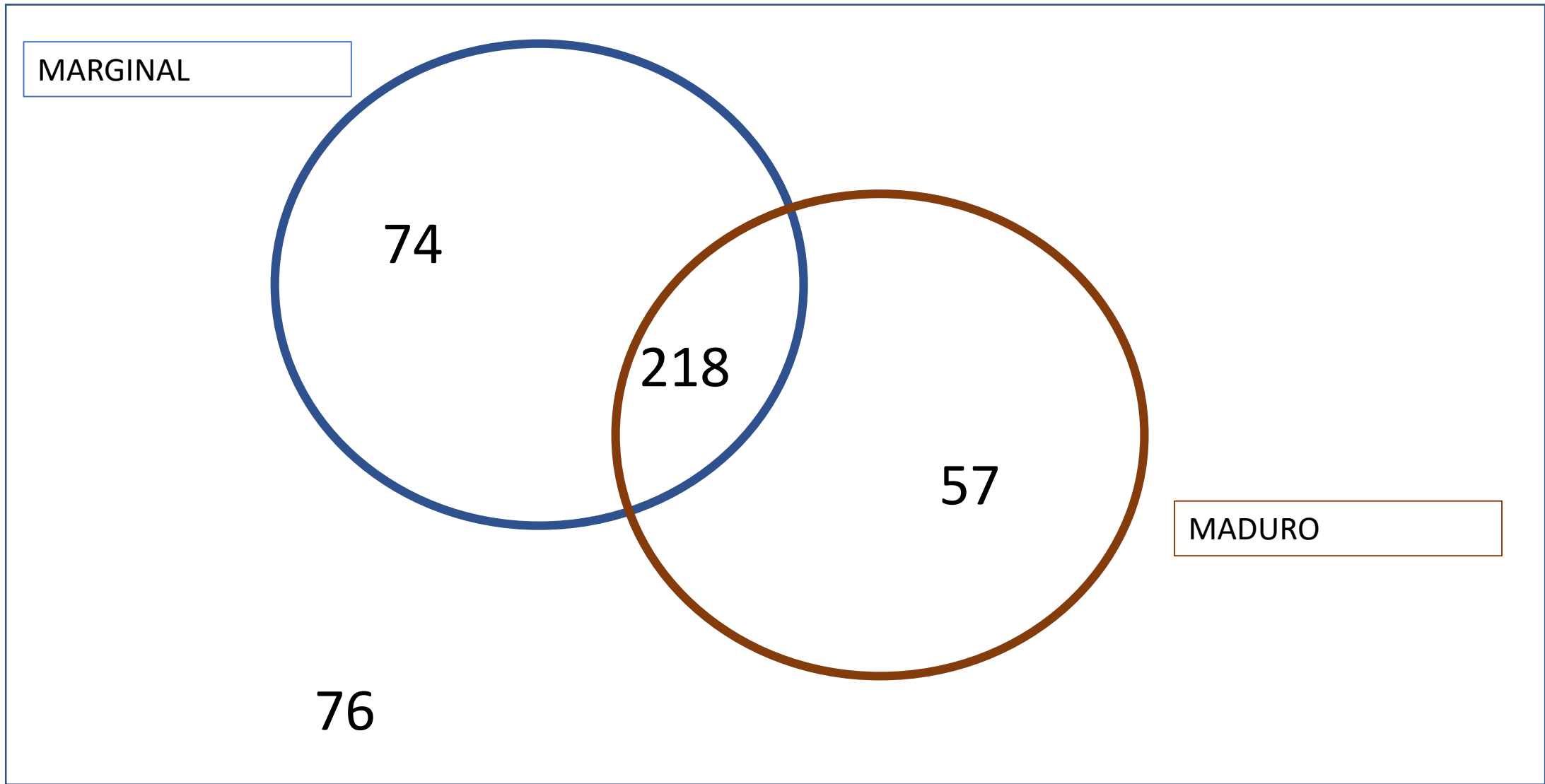
ou

Produção Acumulada \geq 70% da
recuperação esperada considerando
as reservas 1P

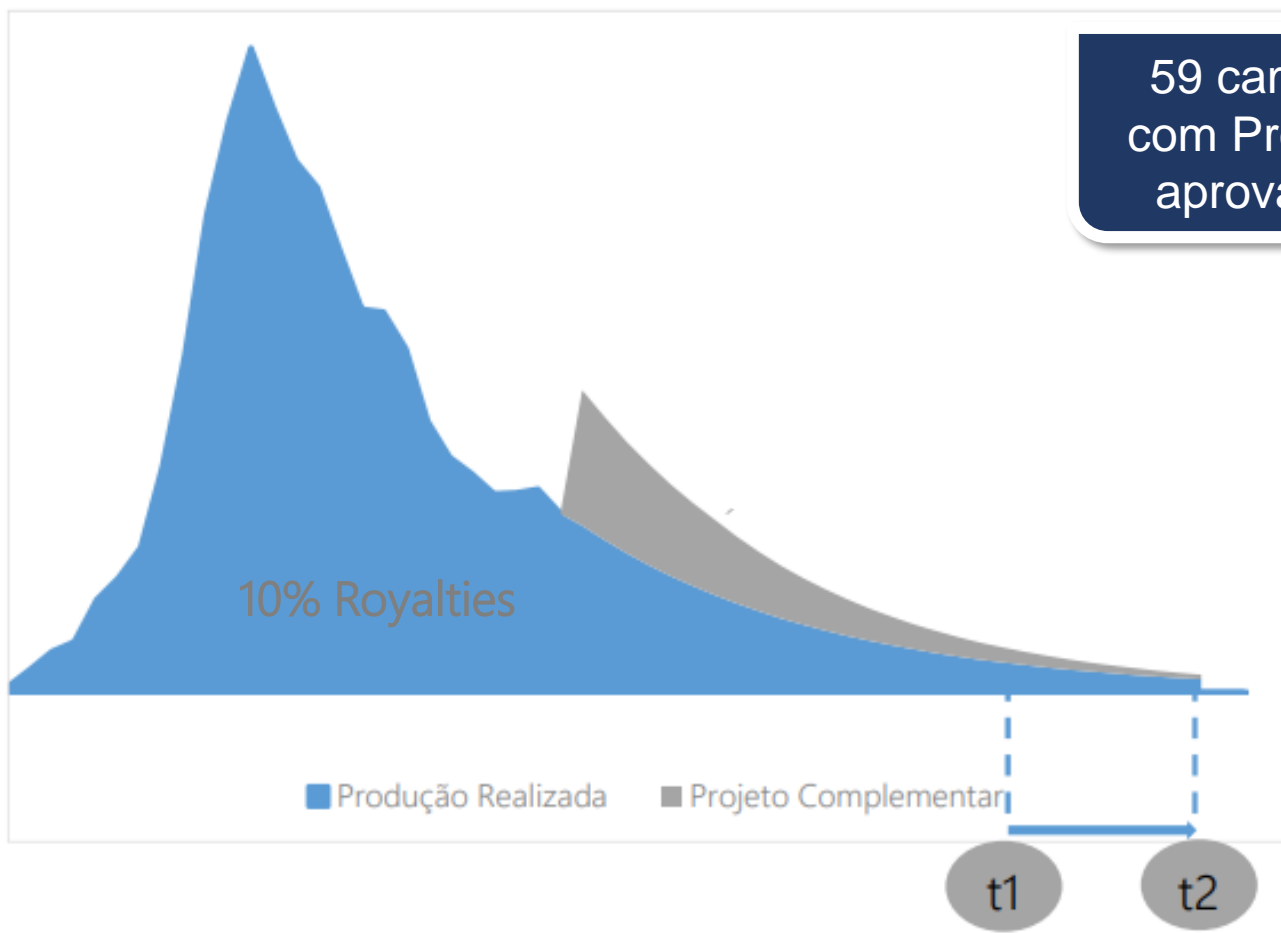
275

Campos Maduros

Campos Maduros x Campos Marginais



Resolução ANP nº 749/2018

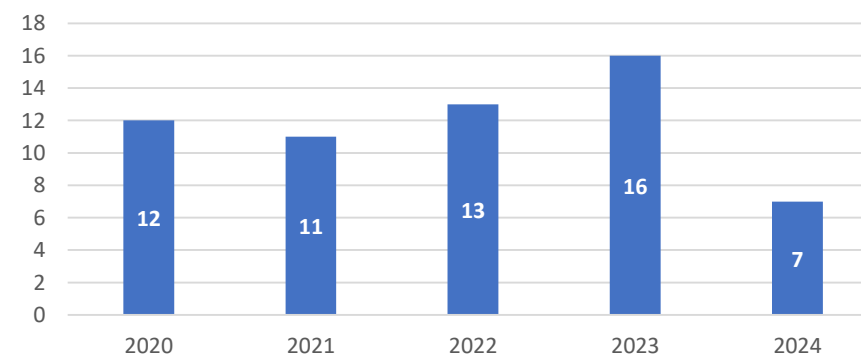


Objetivo de incentivar os investimentos em campos maduros num cenário de competição com novos campos.

Uma das ações decorrentes da Resolução CNPE nº 17/2017.

Para a redução de royalties, é necessário um novo Plano de Desenvolvimento e um aumento de produção.

Número de contratos com Redução de Royalties sobre a Produção Incremental aprovada por Ano



Enquadramento Empresa Pequeno e Médio Porte

A [Resolução ANP nº 32/2014](#) estabelece os critérios para que uma empresa de exploração e produção de petróleo e gás natural seja enquadrada como de pequeno ou de médio porte.

I) *“Empresa de Pequeno Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador C ou D pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a **1.000 boe/d** (mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior”*

II) *“Empresa de Médio Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador B ou C pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a **10.000 boe/d** (dez mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior”*

Resolução ANP nº 32/2014

A ANP divulga anualmente no mês de março, a lista das empresas classificadas com base na produção do ano anterior:

☰ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

^ **Relação de Empresas de Pequeno e Médio porte (EPMs)**

Em atendimento à [Resolução ANP nº 32/2014](#), de 05/06/2014, a ANP publica a relação das empresas de pequeno e médio porte de acordo com a produção realizada no ano de 2023, aprovado pela Resolução de Diretoria (RD) nº 101/2024, de 27/02/2024 (SEI nº 3801461).

Acesse o [Despacho SDP-ANP nº 236, de 29 de fevereiro de 2024](#).

Empresas de pequeno Porte	Empresas de Médio Porte
BGM Petróleo e Gás Ltda.;	Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural;
Creative Energy Serviços e Exploração Ltda.;	Carmo Energy S.A.;
Energizzi Energias do Brasil Ltda.;	Capixaba Energia Ltda.;
Níon Energia S.A.;	Energy Paraná Ltda.;
Nova Petróleo S.A. - Exploração e Produção;	Imetame Energia S.A.;
NTF Óleo e Gás S.A.;	Recôncavo Energia SPE Ltda.;
Petroborn Óleo e Gás S.A.;	Seacrest Petróleo S.A.;
Petroil Óleo e Gás Ltda.;	Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda.;
Petrom Produção de Petróleo e Gás Ltda.;	Seacrest SPE Cricaré S.A.; e
Petro-Victory Energia Ltda.;	Petrosynergy Ltda.
Phoenix Óleo & Gás Natural Ltda.;	
Slim Drilling Serviços de Perfuração S.A.;	
Vipetro Petróleo S.A.;	
Brasil Refinarias Ltda.;	
Guindastes Brasil Óleo e Gás Ltda.;	
Andorinha Petróleo Ltda.;	
Barra Bonita Óleo e Gás Ltda.;	
EPG Brasil Ltda.;	
Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda.;	
Perícia Engenharia e Construção Ltda.;	
Grupo Ubuntu Ltda.;	
Mandacaru Energia Ltda.;	
Nord Oil and Gas S.A.;	
Recôncavo Energia Ltda.; e	
Tarmar Energia e Participações Ltda.	

Quantitativo Atual:

25
Empresas de
pequeno porte

10
Empresas de médio
porte

Resolução ANP nº 853/2021

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº 853, DE 27 DE SETEMBRO DE 2021 - DOU DE 28.09.2021

Dispõe sobre a redução da alíquota de royalties para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte.

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 65 do Regimento Interno, aprovado pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, e pelo art. 7º do Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo nº 48610.212062/2020 e as deliberações tomadas na 1.064ª Reunião de Diretoria, realizada em 23 de setembro de 2021, RESOLVE:

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Resolução estabelece o procedimento para a concessão de redução da alíquota de royalties, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte.

Parágrafo único. Esta Resolução aplica-se somente aos contratos de exploração e produção sob o regime de concessão.

Art. 2º Para os fins desta Resolução, consideram-se como de pequeno ou médio porte as empresas enquadradas como tal nos termos da Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014.

CAPÍTULO II DA REDUÇÃO DA ALÍQUOTA DE ROYALTIES SEÇÃO I DO PEDIDO DE REDUÇÃO DA ALÍQUOTA DE ROYALTIES

Art. 3º A redução da alíquota de royalties poderá ser concedida aos campos de produção de petróleo ou gás natural concedidos:

I - a empresas de pequeno ou médio porte, isoladamente; ou

II - a consórcios, cujos membros sejam empresas de pequeno ou médio porte com participação igual ou superior a setenta e cinco por cento.

Art. 4º O pedido de redução da alíquota de royalties deverá ser feito mediante requerimento individualizado para cada campo, protocolizado na ANP pelo operador do campo.

Regulamentou a redução da alíquota de royalties como incentivo às empresas de pequeno e médio portes, passando, quando cumpridas as condições, a alíquota para:

I – 5%, para campos operados por empresas de pequeno porte;

II – 7,5%, para campos operados por empresas de médio porte.

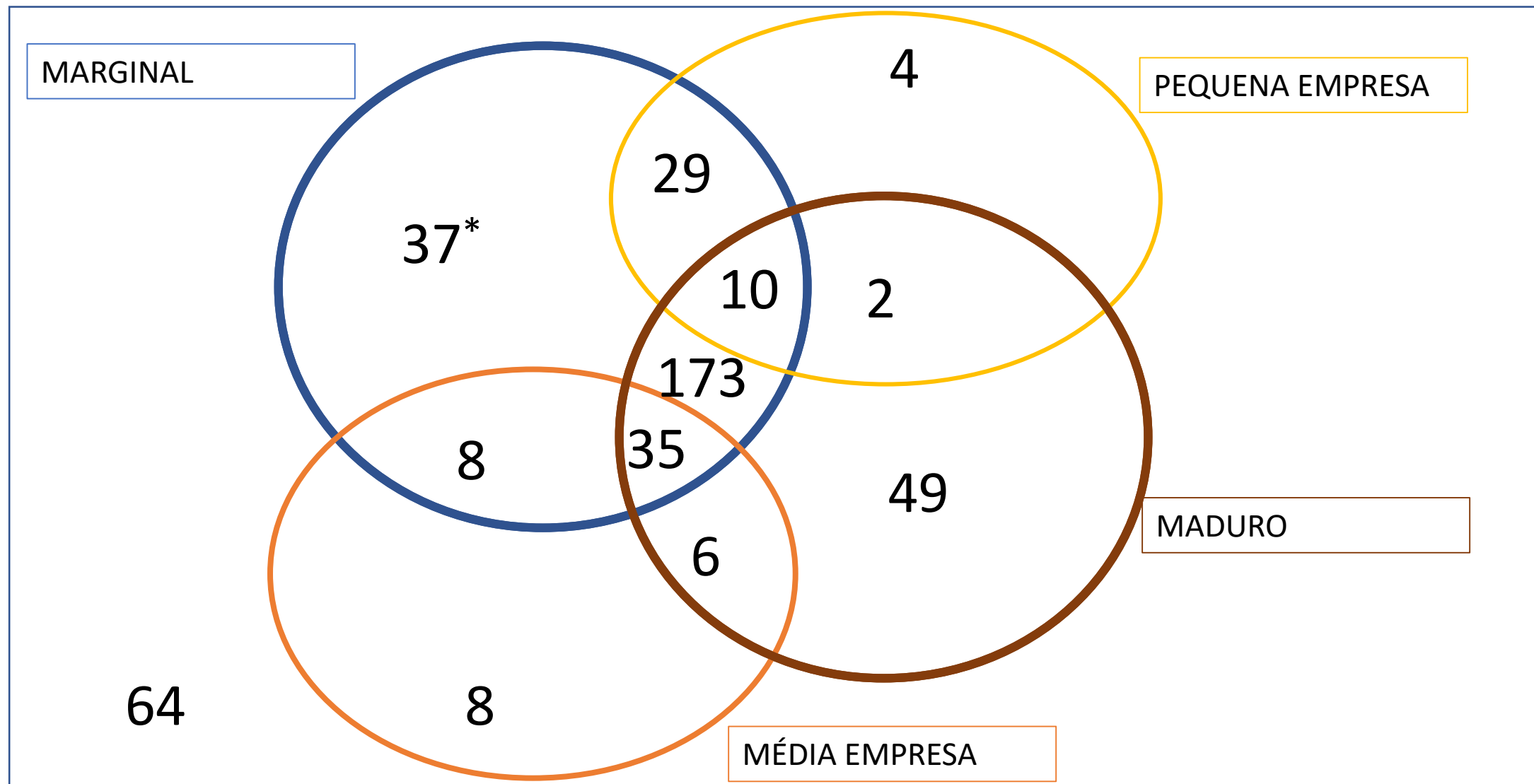
44

Campos com
pleitos deferidos

12

Empresas

Campos Maduros x Campos Marginais x Pequena e Média Empresa



*Sendo 7 de licitações de Acumulação Marginal com royalties reduzido

Conclusão



Obrigada!

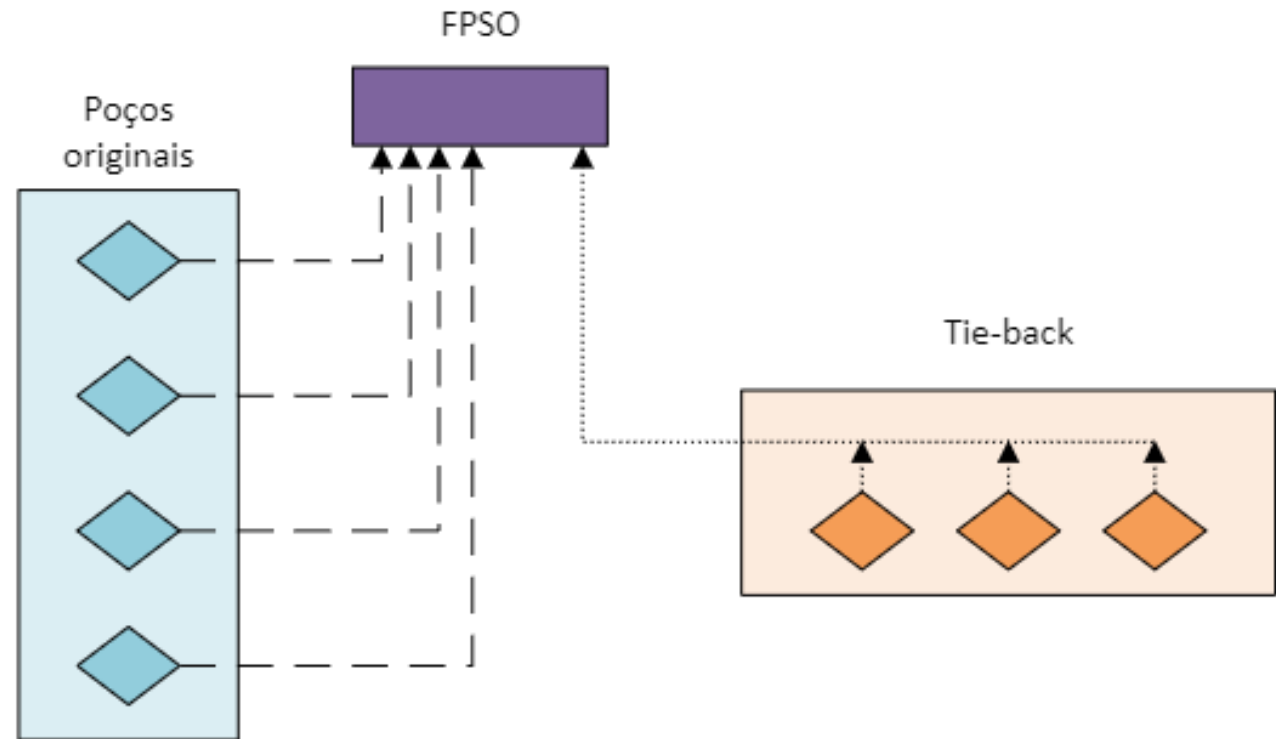


Desafios regulatórios **TIE-BACK**

09/08/2024

O que é um tie-back?

- Extensão de um projeto de exploração para incorporar uma nova acumulação
- Adaptação de um projeto existente, com infraestrutura dimensionada sob premissas técnicas diferentes
- Muitas vezes permite a viabilidade econômica para o aproveitamento de acumulações marginais



Impactos na Medição da Produção

Medição de apropriação da produção

Realiza a alocação (rateio) dos volumes fiscais medidos aos poços e campos associados às instalações de produção, utilizando métodos padronizados e a melhor prática da indústria.

