



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032

# **Sensibilidades e Análise Econômica para a Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**

---

Janeiro de 2023

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



- I. INTRODUÇÃO**
- II. DETALHAMENTOS DA PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**
  - i. PREVISÃO DA PRODUÇÃO NO AMBIENTE ONSHORE
  - ii. PREVISÃO DA PRODUÇÃO DA CESSÃO ONEROSA E DO VOLUME EXCEDENTE
- III. SENSIBILIDADES APLICADAS ÀS PREVISÕES DE PRODUÇÃO**
  - i. AUMENTO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL
  - ii. AUMENTO DA PRODUÇÃO PELA RECUPERAÇÃO
  - iii. OFERTA PERMANENTE E AUMENTO DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO
  - iv. DESCARBONIZAÇÃO DO SETOR E A PRODUÇÃO DE O&G
  - v. ANÁLISE DE OPORTUNIDADES PARA O AUMENTO DA PRODUÇÃO COM O USO DE SUBSEA TIE-BACK
- IV. ASPECTOS ECONÔMICOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS**
  - i. EVOLUÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS E DA RELAÇÃO R/P
  - ii. INVESTIMENTOS E EXCEDENTES DE PETRÓLEO
  - iii. ASPECTOS ECONÔMICOS | PREVISÃO DE ENTRADA DE EQUIPAMENTOS
- V. CONCLUSÃO**

# Introdução

## Considerações gerais

Este Caderno é uma continuação dos estudos da Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural, publicado em setembro de 2022, sendo este o mês de referência desse estudo. O objetivo é aprofundar na análise das previsões apresentadas no Caderno inicial, a partir do detalhamento e da análise de sensibilidade de tópicos que apresentam alternativas para vários aspectos dessas previsões.

Inicialmente apresenta-se um detalhamento da previsão da produção onshore e da Cessão Onerosa e volumes excedentes. Posteriormente são apresentadas análises de sensibilidade considerando aumento da produção líquida de gás, aumento da produção com base na recuperação de campos, aumento da produção e das reservas com foco na Oferta Permanente de áreas e aspectos da descarbonização do setor de óleo e gás.

Por fim, são ressaltados os aspectos econômicos associados à previsão da produção de petróleo e gás de referência para os próximos dez anos.

A produção de petróleo prevista para o decênio do PDE 2032 não apresenta oscilação média com relação à projeção apresentada no plano anterior. Já a produção bruta e líquida prevista de gás natural para o decênio do PDE 2032 é, em média, 13% e 4% superior à projeção apresentada no ciclo anterior, respectivamente.

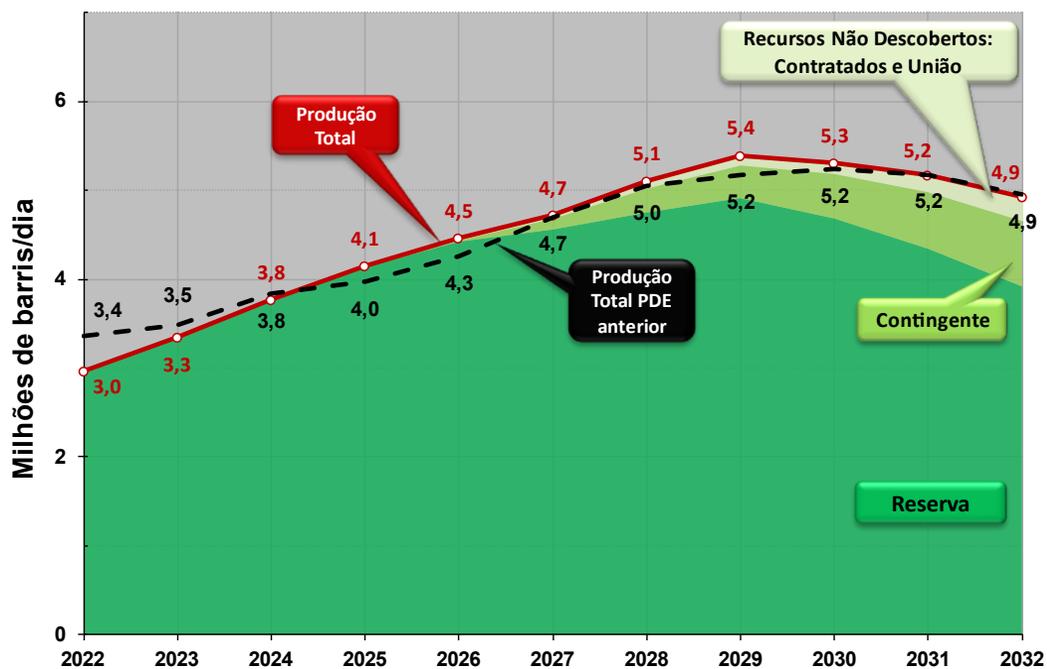
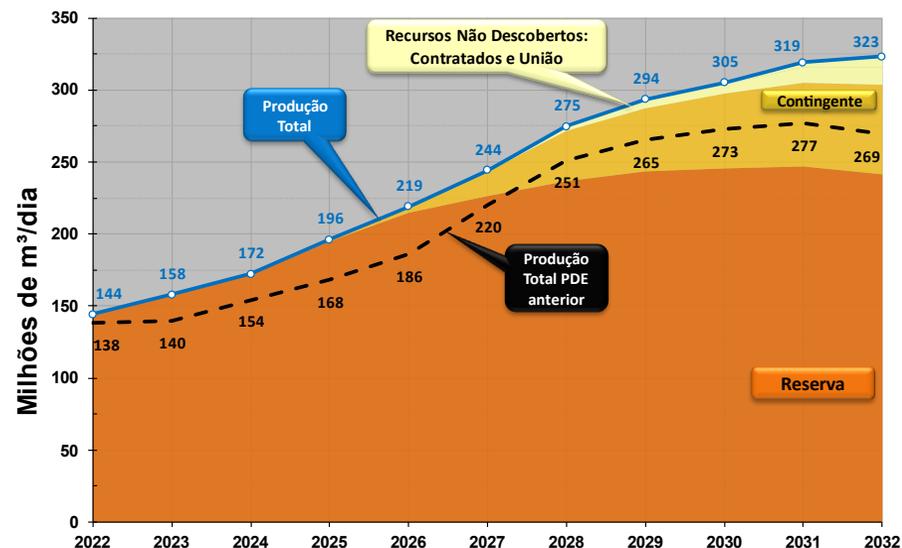
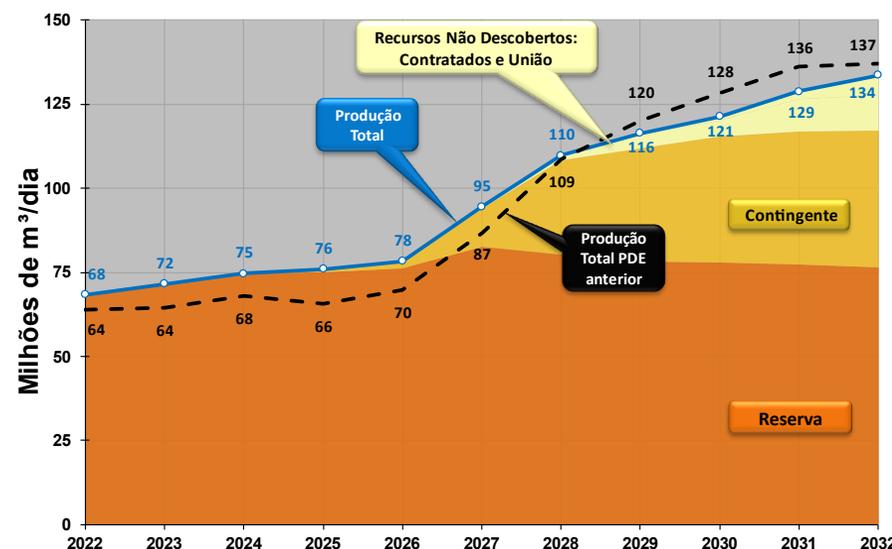


Gráfico I - Previsão da Produção de Petróleo.

Fonte: EPE



(A)



(B)

Gráfico II - Previsão da Produção de Gás bruto (A) e líquido (B).

Fonte: EPE

# Detalhamentos da Previsão da Produção de Petróleo e Gás

Previsão da produção no  
ambiente *onshore*

Previsão da produção da cessão  
onerosa e do volume excedente

# Previsão da Produção de Petróleo no Ambiente Onshore



A produção de petróleo *onshore* representa 3% do total nacional no final do período. Ao longo do próximo decênio é sustentada pelas bacias: Potiguar, Recôncavo, Solimões e Sergipe, que representam 84% da produção deste ambiente (Gráfico 1). Ao final do próximo decênio a produção *onshore* apresenta cerca de 153 mil barris por dia, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos, suportado pelos Recursos Não Descobertos, que representam, respectivamente, 45% e 55% da produção em 2032 (Gráfico 2).

