



# O PAPEL DA PESQUISA CIENTÍFICA, DO DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO E DA INOVAÇÃO SUSTENTÁVEL NA REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS MADUROS E MARGINAIS DE PETRÓLEO E GÁS

Eficiência energética, meio ambiente e desenvolvimento regional

**Heloísa Borges Bastos Esteves**

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis



# Ficha Técnica



Ministro de Estado

**Alexandre Silveira de Oliveira**

Secretário Executivo

**Gustavo Cerqueira Ataíde**

Secretário Nacional de Energia Elétrica

**João Daniel de Andrade Cascalho**

Secretária Nacional de Geologia,  
Mineração e Transformação Mineral

**Ana Paula Lima Vieira Bittencourt**

Secretário Nacional de Petróleo, Gás  
Natural e Biocombustíveis

**Renato Cabral Dias Dutra**

Secretária Nacional de Transição  
Energética e Planejamento Substituta

**Lorena Melo Silva Perim**



Presidente

**Thiago Guilherme Ferreira Prado**

Diretor de Estudos Econômicos e  
Ambientais

**Thiago Ivanoski Teixeira**

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

**Reinaldo da Cruz Garcia**

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e  
Biocombustíveis

**Heloisa Borges Bastos Esteves**

Diretor de Gestão Corporativa

**Carlos Eduardo Cabral Carvalho**

**EPE 2026**

Empresa de Pesquisa Energética

**Superintendência de Petróleo e Gás  
Natural**

**Coordenação Executiva**

Marcos Frederico Farias de Sousa

**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

Victor Rezende dos Santos

# 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

## Valor Público



A **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** gera valor público ao produzir **estudos técnicos independentes e de longo prazo** que subsidiam as decisões do Estado brasileiro no setor de energia.

Por meio do PDE, do PNE e de cadernos temáticos, a EPE estima cenários de produção, consumo e emissões de GEE, **ampliando a transparência e reduzindo a assimetria de informações** entre agentes públicos, reguladores, investidores e sociedade.

No contexto dos **campos maduros e marginais**, essas análises permitem avaliar a **viabilidade técnico-econômica e ambiental da produção**, orientar políticas de pesquisa, desenvolvimento e inovação, e integrar eficiência energética, redução de emissões e desenvolvimento regional ao planejamento energético nacional.

# Sumário

**01** Campos Maduros e Marginais

**02** Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

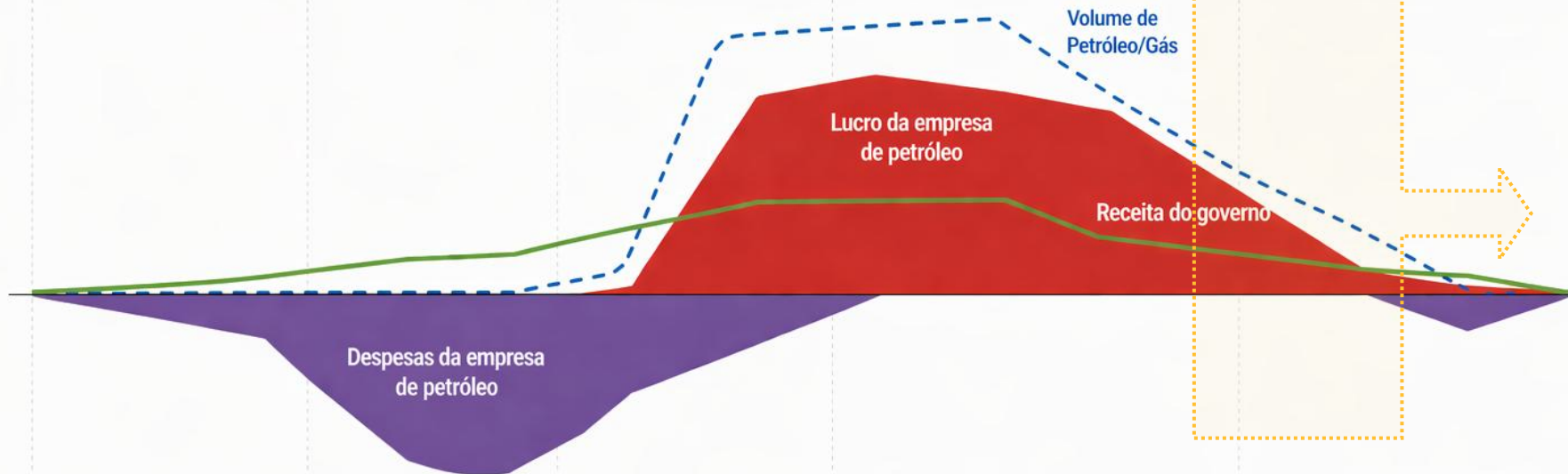
**03** Ecossistema de PD&I: Exemplos Práticos de Aplicação na Indústria