- Gerenciamento de reservatórios
- Efeitos nas participações governamentais

Métodos de apropriação abrangidos pela regulamentação

- Apropriação simples: Testes de poço periódicos - separador de testes
- Apropriação contínua de petróleo
- Apropriação por medição multifásica por poço

Impactos na Medição da Produção

Métodos de apropriação alternativos (não previstos na regulamentação)

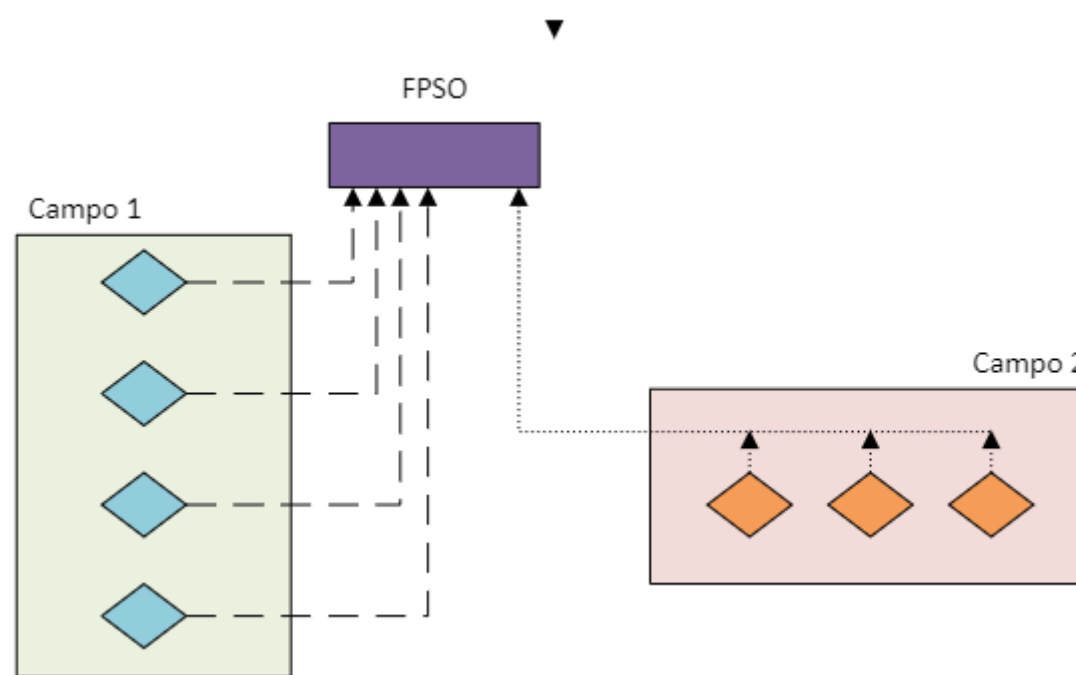
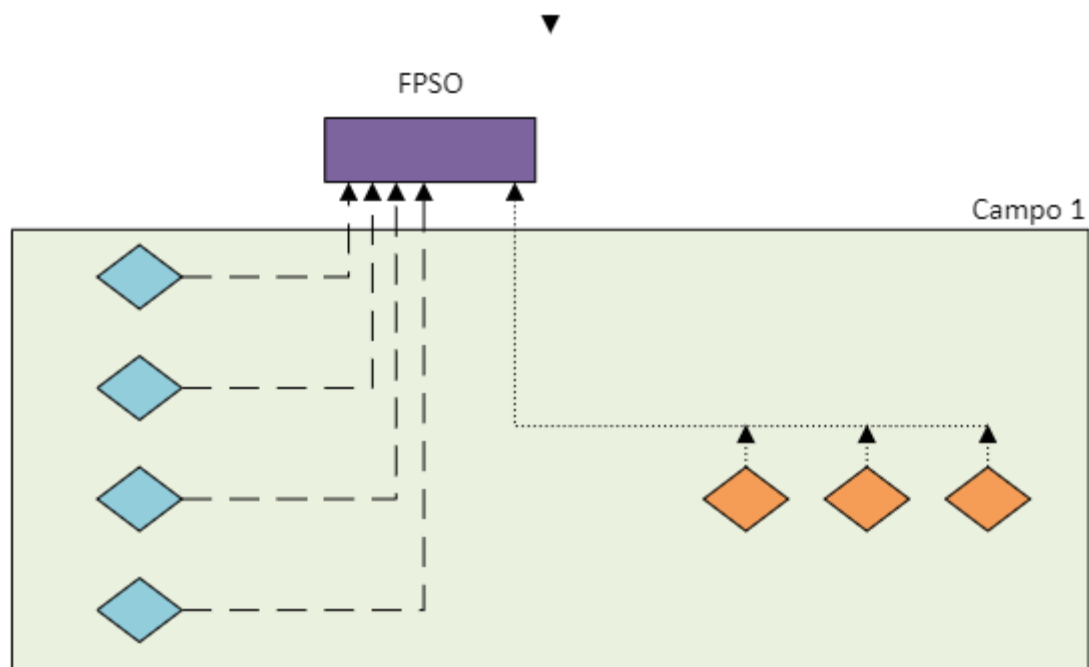
- Apropriação por diferença
- Medição virtual
- Apropriação baseada em incerteza

Nem sempre um tie-back permite a utilização de um método tradicional de apropriação da produção.

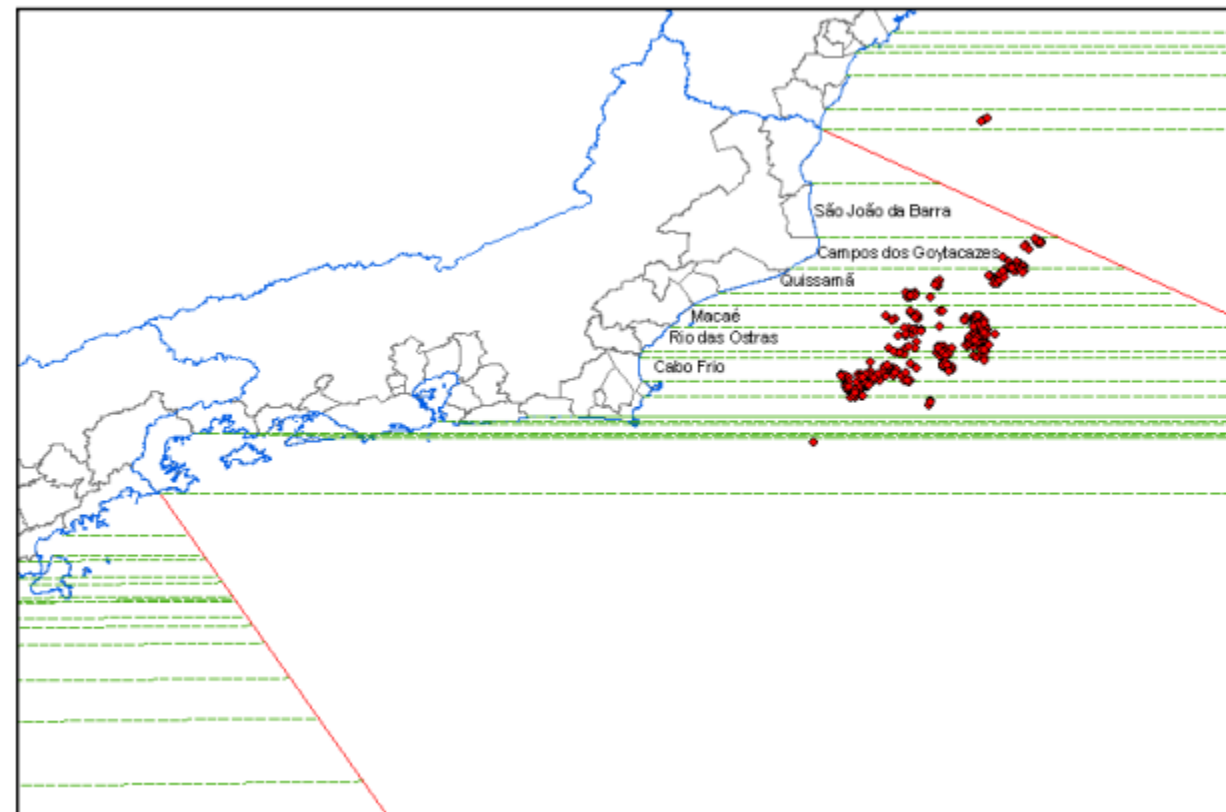
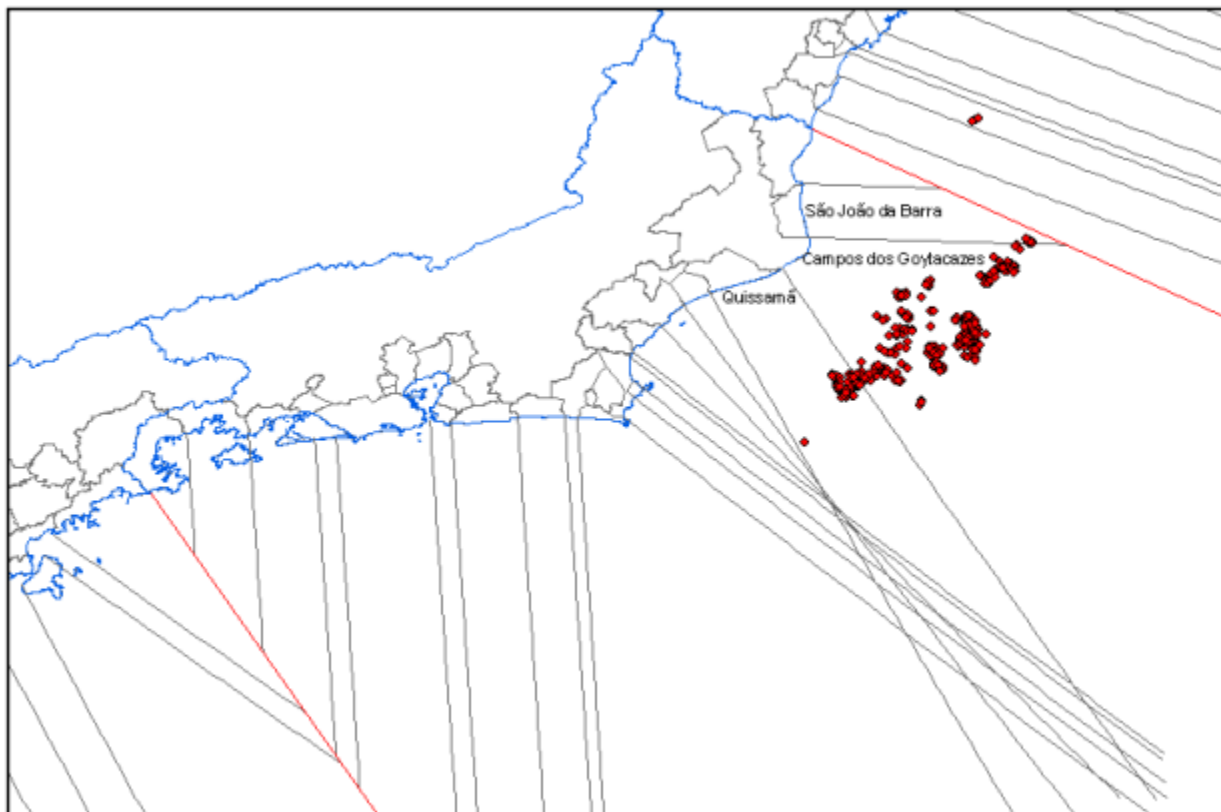
Implicações:

- Incerteza elevada
- Impossibilidade de cumprimento da regulação vigente
- Efeito no rateio na alocação aos poços e campos

Impactos na Medição da Produção



Impactos na Medição da Produção



Conclusão

- A ANP entende que o incremento da produção por tie-back é importante e deve ser incentivada
- Tie-back no mesmo campo – sem efeitos nas participações governamentais
- Estudos para elaboração de Nota Técnica:
 - Oportunidade de viabilizar investimentos
 - Metodologias alternativas
 - Salvaguardas para preservar os interesses federativos



RystadEnergy

Avaliação do regime atualizado do royalties sobre a produção no Brasil

O novo regime de royalties penaliza injustamente os operadores independentes no ambiente não pré-sal

Rystad Energy Advisory

Relatório Final, 25 de julho de 2024

Declaração de exoneração de responsabilidade

Esta apresentação foi preparada pela Rystad Energy (a “Empresa”). Todos os materiais, conteúdos e formas contidos neste relatório são propriedade intelectual da Empresa e não podem ser copiados, reproduzidos, distribuídos ou apresentados sem a autorização da Empresa para o efeito. As informações contidas neste documento baseiam-se nas bases de dados e ferramentas globais de energia da Empresa, em informações públicas, em relatórios do sector e noutras pesquisas e conhecimentos gerais detidos pela Empresa. A Empresa não garante, de forma expressa ou implícita, a exatidão, integridade ou atualidade das informações contidas neste relatório. O documento está sujeito a revisões. A Empresa declina qualquer responsabilidade por erros de conteúdo. A Empresa não é responsável por quaisquer acções tomadas pelo “Destinatário” ou por terceiros com base nas informações contidas neste documento.

Esta apresentação pode conter “informações prospectivas”, incluindo “informações financeiras orientadas para o futuro” e “perspectivas financeiras”, ao abrigo das leis de valores mobiliários aplicáveis (coletivamente referidas neste documento como declarações prospectivas). As declarações prospectivas incluem, mas não se limitam a, (i) desempenho financeiro projetado do Beneficiário ou de outras organizações; (ii) desenvolvimento esperado dos negócios, projectos e joint ventures do Beneficiário ou de outras organizações; (iii) execução da visão e estratégia de crescimento do Beneficiário ou de outras organizações, incluindo a atividade futura de fusões e aquisições e o crescimento global; (iv) fontes e disponibilidade de financiamento de terceiros para os projectos do Destinatário ou de outras organizações; (v) conclusão dos projectos do Destinatário ou de outras organizações que estão atualmente em curso, em desenvolvimento ou de outra forma em consideração; (vi) renovação dos actuais acordos com clientes, fornecedores e outros materiais do Destinatário ou de outras organizações; e (vii) liquidez futura, capital de exploração e requisitos de capital. As declarações prospectivas são fornecidas para permitir às partes interessadas a oportunidade de compreender as crenças e opiniões da Empresa relativamente ao futuro, para que possam utilizar essas crenças e opiniões como um fator na sua avaliação, por exemplo, ao avaliar um investimento.

Estas declarações não são garantias de desempenho futuro e não se deve depositar confiança indevida nas mesmas. Tais declarações prospectivas envolvem necessariamente riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos, que podem fazer com que o desempenho real e os resultados financeiros em períodos futuros difiram materialmente de quaisquer projecções de desempenho futuro ou resultados expressos ou implícitos em tais declarações prospectivas. Todas as declarações relativas ao futuro estão sujeitas a um conjunto de incertezas, riscos e outras fontes de influência, muitas das quais estão fora do controlo da Empresa e não podem ser previstas com qualquer grau de precisão. Tendo em conta as incertezas significativas inerentes a tais declarações prospectivas feitas nesta apresentação, a inclusão de tais declarações não deve ser considerada como uma representação por parte da Empresa ou de qualquer outra pessoa de que as declarações prospectivas serão alcançadas.

A Empresa não assume qualquer obrigação de atualizar as declarações relativas ao futuro se as circunstâncias se alterarem, exceto conforme exigido pela legislação aplicável em matéria de valores mobiliários. O leitor é advertido para não depositar confiança indevida nas declarações relativas ao futuro.

Em nenhuma circunstância a Empresa, ou as suas filiais, serão responsáveis por quaisquer danos indirectos, acidentais, consequenciais, especiais ou exemplares resultantes de ou relacionados com o acesso à informação contida nesta apresentação, quer os danos sejam ou não previsíveis e quer a Empresa tenha ou não sido avisada da possibilidade de tais danos.

© Rystad Energy. Todos os direitos reservados.

O novo regime de royalties penaliza injustamente os operadores independentes no ambiente não pré-sal

O novo regime de royalties da ANP afeta desproporcionalmente os ativos do pós-sal, a maioria dos quais são classificados como marginais ou maduros, e impedirá um cenário diversificado e crescente de operadores no Brasil

Porquê?

I

Os campos pós-sal são diferentes da indústria brasileira de petróleo e gás em geral - os operadores independentes enfrentam economia mais marginais e crudes (petróleo cru) com maior teor de enxofre

- O pós-sal, incluindo a maioria dos campos marginais e maduros, representa grande parte da diversidade observada no panorama de operadores do Brasil, prolongando frequentemente a vida útil dos ativos maduros
- A operação destes ativos maduros exige mais manutenção e investimento para volumes de produção mais baixos - a margem económica obtida por barril é muito inferior à do pré-sal
- Além disso, o petróleo bruto produzido é frequentemente mais pesado e com maior teor de enxofre do que no pré-sal - O petróleo bruto produzido por operadores independentes em ambientes pós-sal não é o mesmo que o petróleo bruto geral produzido pela Petrobras ou no Brasil

II

...estes crudes são transaccionados com desconto após a IMO2020, e o preço de referência sugerido pela ANP irá sobrevalorizá-los

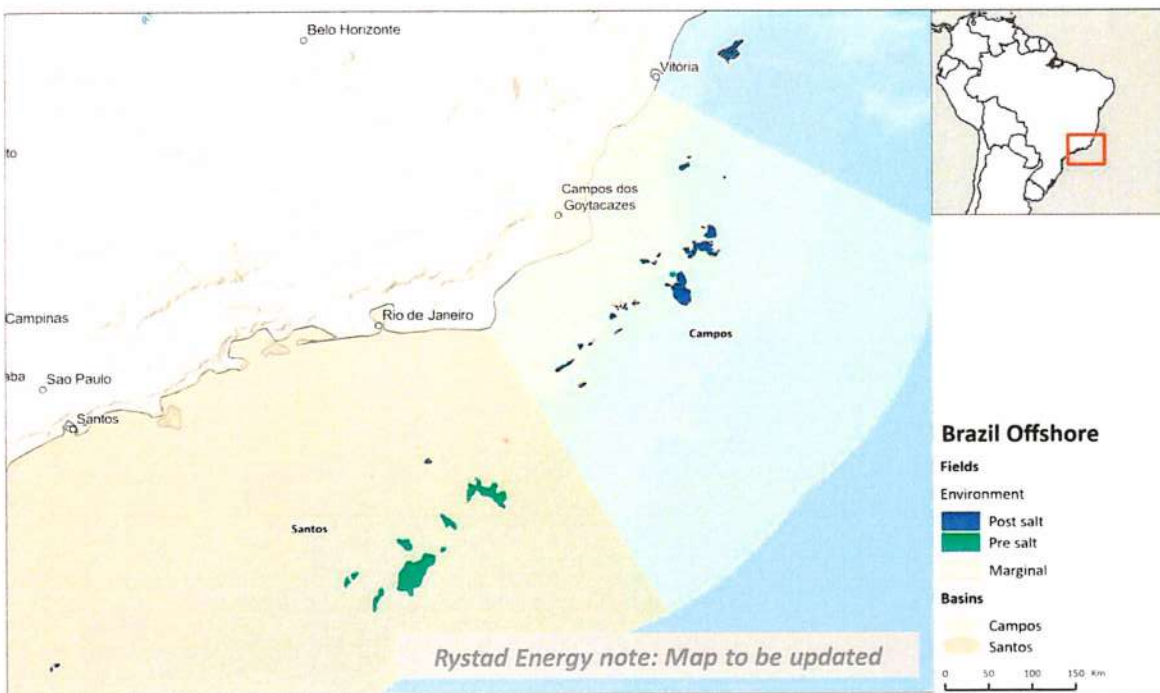
- O regulamento IMO2020 alterou profundamente os mercados mundiais de crude. A mudança é observável nas diferenças entre os preços do Óleo Combustível de Muito Baixo Teor de Enxofre e do Óleo Combustível de Alto Teor de Enxofre
- As companhias de navegação estão a instalar depuradores de forma limitada e preferem a VLSFO - os efeitos da IMO2020 são duradouros
- Apenas algumas refinarias podem remover o enxofre do crude, e a um custo adicional. O custo é agravado nos crudes pesados, o que conduz a um aumento da diferença de preços entre os crudes mais leves e/ou mais doces em comparação com os seus homólogos pesados e azedos
- O desescalador de enxofre da ANP não compensa este fato e os crudes com ~1%wt S serão sobrevalorizados

III

No entanto, as participações governamentais (royalties) serão cobrados como se os operadores independentes vendessem o crude com baixo teor de enxofre. O governo brasileiro pode obter receitas fiscais semelhantes sem desincentivar a diversidade dos operadores

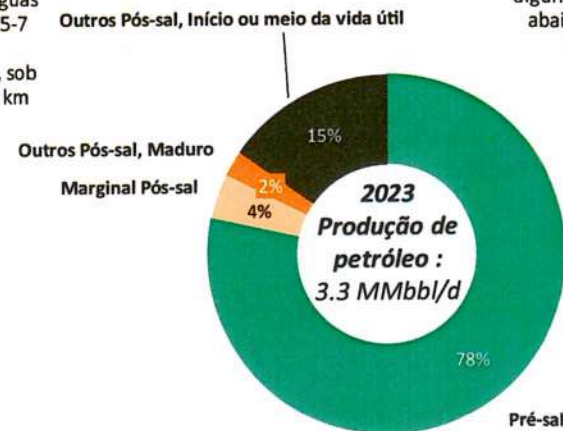
- Um operador pós-sal já está a enfrentar margens por barril mais difíceis do que, por exemplo, a Petrobras, devido, por exemplo, à elevada percentagem de campos marginais e maduros
- O regime atualizado de royalties conduzirá a um aumento desproporcionado das royalties para estes operadores, acrescentando mais riscos de queda a um ambiente pós-sal já difícil
- A Rystad Energy calculou que a manutenção do antigo escalão de preços para os ativos marginais e maduros pós-sal terá um efeito mínimo nas receitas fiscais globais do Brasil, mas será encorajador para o valor do investimento em ativos tardios
- Um efeito semelhante é observado se for aplicada uma fórmula mais representativa dos preços de mercado para os diferenciais de qualidade do enxofre no cálculo do preço Ref

Quatro tipos de campo/crudes considerados no relatório - Marginal/Outros pós-sal, sobretudo em Campos



São considerados os crudes de quatro tipos de campos offshore:

Pré-sal	Pós-sal		
Pré-sal	Marginal Pós-sal	Outros Pós-sal, maduro	Outros Pós-sal, Início ou meio da vida útil
Iniciou a produção no início da década de 2010, principalmente na zona de exploração de petróleo em águas profundas, a 5-7 km de profundidade, sob rocha e até 2 km de sal	Classificação da ANP dada de acordo com a resolução 877/2022	Campos maduros de acordo com a resolução 749/2018 da ANP	Outros campos no pós-sal, uma camada subsuperficial localizada acima da camada de sal a alguns quilômetros abaixo do fundo do mar