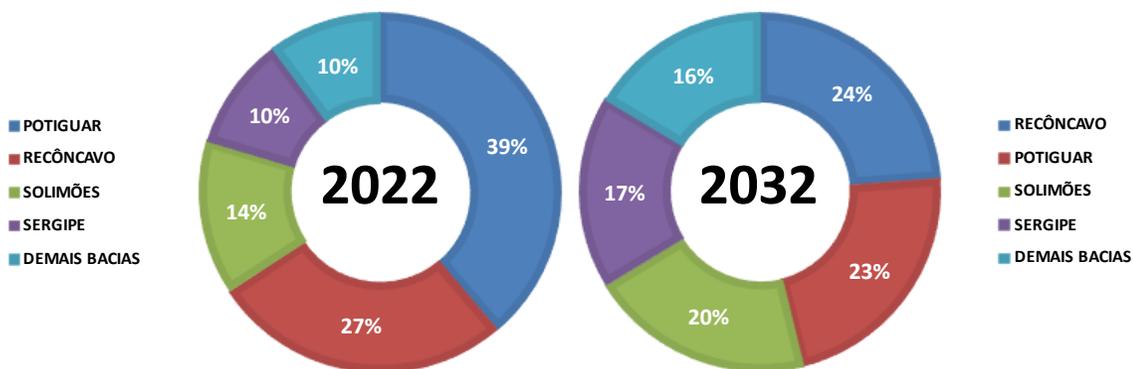


Gráfico 1 – Contribuição Percentual por Bacia na Produção de Petróleo

Fonte: EPE



Gráfico 2 - Previsão da Produção de Petróleo Onshore

Fonte: EPE

# Previsão da Produção Bruta de Gás Natural no Ambiente Onshore

A produção bruta de gás natural *onshore* representa 10% do total nacional no final do período. Ao longo do próximo decênio é sustentada pelas bacias: do Solimões, Parnaíba, Recôncavo e Potiguar, que representam 88% da produção bruta deste ambiente (Gráfico 3). Ao final do próximo decênio a previsão *onshore* apresenta cerca de 31 milhões de m<sup>3</sup>/dia para produção bruta, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos, complementada pelos Recursos Não Descobertos, que representam, respectivamente, 62% e 38% da produção em 2032 (Gráfico 4).

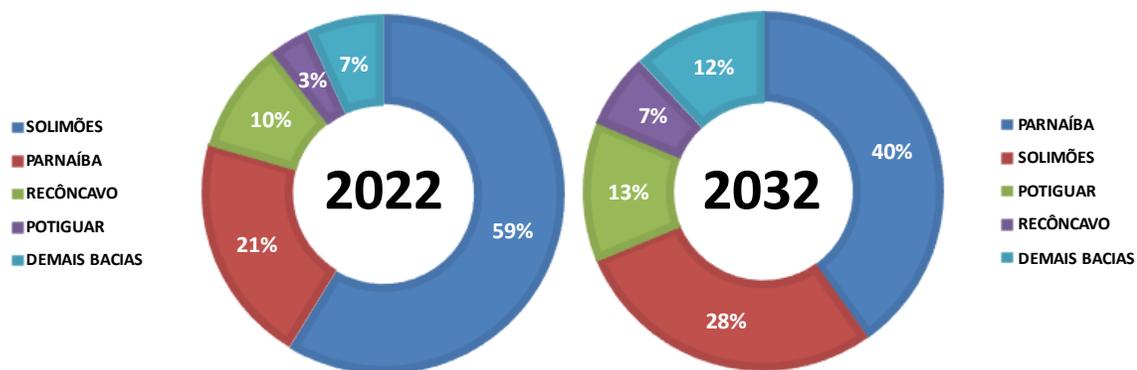


Gráfico 3 – Contribuição Percentual por Bacia na Produção Bruta de Gás Natural  
Fonte: EPE



Gráfico 4 - Previsão da produção diária de gás natural bruta nacional no ambiente onshore

Fonte: EPE

A produção líquida de gás natural *onshore* representa 20% do total nacional no final do período. Ao longo do próximo decênio é sustentada pelas bacias: do Solimões, Parnaíba, Recôncavo e Potiguar, que representam 88% da produção líquida deste ambiente (Gráfico 5). Ao final do próximo decênio a previsão *onshore* apresenta cerca de 27 milhões de m<sup>3</sup>/dia para produção líquida, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos, complementada pelos Recursos Não Descobertos, que representam, respectivamente, 63% e 37% da produção em 2032 (Gráfico 6).

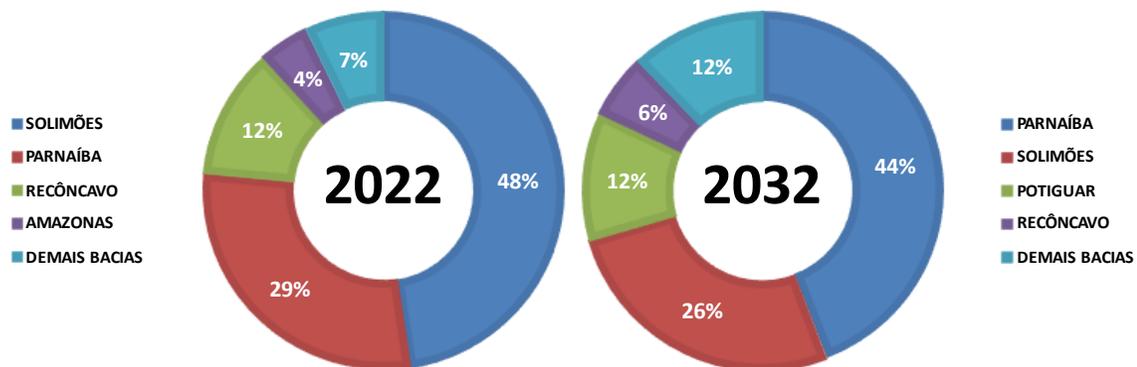


Gráfico 5 – Contribuição Percentual por Bacia na Produção Líquida de Gás Natural  
Fonte: EPE

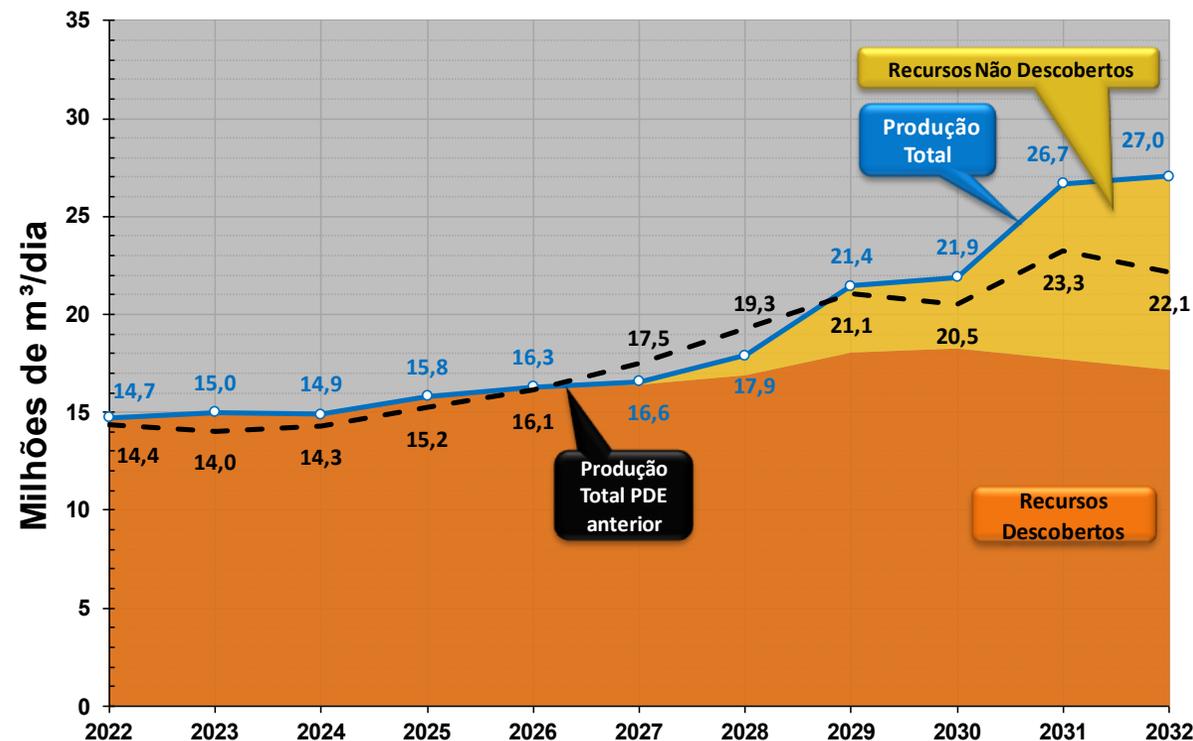


Gráfico 6 - Previsão da produção diária de gás natural líquida nacional no ambiente onshore

Fonte: EPE

# Previsão da Produção de Petróleo da Cessão Onerosa e do Volume Excedente



A produção de petróleo da Cessão Onerosa no último ano foi de 579 mil barris/dia, com contribuição dos campos Búzios, Itapu, Sépia, Sul de Tupi, Sul de Sapinhoá, Atapu, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Norte de Berbigão e Sul de Berbigão (Gráfico 7). Com a previsão de entrada de mais UEP no decênio, projeta-se uma produção de cerca de 1,4 milhão de barris por dia no final do próximo decênio.

Considerando-se os volumes da Cessão Onerosa somados aos excedentes (representado em azul no Gráfico 7), estima-se uma participação de cerca de 38% no total da produção de petróleo em 2032. Os contratos de partilha de produção participam com 14% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 45% da produção nacional no fim do decênio.

A Cessão Onerosa é um regime de contratação direta da Petrobras para a exploração de áreas específicas da União, por meio da Lei nº 12.276/2010, que limitou a produção de 5 (cinco) bilhões de barris de Petróleo equivalente (divididos nos blocos regidos por aquele contrato).