# Campos Maduros e Marginais

# Ciclo de Vida de Projetos de E&P



CAMPOS MADUROS E MARGINAIS

Volume de Petróleo/Gás	Zero – sem fluxos	Zero – sem fluxos	Primeiro óleo/gás produzido	Produção em andamento – tende a atingir o pico precocemente para petróleo, mais gradualmente para gás e declinar no final	Zero – sem fluxos
Receita do Governo	Pequenas – licenças, bônus, direitos aduaneiros, impostos sobre a renda e outros	Pequenas – semelhante à fase de exploração	Aumento de investimento (CAPEX) leva ao aumento das receitas	Período de maiores receitas, embora flutuem e possivelmente aumentem ao longo do tempo inicial e diminuam em direção ao final. Os royalties e impostos sobre a produção e a participação nos lucros do petróleo são as principais fontes de receita, além do imposto de renda e outras fontes de receita	Pequenas – licenças, permissões, direitos aduaneiros, impostos sobre a renda e outros
Lucro/Despesas da Empresa	Altas despesas, sem lucro	Altas despesas, sem lucro	Altas despesas, ainda sem lucro Após o primeiro óleo/gás produzido, os custos podem começar a ser recuperados	Recuperação de custos ao longo da fase de produção, lucros gerados	Lucros limitados, altos custos de descomissionamento

--- Volume de Petróleo/Gás    — Receita do Governo    ■ Lucro da Empresa de Petróleo    ■ Despesas da Empresa de Petróleo

# Campos Maduros



## O que é um Campo Maduro?

25+ anos de produção ou 70% das reservas provadas (1P) já produzidas.



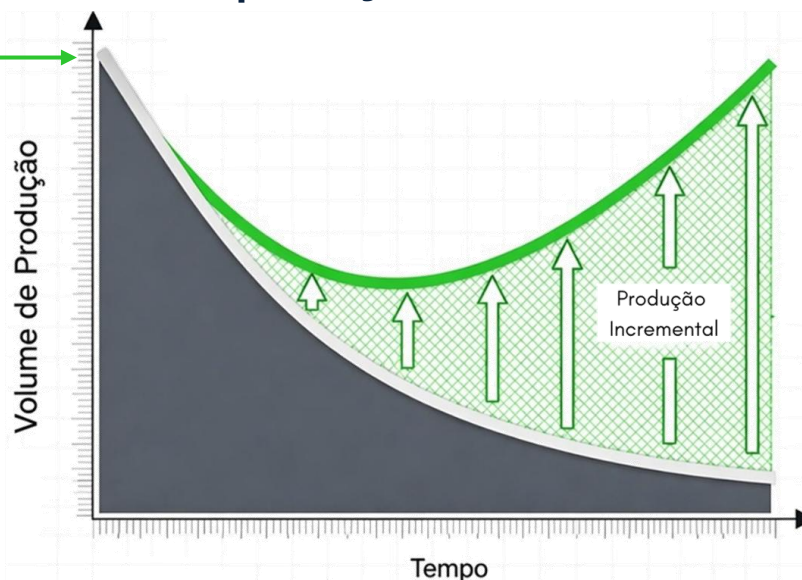
## Produção Incremental

Diferença positiva entre o volume real produzido e a curva de referência projetada.

