

5. Produção de Petróleo e Gás Natural

5.1 Previsão de Produção de Petróleo

A previsão de produção de petróleo (Gráfico 50) foi elaborada considerando as incertezas para cada tipo de recurso. A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2024, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, em especial os campos de Búzios e Atapu, com previsão de entrada em produção em 2018 e 2019, respectivamente. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021, cinco módulos de produção para Búzios, sendo a última entrada prevista para 2020. A Cessão Onerosa, e respectivo excedente, é responsável por cerca de 40% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2026. Assim, a produção estimada para o final do decênio, sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva, chegaria a apenas 2,3 milhões de bbl/dia.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, em especial do prospecto Libra, sob regime de contrato de Partilha de produção, com previsão de início de produção em 2021 e para a qual se estima 84% do total dos recursos contingentes no fim do período.

Com relação às projeções de planos anteriores da EPE, verifica-se expressiva redução da participação dos recursos contingentes na produção nacional, compensada pelo aumento da participação da categoria de reserva. Mais uma vez, atribui-se esse fato às declarações de comercialidade de acumulações de petróleo no pré-sal e também

ao aumento da expectativa dos volumes recuperáveis finais dos campos sob contrato de Cessão Onerosa, bem como aos atrasos previstos na entrada em produção de descobertas em avaliação.

A partir de 2020, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 3% da produção nacional em 2026. A contribuição da produção dos recursos na área da União,¹⁸ dependente da realização de novas contratações (consideradas para este PDE), por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2023, alcançando aproximadamente 0,5% da produção total em 2026. Em relação ao total geral da produção, considerando-se todos os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2026 seja cerca de 100% maior do que a registrada em 2016.

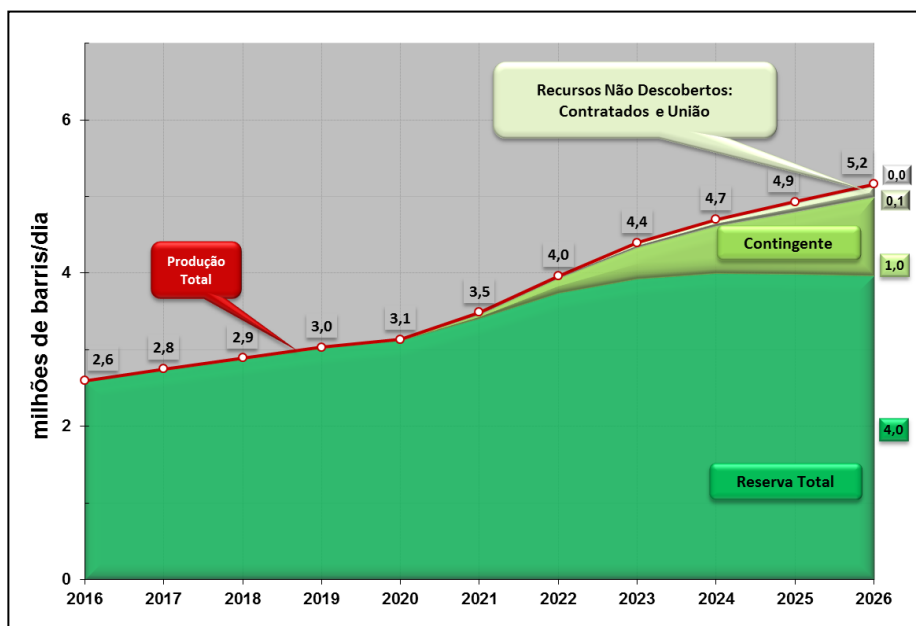
As maiores contribuições para a produção total no período decenal permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total.

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano que responderá por 84% do total da produção em 2026. Mais detalhes sobre a qualidade do

¹⁸ Os recursos da União são aqueles em áreas sem contrato. Em alguns casos, tais recursos podem configurar, jazidas compartilhadas, sujeitas a acordos de individualização da produção, como, por exemplo, na área do pré-sal da Bacia de Santos.

petróleo produzido são disponibilizados no
Capítulo de Oferta de Derivados.