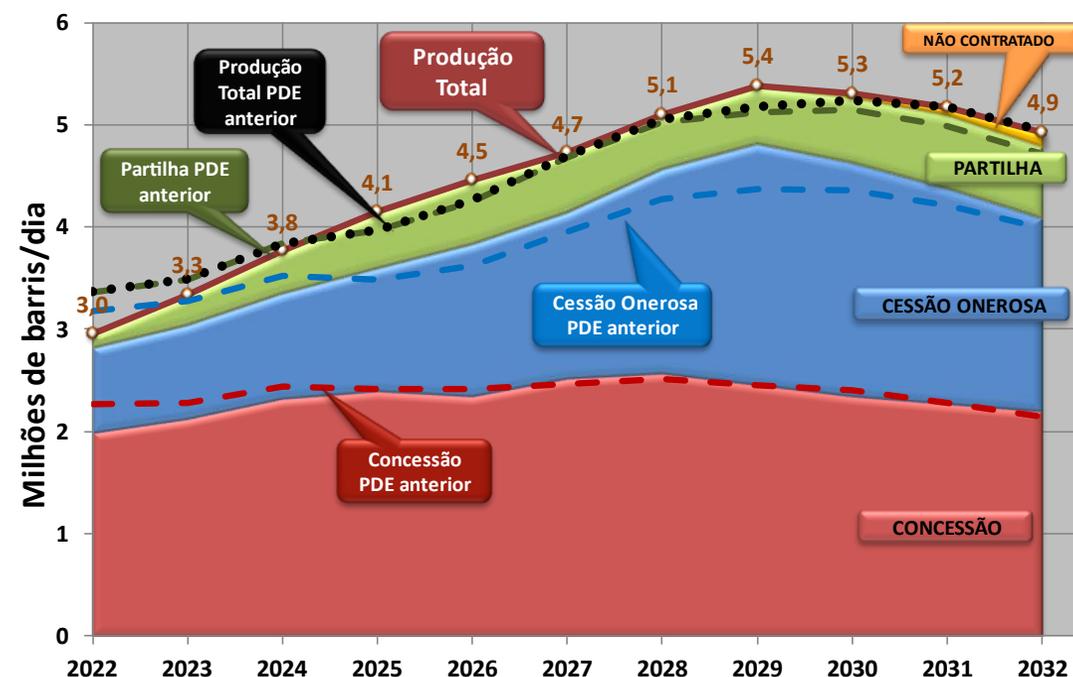


Gráfico 7 - Previsão de produção de petróleo por tipo de contrato

Fonte: EPE

A produção de gás natural da Cessão Onerosa atual bruta e líquida é de 22 e 1 milhões de m<sup>3</sup>/dia, respectivamente, com contribuição principal dos campos Búzios, Itapu, Sépia, Sul de Tupi, Sul de Sapinhoá, Atapu, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Norte de Berbigão e Sul de Berbigão (Gráfico 8).

As previsões da produção bruta de gás natural da Cessão Onerosa, considerando o horizonte decenal, incluindo o excedente, responde por cerca de 33% do total e os contratos de concessão prevalecem contribuindo massivamente com cerca de 48% no fim do decênio. As unidades sob contrato de concessão apresentam crescimento ao longo de todo decênio.

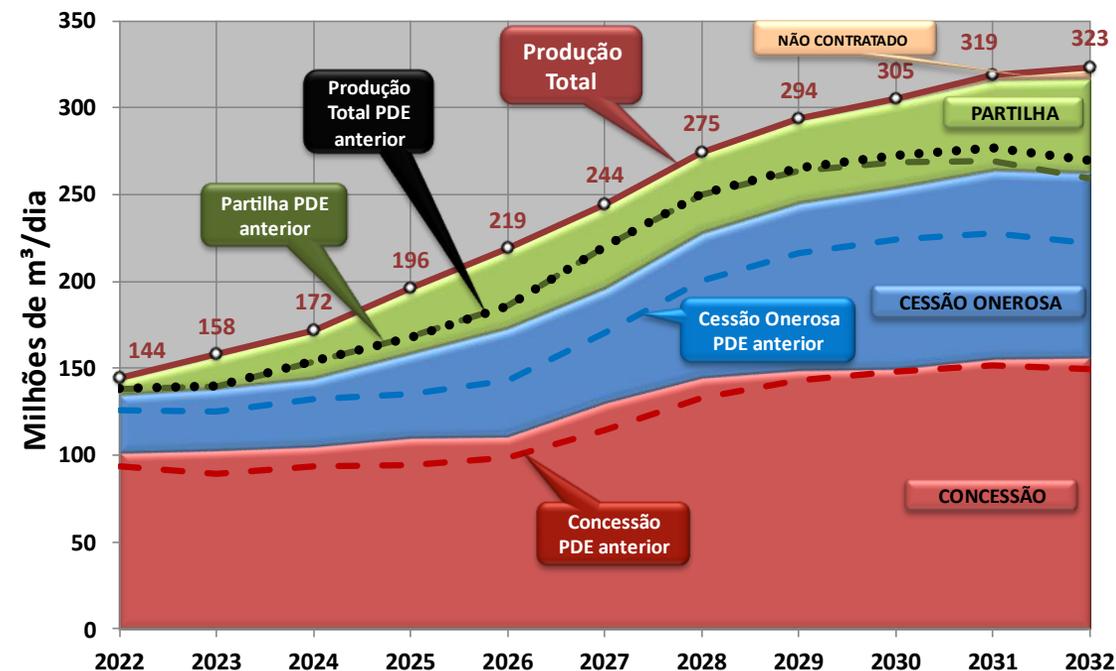


Gráfico 8 - Previsão de produção bruta de gás natural por tipo de contrato

Fonte: EPE

O CO<sub>2</sub> é produzido junto com o óleo, sendo liberado no processo de produção junto com o gás natural. Tem sido uma prática em operações no Pré-Sal realizar a separação da corrente rica em CO<sub>2</sub> na Unidade Estacionária de Produção (UEP) e reinjetá-la no reservatório, evitando a emissão de gases de efeito estufa.

# Sensibilidades aplicadas às previsões de produção

Aumento da produção líquida de gás natural

Aumento da produção pela recuperação

Oferta permanente e aumento das reservas e da produção

Descarbonização do setor e a produção de O&G

Análise de oportunidades para o aumento da produção com o uso de subsea tie-back

As previsões da produção para o decênio indicam que a disponibilização de gás natural para o mercado consumidor permanece baixa, tendo em conta o alto potencial que a produção bruta brasileira permitiria alcançar.

A previsão da produção líquida de gás natural para o ano de 2032 equivale a 41% da produção bruta, considerando-se todas as categorias de recursos.

Apresenta-se um cenário de aumento da disponibilidade de gás natural calcado na hipótese de alta produção líquida, que considera a diminuição da parcela de reinjeção em algumas unidades produtivas da Bacia de Santos somada à viabilização do escoamento desta produção (Gráfico 9).

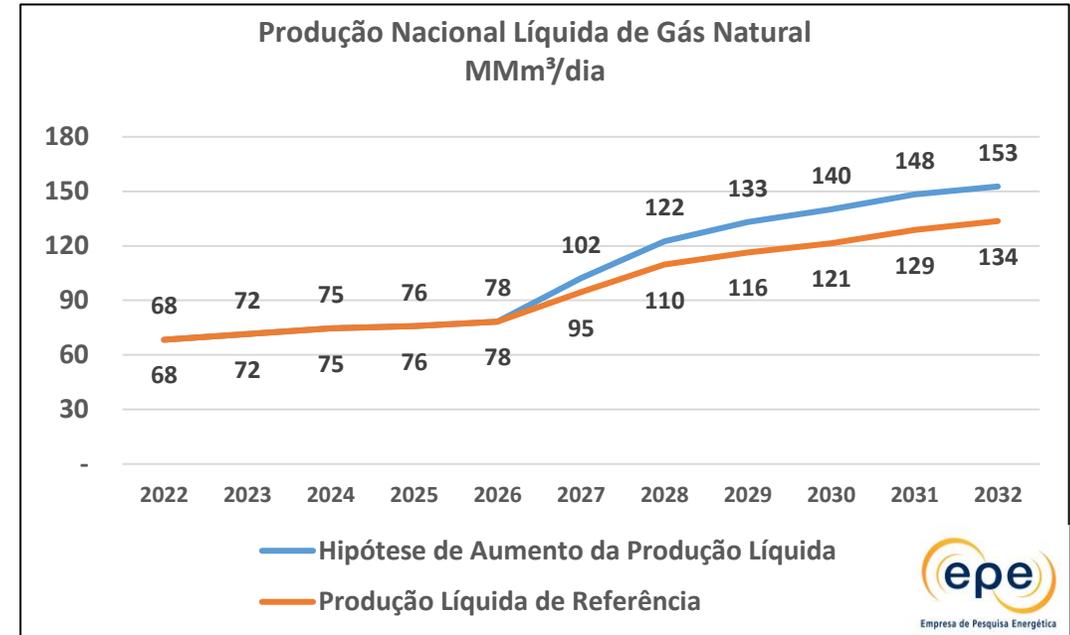


Gráfico 9 - Comparação da previsão da produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida

Fonte: EPE

**A opção das empresas concessionárias pela reinjeção total ou parcial do gás natural no reservatório é justificada: pelo aumento na recuperação do óleo; pelas limitações na infraestrutura existente para o escoamento e processamento; e a necessidade de uma demanda firme por se tratar de um gás associado ao óleo.**

Grande parte dos campos brasileiros encontram-se em declínio de produção, deste modo são necessários estudos e investimentos que promovam a continuidade da produção com o consequente aumento do fator de recuperação (FR), através de métodos de recuperação secundária e terciária. Nesse contexto, é estimado o incremento em 205 milhões de barris de óleo equivalentes dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR das bacias terrestres brasileiras, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Recursos e Reservas em áreas terrestres (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in-situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR(%)	FRa(%)	Incremento a cada 1% do FR
Recôncavo	7.207,9	2.169,5	238,5	<b>33%</b>	30%	72,1
Potiguar	5.201,0	869,2	202,0	<b>21%</b>	17%	52,0
Sergipe	3.049,3	583,9	188,0	<b>25%</b>	19%	30,5
Solimões	1.702,5	893,1	288,7	<b>69%</b>	52%	17,0
Espírito Santo-Mucuri	1.580,9	252,0	47,7	<b>19%</b>	16%	15,8
Alagoas	749,2	226,3	19,2	<b>33%</b>	30%	7,5
Camamu-Almada	560,3	0,4	27,7	<b>5%</b>	0,1%	5,6
Parnaíba	340,1	93,0	223,1	<b>93%</b>	27%	3,4
Amazonas	57,5	0,2	45,5	<b>79%</b>	0,3%	0,6
Tucano Sul	37,2	14,3	2,3	<b>45%</b>	38%	0,4
Barreirinhas	9,6	0,1	3,7	<b>40%</b>	1%	0,1
Paraná	3,1	-	2,5	<b>81%</b>	0%	0,03
<b>Total</b>	<b>20.499</b>	<b>5.102</b>	<b>1.289</b>	<b>31%</b>	<b>25%</b>	<b>205</b>

Fonte: EPE

O aumento do FR não implica necessariamente no aumento da produção, mas em um maior aproveitamento dos recursos in-situ (EPE, 2018).