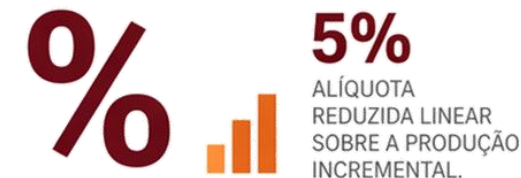


**Key Takeaway:** O benefício da redução de royalties não incide sobre a base histórica do campo, APENAS sobre o esforço incremental gerado pelos novos investimentos de revitalização.

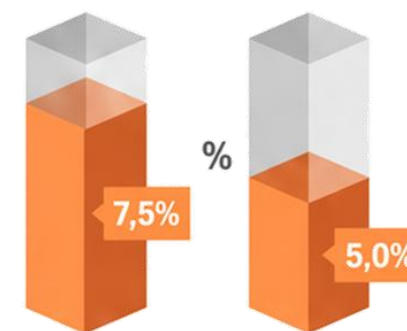
A Resolução nº 749 de 2018 da ANP estabelece as diretrizes para a **redução de royalties** como forma de **estimular a continuidade da exploração em campos maduros**. O documento define critérios técnicos para identificar essas áreas e estipula que o benefício incide exclusivamente sobre a **produção incremental**.



## BENEFÍCIOS E ALÍQUOTAS\* (Incentivos Fiscais)



### Campos de Pequena Produção



Produção Incremental  $\leq$  50% da Referência

Produção Incremental  $>$  50% da Referência

### Campos de Grande Produção

\*Alíquota padrão = 10%

# Campos Marginais

A **Resolução ANP nº 877/2022** estabelece as regras para o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentam **economicidade ou produção marginal**.

O objetivo da norma é identificar ativos que, devido ao **baixo volume de produção, alta presença de água (BSW) ou desafios técnicos de reservatório**, necessitam de um **olhar regulatório diferenciado** para **garantir a continuidade de suas operações** ou **incentivar novos investimentos**.

O enquadramento pode ocorrer “de ofício” pela ANP ou por solicitação do contratado, baseado em parâmetros quantitativos, de localização e histórico de produção dos últimos 36 meses.

## Critérios para Campos Marginais



## Critérios para Acumulações Marginais

Focam em recursos contingentes (2C) e devem ser comprovadas por certificação de empresa independente seguindo o sistema PRMS.



Exceção: Acumulações em águas profundas com teor de CO2 ≥ 60% na fase gasosa (superfície) são automaticamente elegíveis.

## Procedimentos e Manutenção do Status

- Ciclo de Análise Anual**  
ANP realiza a análise de ofício até o dia 1º de março de cada ano; solicitações de contratados são analisadas em até 90 dias.
- Vigência dos Efeitos**  
O enquadramento gera efeitos oficiais a partir do primeiro dia útil do mês subsequente a comunicação do resultado ao contratado.
- Hipóteses de Desenquadramento**  
O status é perdido se o volume "in situ" subir 25% ou se, após 5 anos, os critérios técnicos não forem mais atendidos sem ações de maximização de recuperação

## Glossário Técnico

- BSW (Basic Sediments and Water):** Percentual de água e sedimentos em relação ao volume total de líquidos produzido no campo.
- Volume Original In Situ:** Estimativa da quantidade original de óleo ou gás, na data referência, contida no reservatório antes de qualquer produção ou injeção.
- BOE (Barril de Óleo Equivalente):** Unidade de equivalência energética onde 1 m³ de gás natural corresponde a 0,0062898 boe.

# Panorama Campos Marginais no Brasil (2025)

Resumo da apuração de 2025, destacando o volume total, distribuição por ambiente e a análise de enquadramento marginal de campos de petróleo e gás no Brasil.

## 298

### Campos Marginais no Total

Volume total de ativos identificados no painel dinâmico para o ano de apuração 2025.



### ÁGUA RASA Presença em Águas Rasas

Bacias de Destaque: Campos e Potiguar



### ÁGUA PROFUNDA Presença em Águas Profundas

Bacia de destaque: Campos



### Concentração Massiva em Terra (Onshore)



### Bacias de Destaque

Potiguar e Recôncavo lideram a lista de bacias com alta densidade de campos marginais.