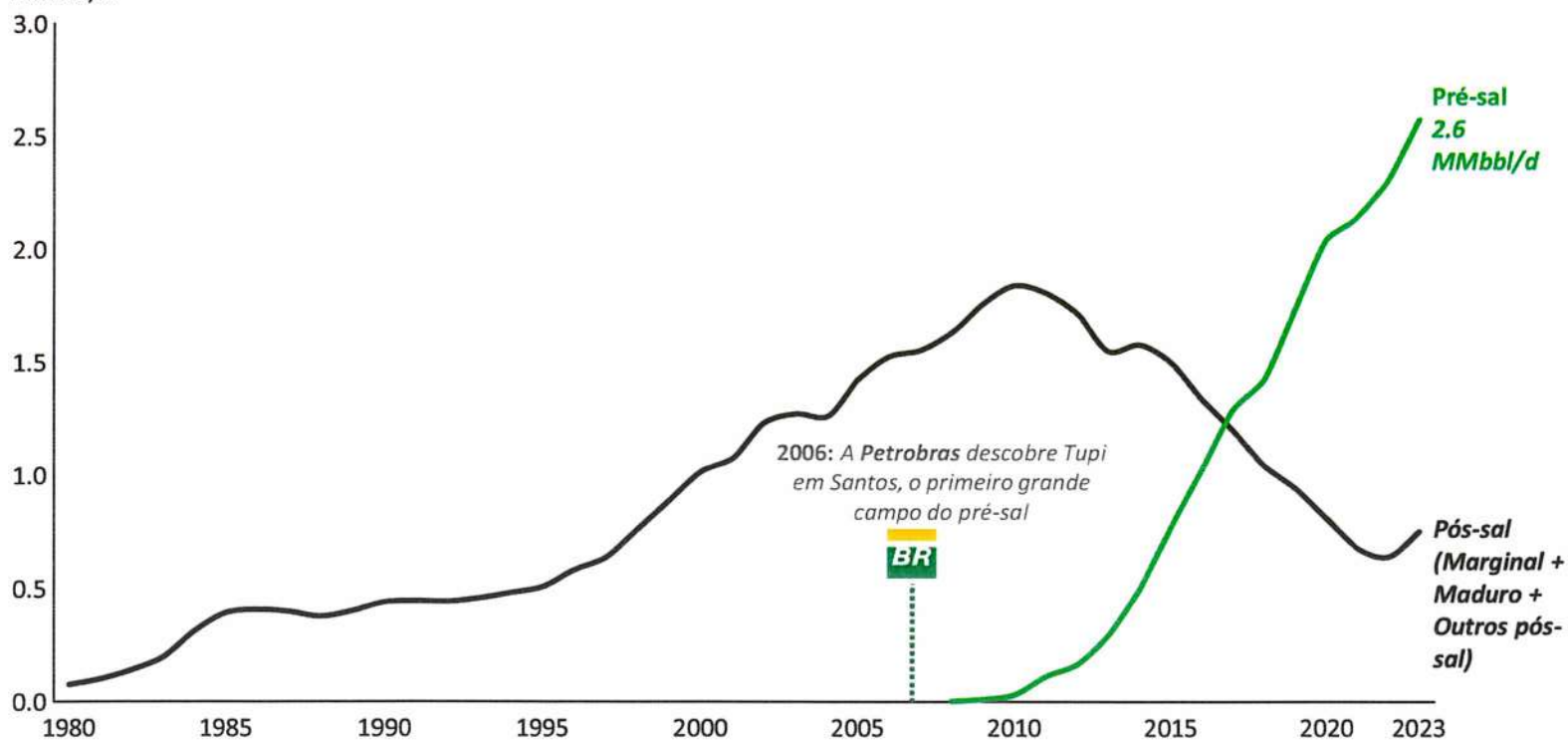
Fonte: Rystad Energy; Rystad Energy GIS solution; ANP



O pré-sal é o principal motor da produção brasileira de crude desde 2010, enquanto o pós-sal combate o declínio

Produção de petróleo bruto offshore no Brasil, 1980 a 2023

Mmbbl/d

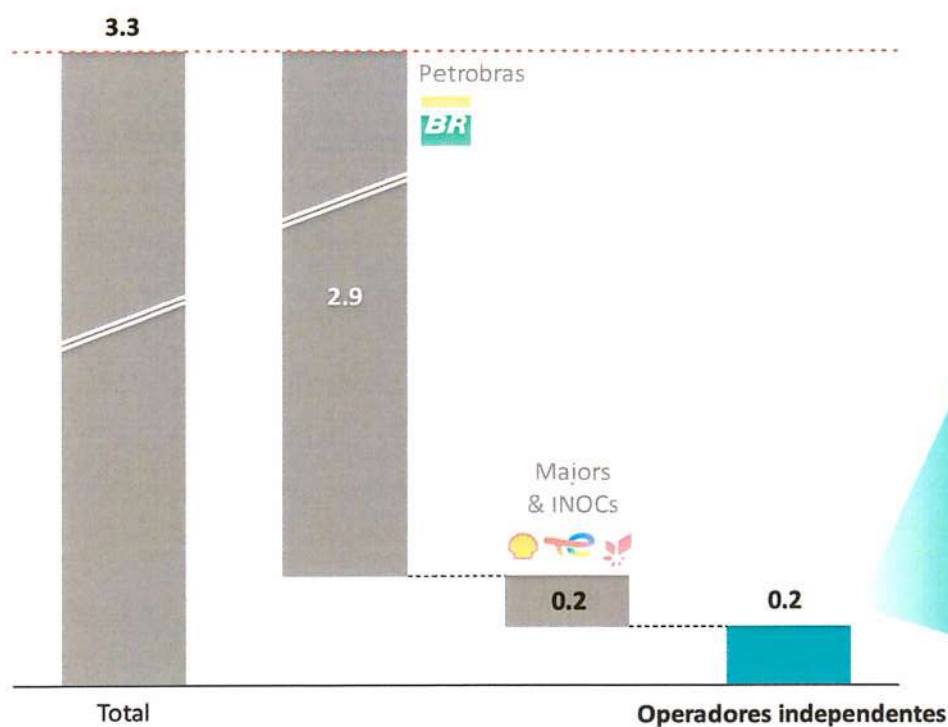


- Os campos do pré-sal contribuem com 78% da produção total de petróleo do Brasil. Apesar de ter recuperado em 2023 com um aumento de 14% em relação ao ano anterior, o pós-sal ainda representa uma parte menor e mais madura da produção de petróleo offshore brasileira.
- Espera-se que o pré-sal tenha uma maior participação na produção até o início da década de 2030; estudos geoeconômicos para quatro blocos do pré-sal (Rodocrosita, Cerussita, Aragonita e Malaquita) foram aprovados recentemente, com três estudos adicionais a serem concluídos em 2024 (Hematita, Opala e Calcita).

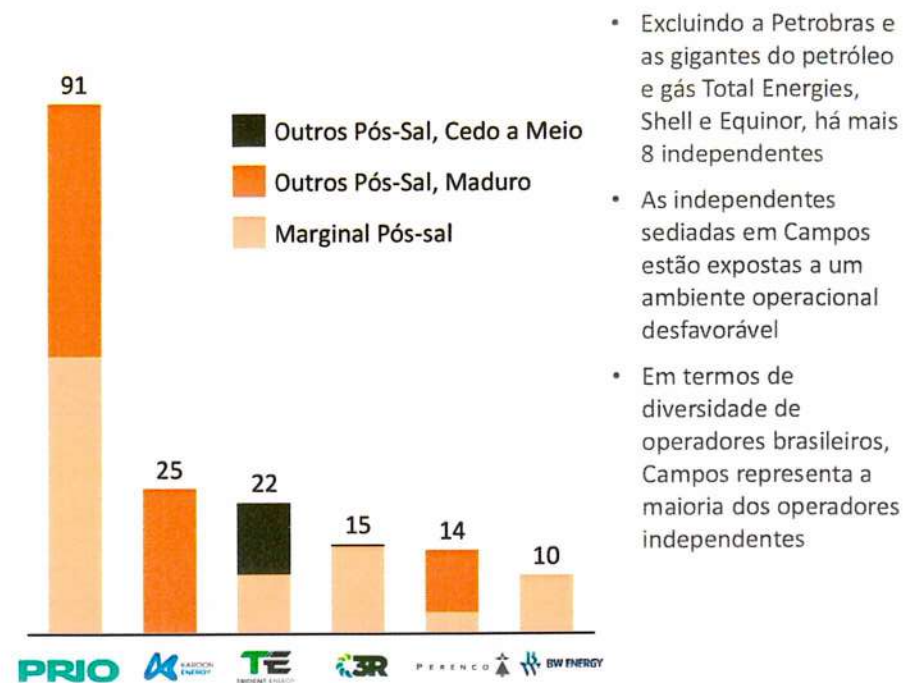
Fonte: Rystad Energy; ANP

Além da Petrobras e das Majors, a diversidade de operadores brasileiros está amplamente representada nos campos do pós-sal

Produção offshore no Brasil dividida por operadores, 2023
MMbbl/d



Repartição da produção para os operadores independentes, 2023
Kbbl/d

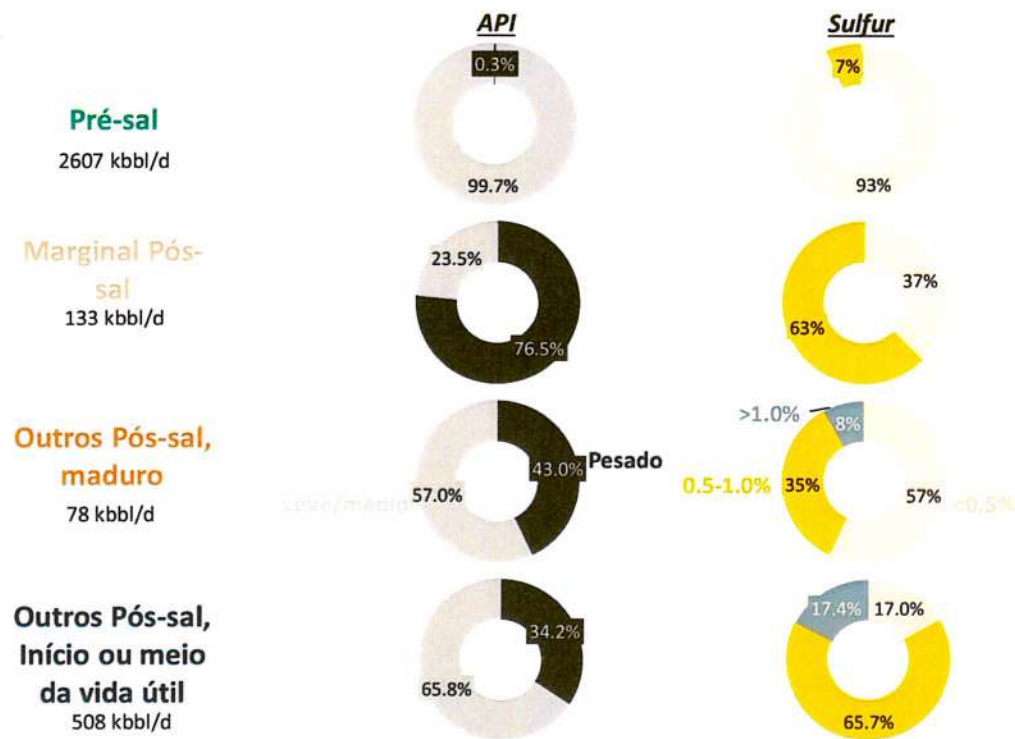


- Excluindo a Petrobras e as gigantes do petróleo e gás Total Energies, Shell e Equinor, há mais 8 independentes
- As independentes sediadas em Campos estão expostas a um ambiente operacional desfavorável
- Em termos de diversidade de operadores brasileiros, Campos representa a maioria dos operadores independentes

Nota: A Karoon Energy e a Perenco são as únicas IOCs a operar em Santos e/ou Campos
Fonte: Rystad Energy; ANP

>60% dos volumes do campo Marginal acima de 0.5% de enxofre e ~75% pesados, Pré-Sal muito mais leve e doce

Distribuição do petróleo bruto offshore do Brasil por API e teor de enxofre, 2023



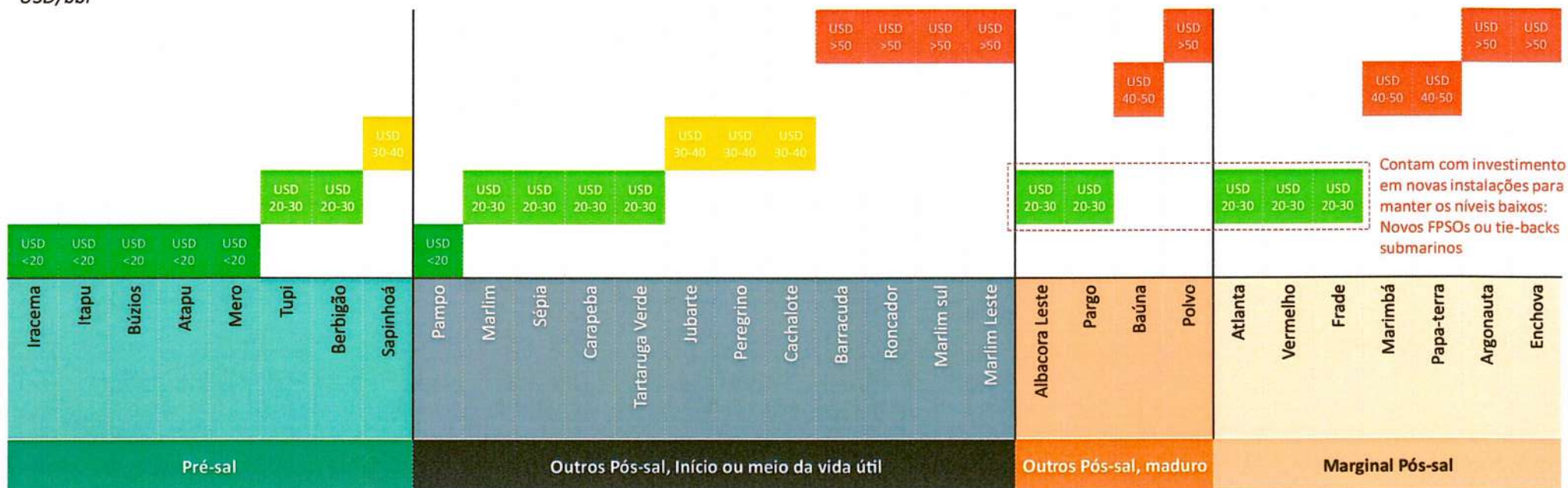
- Os campos pré-sal produzem principalmente petróleos favoráveis às refinarias, como Tupi, Mero, Sapinhoa e Atapu, com teor de enxofre <0.5% e API acima de 25
- Campos marginais como Frade, Papa-Terra e Espadarte produzem crudes com 13 a 27 API e teor mínimo de enxofre de 0.7%
- Os campos de pós-sal mais importantes, como Albacora Leste, Polvo e Pampo, produzem crudes pesados de 14 a 20 API e um teor médio de enxofre de 1.4%
- Os campos pós-sal de início a meio da vida, como o Peregrino, produzem crudes azedos pesados com APIs entre 14 e 19 e um teor médio de enxofre superior a 2%

Petróleo bruto pesado definido como tendo API inferior a 22
 Fonte: Rystad Energy; ANP



Vários campos marginais e maduros do pós-sal registram um breakeven de rentabilidade antes de impostos de >40 USD/bbl

Média do ponto de breakeven do poço antes de tributos e royalties para os centros de produção offshore brasileiros
USD/bbl



- As áreas de produção do Pré-Sal não registram breakevens de poços pré-impostos inferiores a 40 USD/bbl
- Campos maiores, como Mero, Búzios e Tupi, têm valores ainda mais favoráveis, abaixo de 30 USD/bbl
- A maioria dos volumes é altamente sensível ao aumento da base de custos ou à redução dos preços dos produtos de base
- Uma grande parte dos centros de produção pós-sal maduros registra um ponto de breakeven antes de impostos igual ou superior a 40 USD/bbl, o que torna a decisão de investimento dos operadores muito sensível a cortes incrementais na margem.
- Outro fator que contribui para esta incerteza é o elevado risco de queda no preço do petróleo de referência

O breakeven do poço antes de incidência de royalties. Os centros de produção incluem os campos centrais e todas as plataformas de cabeça de poço, tiebacks submarinos ou outros fluxos de crude que fluem para o mesmo campo central para processamento offshore. Os campos marginais e maduros são definidos pelo fato de o campo de processamento central ser marginal ou de a maior parte da produção provir de campos marginais ou maduros. Em conformidade com a resolução da ANP; Fonte: Rystad Energy

Apresentamos 4 indicadores de que os heavy sourcs serão afetados de forma desproporcional pela atualização da ANP

Os crudes azedos pesados foram provavelmente transaccionados com desconto após a IMO2020

E depois?

O cálculo atualizado do preço de referência da ANP terá um impacto desproporcional nos crudes azedos pesados

4 Indicadores:

Indica que o azedo pesado é atingido com mais força

1

Os rendimentos dos crudes marginais e de outros crudes pós-sal são mais pesados:

A alteração da parte do preço do fuel oil terá um impacto mais forte



2

O desescalador 5% é desproporcional aos preços actuais dos produtos:

O desescalador escala linearmente, os spreads para 0,5% de fuel oil não



Indica que o cálculo do preço de referência está sobrevalorizado

3

Os netbacks indicam um preço de referência sobrevalorizado:

A contabilização de um mix realista de produtos, custos de transporte e de refino mostra um grande desconto em relação ao preço de referência.



4

Os valores de referência do mercado indicam um preço de referência sobrevalorizado:

O cálculo do preço de referência mostra uma sobrevalorização em torno dos crudes com 1.0% de enxofre



Exemplos utilizados para representar tipos brutos:

Marginal: Frade



API: 21
S%: 0.9

Pré-Sal : Tupi



API: 31
S%: 0.3

Os campos marginais e outros campos pós-sal serão taxados como se tivessem baixo teor de enxofre, recebendo o preço do crude como se não tivessem - perda significativa de margem

Resumo dos efeitos da alteração dos royalties no domínio individual:

Desvantagens inerentes aos campos de pós-sal¹:

- I** Base de custos mais elevada para a decisão incremental de continuar a produção até ao ponto de breakeven do poço
- II-a** Desconto no preço de venda recebido pelo crude azedo pesado em relação ao crude doce leve da Pre Salt
- II-b** Maior impacto relativo da proposta de alteração de royalties
- III** **Leva a: Maior efeito numa margem já pequena**

➤ Já enfrentando uma economia mais desafiadora devido a uma base de custos mais elevada e a preços de venda do crude mais baixos, a alteração dos royalties de exploração terá um impacto maior na rentabilidade dos campos marginais e de outros campos pós-sal

➤ A alteração reduz uma rentabilidade que já é frágil face à incerteza dos preços do Petróleo, diminuindo provavelmente a vontade dos operadores de continuarem a investir em novos poços

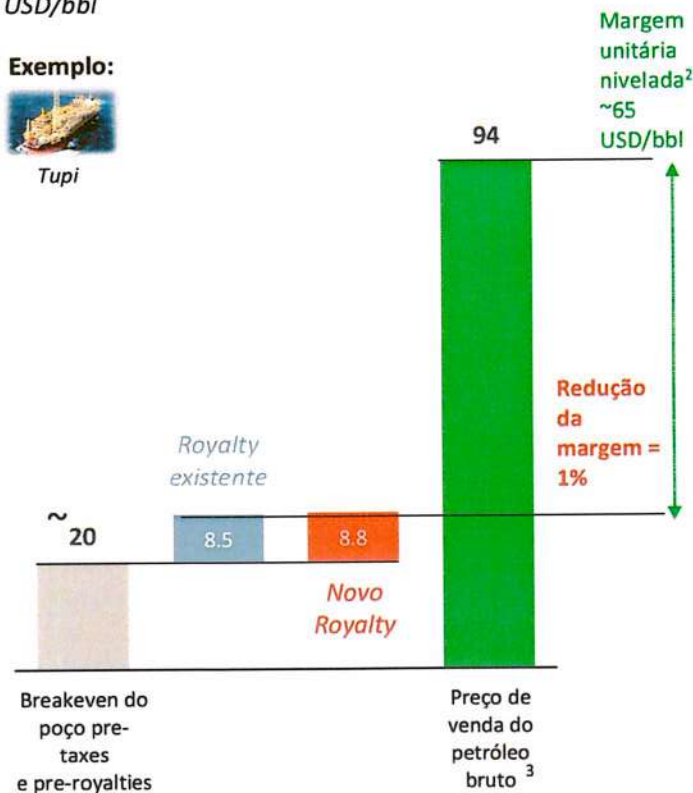
Impacto na rentabilidade do novo regime de royalties, Pré-Sal vs. Campo Maduro

USD/bbl

Exemplo:



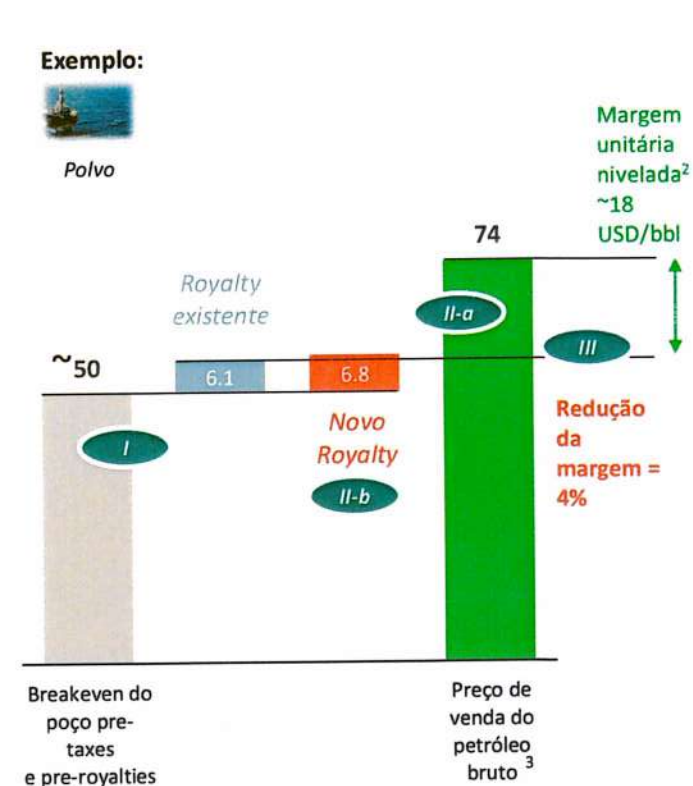
Tupi



Exemplo:



Polvo



1: Inclui Marginal, Outros Pós-Sal Maduros e Outros Pós-Sal Início ou meio da vida útil; 2: Antes da tributação de pessoa jurídica; 3: Com base no exercício de netback usando números de abril de 2024, o preço de Polvo assume 1% de Fuel Oil como rendimento pesado, Tupi assume 0.5% de Fuel Oil como rendimento pesado; Fonte: Rystad Energy