Gráfico 50. Previsão de produção diária de petróleo nacional



5.2 Previsão de Produção de Gás Natural

A parcela da produção sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2022, quando se atinge um pico de produção próximo de 127 milhões de m³/dia, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos (Gráfico 51). As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, na Bacia de Santos, pelas descobertas em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões, com expectativa de produção no final do período deste Plano. Juntas essas acumulações contribuem com 90% do total dos recursos contingentes no ano de 2026.

A partir de 2020, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em

áreas contratadas (RND-E) e em 2023 na área da União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 10% da produção nacional em 2026.

A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 90% do total previsto para 2026, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias do Amazonas, Parnaíba, Sergipe-Alagoas (águas profundas) e Solimões.

A produção líquida de gás natural (Gráfico 52), que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as UPGNs, é obtida pela redução na produção bruta de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural.

Neste PDE, não foram consideradas previsões de produção para os recursos não convencionais de gás natural. Projeções anteriores contemplavam produções principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação que

alcançaram a estimativa de 3 milhões de m³/dia nos primeiros anos, coincidentes com o término do decênio. Contudo, tais estimativas foram desconsideradas devido à suspensão das atividades exploratórias por restrições ambientais e regulatórias.

Gráfico 51. Previsão de produção bruta diária de gás natural nacional

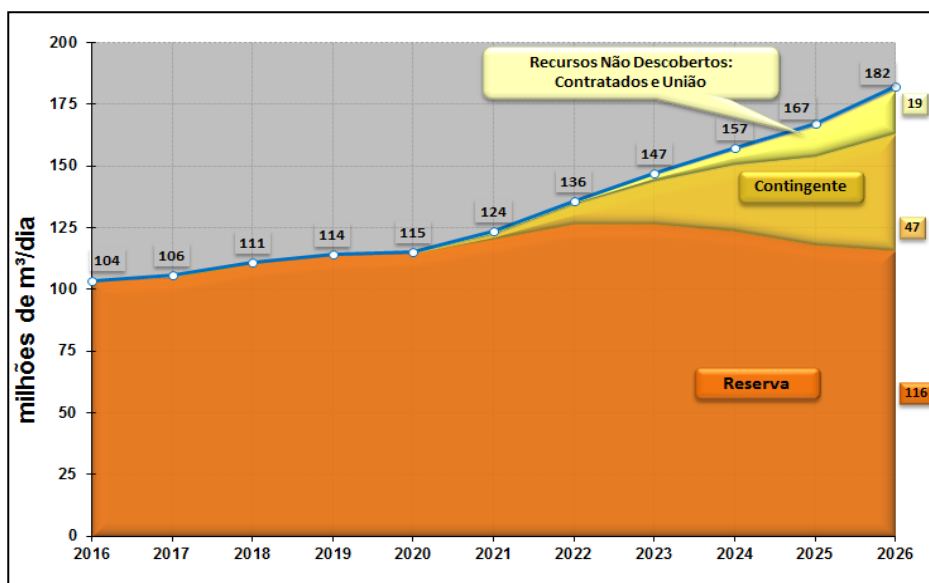
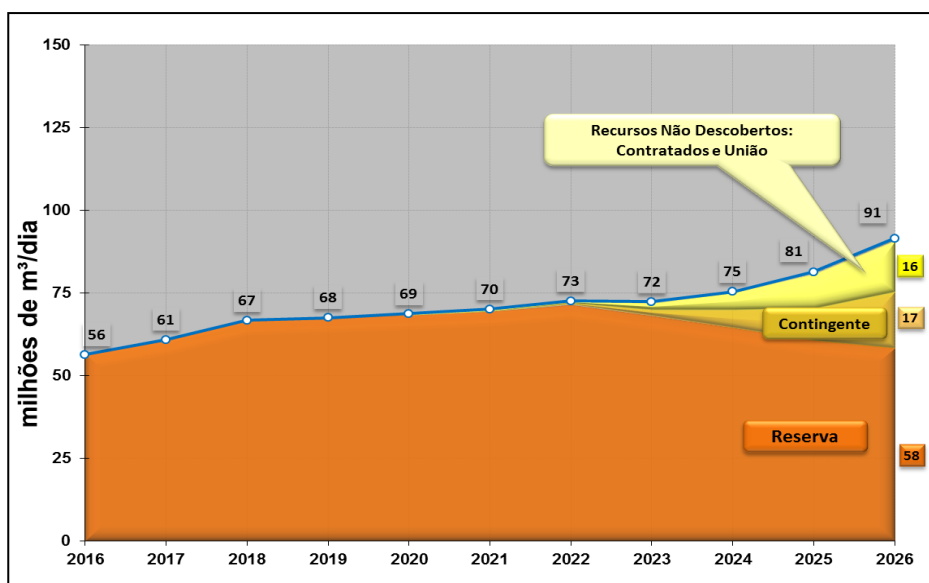