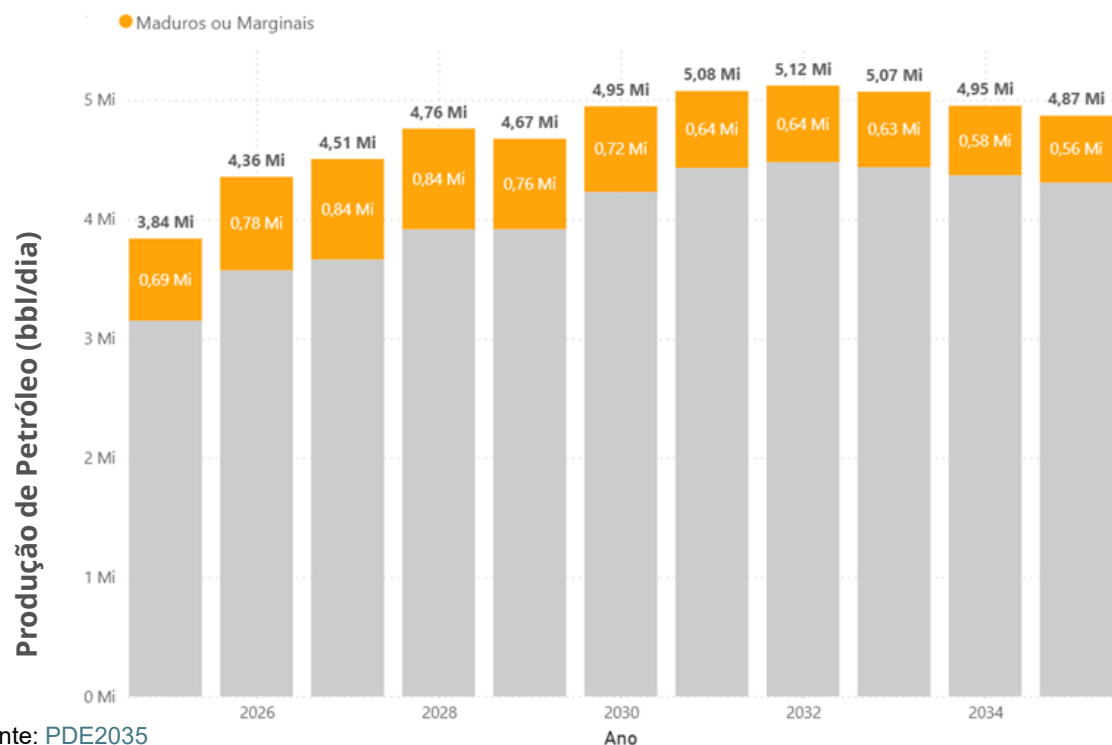
### Menor Incidência em Águas Profundas

**42%**

Apenas 42% dos campos em águas profundas recebem a classificação de marginal.

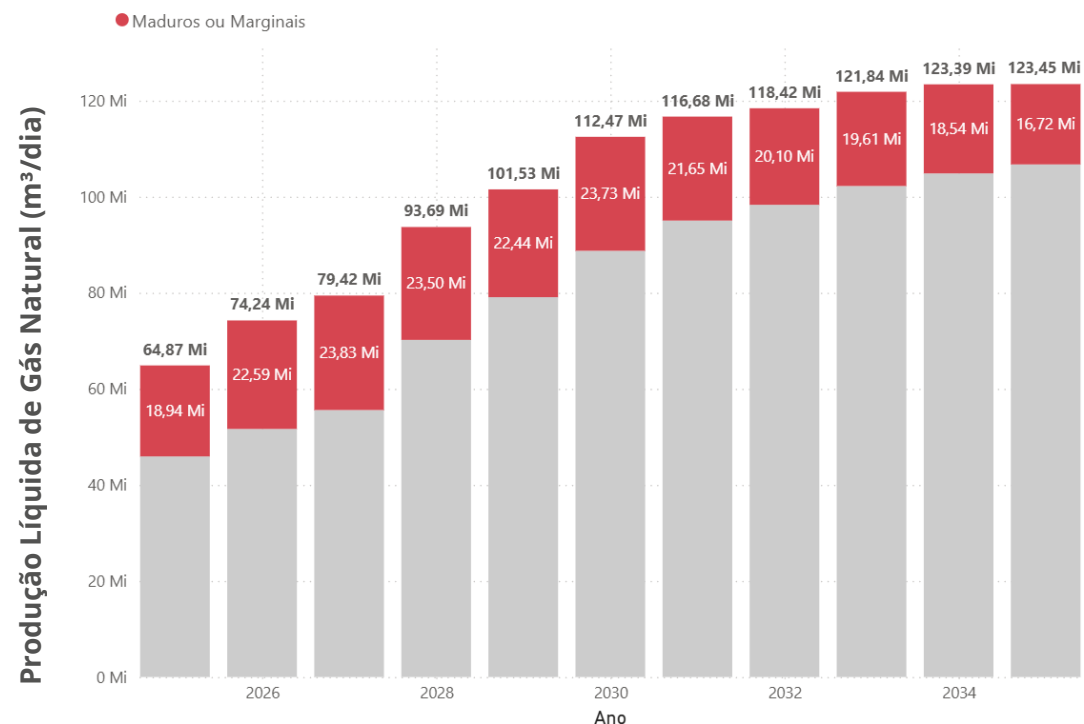
# Previsão da Produção de Campos Marginais e Maduros