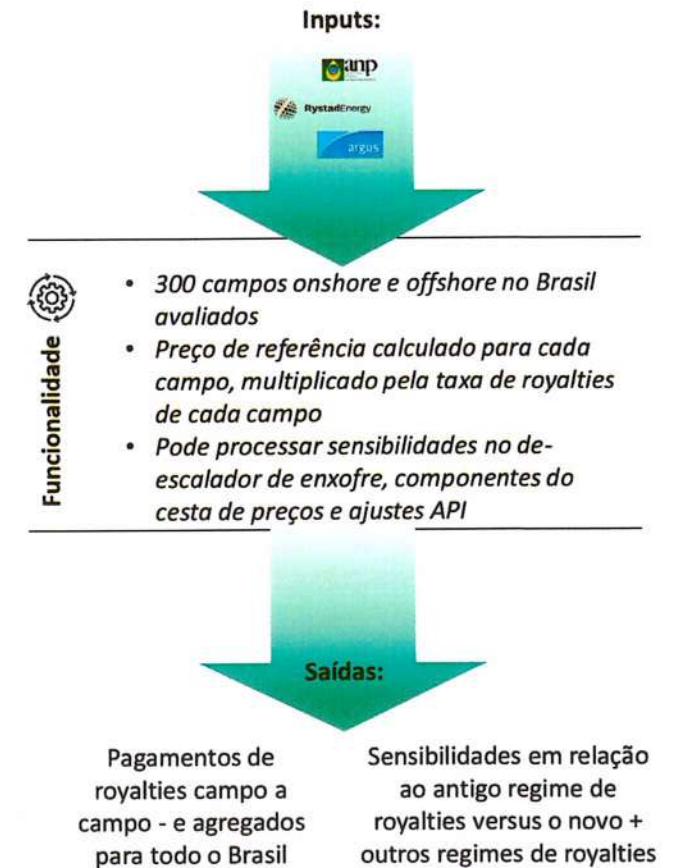
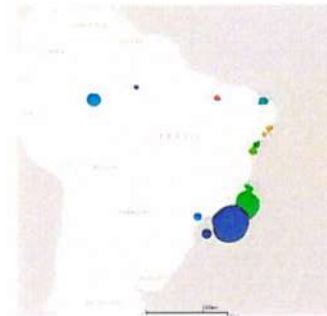
A Rystad Energy modelou a produção total do Brasil, os mecanismos de preços de referência e as taxas de royalties para simular as receitas do governo sob vários regimes alternativos

valoração do impacto da alteração dos royalties



Modelo de receita de royalties da Rystad Energy:

- Usa dados proprietários da Rystad Energy, dados de preços de terceiros e dados publicados pela ANP como inputs
- Capaz de avaliar os pagamentos de royalties ao nível do campo usando dados publicados de rendimento L/M/H, enxofre, nitrogénio e TAN.
- Todos os campos brasileiros produtores cobertos.
- Modelado com os dados mensais publicados mais recentes (abril de 2024)
- Capaz de calcular sensibilidades no esquema de cálculo de royalties e ajustes no cálculo do preço de referência
- **Precisão dentro de 0,9% dos valores agregados de preços de referência publicados pela ANP**



Fonte: Rystad Energy

O modelo da Rystad incorpora toda a fórmula de cálculo do preço de referência da ANP

Etapas do cálculo do preço de referência

A	Determinar o cesta de produtos brutos	Empresas grandes	Pontos de corte			
			Destilados leves Abaixo 180°C	Destilados médios De 180°C a 350°C	Destilados pesados Acima 350°C	
B	Calcular o preço de referência do petróleo	Empresas pequenas e médias	Se API < 13°	Se 13° < API < 50°	Se API > 50°	
		Parcela de leves ("Flcd")	9.00%	0.24% ¹	61.91%	
		Parcela médios ("Fmcd")	14.37%	20.75% ¹	17.70%	
		Parcela de pesados ("Fpcd")	76.63%	79.01% ¹	20.39%	
C	Aplicar as cotações mensais do preço do petróleo e dos derivados	1	Fórmula geral			
		2	Determinar os diferenciais de qualidade do óleo			
		3	Determinar o valor bruto do cesta de produtos			
		4	Ter em conta os diferenciais de qualidade			
		Referência Dados da agência de informação de preços ANP	Publicação	Citações	Referência	Código
			Argus Petróleo bruto	PPref	North Sea Dated	PA0001723
				Ds	North Sea Sulphur De-escalator	PA0025866
				PI	Gasoline 95r 10ppm	PA0003081
			Argus Produtos Europeus	Pm	Diesel French 10ppm	PA0000856
				Atual Pp	Fuel Oil 3.5% S Cargo NWE cif	PA0000763
				Novo Pp	Fuel Oil 0.5% S Barge NWE fob	PA0025324
			Todos os derivados são cotados CIF NWE/prompt			

Descrição

- Os operadores apresentam curvas de valor económico potencial (PEV) para o petróleo produzido, indicando os pontos de ebulição dos produtos
- Os produtos são agrupados em três categorias com base nos pontos de ebulição máximos: Leve (<180C), Médio (180C-350C), Pesado (>350C)
- Operadores com produção inferior a 10 kbbl/dia podem optar por utilizar a divisão de produtos fornecida pela ANP
- A divisão de produtos é baseada no API do fluxo de petróleo bruto
- Preço de referência mensal (Pref) para o petróleo brasileiro, calculado como a média mensal dos preços diários do Brent (PPref) menos os diferenciais de qualidade, convertidos de US\$/bbl para R\$/m3 utilizando a taxa de câmbio média mensal (TC)
- O diferencial de qualidade estima o valor do fluxo de crude nacional, subtraindo o valor estimado por barril do Brent e subtraindo os descontos de Enxofre, Ácido e Azoto
- O valor do crude nacional (VBNac) e do benchmark Brent (VBPref) é baseado na divisão da cesta de produtos brutos, sendo cada ação multiplicada pelo preço médio diário mensal do benchmark global correspondente
- Descontos de enxofre, ácido e nitrogênio são aplicados através de uma fórmula
- O teor de enxofre do petróleo bruto nacional (SPnac) só recebe um
- Desconto para valores superiores a 0,60% de teor de S

Metodologia do preço de referência atual:

- Os pontos de preço são aplicados às porções leve, média e pesada dos fluxos de crude de um produtor. Para os cortes pesados, o preço de referência utilizado é o Óleo Combustível de Alto Teor de Enxofre ("OCATE") com teor de enxofre de 3.5%, combustível de bunker comumente utilizado na indústria naval
- A ANP pode optar por preços da Platts ou cotações da Argus; a análise da Rystad baseia-se em dados da Argus

Nova metodologia de preço de referência da ANP:

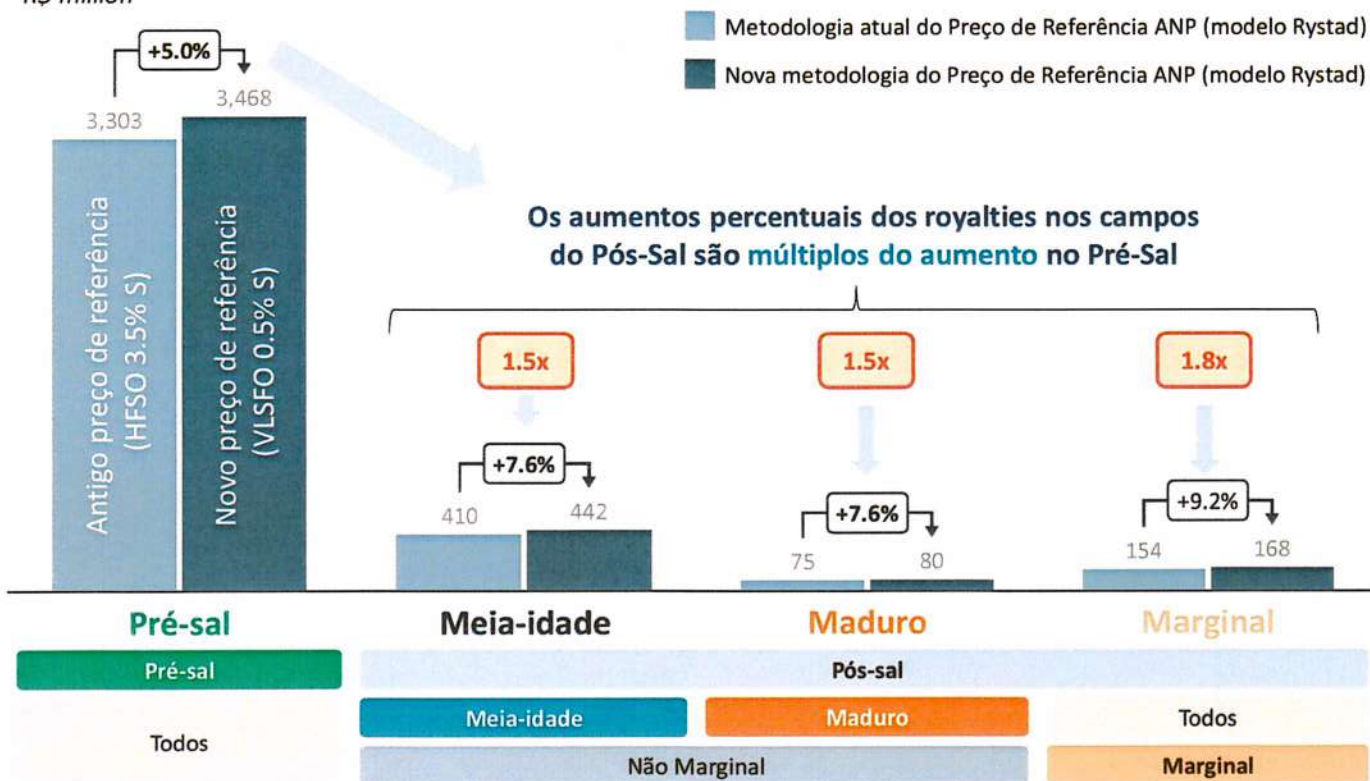
- A ANP está a alterar o preço de referência utilizado para valorizar a quota de Destilados Pesados (Pp) de HSF0 (3.5% de enxofre) para VLSFO (0.5% de enxofre)

Nota: Os cestas de produtos de nível médio para pequenas empresas são determinadas por meio de uma fórmula. Os valores fornecidos são estimativas.
Fonte: Pesquisa e análise da Rystad Energy; Rystad Energy UCube; site da ANP: [Resolução 874_2022](#); [Minuta de Resolução](#)

A nova metodologia de preços de referência da ANP impacta de forma desproporcional os ambientes operacionais

Royalty para a produção de petróleo offshore, Abril de 2024

R\$ million



- A alteração do preço de referência proposta pela ANP tem um impacto desproporcional nos ativos não pré-sal
- A mudança para a VLSFO (0.5% S) tem um impacto mais substancial nos campos marginais e pós-sal em relação aos seus valores de referência sob a HFSO (3.5% S)
- As contribuições mais elevadas destes campos não pré-sal podem reduzir a rentabilidade, tornando-os, por sua vez, menos atrativos para os investidores
- Os campos marginais, frequentemente explorados por empresas energéticas independentes, sofrerão os efeitos mais adversos deste método

Características dos domínios incluídos

Caracterização da bacia salina

Ciclo de vida da produção

Marginalidade

Fonte: Rystad Energy; ANP

A Rystad Energy recomenda um método de cálculo do preço de referência que valorize mais corretamente o teor de enxofre nos crudes brasileiros

Metodologia alternativa recomendada para o preço de referência

Para determinar o preço do desconto de enxofre, aplicar um método que tenha em conta a diferença nos preços de referência dos óleo combustível com diferentes teores de enxofre

A alteração só se aplica ao pós-sal Maduro e Marginal

Especificidades do cálculo

Alterar o componente "S" do desconto de qualidade "Dq" na atual metodologia de preços de referência da ANP.

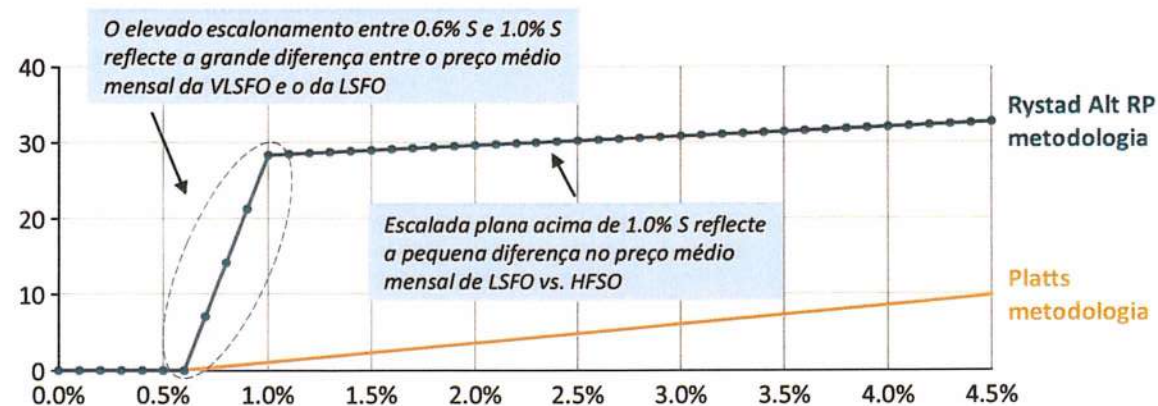
Nova metodologia:

- Se $SPnac < 0.60\%$ ppm, $S_0 = 0$
- Se $0.60\% < SPnac < 1.0\%$ ppm, $S_1 = (SPnac - 0.60\%) / (LS^{1\%} - VLS^{1\%}) \times (\$VLSFO - \$LSFO)$
- Se $SPnac > 1.0\%$ ppm, $S_2 = (SPnac - 1.0\%) / (HS^{1\%} - LS^{1\%}) \times (\$LSFO - \$HFSO) + (\$VSLFO - \$LSFO)$

Justificativa

- Os desescalamentos (desconto) de enxofre da Platts e da Argus são aplicados de forma linear
- Os diferenciais de enxofre observados no mercado de óleo combustível não estão em conformidade com uma fórmula linear
- O acompanhamento dos descontos de enxofre observáveis nos mercados de óleo combustível representa com mais precisão um desconto de enxofre baseado no mercado

Desconto de enxofre por metodologia, Abril de 2024



1: LS: Low Sulfur; VLS: Very Low Sulfur; HS: High Sulfur; Nota: A valorização da Rystad de diferentes metodologias alternativas é apresentada no Apêndice.
Fonte: Rystad Energy

A alteração recomendada pela Rystad para o cálculo do preço de referência centra-se no diferencial de qualidade do enxofre e minimiza as alterações globais à metodologia existente

Etapas do cálculo do preço de referência

Alterações? Alterações recomendadas pela Rystad no cálculo da RP

A

Determinar o cesta de produtos brutos

Empresas grandes

Empresas pequenas e médias

Pontos de corte			
Destilados leves	Destilados médios	Destilados pesados	
Abaixo 180°C	De 180°C a 350°C	Acima 350°C	
	Se API < 13°	Se 13° < API < 50°	Se API > 50°
Parcela de leves ("Flcd")	9.00%	0.24% ¹	61.91%
Parcela médios ("Fmcd")	14.37%	20.75% ¹	17.70%
Parcela de pesados ("Fpcd")	76.63%	79.01% ¹	20.39%

A alteração aplica-se ao componente "S" do modificador do diferencial de qualidade "Dq" do cálculo da RP

Se $SPnac < 0.60\% \text{ ppm S}$

- $S_0 = 0$

Se $0.60\% \text{ ppm S} < SPnac < 1.0\% \text{ ppm S}$

- $S_1 = (SPnac - 0.60\%) / (LS\% - VLS\%) \times (\$VLSFO - \$LSFO)$

Se $SPnac > 1.0\% \text{ ppm S}$

- $S_2 = (SPnac - 1.0\%) / (HS\% - LS\%) \times (\$LSFO - \$HSFO) + (\$VLSFO - \$LSFO)$

B

Calcular o preço de referência do petróleo

1 Fórmula geral

2 Determinar os diferenciais de qualidade do óleo

3 Determinar o valor bruto do cesta de produtos

4 Ter em conta os diferenciais de qualidade

$Pref = TC \times 6.2898 \times (PPref + Dq)$

$Dq = VBPnac - VBPref - S - A - N$

$VBPnac = Fl \times Pl + Fm \times Pm + Fp \times Pp$
 $VBPref = Flref \times Pl + Fmref \times Pm + Fpref \times Pp$

- Se $SPnac < 0.60\% \text{ ppm}$, $S=0$; se $SPnac > 0.60\% \text{ ppm}$, $S = [SPnac - 0.60\%] \times Ds / 0.10\%$
- Se $TANPnac < 0.5 \text{ mgKOH/g}$, $A=0$; se $TANPnac > 0.5 \text{ mgKOH/g}$, $A=0.0133 \times (TANPnac - 0.5) \times PPref$
- Se $NPnac < 0.25\% \text{ ppm}$, $N=0$; se $NPnac > 0.25\% \text{ ppm}$, $N = 0.0133 \times (NPnac - 0.25\%) \times PPref$

Publicação	Citações	Referência	Código
Argus Petróleo bruto	PPref	North Sea Dated	PA0001723
	Ds	North Sea Sulphur De-escalator	PA0025866
	Pl	Gasoline 95r 10ppm	PA0003081
Argus Produtos Europeus	Pm	Diesel French 10ppm	PA0000856
	Atual Pp	Fuel Oil 3.5% S Cargo NWE cif	PA0000763
	Novo Pp	Fuel Oil 0.5% S Barge NWE fob	PA0025324
	Todos os derivados são cotados CIF NWE/prompt		

Acronym	Definition
SPnac	Teor de enxofre do petróleo bruto nacional que está a ser avaliado em % ppm S em peso.
HS%	Teor percentual de enxofre no óleo combustível com alto teor de enxofre (HSFO) de acordo com as definições de referência de preço global. Igual a 3.5% ppm S wt.
LS%	Percentagem de teor de enxofre no óleo combustível com Baixo Teor de Enxofre (LSFO) de acordo com as definições globais de referência de preços. Igual a 1.0% ppm S wt.
VLS%	Percentagem de teor de enxofre no óleo combustível com Muito Baixo Teor de Enxofre (VLSFO) de acordo com as definições globais de referência de preços. Igual a 0.5% ppm S wt.
\$HSFO	Preço médio mensal reportado do benchmark global HSFO. Código Argus PA0000763 (Fuel oil 3.5%S 380cst cargo NWE cif, USD/t).
\$LSFO	Preço médio mensal reportado do LSFO global de referência. Código Argus PA0000748 (Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE fob, USD/t).
\$VLSFO	Preço médio mensal reportado do benchmark global VLSFO. Código Argus PA0025324 (Óleo combustível 0.5%S barçaça NWE FOB, USD/t).

Nota: Os cestas de produtos de qualidade média para as pequenas empresas são determinados através de uma fórmula. Os valores fornecidos são estimativas. Ver Anexo "Metodologia e definições do preço de referência ANP" para a lista completa das definições ANP. Fonte: Rystad Energy; Rystad Energy UCube; site da ANP: [Resolução 874_2022](#); [Minuta de Resolução](#)

A metodologia alternativa de preço de referência atenua efetivamente o impacto da alteração da ANP nos campos Maduros e Marginais, mantendo a maior parte do aumento dos royalties

Royalty por barril de petróleo bruto produzido e diferença em relação à metodologia do preço de referência atual da ANP, Abril de 2024

USD/bbl



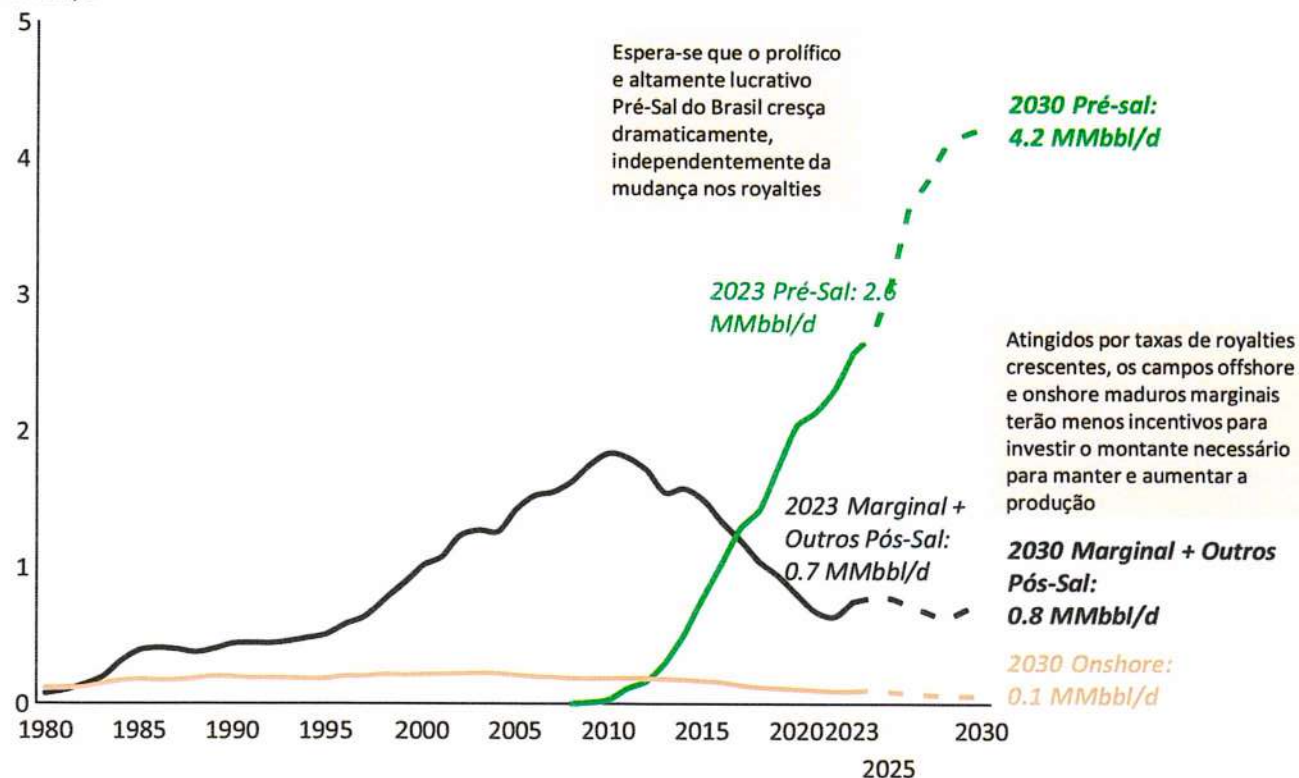
- Vantagens da abordagem recomendada**
- A** **Manutenção de 99.4% do total de royalties gerados pela nova metodologia da ANP**
 - Impulsionado pelo preço de referência quase idêntico para a produção dos campos do Pré-Sal
 - B** **A solução provisória retém a maior parte do aumento dos royalties de exploração, ao mesmo tempo que atenua o impacto nos setores marginal e maduro após o sal**
 - O aumento das royalties cobradas é reduzido em 0.6 pontos percentuais, preservando simultaneamente a competitividade dos fields marginal e maduro a curto prazo
 - C** **Impacto observado principalmente nas categorias de campos do pós-sal com dificuldades económicas**
 - Aumento menor nos royalties dos campos maduros (-2.0% vs. 7.6%)
 - Aumento muito menor na Preço de Referência dos campos marginais (1.0% vs. 9.2%)

1: Int é definido como a solução provisória recomendada para acomodar as necessidades de projectos em bacias não pré-salinas para operadores independentes.
Fonte: Rystad Energy

Ao modificar o mecanismo de desconto de enxofre, a ANP pode apoiar o duplo objetivo de alinhamento com a IMO 2020 e o desenvolvimento contínuo dos campos do Maduros e Marginais

Histórico e previsão da produção de petróleo bruto no Brasil, 1980 a 2030

Mmbbl/d



A alteração da nova metodologia de preços de referência permite à ANP atingir múltiplos objetivos estratégicos

- 1 Continuar a alinhar-se com os mercados de fuel oil pós-IMO 2020, valorando a parte dos produtos pesados no preço de referência do petróleo bruto com o VLSFO (0.5% S)
- 2 Aumentar as receitas públicas geradas pelas royalties do petróleo bruto, aumentando o preço de referência dos crudes leves e médios subvalorizados
- 3 Apoiar o desenvolvimento contínuo dos campos petrolíferos do pós-sal e marginais, diminuindo a valor do preço de referência dos crudes pesados e azedo sobrevalorizados
- 4 Promover o crescimento das empresas independentes de E&P e a diversificação do setor energético nacional fora da Petrobras

Fonte: Rystad Energy



RystadEnergy

Navigating the future of **energy**

Rystad Energy is an independent energy consulting services and business intelligence data firm offering global databases, strategic advisory and research products for energy companies and suppliers, investors, investment banks, organizations, and governments.