Em bacias como a Potiguar ainda há uma grande margem para evolução das reservas, pois os projetos indicam atualmente um FR de até 21%, percentual inferior ao das amostras internacionais.

Há exemplos na bacia de campos desinvestidos pela Petrobras, com aumento da produção em 30%. Esse resultado foi obtido pelos efeitos imediatos dos investimentos em novos poços e na aplicação de técnicas de recuperação secundária e terciária.

A trajetória de referência, com base na manutenção da produção atual, acarreta um crescimento anual médio de 4% até o final do período. Contudo, com os incentivos e ações para o segmento, espera-se o incremento do crescimento anual médio de 7% da produção, alcançando uma produção de cerca de 450 mil boe/dia no final do decênio (Gráfico 10).

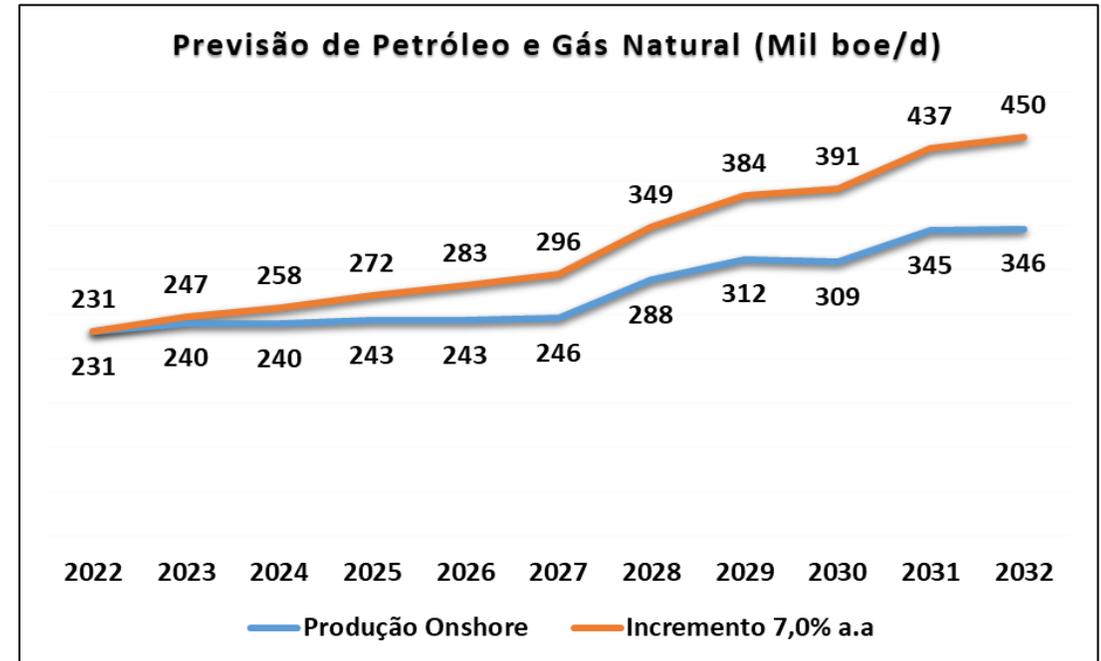


Gráfico 10- Previsão de produção onshore 2022-2032 considerando aumento do FR de 7%.

Fonte: EPE

No ambiente offshore há uma predominância na produção de petróleo e gás natural nas bacias de Santos e Campos, representando cerca de 94% da produção marítima acumulada até 2021.

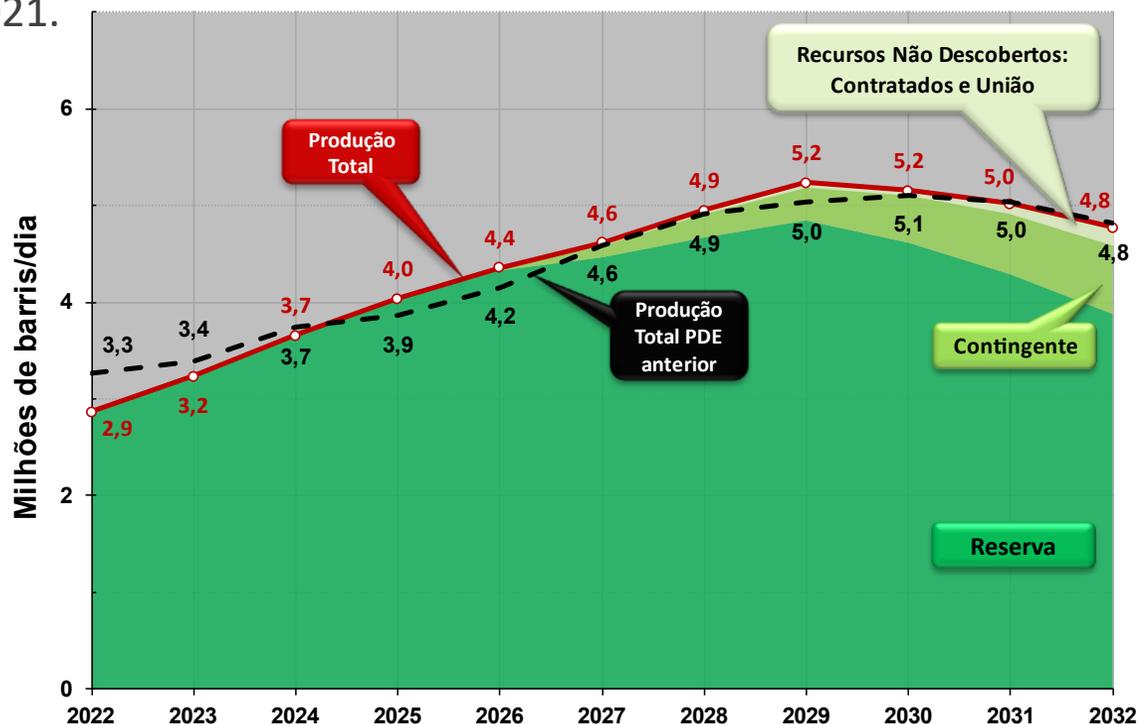
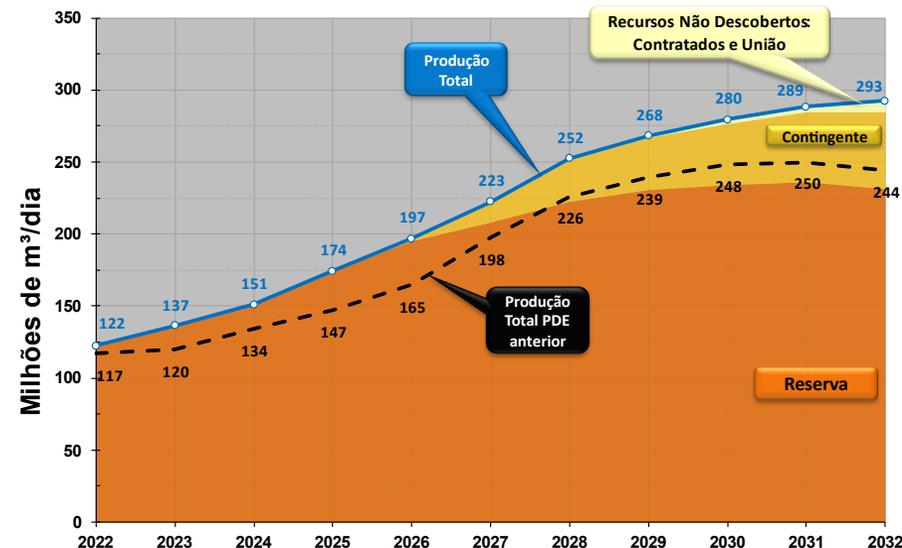
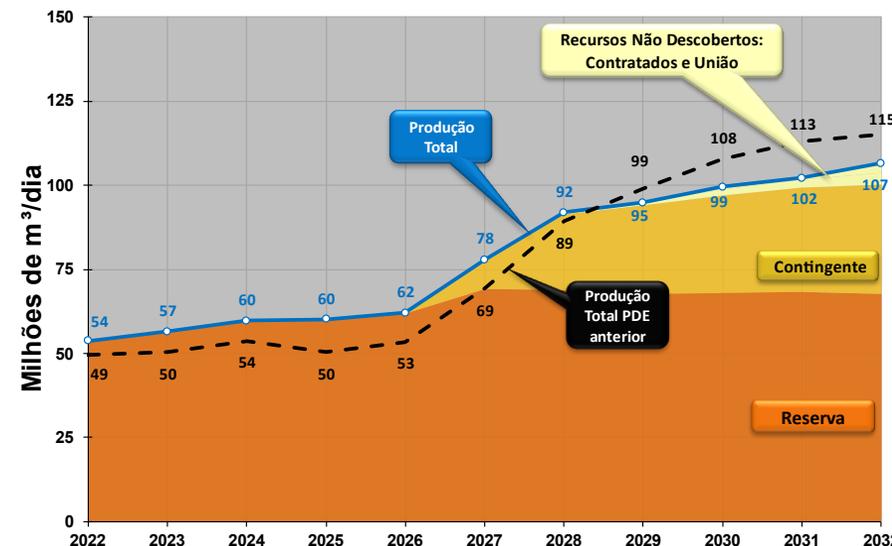


Gráfico 11 - Previsão da Produção de Petróleo *Offshore*, por tipo de recurso.