## Participação de Campos Maduros e Marginais na Produção de Petróleo



Fonte: [PDE2035](#)

## Participação de Campos Maduros e Marginais na Produção Líquida de Gás Natural



Os campos maduros e marginais correspondem a cerca de 15% da produção total de petróleo e 20% da produção de gás natural líquida previstas até 2035. Entretanto, estes campos têm caráter estratégico no desenvolvimento regional devido à sua localização, principalmente no *onshore*.

# Desafios Estruturais dos Campos Maduros e Marginais



## DESAFIOS TÉCNICOS

- Baixa produtividade
- Infraestrutura envelhecida
- Maior intensidade energética por barril
- Alto teor de CO<sub>2</sub>



## DESAFIOS ECONÔMICOS

- Margens reduzidas
- Sensibilidade a custos e tributação



## DESAFIOS AMBIENTAIS

- Maior intensidade de emissões
- Passivos ambientais acumulados



**Superar esses gargalos exige o desenvolvimento de tecnologias e soluções inovadoras que viabilizem ativos marginais e maximizem o fator de recuperação em campos maduros.**



# Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

# A Cláusula de PD&I



## Definição

Uma **obrigação contratual** estabelecida nos contratos de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural



## Histórico

A cláusula está presente nos contratos **desde a Rodada Zero (1998)** e foi responsável por **mais de 38 bilhões de reais** investidos em pesquisa e inovação no Brasil.



## Fundamentação Legal

Baseia-se na Lei nº 9.478/1997 (**Lei do Petróleo**) e na Constituição Federal, como **contrapartida** pela exploração de recursos naturais não renováveis, que constituem monopólio da União



## Objetivo

**Estimular a pesquisa, o desenvolvimento e a adoção de novas tecnologias**, promovendo o desenvolvimento científico e a ampliação do conteúdo local de bens e serviços

# A Obrigação Contratual



## ALÍQUOTAS POR REGIME DE CONTRATO

CONCESSÃO	1,0%	Apenas campos que pagam Participação Especial  Gatilho no Regime de Concessão
PARTILHA DE PRODUÇÃO	1,0%	Receita bruta total dos campos em produção
CESSÃO ONEROSA	0,5%	Receita bruta total anual dos campos

## OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE INVESTIMENTO



Percentual da Receita Bruta



Aplicação obrigatória de um percentual da receita bruta em P&D no Brasil.

## FOMENTO À SOBERANIA TECNOLÓGICA



Aumento do conteúdo local, capacitação de fornecedores nacionais e soluções para aumento da produção e descarbonização.



### PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (PE)

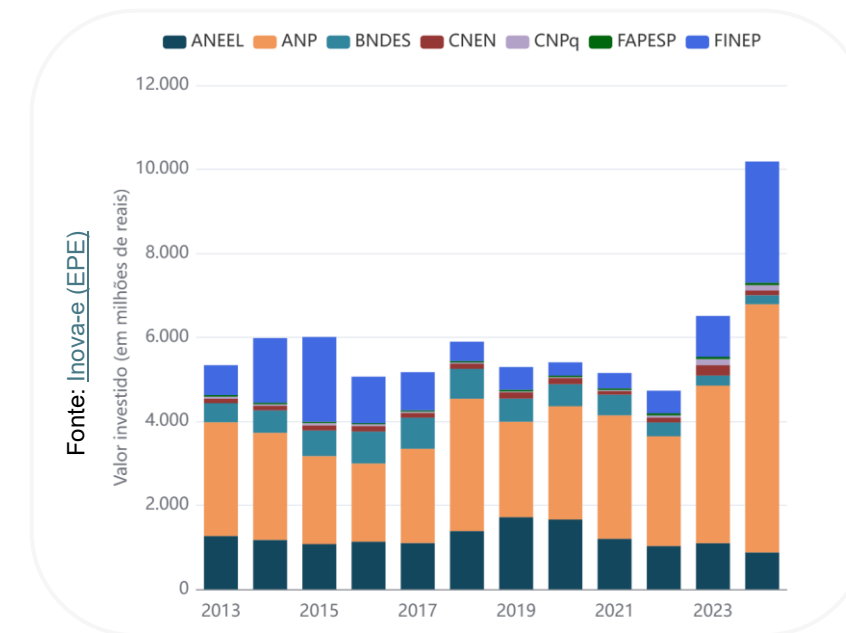
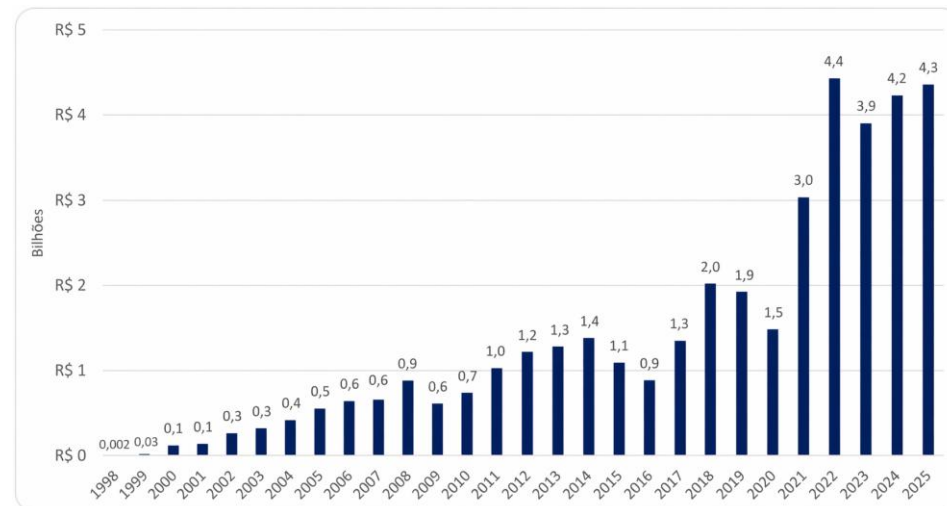


Compensação financeira extraordinária para campos com grande volume de produção ou rentabilidade elevada.

A **Resolução nº 918/2023** regulamenta a **obrigação contratual de investimentos em PD&I** no setor de petróleo e gás no Brasil, determinando que operadoras de **campos com alta produção ou rentabilidade** invistam um percentual da receita bruta em atividades tecnológicas. Os recursos podem ser aplicados **pelas próprias empresas, em empresas brasileiras ou em instituições credenciadas (ICTs)**, sendo que, na maioria dos contratos, ao menos 50% deve ser destinado a essas instituições. A norma também incentiva o **Programa de Formação de Recursos Humanos (PRH-ANP)**, permitindo aportes na capacitação de profissionais como forma de quitação antecipada das obrigações, contribuindo para a formação de mão de obra qualificada no setor.