Headquarters: Rystad Energy, Fjordalléen 16, 0250 Oslo, Norway

Americas +1 (281)-231-2600

EMEA +47 908 87 700

Asia Pacific +65 690 93 715

Email: support@rystadenergy.com

© Copyright. All rights reserved.

Recursos não Convencionais

PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS (PPI)

João Henrique Nascimento

Diretor de Programa

Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos
da Casa Civil da Presidência da República (SEPP/CC/PR)

Casa Civil da Presidência da República

PROGRAMA DE
PARCERIAS DE
INVESTIMENTOS



CASA CIVIL

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

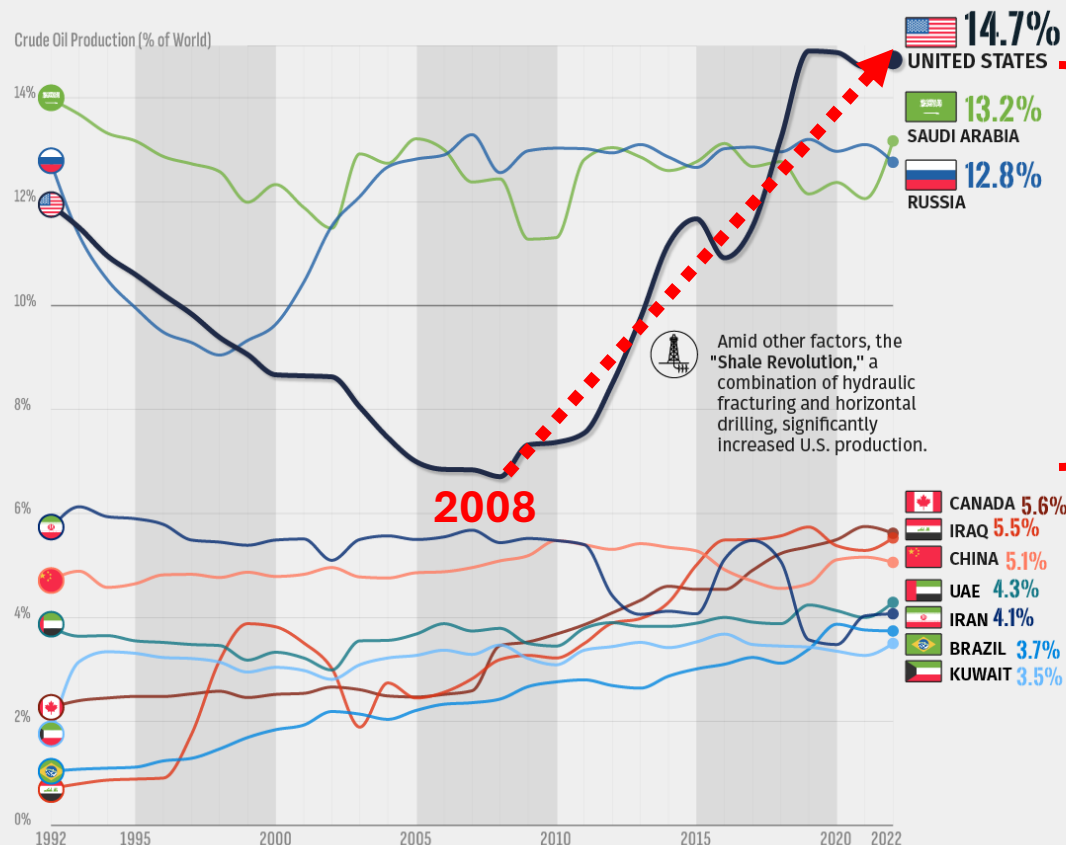


Relevância dos Recursos não Convencionais

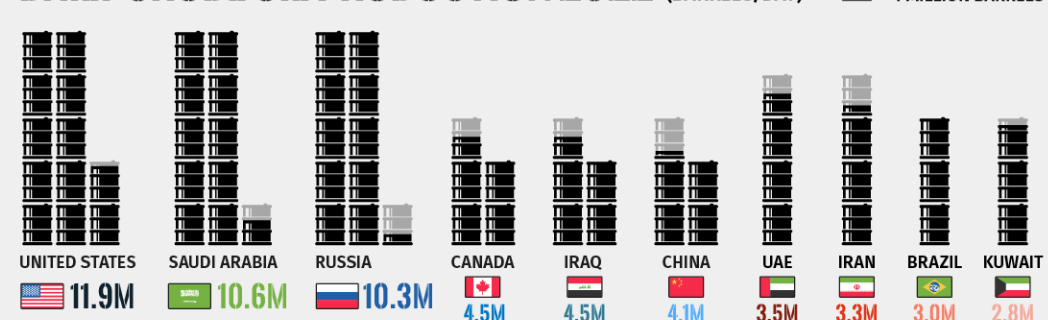
THE RISE OF THE U.S. AS THE TOP CRUDE OIL PRODUCER

Over the last decade, the **United States** has established itself as the world's biggest producer of crude oil, leaving behind Saudi Arabia and Russia.

Crude Oil Production (% of World)



DAILY CRUDE OIL PRODUCTION 2022 (BARRELS/DAY)



Crude oil including lease condensate. (barrels per day)

Source: U.S. Energy Information Administration (2023)

No Brasil Instituições Especializadas no Setor de Óleo e Gás destacam:

- Métodos de fraturamento hidráulico são usados há mais de 70 anos por países como EUA, Reino Unido, Canadá e Argentina;
- No Brasil, a técnica é autorizada e regulamentada pela ANP desde 2014 (Resolução ANP nº 21/2014);
- Brasil tem potencial interno de gás natural não convencional que pode substituir atuais importações de GNL que utilizam a técnica;
- O Ministério de Minas e Energia e principais instituições técnica do setor de óleo e gás natural, IBP e ANP, reforçam as oportunidade relacionadas e não se posicionam a favor da proibição da técnica de fraturamento hidráulico;
- Necessidade de Investimentos em todos os setores de infraestrutura, gargalos no Licenciamento Ambiental e Judicialização.

Projeto Poço Transparente

- Resolução CPPI 86/2019
- Edital com prazo até Dez/2024;
- Baixa adesão, risco reputacional associado ao licenciamento ambiental;
- Insegurança nas fases de Licenciamento - Decreto 8437/2015:
 - Exploração nos Estados e
 - Produção no IBAMA.

Direção para o tema

- Reforçar elevados padrões técnico-ambientais, bem como segurança jurídica para a atividade no Brasil;
- Investigação estratégica do potencial do Shale nos Brasil;
- Expansão de Oferta de Gás e redução de preço;
- Incluir no debate, avanços alcançados entre 2013-2024 em países produtores.

Técnico-Econômicas

- Segurança operacional melhorada (RANP 21/2014 e SGIP);
- Normas API nos EUA, específicas para mitigação de riscos;
- Aprimoramentos na produtividade e redução de custos.

Comunicação

- Movimentos organizados introduzem campanhas de comunicação na mídia, no judiciário e na sociedade ;
- Ações de Comunicação unilaterais;

- **EUA** (onda de consolidações)

- **Exxon** compra a **Pioneer** por US\$ 60 bilhões e amplia aposta no shale;
- A **Chevron** compra da **Hess** por US\$ 53 bilhões, foco no campo de Liza na Guiana e em operações de shale;
- A **ConocoPhillips** compra a **Marathon Oil** por US\$ 17,1 bilhões para fortalecer os ativos de “Shale”;
- **Diamondback Energy** e **Endeavor Energy Resources**, fusão avaliada em mais de US\$ 50 bilhões.

- **Arábia Saudita**

- **Saudi Aramco** planeja apostar US\$ 100 bilhões em revolução do gás de xisto.

- **Argentina**

- **Pan American** foi autorizada pelo governo argentino a enviar até 500 mil m³/dia de Vaca Muerta ao Brasil.

- **TotalEnergies**

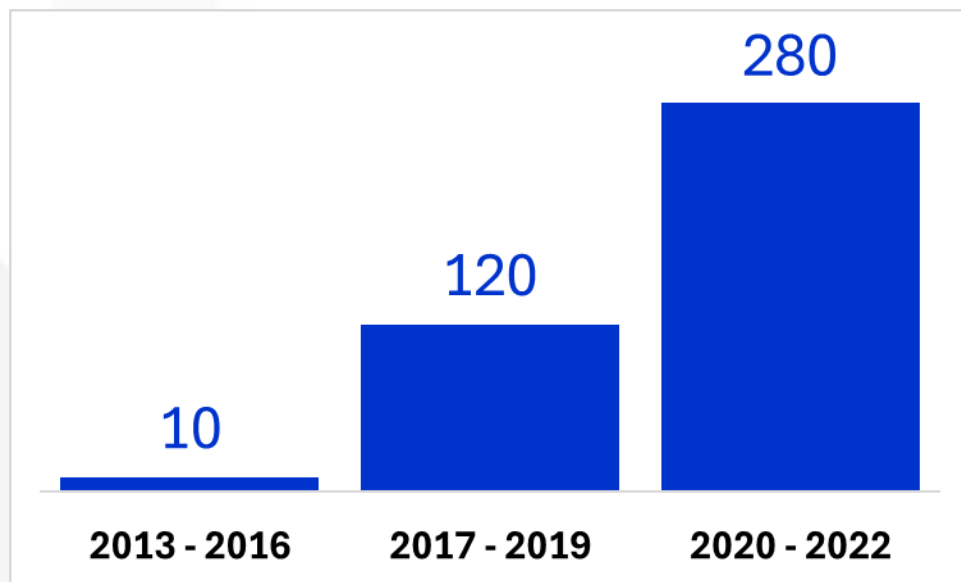
- **Brasil**

- Workshop ABGP Fraturamento Hidráulico – Jun/2024 (Apoio IBP) e Importação de GNL e Gás da Argentina.

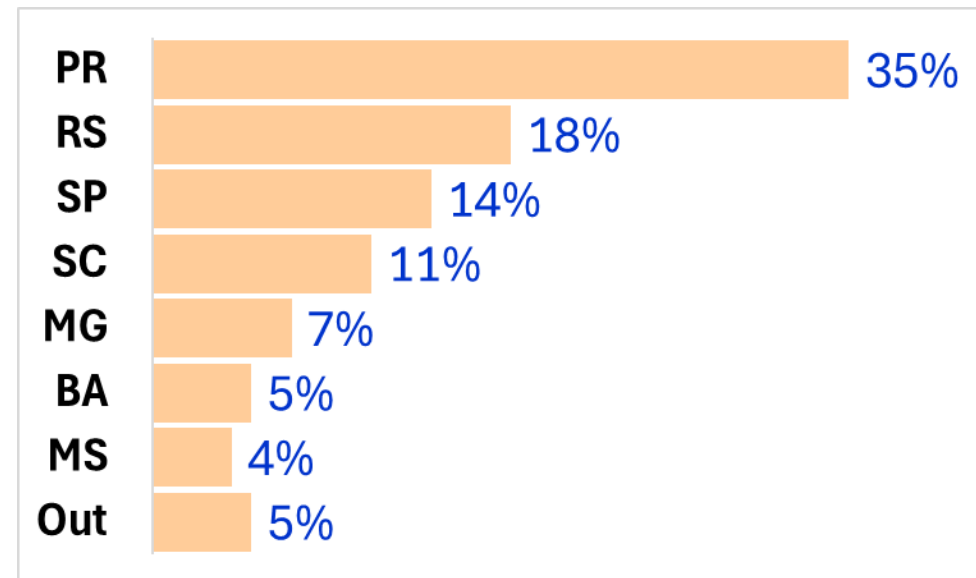
Atualizações em aspectos Jurídicos e Legislativos

- Leis proibindo a técnica em Municípios e Estados;
- Projeto de Lei Federal para proibição da técnica;
- Ações Civis Públicas.
- Competência Federal ou Local?

Total de Municípios com Proibição



Distribuição de Municípios com Proibição



Oportunidade de investimentos em Recursos não Convencionais

Para a Sociedade

- Expansão da Oferta de Gás Natural e redução de preço de energia;
- Oportunidades para gerar empregos, renda nos Municípios
- Expansão de investimentos e arrecadação de royalties e tributos.

Para a Empresas

- Para produtores independentes, mais opção de “ativo certo para cada perfil de empresa” no portfólio;
- alternativas de investimentos com retorno de curto prazo, mitigando incertezas regulatórias da Transição Energética (nova era do Big Shale)

Diagnóstico do Debate sobre Recursos Não Convencionais

- Projetos que avançaram para a exploração e produção de recursos não convencionais alcançaram choque de oferta e redução de custo de energia;
- Avaliação da técnica no Brasil afetada/ limitada por campanhas de oposição, competição por outras fontes fósseis (pré-sal), judicialização e legislação impeditiva;
- Projeto Poço Transparente não alcança adesão da indústria;
- Necessidade de atualização e qualificação do debate para desmitificação da tecnologia no contexto jurídico e legislativo;
- Qualquer decisão sobre a técnica no Brasil somente terá razoabilidade se for realizado um teste piloto sobre condições reguladas pelos órgãos competentes.

Obrigado!



João Henrique Nascimento

Diretor de Programa

Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos
da Casa Civil da Presidência da República (SEPPI/CC/PR)

Casa Civil da Presidencia da Republica

PROGRAMA DE
PARCERIAS DE
INVESTIMENTOS **PPI**

CASA CIVIL

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO



(21) 98840-1313



@ppinvestimentos



/ppinvestimentos



@ppinvestimentos

Impactos dos estímulos a Campos Maduros no Horizonte Decenal

09 agosto de 2024

HELOISA BORGES

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis



VALOR PÚBLICO

A EPE realiza estudos e pesquisas para subsidiar a formulação, implementação e avaliação da política e do planejamento energético brasileiro.

Com esse estudo, a EPE traz transparência acerca de dados e fatos, que auxiliam na redução da assimetria de informação entre as diferentes instituições, agentes do setor de energia e sociedade.

SOBRE A EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA



Empresa pública federal vinculada ao
Ministério de Minas e Energia



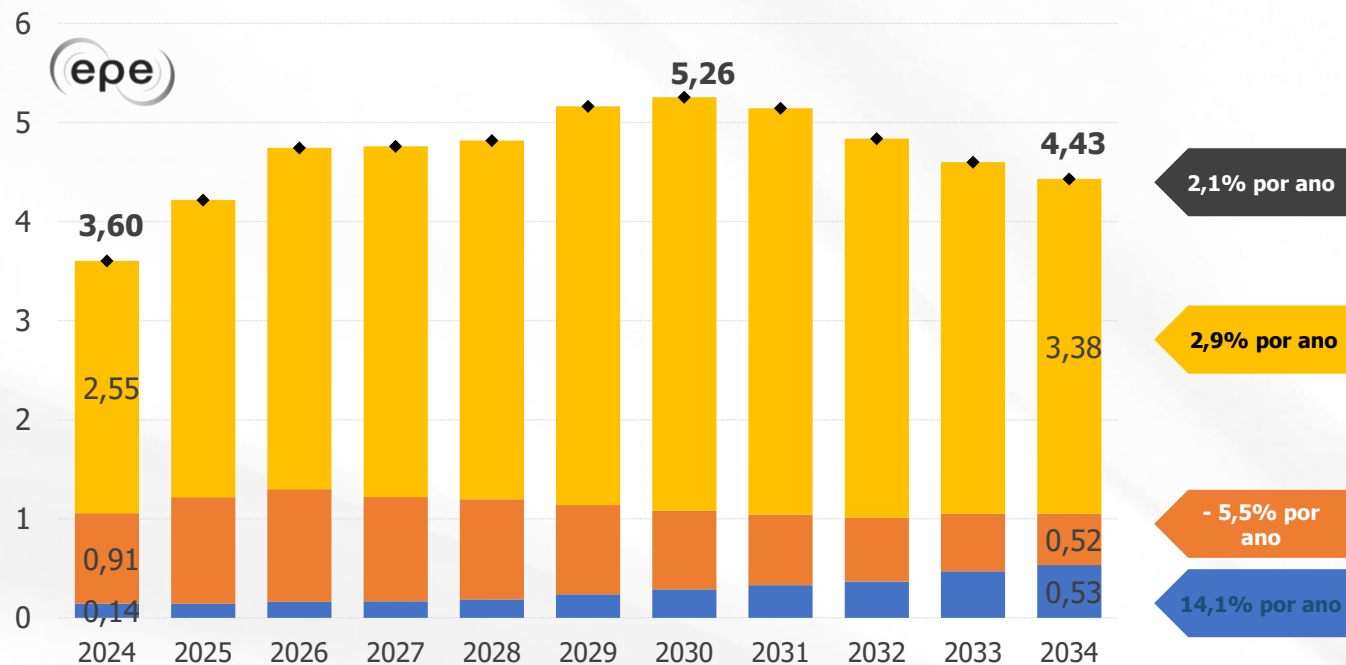
Desenvolvemos estudos e estatísticas
energéticas para subsidiar a formulação,
implementação e avaliação da política energética
nacional

Contexto Decenal

No horizonte decenal a produção brasileira cresce, mas não se sustenta

Produção de Petróleo Milhões de bpd

■ Extra Pré-sal ■ Pós-sal ■ Pré-sal

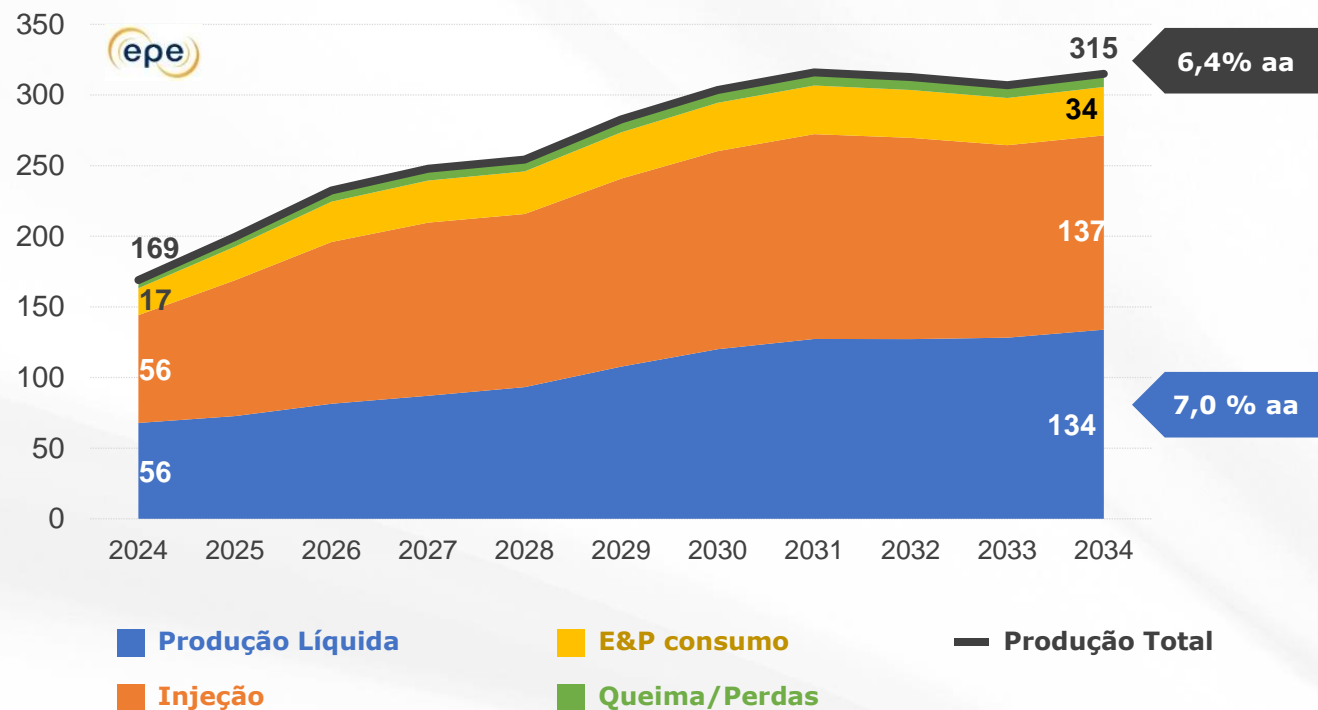


Fonte: EPE (Estudos do PDE2034), BP

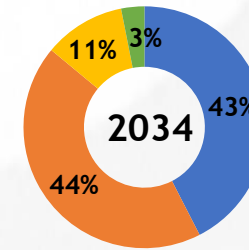
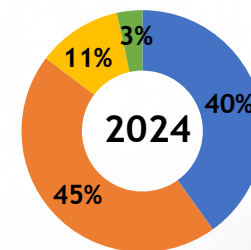
- § Produção de petróleo de 4,4 milhões de barris/dia em 2034, com um pico de 5,3 milhões de barris/dia em 2030;
- § A produção de petróleo se amplia até 2030, mas não se sustenta ao longo do decênio, mesmo com a entrada em produção de recursos ainda não descobertos;
- § Cerca de 94% da produção de petróleo estimada para o período é oriunda da categoria de Recursos Descobertos (RD)
- § O Pré-sal continuará contribuindo com a maior parte da produção de petróleo, respondendo por cerca de 76% da produção nacional em 2034.