Fonte: EPE



(A)



(B)

Gráfico 12 - Previsão da Produção de Gás *Offshore* bruta (A) e líquida (B), por tipo de recurso.

Fonte: EPE

A Bacia de Campos, no entanto, apresenta uma previsão de declínio da produção para os próximos 10 anos. Estima-se o incremento em cerca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR para a Bacia de Campos, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Recursos e Reservas em áreas marítimas (milhões de barris de óleo equivalente).

Bacia	Volume in-situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR(%)	FRa(%)	Incremento a cada 1% do FR
Santos	119.821	4.906	20.398	21%	4%	1.198
Campos	95.583	15.203	5.833	22%	16%	956
SEAL	1.606	407	2	25%	25%	16
Potiguar	1.295	271	105	29%	21%	13
Espírito Santo	1.124	321	6	29%	29%	11
Camamu-Almada	892	168	63	26%	19%	9
Ceará	819	174	-	21%	21%	8
<b>Total</b>	<b>221.139</b>	<b>21.448</b>	<b>26.407</b>	<b>22%</b>	<b>10%</b>	<b>2.211</b>

Fonte: EPE

No Programa de Desinvestimentos da Petrobras, foram considerados 35 campos localizados na Bacia de Campos.

Atualmente, a bacia possui FR de 16% e com a perspectiva de elevação do FR estima-se que ocorra um aumento de aproximadamente 50% sobre a produção prevista para a bacia no final do decênio, comparando-se com o primeiro ano.

Essa mesma abordagem pode ser utilizada em outras bacias marítimas, como SEAL, Potiguar, Espírito Santo, Camamu-Almada, Ceará, além do pós-sal e extra pré-sal da Bacia de Santos (Gráfico 13).

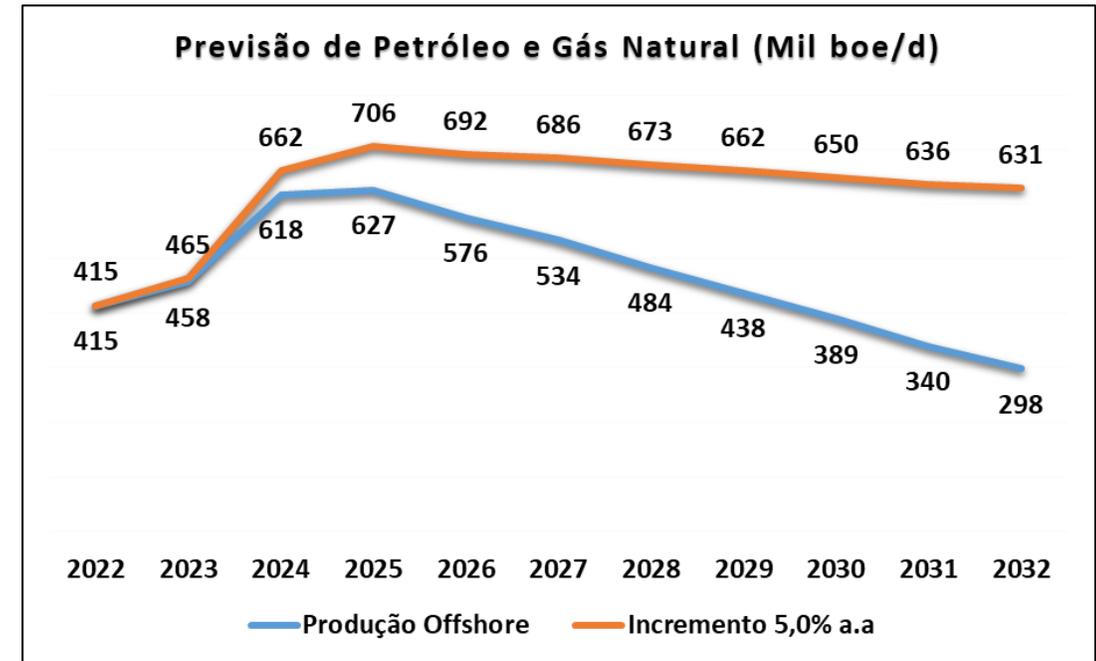


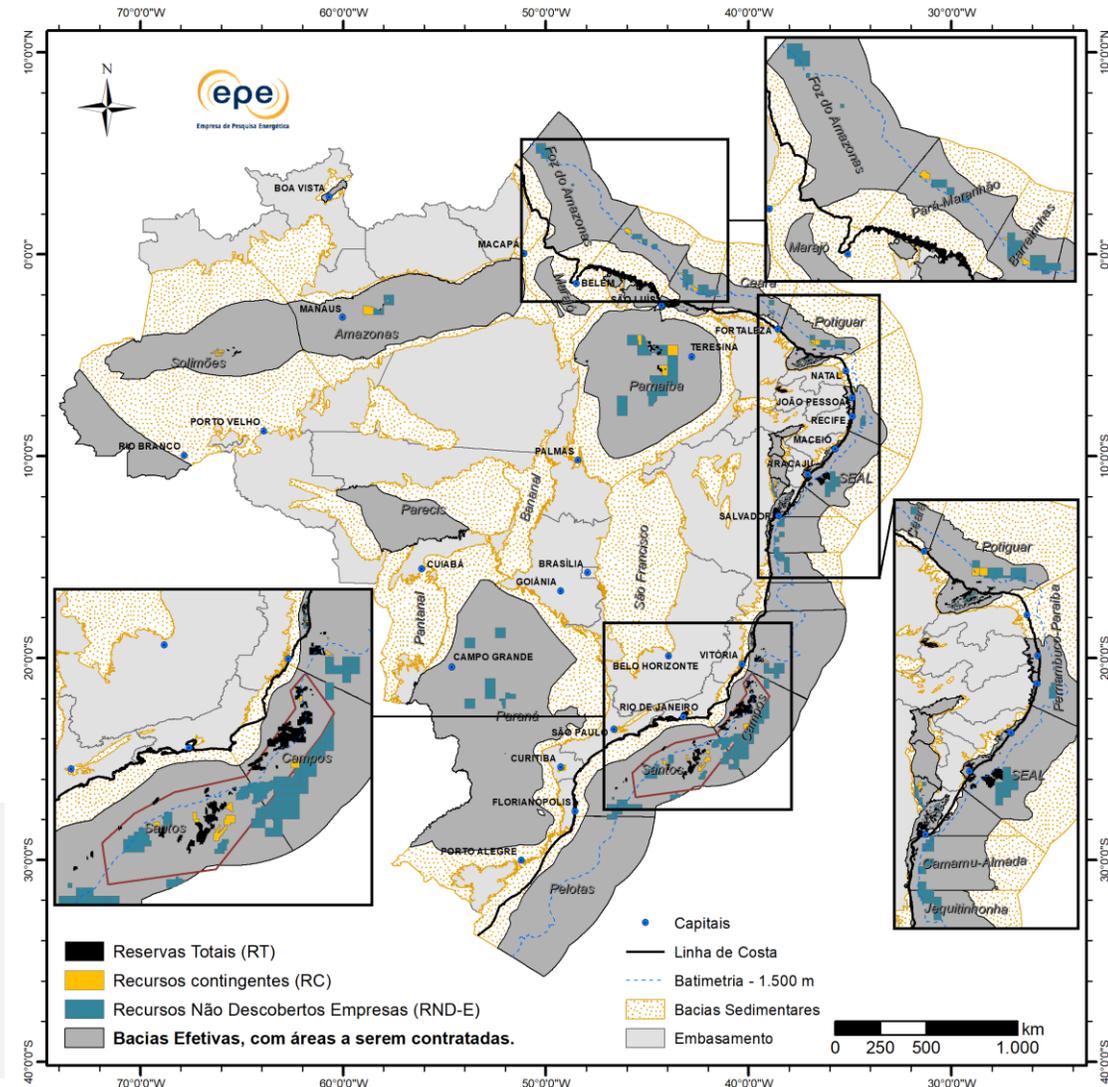
Gráfico 13 - Comparação da previsão da produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida

Fonte: EPE

Esta análise de sensibilidade objetivou estimar o aumento da reserva a partir de áreas que estão disponíveis para a Oferta Permanente (OP). A OP no horizonte decenal possibilitará o aumento das atividades de exploração, de investimentos e, por consequência, das chances de incremento de reservas e da produção de petróleo e gás natural.

Para estimar o potencial da participação das áreas que podem ser arrematadas nos próximos ciclos de OP nos volumes recuperáveis nacionais de petróleo e gás natural, foi necessária a análise dos seguintes aspectos: classificação do tipo de recurso, estimativas volumétricas, início da produção e perfil de produção.