# Impacto no Sistema de CT&I Brasileiro

A ANP consolidou-se como o **principal motor do ecossistema de inovação brasileiro**, sendo responsável por cerca de **55% dos investimentos em PD&I** realizados pelas grandes instituições fomentadoras nos últimos cinco anos. A agência viabiliza uma rede de **mais de 1.100 unidades de pesquisa**, promovendo um ciclo virtuoso que integra o financiamento das operadoras à produção acadêmica e à absorção de talentos pela indústria. Este impacto é potencializado pela **Resolução CNPE nº 2/2021**, que direcionou investimentos para temas estratégicos como transição energética, minerais estratégicos e hidrogênio.



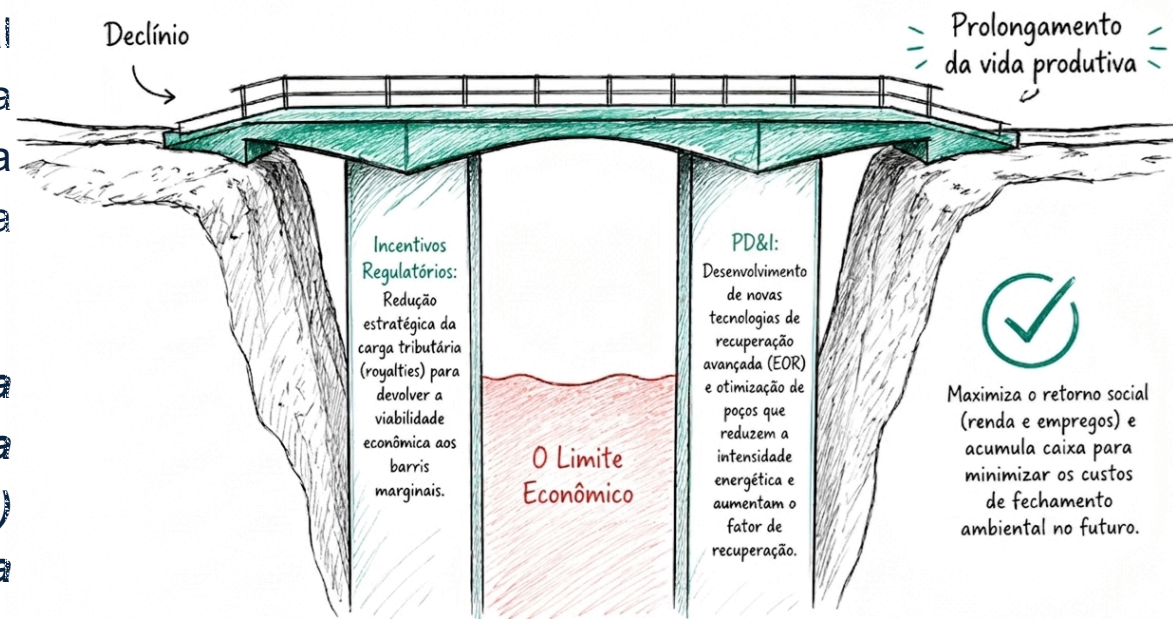
Fonte: Painel Dinâmico de Obrigação de Investimentos ANP



# PD&I em Campos Maduros e Áreas Marginais

A ANP, com base nas resoluções do CNPE, define linhas de pesquisa voltadas ao aumento do fator de recuperação e à viabilização econômica de ativos de petróleo e gás. Esse direcionamento impulsiona soluções que vão desde métodos de recuperação avançada (EOR) até ganhos de eficiência operacional via digitalização e uso de machine learning. Nesse contexto, a integração entre tecnologia e gestão da produção se consolida como pilar para a longevidade da indústria, conforme destaca a literatura:

***“A aplicação de tecnologias avançadas, como inteligência artificial e aprendizado de máquina, é uma estratégia fundamental para otimizar a produção de campos maduros. (...) O imperativo é o avanço tecnológico contínuo para aumentar a eficiência da produção e, ao mesmo tempo, mitigar o impacto ambiental, integrando práticas sustentáveis para reduzir a pegada de carbono.”*** (PEREIRA et al., 2025)





# Ecosystema de PD&I: Exemplos Práticos de Aplicação na Indústria

# Caso Mandacaru (*Onshore*)



## Gargalo Técnico

Alto custo de descarte e restrições ambientais para água produzida em campos terrestres.