E temos uma grande oportunidade para o gás natural

Produção de Gás Natural
milhões m³ por dia



Fonte: EPE (Estudos do PDE2034)



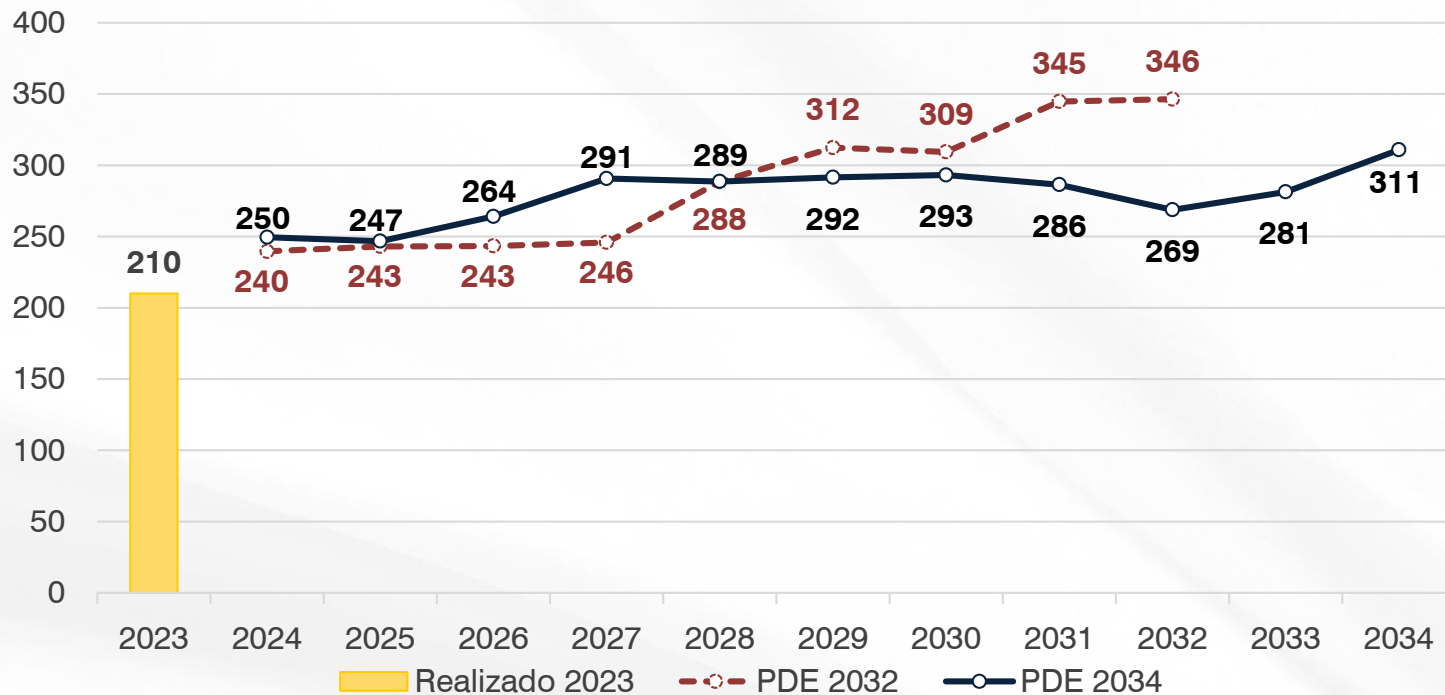
Produção total aumenta 86% e a produção líquida aumenta 139% em dez anos

Considera a injeção de CO₂ após a separação do gás natural, bem como a recuperação aprimorada de petróleo

Um olhar mais detalhado para o Onshore

Previsão da Produção *Onshore* de Petróleo Equivalente (Mil boe/dia)

Fonte: EPE

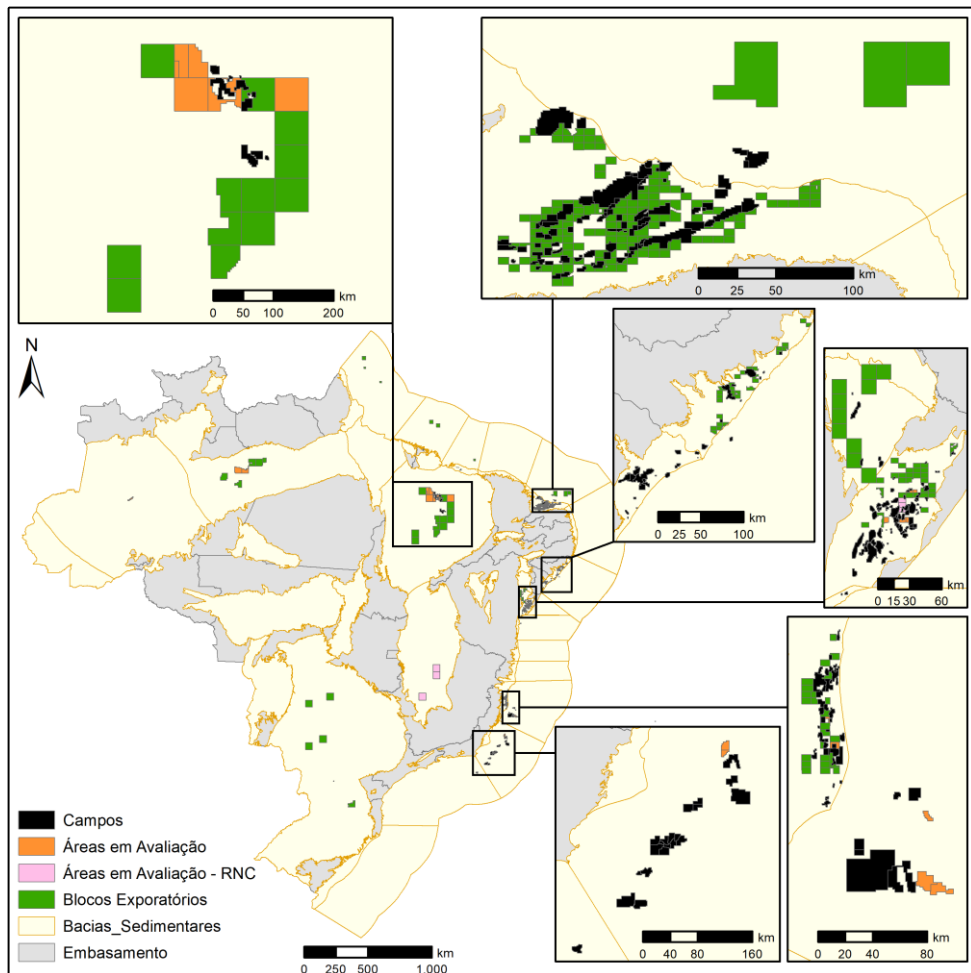


Fonte: EPE (Estudos do PDE2034)

- Espera-se um crescimento de 46% na produção onshore de petróleo equivalente no Brasil em relação àquela realizada em 2023;
- Estima-se uma produção onshore de petróleo equivalente de 311 mil boe/dia em 2034, atingindo o pico de produção onshore do decênio;
- No horizonte decenal, grande parte da produção onshore estimada de petróleo equivalente (cerca de 72%) é oriunda da categoria de Recursos Descobertos (RD).

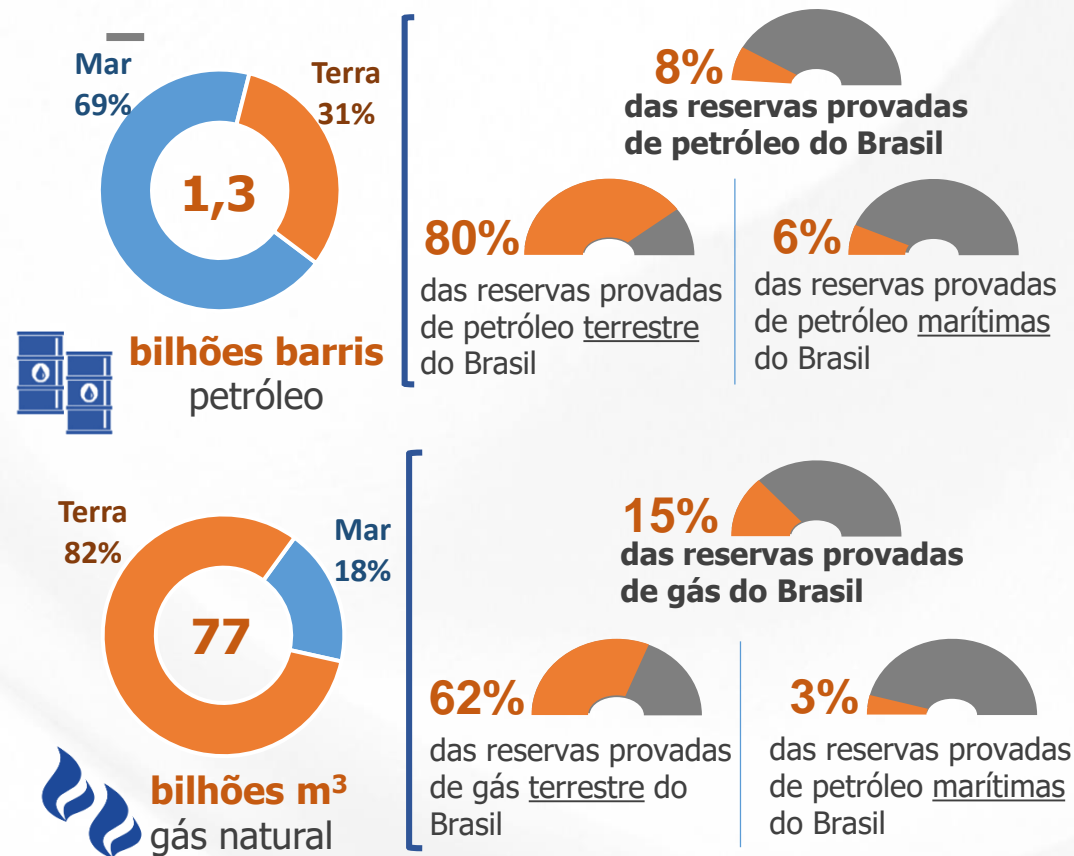
Potencial de O&G dos Produtores Independentes

Bacia efetiva dos Produtores Independentes



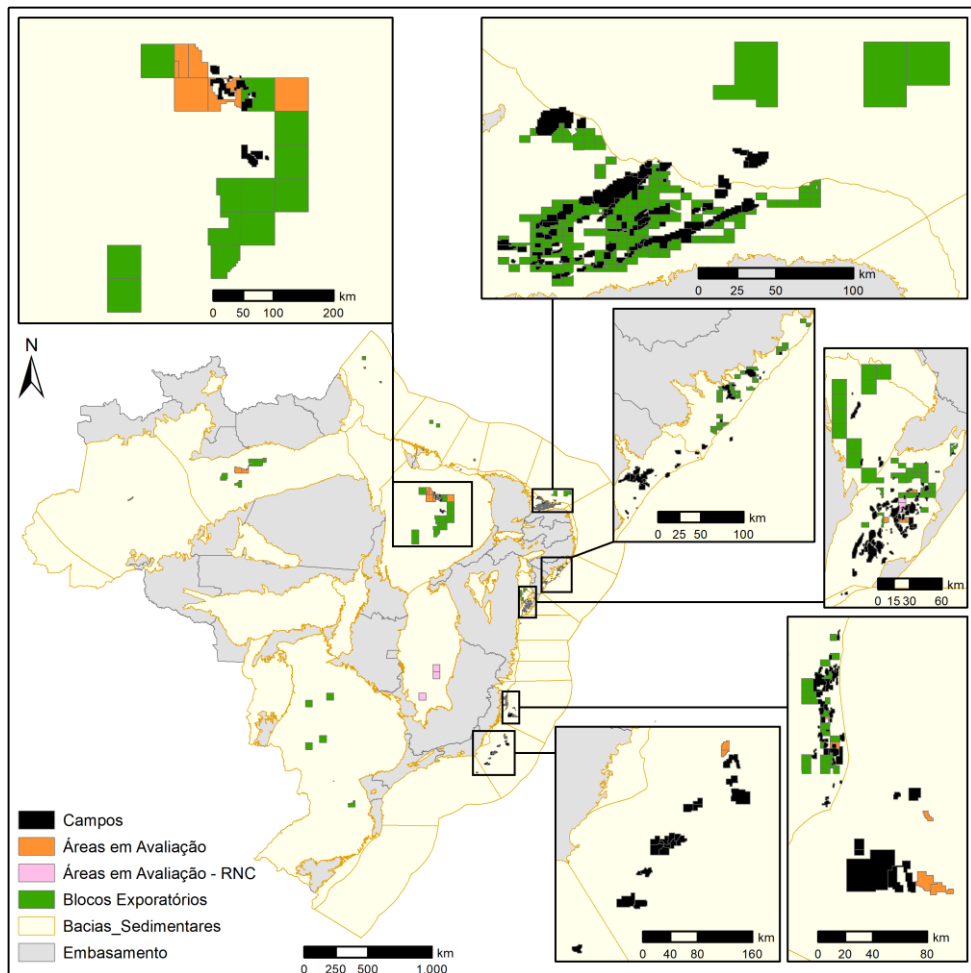
Fonte: EPE

Reservas provadas (1P) dos Produtores Independentes em 2023



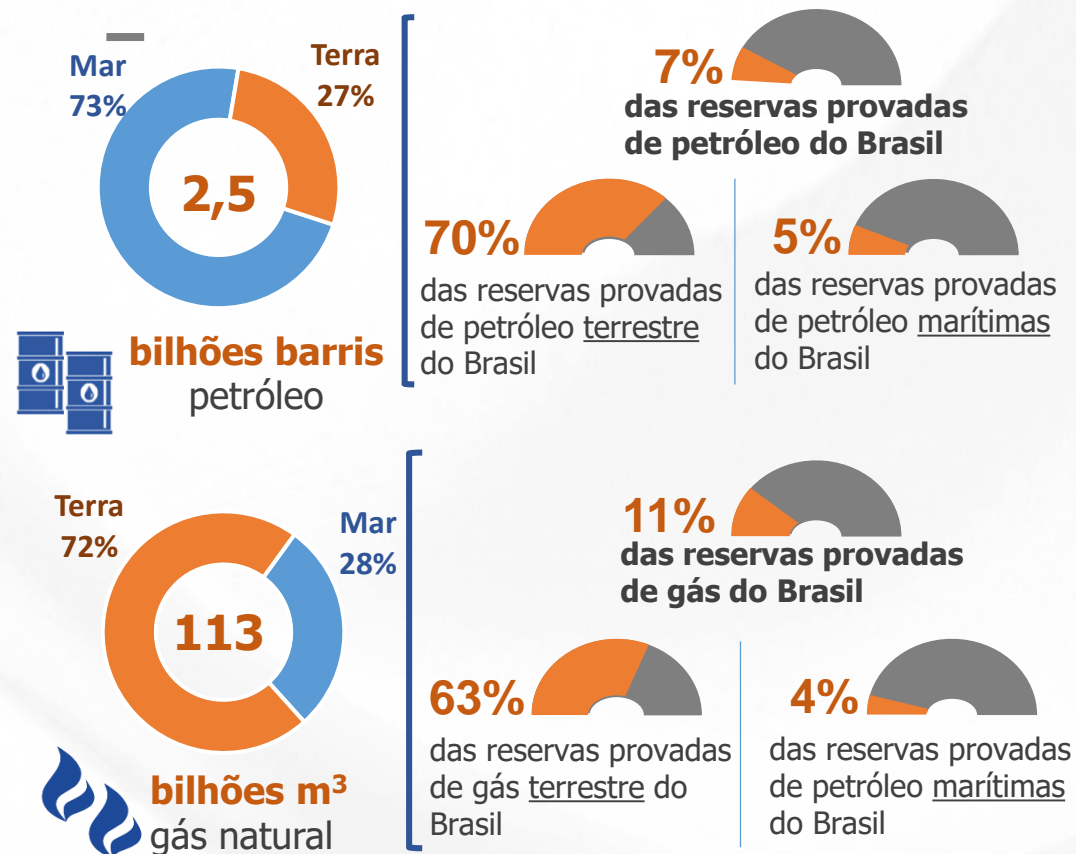
Fonte: ANP

Bacia efetiva dos Produtores Independentes



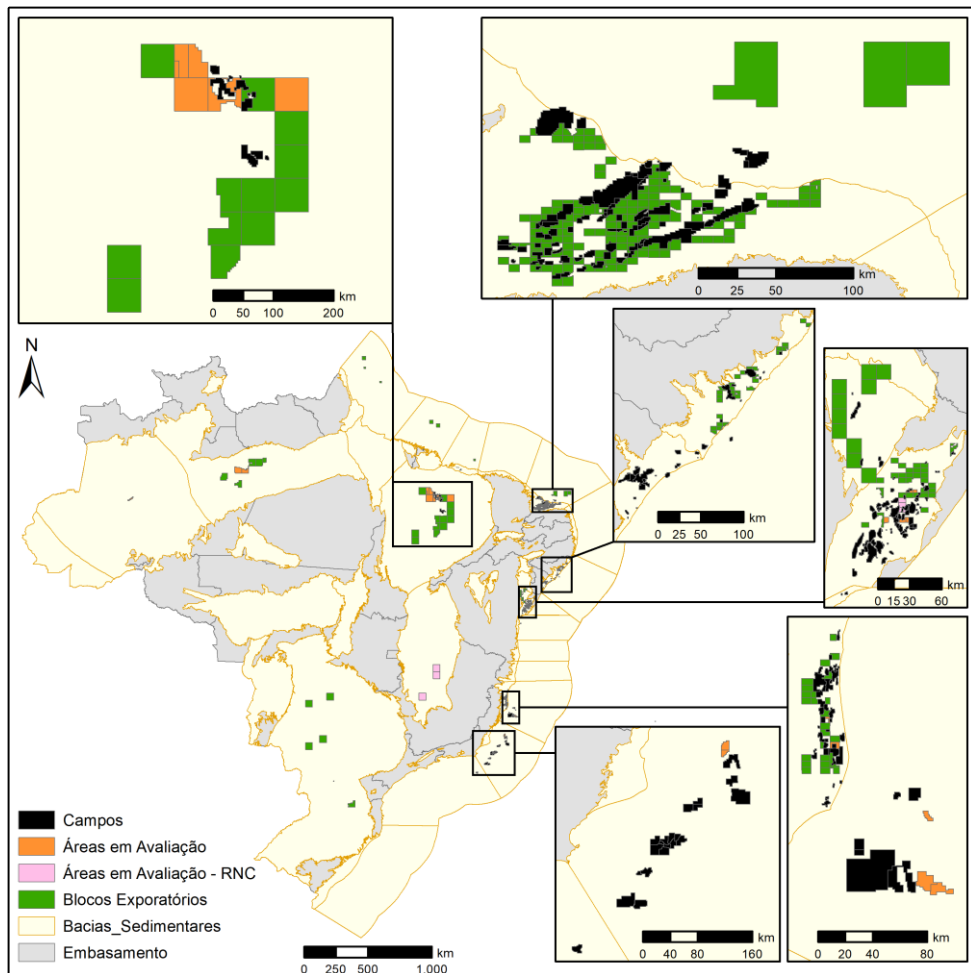
Fonte: EPE

Reservas possíveis (3P) + Recursos contingentes dos Produtores Independentes em 2023



Fonte: ANP

Detalhamento das atividades dos Produtores Independentes

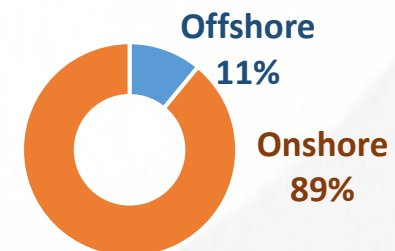


Fonte: EPE

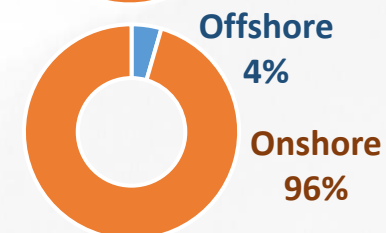
*Poços antigos e novos, perfurados nas áreas sob novos contratos. Fonte: ANP

Atividades dos Produtores Independentes

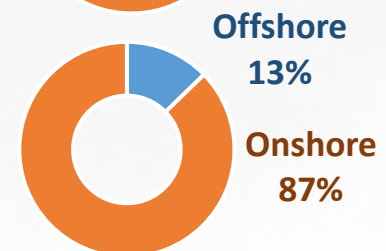
20.002* poços perfurados



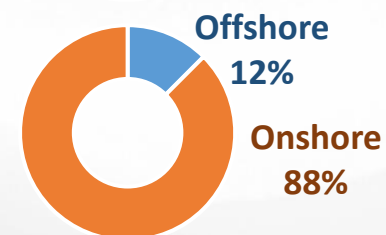
290 blocos em exploração



260 campos em produção e desenvolvimento



14 áreas em avaliação



Histórico e Previsão da Produção dos Independentes

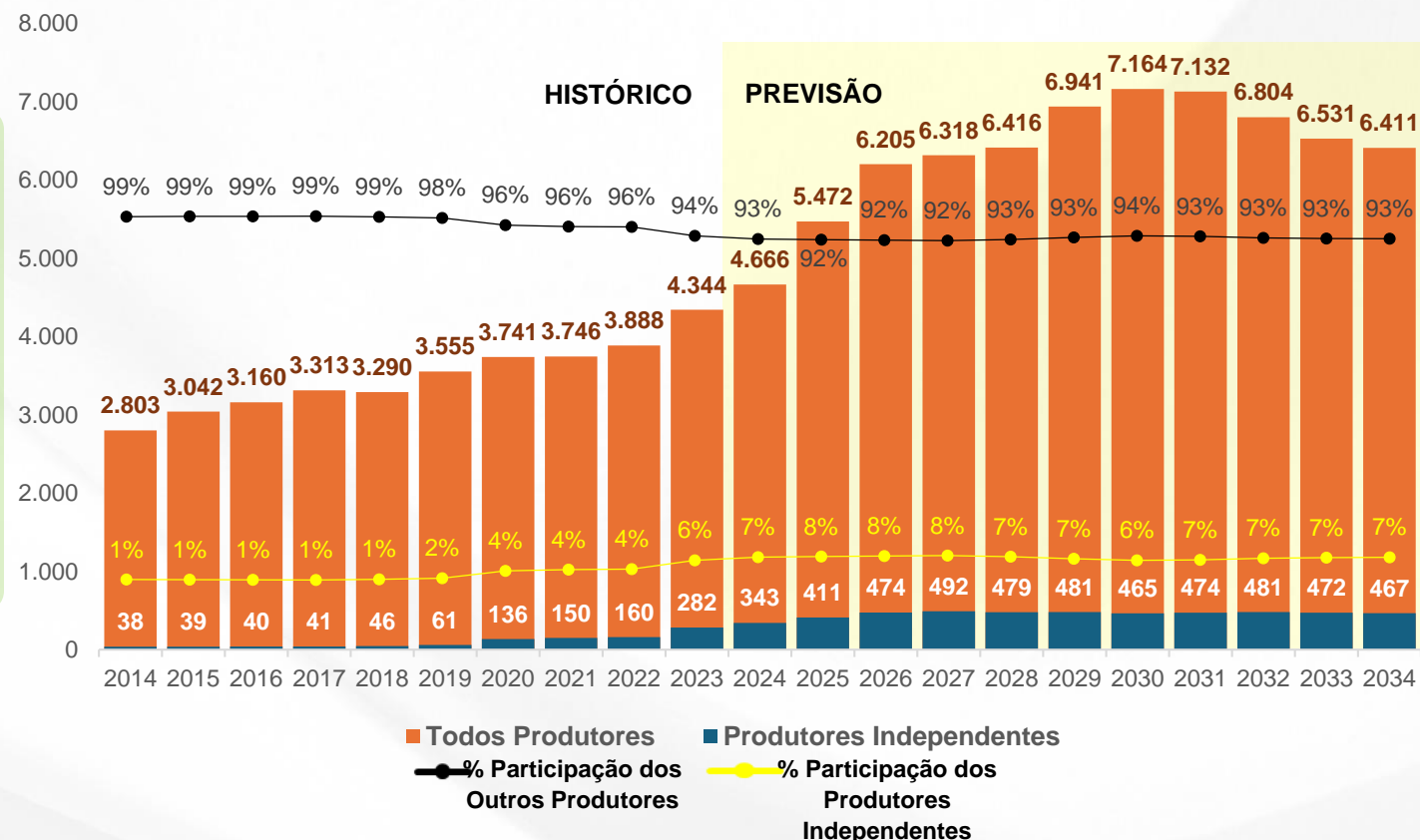
Evolução das Companhias Independentes

- A abertura do ambiente *onshore* para estes novos players também significa a **revitalização de toda a cadeia produtiva associada**. Por exemplo, em 2018 foi perfurado o último poço exploratório em terra pela Petrobras. Desde então, 80 poços exploratórios foram perfurados por 10 operadores diferentes em 7 bacias.¹
- Em **2017**, o *onshore* brasileiro as **empresas de petróleo independentes que eram responsáveis por apenas cerca de 5% da produção** terrestre de petróleo. **Hoje, são responsáveis por aproximadamente metade da produção**.
- Um fator que merece destaque é o impacto socioeconômico da atuação destas empresas. A **produção de petróleo em terra**, em geral, **ocorre em municípios com baixa renda e baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) cuja economias são fortemente dependentes dos royalties do petróleo e das atividades econômicas ligadas a sua produção**. É possível observar aumento do IDH com a atração de investimentos.
- Estima-se que um **aumento de 1% no fator de recuperação de campos terrestres resultaria em R\$ 3 bilhões de royalties**.³ Logo, além de manterem a receita advinda dos campos maduros, os produtores independentes ainda podem aumentá-las favorecendo o desenvolvimento econômico e social local

Produção dos Independentes – Onshore e Offshore

Produção de Petróleo Equivalente – Onshore e Offshore

Mil boe/d



Destaques:

- Apesar do aumento expressivo da produção de P&GN por parte das cias independentes nos últimos 10 anos, a representatividade dessa produção ainda é baixa, em relação ao total produzido no Brasil atualmente, chegando a 6% do total, em 2023;
- Por esse motivo, uma análise mais detalhada é importante para uma visão mais apurada da evolução dessa fatia do mercado de P&GN no Brasil nos próximos anos.