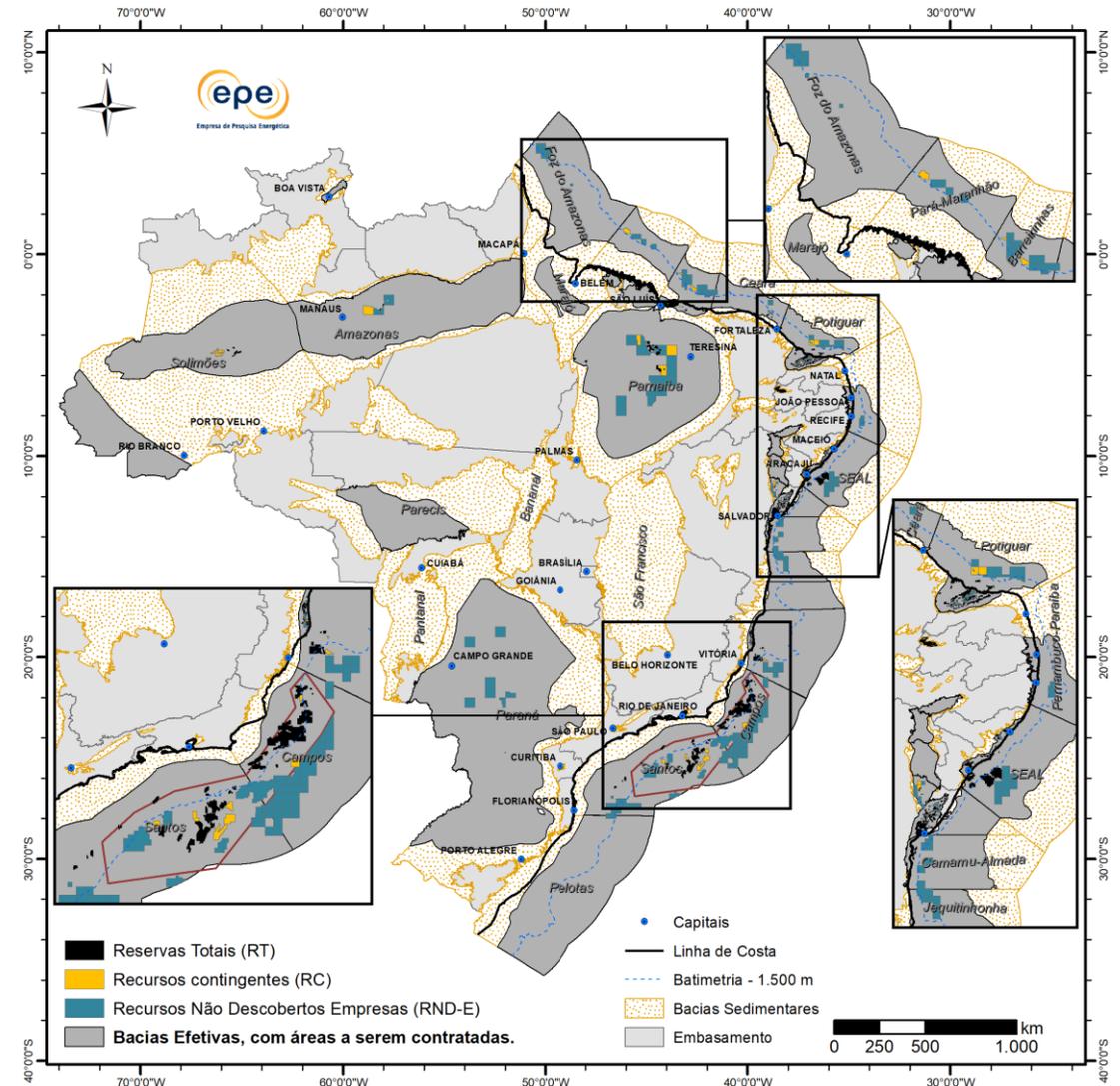
A Oferta Permanente consiste na disponibilização, pela ANP, de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais, localizados em bacias sedimentares brasileiras terrestres ou marítimas para avaliação e manifestação de interesse das empresas petrolíferas.



Fonte: EPE

As estimativas volumétricas apresentadas não consideraram um estudo detalhado de viabilidade técnica dos projetos, mas refletem o potencial de produção e/ou da recuperação de recursos que a exploração destas áreas pode fomentar.

Nas previsões realizadas para a sensibilidade, o potencial dos benefícios do regime de OP, em função das áreas disponíveis, dentro dos critérios estabelecidos, indica alta probabilidade para se antecipar o incremento de nossas reservas da ordem de **6,4 bilhões de barris de óleo equivalente**, no caso dos blocos na modalidade de concessão, e de **3,9 bilhões de barris de óleo equivalente** para os blocos na modalidade de partilha da produção, no próximo decênio.



Fonte: EPE

Esta análise de sensibilidade objetiva trazer para o planejamento do setor de óleo e gás, em especial para a área de E&P a temática da descarbonização do setor.

A descarbonização da indústria se refere à busca pela redução e da pela eliminação, no longo prazo, da emissão de gás carbônico nas diversas atividades e das fontes de energia.

A produção de hidrocarbonetos continua tendo um papel importante na matriz energética prevista para o decênio, mas para se manter competitivo, o barril precisa ser de baixo custo e com baixas emissões de gases de efeito estufa - GEE. As companhias de E&P vêm apresentando metas de descarbonização de suas atividades, com soluções tecnológicas em curso e em desenvolvimento.

As estratégias associam-se à gestão da economia de baixo carbono, com técnicas renováveis e limpas, visando ao aumento da eficiência energética, com a preocupação de produzir um petróleo menos carbonizado no futuro.

O gerenciamento e a mitigação das emissões de GEE oriundas da expansão da produção petróleo e gás natural no Brasil, considerando-se a expectativa do expressivo aumento da produção no médio prazo, influenciada pela produtividade do pré-sal, traz a discussão sobre as opções de mitigações a serem apresentadas nos cenários brasileiros, para auxiliar na tomada de decisões atuais e futuras sobre políticas de gerenciamento das emissões e mitigação no setor de petróleo e gás natural e energético.

As medidas de mitigação mais comumente empregadas são as que correspondem às iniciativas de baixo custo, que constituem mudanças ou alterações em processos, a automação de serviços de manutenção offshore, e a implementação de um programa de inspeção e manutenção. Outras maneiras viáveis e eficientes de proporcionar a redução de emissão de GEE, através de medidas de mitigação que apresentam custos marginais e abatimento líquido positivos, são o aumento da eletrificação, com uma conversão de energia mais eficiente; geração de energia elétrica a ciclo combinado, de turbina a gás com turbina a vapor para maior aproveitamento do calor excedente; o uso de energias renováveis incluindo a biomassa; a intensificação da eficiência energética das instalações; e a captura e armazenamento de carbono (CCS sigla em inglês para Carbon Capture and Storage), que é

uma ação de alto custo, ainda pouco aplicada, mas eficiente de armazenamento de CO<sub>2</sub>. A Petrobras informou em seu Plano Estratégico 2022-2026 que as emissões por barril diminuirão próximo à metade em 11 anos e, mesmo com o aumento da produção, houve uma redução absoluta de 40%. A companhia promete novos avanços com o separador HISEP®, a separação de CO<sub>2</sub>, a detecção de metano, o flare fechado e, mais recentemente, a adoção de plataformas all electric que permite uma redução de até 20% nas emissões das operações do Pré-Sal.

A Petrobras prevê a redução de 32% na intensidade de carbono nas atividades de E&P até 2025, tendo como ano base 2015. Já a Shell se compromete a reduzir pela metade suas emissões de dióxido de carbono até 2030, em comparação aos níveis de 2016.

BP, Equinor, Shell e Total Energies já anunciaram a ambição de zerar emissões de carbono até 2050. Projetos que tenham como resultado a redução de emissões também já são notados na indústria de petróleo e gás como é o caso do Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica da empresa ENEVA, que permite que o gás natural da Bacia do Campo do Azulão, na Bacia do Amazonas, se transforme em energia para abastecer cerca de 70% do consumo de energia elétrica do estado de Roraima. Nesse projeto existe a expectativa de redução de cerca de 30% das emissões de GEE na matriz energética de Roraima, sendo 35% as emissões de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), o que representa 180.000 ton/ano a menos de CO<sub>2</sub> lançados na atmosfera, e 99% de óxido de nitrogênio, com a substituição da matriz de geração local da termelétrica, atualmente baseada em diesel, por gás natural.

As companhias de serviços também são parte importante no processo de descarbonização. A Aker Solutions anunciou seu compromisso de ter um terço dos projetos e serviços de baixo carbono e renováveis até 2025, dois terços até 2030 e zero emissões até 2050.

O primeiro grande desafio para o avanço da descarbonização da indústria brasileira de óleo e gás, sobretudo do ponto de vista do planejamento, é a carência do mapeamento e de inventário das emissões do setor, que possibilite a análise do potencial de redução de emissões, que permita conhecer a qualidade dos dados fornecidos pelos operadores, o conhecimento dos aspectos técnicos envolvidos na emissão de gases de efeito estufa em instalações de óleo e gás, e os impactos nos aspectos técnico-econômicos e de ciclo de vida de projetos de E&P.

# Sensibilidade | Análise de Oportunidades para o Aumento da Produção com o Uso de Subsea Tie-Back

Esta análise busca identificar oportunidades exploratórias que poderiam ser desenvolvidas com a utilização de subsea tie-backs para FPSOs com capacidade disponível para processamento de petróleo. A utilização de sistemas subsea tie-back vem sendo identificada como uma solução para reduzir os investimentos no desenvolvimento da produção de recursos com economicidade marginal. Essa redução pode permitir que mais óleo seja recuperado durante um maior período, podendo aumentar o Fator de Recuperação dos campos. Além disso, o potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub> por barril em virtude da sinergia da operação é de grande relevância sob o ponto de vista ambiental.

O Brasil possui 40 plataformas do tipo FPSO em produção atualmente e muitas delas já se encontram em fase de declínio da produção. Foram selecionadas 11 (onze) FPSOs considerando os seguintes critérios: capacidade disponível de processamento de petróleo entre 30 mil e 75 mil barris por dia; que tenham apresentado produção no 1º semestre de 2022; ...