## Frente de PD&I

Tratamento avançado de efluentes e reuso de água para fins agrícolas. (biocombustíveis)



## Parcerias Estratégicas



## Impacto no Ativo

**Direto:** Redução do lifting cost  
**Indireto:** Geração de créditos de carbono e diversificação de portfólio (biocombustíveis).  
**Estratégico:** Fortalecimento da Licença Social para Operar e redução de passivos ambientais.

**Nota:** No caso da Mandacaru Energia, o investimento em pesquisa não decorre de uma obrigação legal de PD&I (cláusula de investimentos em grandes campos), mas sim de uma iniciativa voluntária e estratégica. A operadora buscou na inovação tecnológica e na parceria com ICTs a solução para viabilizar economicamente seus ativos maduros, transformando gargalos operacionais em novas oportunidades de negócio.

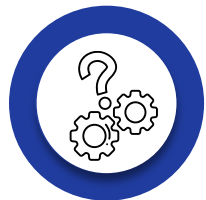
Saiba mais



Projetos – Núcleo de Pesquisa em Economia de Baixo Carbono



# Caso UFRN/Petrobras (Óleos Pesados)



## Gargalo Técnico

Baixa recuperação de óleo viscoso/pesado em reservatórios maduros sob métodos convencionais.



## Frente de PD&I

Injeção combinada de Polímeros e Vapor para aumentar a mobilidade do óleo.



## Parcerias Estratégicas



## Impacto no Ativo

**Direto:** Aumento do Fator de Recuperação (FR)  
**Indireto:** Ganho de Eficiência Energética  
**Estratégico:** Extensão da Vida Útil e postergação do abandono

Saiba mais



POTENCIALIZANDO A RECUPERAÇÃO DE ÓLEO EM CAMPOS

# Caso HISEP (Alto teor de CO<sub>2</sub>)



## Gargalo Técnico

Vulnerabilidade econômica de campos *greenfield* com alto teor de CO<sub>2</sub> (≥ 40%).



## Frente de PD&I

Separação e reinjeção submarina de CO<sub>2</sub> em estado denso (ainda no leito marinho).



## Parcerias Estratégicas



## Impacto no Ativo

**Direto:** Redução drástica do CAPEX e OPEX da FPSO.

**Indireto:** Aumento da Capacidade de Produção de Óleo.

**Estratégico:** Descarbonização e Viabilização de Campos Marginais

**Nota:** Embora o HISEP tenha sido concebido para os desafios de alta pressão e volume do Pré-sal, sua aplicação representa uma quebra de paradigma para campos marginais *greenfield* com alto teor de CO<sub>2</sub>. Ao realizar a separação e reinjeção do contaminante ainda no leito marinho, a tecnologia reduz a complexidade e o peso das unidades de superfície, transformando projetos anteriormente inviáveis (devido ao alto custo de plantas de processamento de gás) em ativos economicamente atrativos e de baixa emissão.

Saiba mais



[Inside HISEP®](#)





# Obrigada!



[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

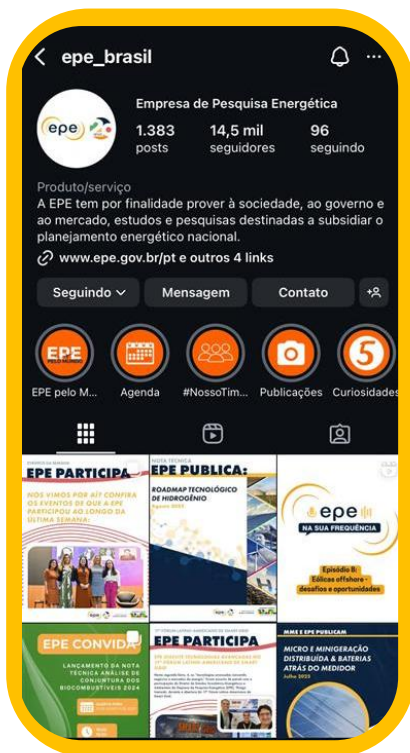


Praça Pio X, 54, Centro – RJ

# Nossas redes e portal



[Instagram](#)



[LinkedIn](#)



[Facebook](#)



<https://www.epe.gov.br/pt>



# Nossos selos



Escaneie o Qrcode e saiba mais