Fontes: EPE, ANP

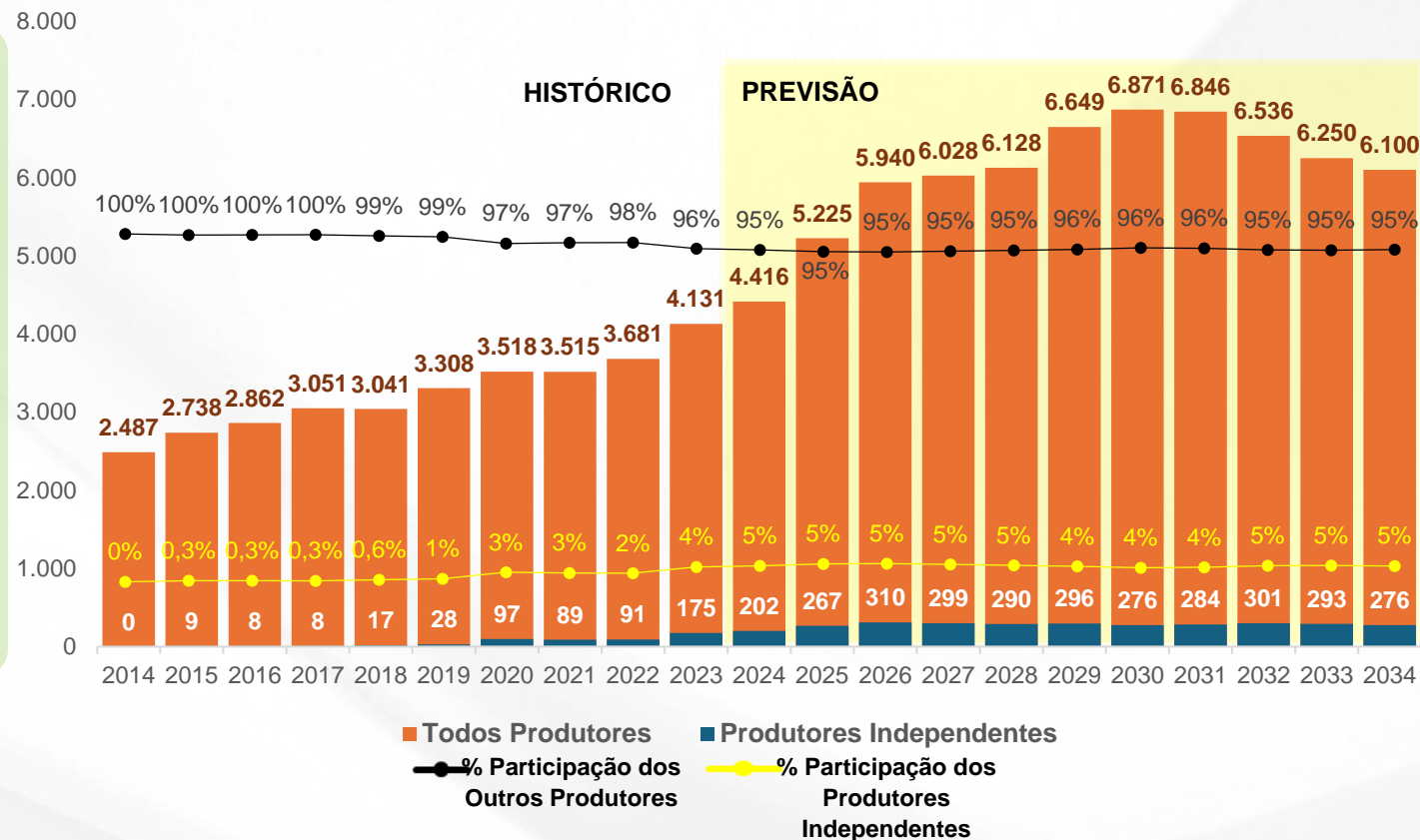
Produção dos Independentes – Offshore

Destaques:

- A participação das cias independentes na produção offshore se elevou de 0,3% em 2015, para 4 % em 2023.
- A expectativa é que essa participação se estabilize, em termos percentuais, em 5% até o final do decênio. Em um contexto de aumento da produção offshore brasileira, essa estabilização percentual aponta para uma evolução também da capacidade produtiva das cias independentes, na mesma proporção das grandes operadoras.

Produção de Petróleo Equivalente – Offshore

Mil boe/d



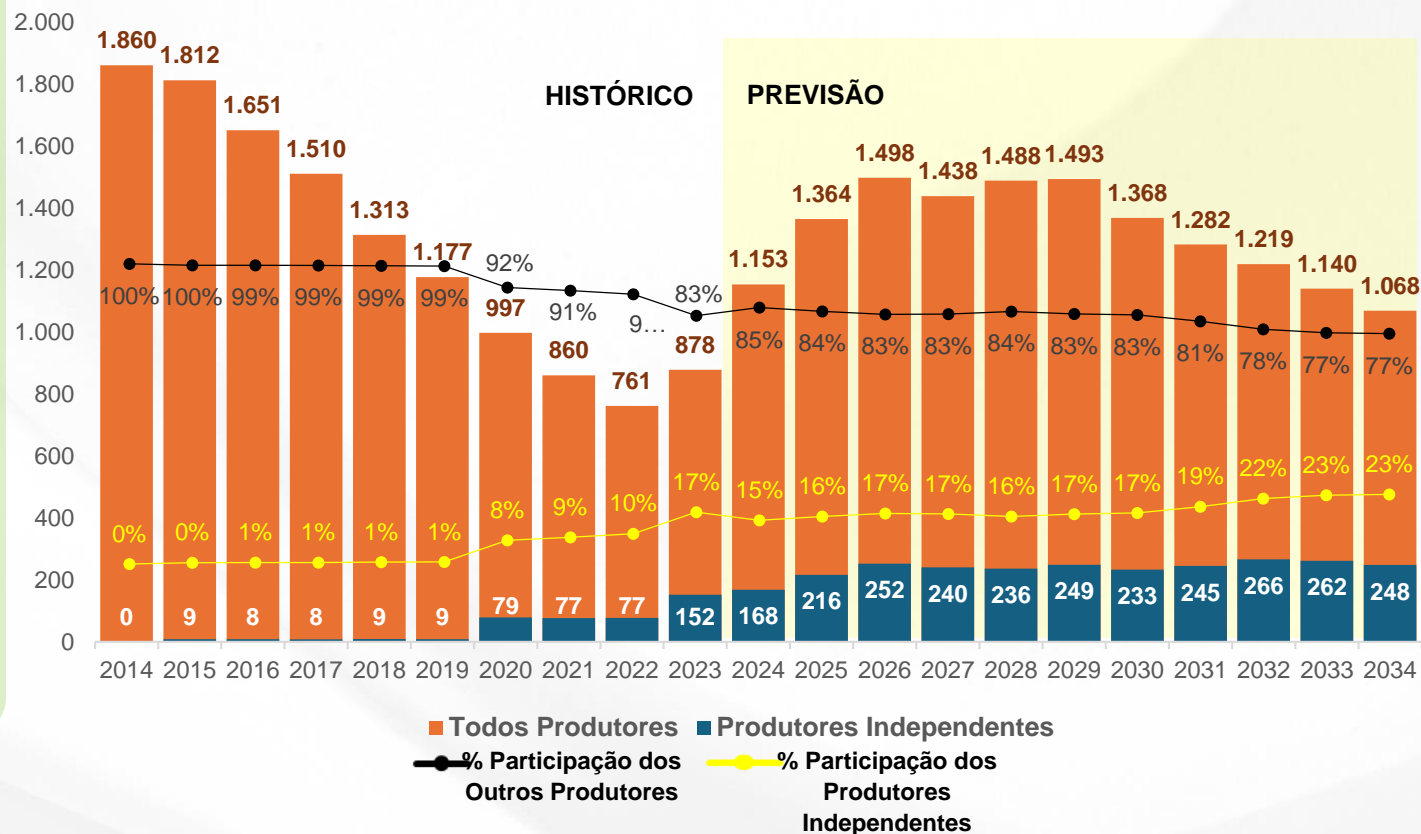
Fontes: EPE, ANP

Produção dos Independentes – Offshore (Bacia de Campos)

Destaques:

- A Bacia de Campos, a mais madura das bacias offshore brasileiras, vinha apresentando declínio em sua produção de P&GN ano a ano, até 2022. Em 2023, se observou um aumento de 15% nessa produção em relação ao ano anterior, com 878 Mboe/d. Muito dessa reversão de tendência se deve ao papel das cias independentes que atuam na bacia;
- **As cias independentes**, que representavam menos de 1% da produção em 2015, apresentaram na Bacia de Campos uma elevação na produção de P&GN de 97%, passando de 77 Mboe/d, em 2022, para 152 Mboe/d. Apenas essa contribuição de 75 Mboe/d representa 9,9% dos 15% de aumento da bacia.
- **As estimativas** levantadas no PDE2034 indicam que a produção das cias independentes devem representar 23% do total produzido na Bacia de Campos ao final do decênio.

Produção de Petróleo Equivalente – Offshore (Bacia de Campos) Mil boe/d



Fontes: EPE, ANP

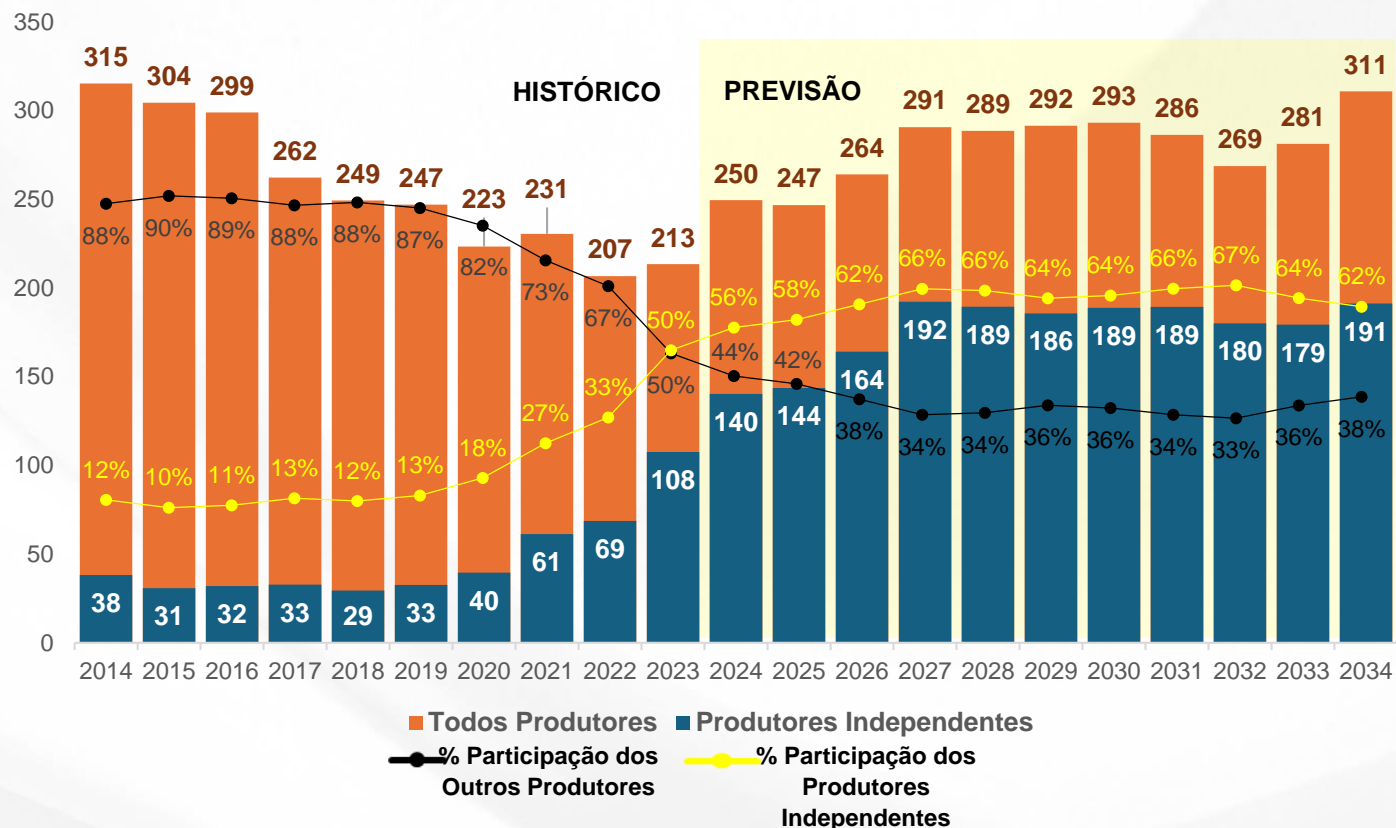
Produção dos Independentes - Onshore

Destaques:

- Segundo a ANP, a produção de P&GN em terra em 2023 foi de 213 Mboe/d, um aumento de 3% em relação a 2022, e equivalente a 5% da produção nacional. Porém não foi pela Petrobras a maior parte dessa produção, que apresentava tendência de declínio desde 2004 (348 Mboe/d) até 2022;*
- As cias independentes, em 2023, produziram em média 108 Mboe/d (50,4%), superando pela 1ª vez a produção terrestre da Petrobras, que foi em média 105 Mboe/d;*
- As cias independentes ganharam espaço com os desinvestimentos da Petrobras. Mas enfrentam desafios para aumentar a produção, fazer novas descobertas, construir novas infraestruturas e dinamizar a economia das regiões produtoras;*
- Os dados do PAP2024 e as estimativas do PDE2034 mostram uma tendência de aumento da produção das cias independentes até 2027, seguido de estabilização.**

Produção de Petróleo Equivalente – Onshore

Mil boe/d



*Fonte: [A nova realidade da produção de petróleo e gás em terra](https://ineep.org.br); no site <https://ineep.org.br>

**Fontes: EPE, ANP

Estudo preliminar de uso de Subsea Tie-back

Estudo preliminar de uso de Subsea Tie-back* (1º semestre 2022)

Premissas:

- FPSOs com capacidade disponível de processamento de petróleo entre 30 mil e 75 mil barris por dia;
- Que tenham apresentado produção no 1º semestre de 2022;
- Campo em fase de declínio da produção;
- Distância máxima de 50km das FPSOs elencadas no estudo;
- FPSOs localizados nas bacias de Campos, Santos ou Espírito Santo.

Expectativas:

- 11 FPSOs foram identificados, segundo as premissas estabelecidas, com capacidade ociosa total de processamento de petróleo de 629 Mbbl/dia, já considerando a produção de petróleo + água nas unidades produtoras, à época;
- Volume recuperável final estimado de 1 bilhão de barris, na área estudada.

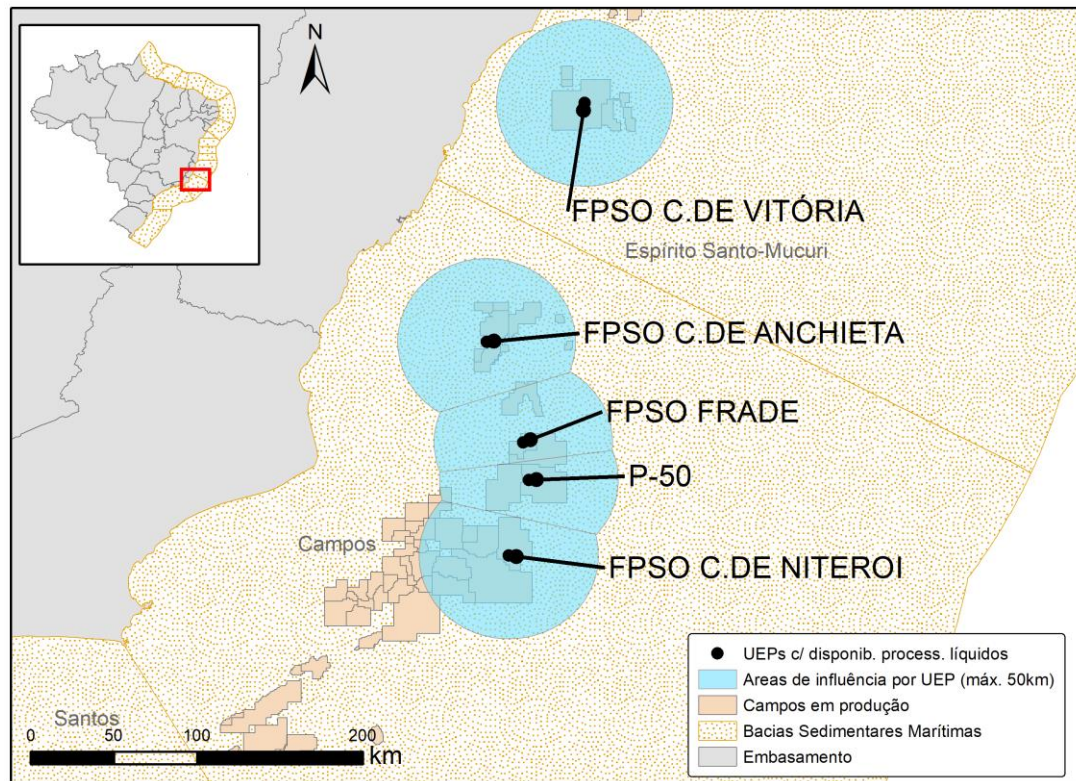
Desafios identificados:

- Dificuldades regulatórias para o compartilhamento de instalações de processamento entre diferentes operadores;
- Necessidade de implementação de sistemas medidores de vazão independentes, para cada operador;
- Implementação de incentivos na busca da produção de áreas com economicidade marginal ou sub comercial, visando o melhor aproveitamento de instalações já depreciadas, reduzindo a necessidade de novos investimentos.

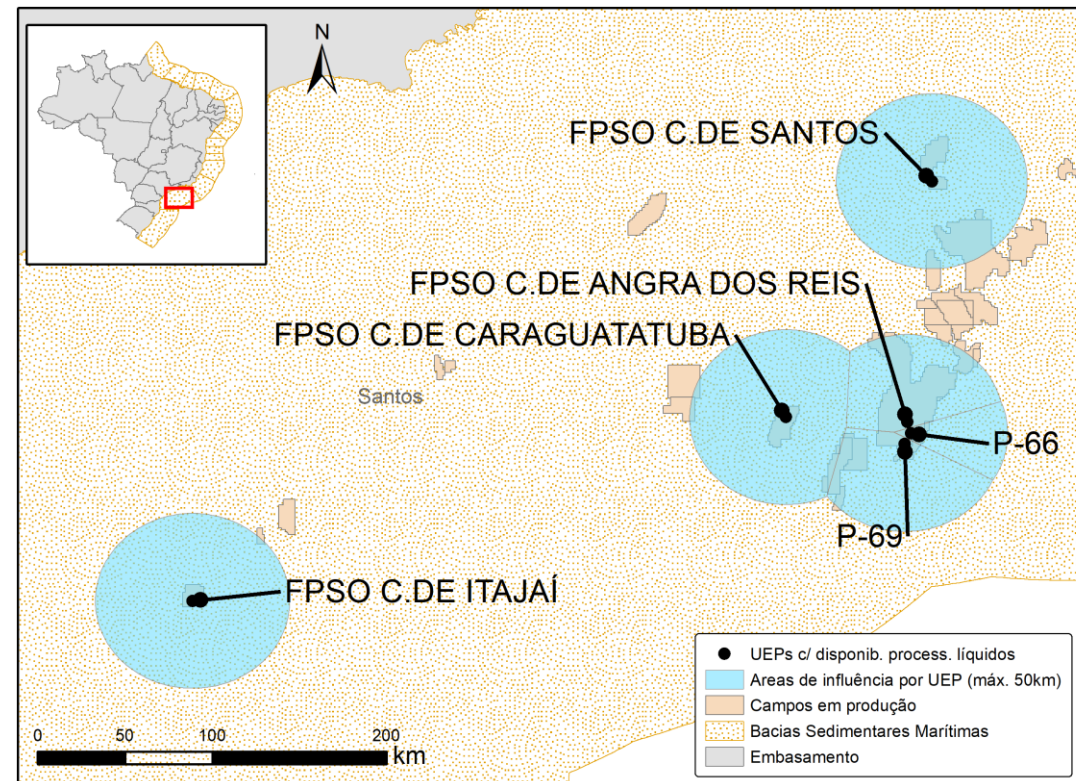
**Tie-back é um processo de engenharia que conecta uma descoberta de petróleo ou gás natural a uma plataforma de produção já existente (BP, 2020)*

Estudo preliminar de uso de Subsea Tie-back (1º semestre 2022)

Áreas potenciais para uso de sistemas subsea tie-back nas bacias do Espírito Santo, Campos e Santos



Fonte: EPE



Fonte: ANP

OBRIGADA!