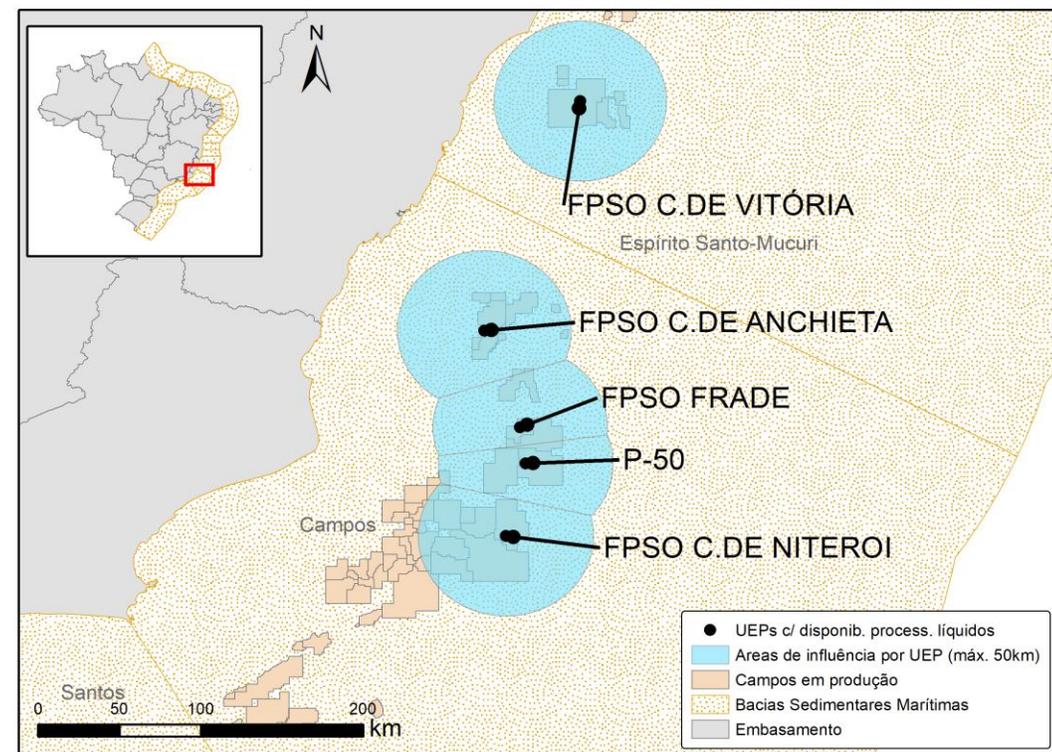


Figura 1 - Áreas potenciais para uso de sistemas subsea tie-back nas bacias de Campos e Espírito Santo.

Fonte: EPE

# Sensibilidade | Análise de Oportunidades para o Aumento da Produção com o Uso de Subsea Tie-Back



... que já estejam na fase de declínio da produção; e, que estejam localizadas nas bacias de Campos, Santos ou Espírito Santo. Esses critérios foram definidos para que os custos operacionais não inviabilizassem o novo projeto.

Para o cálculo da capacidade disponível, foram utilizados os dados de capacidade total de processamento de petróleo e a média da produção de líquidos das FPSOs, de janeiro a junho de 2022, dados constantes no site da ANP. Os recursos selecionados para a análise incluem os Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) inativos, que não tiveram declaração de comercialidade, e a base de prospectos identificados e indicados do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2019-2021. A análise foi realizada através de geoprocessamento, com a utilização de um raio de 50 km para cada FPSO, identificando-se a FPSO mais próxima de cada oportunidade exploratória.

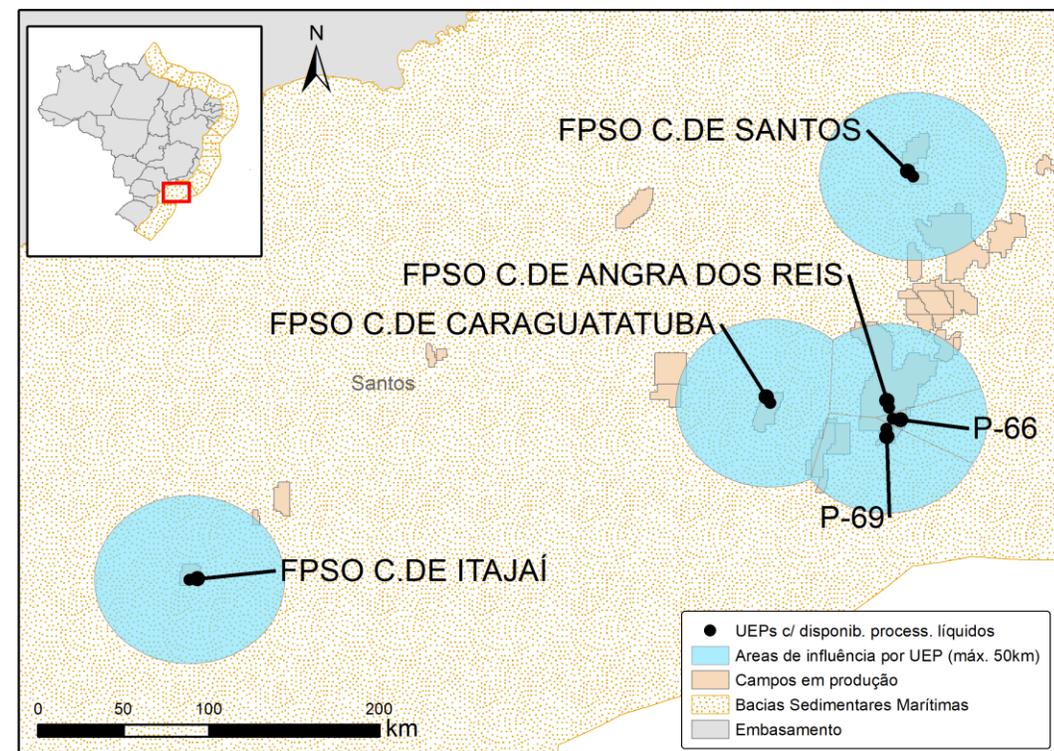


Figura 2 - Áreas potenciais para uso de sistemas subsea tie-back na Bacia de Santos.

Fonte: EPE

**Estimativas iniciais indicam a possibilidade de recuperação de volumes de petróleo que podem chegar a 1 bilhão de barris, considerando as oportunidades mapeadas e as infraestruturas de processamento já existentes.**

# Aspectos econômicos da produção de petróleo e gás

Evolução das reservas provadas  
e da relação R/P

Investimentos e excedentes de  
petróleo

Previsão de entrada de  
equipamentos

A previsão da evolução das reservas provadas considera estimativas de volumes recuperáveis, de tempos para as declarações de comercialidade, as realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 30 anos.

O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo do decênio, com relevantes incrementos previstos entre 2022 e 2029, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, aos recursos hoje contingentes e aos recursos não descobertos.

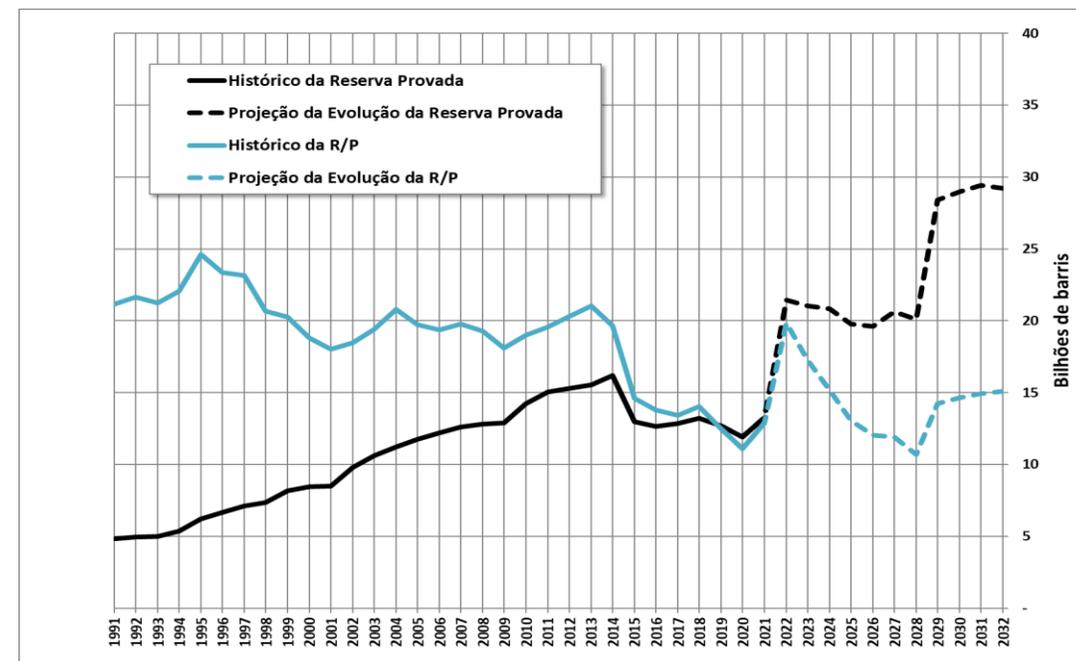


Gráfico 13 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P.

**As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 29 bilhões de barris partir de 2030, considerando-se todos os volumes estimados citados anteriormente (Gráfico 13).**

No caso do gás natural ocorre relevante tendência de crescimento das reservas nacionais em 2022 e a partir de 2025 (Gráfico 12).

A estimativa apresentada assume como premissa que os volumes acrescidos à reserva estão associados aos projetos de desenvolvimento dos campos, que incluem a infraestrutura necessária para produção e escoamento do petróleo e gás natural.

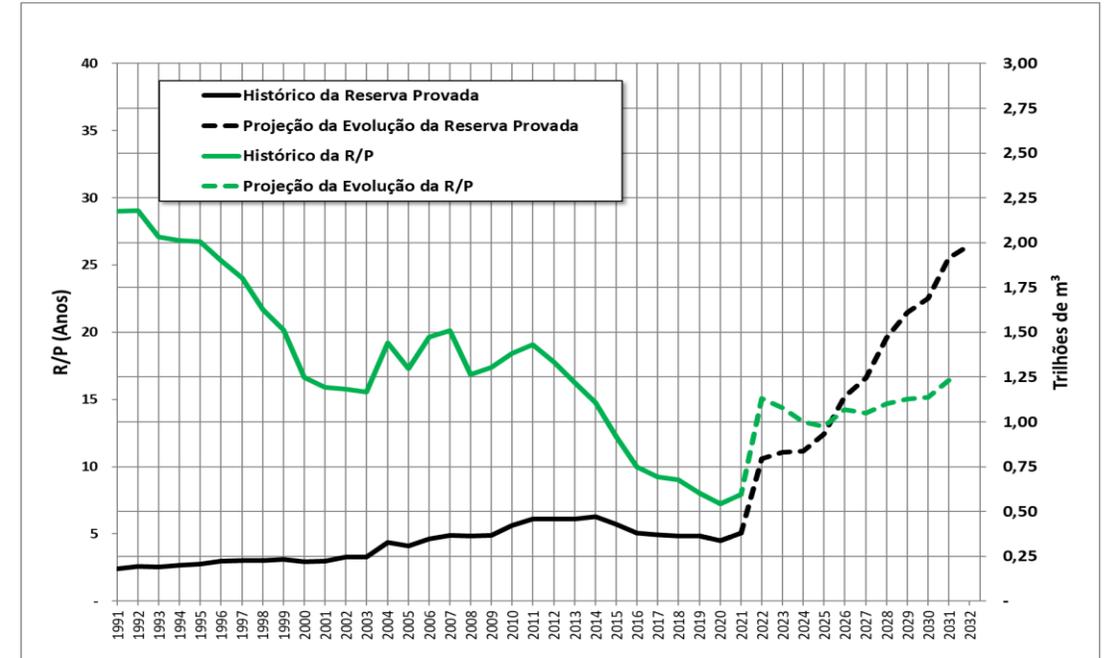


Gráfico 12 - Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P.

Fonte: EPE

As reservas provadas de gás natural podem alcançar cerca de 2 trilhões de metros cúbicos no final do decênio, considerando-se todos os volumes estimados citados anteriormente.

Com base na curva da previsão da produção de petróleo e gás natural de referência para os próximos dez anos, e no histórico recente de custos, estima-se que de 2023 até o ano de 2032 os investimentos para as atividades de E&P no Brasil alcancem entre US\$ 440 bilhões e US\$ 489 bilhões. Estes números refletem uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a contribuição da Petrobras anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2022-2026, assim como da expectativa gerada pelo regime de Oferta Permanente, promovida pela ANP e pelo Novo Mercado de Gás Natural, anunciado pelo MME. Diante da elevação do preço do barril, superando 100 dólares, acima do patamar pré período pandêmico, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas do setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões dos próximos anos.

Outra importante implicação econômica das previsões de produção do decênio refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países (Tabela 3). Nota-se que a demanda corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no País.

Tabela 3 - Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil.

Recurso	2022	2023	2024	2024	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>PETRÓLEO</b>	<b>milhões de barris diários</b>										
Produção	2,96	3,34	3,77	4,15	4,46	4,72	5,10	5,38	5,30	5,17	4,92
Demanda Estimada	2,23	2,20	2,24	2,26	2,28	2,30	2,34	2,38	2,45	2,50	2,56
Excedente	0,73	1,14	1,53	1,89	2,18	2,42	2,76	3,00	2,86	2,67	2,36

Fonte: EPE

A estimativa de entrada em operação de novas UEP inclui aquelas já programadas, como os navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos Planos de Negócios e demais divulgações das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste PDE, e exclui as UEP destinadas a testes de longa duração (TLD), devido ao seu caráter transitório de curto prazo com relação à vida útil dos campos e as estimadas (pela EPE) como necessárias para a manutenção das previsões de petróleo e gás natural (Gráfico 14).

Estima-se a entrada em operação de 38 UEP. Deste total, 19 são consideradas programadas e 19 estimadas. Observa-se a diminuição na realocação de FPSO desmobilizadas para novos campos e o aumento do uso de subsea tie-back como solução para algumas áreas, com destaque para a Bacia de Campos. Já na Bacia de Santos, se verifica o aumento da demanda por FPSO maiores e mais complexas, com grande manejo de gás natural. As grandes produções permitem alcançar um breakeven mais baixo para CAPEX e lifting cost. Permanece a tendência de padronização de FPSO e digitalização das unidades, além de soluções para a celeridade nas licitações.

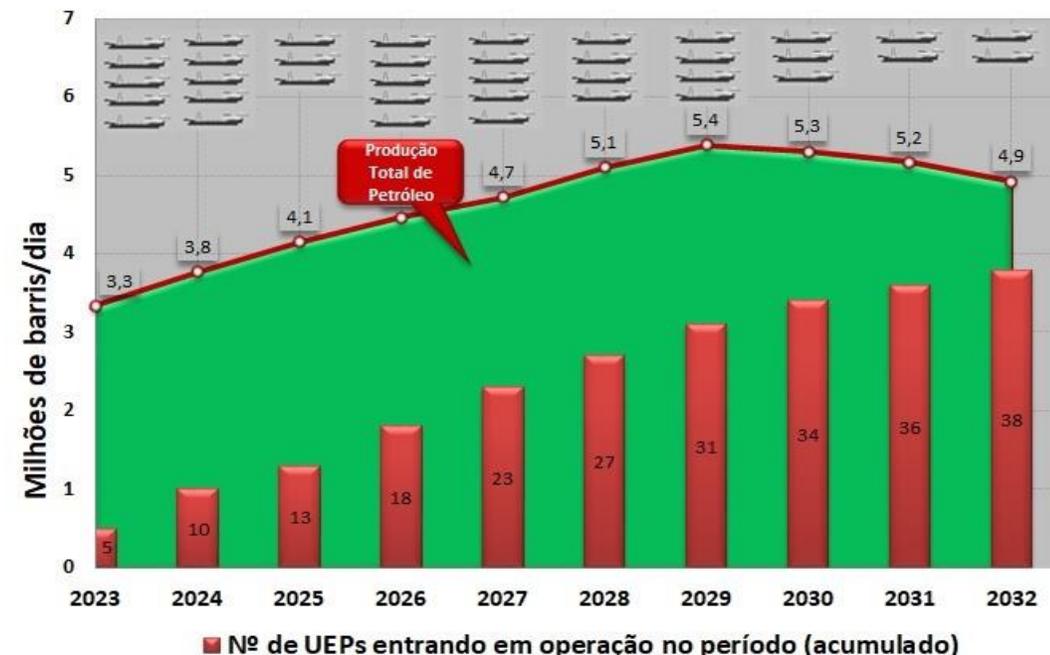


Gráfico 14 - Previsão de entrada em operação de novas UEPs.

Fonte: EPE

As UEP programadas são Búzios 5, Itapu, Mero 2, Marlim 1 e Marlim 2 em 2023; Integrado Parque das Baleias, Búzios 6, Mero 3, Bacalhau e Sistema Definitivo de Atlanta em 2024; Búzios 7, Búzios 8 e Mero 4 em 2025; Búzios 9, Búzios 10, Sergipe Águas Profundas, Neon e Gato do Mato em 2026 e Pão de Açúcar em 2027.

# Conclusão

## Considerações gerais

- A previsão da produção de petróleo *onshore* é sustentada pelas bacias: Potiguar, Recôncavo, Solimões e Sergipe, que representam 84% da produção deste ambiente em 2032. Já a previsão da produção de gás natural é suportada pelas bacias: do Solimões, Parnaíba, Recôncavo e Potiguar, que representam 88% da produção bruta e líquida *onshore* para o mesmo ano.
- Considerando-se os volumes da Cessão Onerosa somados aos excedentes, estima-se uma participação de cerca de 38% no total da produção de petróleo em 2032, que equivale a 4,9 milhões de barris/dia e 33% do total da produção bruta de gás natural para o mesmo ano, correspondendo a 323 milhões de m<sup>3</sup>/dia.
- Em um cenário de aumento da disponibilidade de gás natural, a produção líquida poderia chegar a um aumento de 19 milhões de m<sup>3</sup>/dia para o último ano do decênio, considerando-se algumas unidades produtivas da Bacia de Santos.
- A respeito dos campos desinvestidos pela Petrobras, a produção de petróleo e gás natural *onshore* pode alcançar 450 mil boe/dia em 2032, com um aumento do FR de 7%. A produção *offshore* atinge 630 mil boe/dia para o mesmo ano, considerando um aumento de 5% no FR.
- As áreas a serem arrematadas nos próximos ciclos de OP podem trazer o incremento de reservas da ordem de 6,4 bilhões de boe na modalidade de concessão e de 3,9 bilhões de boe para partilha da produção, no próximo decênio.
- As companhias de E&P vêm apresentando metas de descarbonização de suas atividades, com soluções tecnológicas em curso e em desenvolvimento.

- As estratégias associam-se à gestão da economia de baixo carbono, com técnicas renováveis e limpas, visando ao aumento da eficiência energética, com a preocupação de produzir um petróleo menos carbonizado no futuro.
- Estimativas iniciais indicam a possibilidade de recuperação de volumes de petróleo que podem chegar a 1 bilhão de barris, considerando as oportunidades mapeadas para o uso de *subsea tie-backs*.
- As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 29 bilhões de barris partir de 2030, considerando-se todos os volumes estimados citados anteriormente. Já as reservas provadas de gás natural podem alcançar cerca de 2 trilhões de metros cúbicos.
- Estima-se que de 2023 até o ano de 2032 os investimentos para as atividades de E&P no Brasil podem alcançar entre US\$ 440 bilhões e US\$ 489 bilhões.
- Estima-se a entrada em operação de 38 UEP. Deste total, 19 são consideradas programadas e 19 estimadas.



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

*Disclaimer:* Os dados aqui apresentados retratam a visão base do MME e da EPE para o decênio abrangido pelo PDE 2032. O MME e a EPE se eximem de qualquer responsabilidade pela decisão de investimento que possa ser tomada por agentes econômicos com base nos dados aqui apresentados.

#### **Diretora**

Heloisa Borges Bastos Esteves

#### **Coordenação Técnica**

Marcos Frederico Farias de Sousa  
Regina Freitas Fernandes  
Roberta de Albuquerque Cardoso

#### **Equipe Técnica**

Adriana Queiroz Ramos  
Deise dos Santos Trindade Ribeiro  
Péricles de Abreu Brumati  
Victor Hugo Trocate da Silva



#### **EPE - Empresa de Pesquisa Energética**

Praça Pio X, 54 - 5º andar  
20091-040  
Centro - Rio de Janeiro