Praça Pio X, 54. Centro
20040-020 - Rio de Janeiro

www.epe.gov.br

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia





www.epe.gov.br

Diretora

Helôisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Técnica

Marcos Frederico Farias de Sousa

Marcelo Ferreira Alfradique

Regina Freitas Fernandes

Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica SPG

Adriana Queiros Ramos

Deise dos Santos Trindade Ribeiro

Isis de Oliveira Fernandes

Pericles de Abreu Brumati

Victor Hugo Trocate Silva



EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, n. 54

CEP: 20091-040

Centro - Rio de Janeiro - RJ



Reunião de Trabalho com a Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB) do Ministério de Minas e Energia (MME) sobre Competitividade dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural

A empresa independente de petróleo e gás natural e suas contribuições para a competitividade do setor

Marcio Felix
Presidente

Quem somos



Somos uma **associação** civil sem fins lucrativos, cujo objetivo é promover, defender e estimular o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural pelas empresas independentes nas **bacias onshore e offshore**.

*Fonte: ANP, Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Média de produção de jan./2023 a abril/2024.

OPERADORES

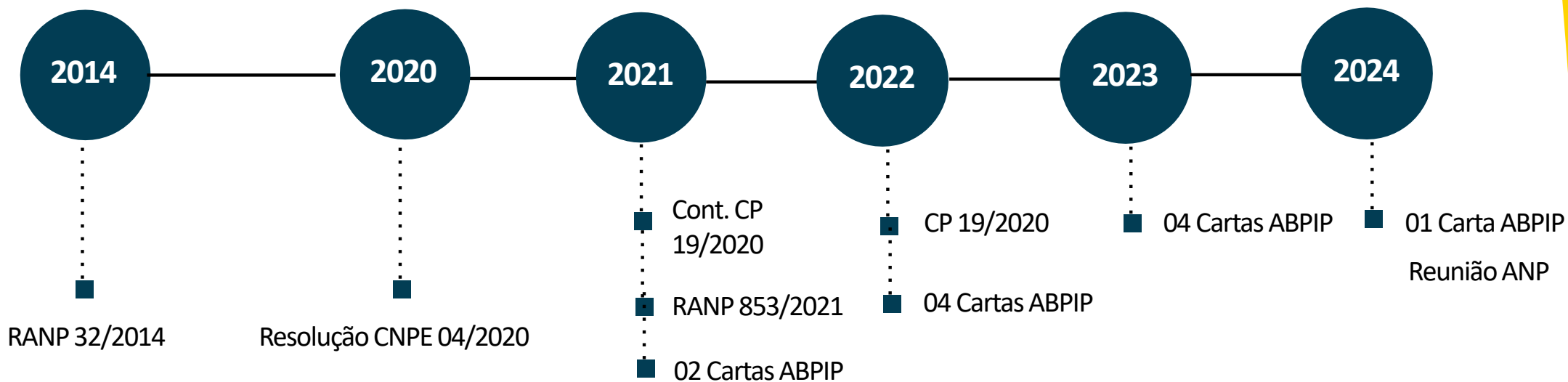


FORNECEDORES



Pleitos de Interesse para as *Operadoras Independentes ABPIP*

- **Revisão da RANP 32/2014:** Objetivo de aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no país.



■ Principais ações da ABPIP sobre o pleito

Manifestação na Consulta Pública nº 19/2020

- Propor revisão da resolução referente a definição do porte das empresas.

Carta ABPIP nº 21 de 11.08.2021 - SEI nº1540230

Carta ABPIP nº 26 de 04.10.2021 - SEI nº11672063

Carta ABPIP nº 12 de 28.03.2022 - SEI nº 2059202

Carta ABPIP nº 23 de 08.06.2022 - SEI nº 2238823

Carta ABPIP nº 26 de 14.07.2022 - SEI nº 2329016

Carta ABPIP nº 31 de 07.10.2022- SEI nº 2514254

- Ref.: Ofício nº 683/2022/SDP/ANP-RJ-e.
- Nota Técnica sobre o estudo acerca dos critérios de enquadramento das empresas operadoras de petróleo e gás nacional em pequeno e médio porte.

Carta ABPIP nº 004 de 31.01.2023 - SEI nº 2786932

Carta ABPIP nº 007 de 03.03.2023 - SEI nº 2867607

- Ref.: Ofício nº 87/2023/SDP/ANP-RJ-e

Carta ABPIP nº 015 de 14.04.2023 - SEI nº 2985184

- Ref.: Ofício nº 87/2023/SDP/ANP-RJ-e
- Informações complementares

Carta ABPIP nº 018 de 29.06.2023

Carta ABPIP nº 016 de 29.02.2024 - SEI nº 3811677

Demonstração do pequeno impacto da revisão sugerida

Critérios	Linhas de corte		Pequena Empresa		Média Empresa		Total Empresas	
	Pequena	Média	Quant.	% da Produção	Quant.	% da Produção	Quant.	% da Produção
	RANP 32/2014	1.000	10.000	26	0,08%	12	1,23%	38
Proposta feita à ANP em 2021	7.000	40.000	35	1,00%	12	7,20%	47	8,20%
Proposta ABPIP/Estudo Calgary	10.000	100.000	38	1,31%	12	11,84%	50	13,15%

- Destaca-se que, mesmo com a necessidade de aumentar os limites propostos para a produção diária de petróleo, a contribuição das EPP e EMP do setor de petróleo (13,15%) será menor do que a metade da contribuição das EPP e EMP de outros setores no PIB brasileiro (29%).
- A Nota Técnica nº 9/2020/SPG/ANP-RJ estima que o impacto na arrecadação de *royalties* corresponde a 0,18% do valor total arrecadado no Brasil.
- Portanto, é possível concluir que a mudança proposta não afetaria significativamente o mercado nacional.

Pleitos de Interesse para as *Operadoras Independentes ABPIP*

- **Revisão da RANP 874/2022 - Preço de Referência:** Exclusão dos efeitos da nova metodologia proposta pela ANP sobre os petróleos de campos maduros, marginais e produzidos por empresas de pequeno e médio portes.
- **Medidas de Fomento para Campos com Acumulações Marginais:** Adotar medidas para incentivar atividades de exploração e produção de campos e acumulações com economicidade marginal, como a redução das alíquotas de *royalties* para esses ativos.



Pleitos de Interesse para as *Operadoras Independentes ABPIP*

- **Arcabouço regulatório para não convencionais:** Promover a importância da utilização do método *fracking* na exploração das jazidas de gás de folhelho (*shale gas*) em alguns estados brasileiros.
- **Regulamentação para incentivo de *tie backs*:** O *tie back* é uma solução técnica que permite o (re)desenvolvimento de campos maduros e marginais, muito presente em mercados maduros mundo afora. No entanto, há barreiras regulatórias no Brasil que precisam ser flexibilizadas para permitir a multiplicação desse modelo e a expansão da experiência para aumento do fator de recuperação das bacias petrolíferas nacionais.



Pleitos de Interesse para as *Operadoras Independentes ABPIP*

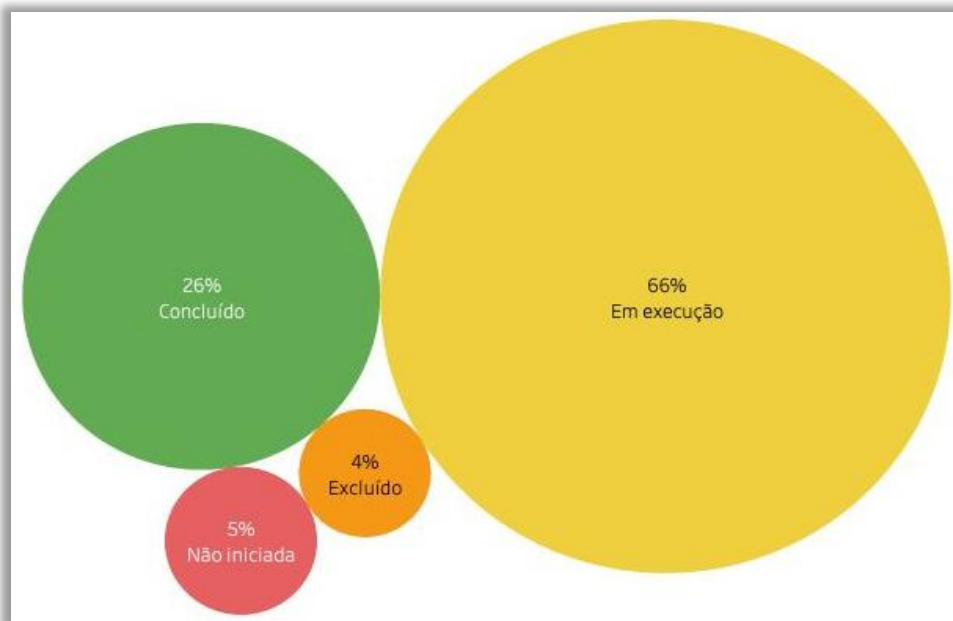
- **Regulamentação do Gás (Agenda Regulatória da ANP):** Observa-se que a Agenda regulatória da ANP possui um atraso que compromete os processos de regulação de gás natural. Logo, sugere-se melhorias quanto:
 - a. Mecanismos para redução de custo do produto *spot*;
 - b. Interconexão e integração entre transportadoras;
 - c. Requisitos operacionais entre termelétricas e transportadoras;
 - d. Melhorias no Portal de Oferta de Capacidade (POC);
 - e. *Gas release*: ações para desconcentração de mercado; e
 - f. Atenção ao poder de mercado das transportadoras.



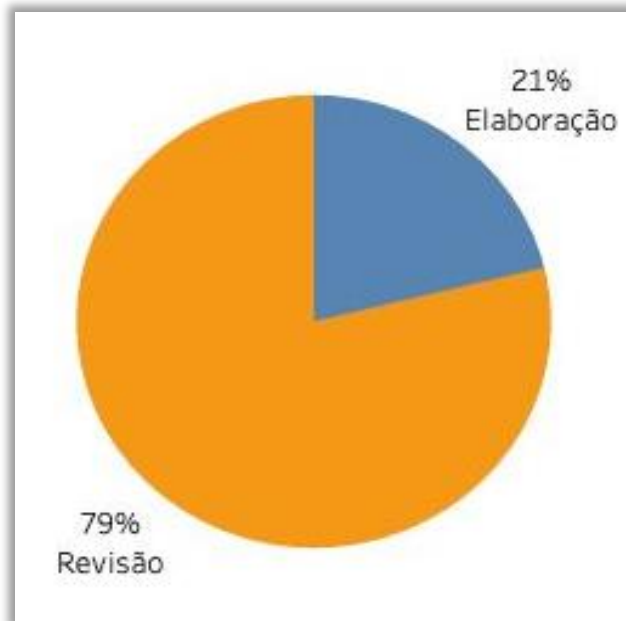
Pauta Setorial (ANP)

É fundamental acelerar a melhoria contínua do ambiente de negócios do setor de P&G no Brasil

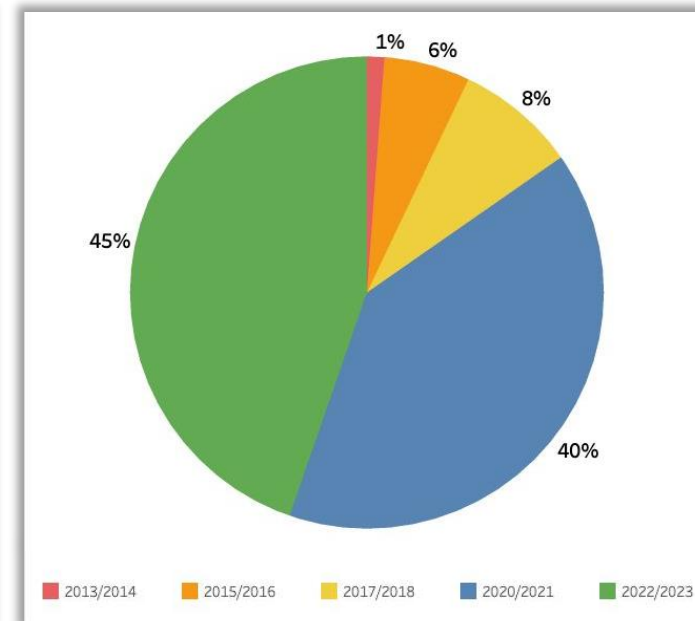
- Desempenho da Agenda Regulatória ANP 2022-2023 (estendida para 2024):



Total de 26% das ações concluídas até dezembro de 2023



79% da agenda de revisões de normas



45% das ações tiveram origem no biênio 2022-2023

Pauta Setorial (MME)

Iniciativas de Planejamento do MME para o Licenciamento Ambiental



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61)2032- 5029/(61)2032- 5103 / snpgb@mme.gov.br

Ofício nº 105/2024/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor
ROBERTO FURIAN ARDENGY
Presidente do IBP
IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
Av. Almirante Barroso, nº 52, 21ª e 26ª andares, Centro
20031-918 - Rio de Janeiro/RJ

Ao Senhor
MÁRCIO FELIX
Presidente da ABPIP
ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
Av. Tancredo Neves, 274 Ed. Centro Empresarial Iguatemi, sala 321 A, Caminho das Árvores
41820-020 - Salvador/BA
secretaria@abpip.org.br

Assunto: Iniciativas de Planejamento e apoio ao Licenciamento Ambiental no Setor de Petróleo e Gás Natural

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000121/2024-36.

Prezados Senhores,

1. Em continuidade aos avanços discutidos na "Reunião de Trabalho sobre Questões Ambientais e Segurança Energética", realizada pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia em 12 de julho de 2024, solicitamos o apoio do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) e da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) para as seguintes iniciativas:

- Desenvolvimento de Painel Dinâmico Interativo: Criação de um painel interativo com informações sobre o processo de licenciamento ambiental e pós-licenças (anuência) das atividades do setor de petróleo e gás natural.
- Integração de Sistemas e Bancos de Dados Ambientais: Dar suporte ao

licenciamento ambiental por meio da integração de sistemas e bancos de dados ambientais, aproveitando informações já existentes em diferentes sistemas mantidos pelo Governo Federal e pela indústria de petróleo e gás natural.

c) **Elaboração do Planejamento Anual para o Licenciamento Ambiental:** Organização dos projetos do setor para o planejamento anual das atividades sujeitas ao licenciamento ambiental, visando maior eficiência e conformidade regulatória.

d) **Normatização e Edição do Manual de Boas Práticas Ambientais:** Elaboração e normatização de um manual de boas práticas ambientais para a indústria de óleo e gás, promovendo práticas sustentáveis e facilitando o enquadramento nas exigências do órgão licenciador.

2. Essas ações são consideradas prioritárias pela indústria e já foram objeto de discussões anteriores, como nos Grupos de Trabalho de Planejamento de Oferta de Áreas e de Licenciamento Ambiental, instituídos pelas Resoluções CNPE nº 19 e 20/2021.

2.1. Solicitamos que, dentro do possível, compartilhem conosco um plano de desenvolvimento e implementação dessas iniciativas, incluindo reuniões previstas e quaisquer orientações adicionais que julgarem pertinentes para o sucesso deste projeto.

2.2. Certo da colaboração de suas instituições para o avanço sustentável do setor, despeço-me, renovando meus votos de estima e consideração.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)

PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES
Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Ministério de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por Pietro Adamo Sampaio Mendes, Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, em 18/07/2024, às 17:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador 0927649 e o código CRC 81E56322.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000121/2024-36

SEI nº 0927649

Potencializa E&P

Garantir investimentos em exploração de petróleo e gás natural e transformar o Brasil no **quarto maior produtor de petróleo do mundo**.

Trabalhar os pontos críticos para desenvolvimento da exploração de áreas de fronteira e **estimular investimentos** em campos maduros ou de economicidade marginal.

Promover o **desenvolvimento regional**, fomentar os **produtores de petróleo e gás independentes**, cujas ações geram aumento da arrecadação, tributos, participações governamentais, empregos e renda.

Fonte: MME. Publicado em:24/03/23. Disponível em: <https://encurtador.com.br/ekqVZ>.





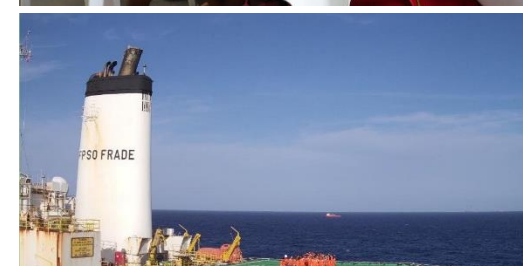
A ABPIP se coloca à disposição para discutir **soluções que promovam um mercado plural** na indústria do E&P e garantir os investimentos no setor de petróleo e gás na direção da **geração de benefícios sociais, sustentáveis e de segurança energética.**



Obrigado!

Marcio Felix
Presidente

Rio de Janeiro/RJ, 09 de agosto de 2024





Reunião de Trabalho sobre Competitividade dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural

*Rio de Janeiro, RJ
04 de junho de 2024*



1

Revisão ampla da regulamentação para incentivar a adoção dos projetos de tie-back (desenvolvimento de clusters de produção)

viabilizar a extensão de vida produtiva dos campos maduros através do compartilhamento de infraestrutura, possibilitando também o desenvolvimento de campos ou jazidas que, de outra forma (sem o tie-back), não teriam condições econômicas de serem produzidos (campos marginais)

2

Incentivar o compartilhamento de infraestrutura

viabiliza a redução de custos de investimento e de operação, otimizando toda a rede existente entre produtores, promovendo maior viabilidade de projetos, aumentando o fator de recuperação das bacias produtoras de petróleo e gás, além de aumentar a eficiência e a sustentabilidade ambiental, principalmente para campos maduros e de acumulações marginais

3

Manutenção e aprofundamento dos incentivos para a operação de campos maduros e de acumulações marginais

é fundamental que os incentivos concedidos sejam adequadamente preservados e aprofundados para refletir essas particularidades, sendo realizada a avaliação por campo produtor e as respectivas condições do ativo, não apenas pelo grupo empresarial.

4

Manutenção dos parâmetros já utilizados para composição do Preço de Referência de campos maduros e de acumulações marginais

Impacto da medida proposta em Consulta Pública:

campos do pré-sal: em torno de 5% (cerca de 80% da produção nacional)

campos maduros e marginais: mais de 15%.

Resultará em mais um entrave para o seu (re)desenvolvimento, afetando negativamente a viabilidade da sua operação, seus reflexos na economia local e vai de encontro às políticas públicas que vêm sendo implementadas nos últimos anos e que reconhecem as particularidades enfrentadas pelos operadores desses campos.

Outras temáticas

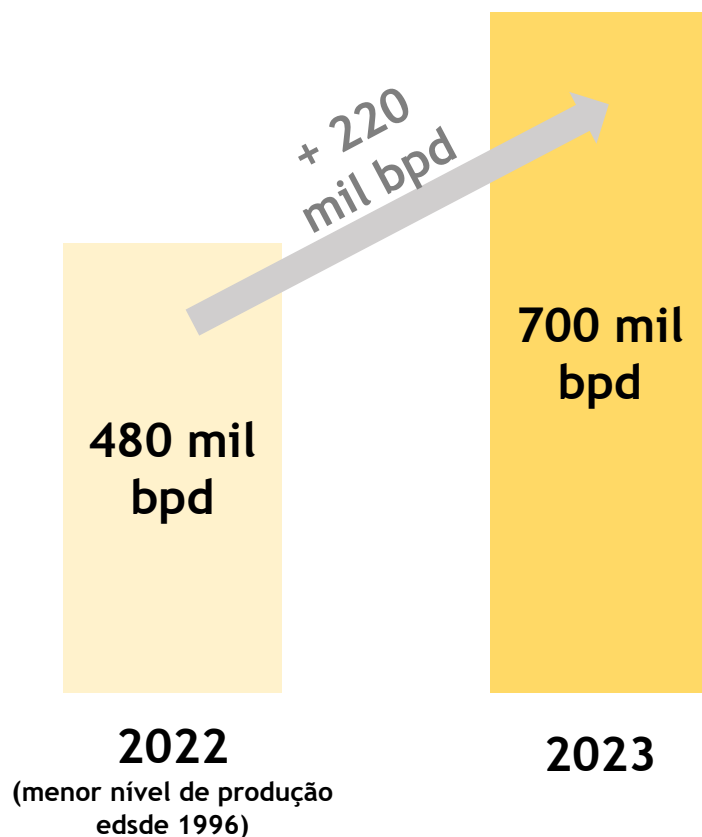
Mas que não são de atuação direta da ANP

**MANUTENÇÃO DO
REPETRO**

**CELERIDADE NO
PROCESSO DE
LICENCIAMENTO
AMBIENTAL**

**EXCLUSÃO DO
IMPOSTO SELETIVO**

Por que é importante?



Crescimento da produção na Bacia de Campos equivalente à uma plataforma do Pré-Sal

Iniciativas de grande impacto, principalmente, regional:

De 2022 à 2023 na região norte fluminense:

+15% Empregos na fabricação de máquinas e equipamentos para a prospecção e extração de petróleo

+ 10% empregos na exploração e produção de petróleo



OBRIGADO!

Gerência Geral de Petróleo, Gás, Energias e Naval

Karine Fragoso

kfragoso@firjan.com.br

Gerência de Cenários de Petróleo, Gás, Energias e Naval

Fernando Montera

fmontera@firjan.com.br