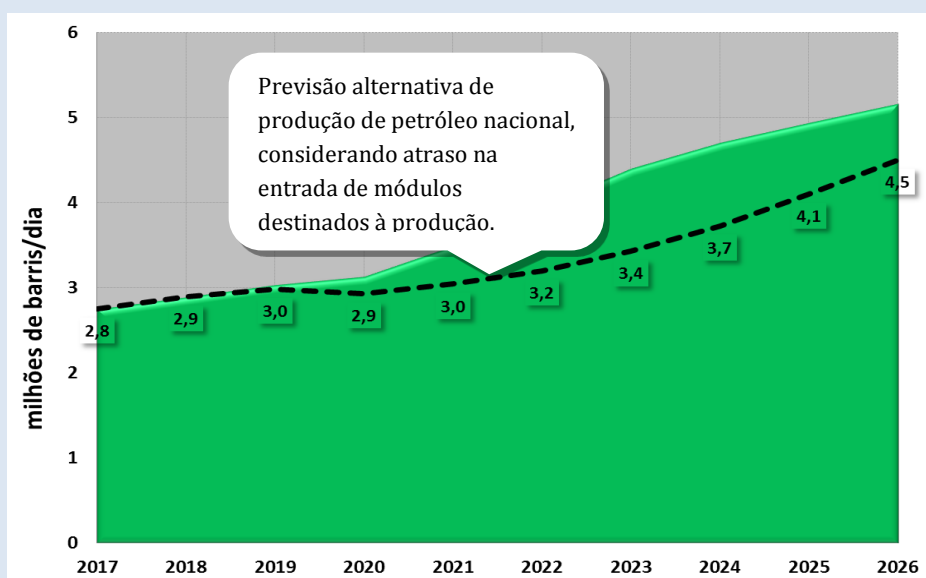
Gráfico 52. Previsão de produção líquida de gás natural nacional



BOX 5.1 – E SE HOUVER ATRASO NA ENTRADA DOS MÓDULOS DESTINADOS À PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL? QUAL O IMPACTO NA PRODUÇÃO PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL?

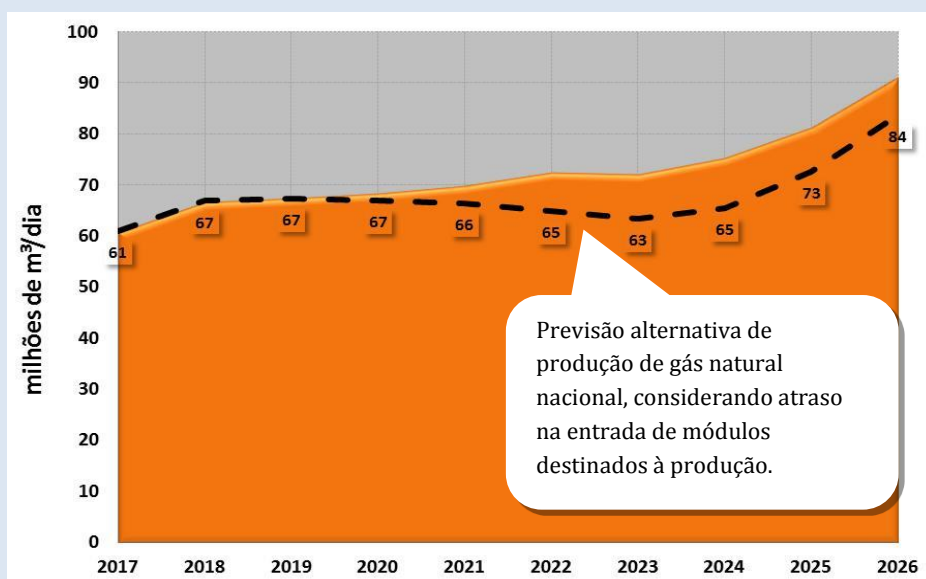
Problemas associados à crise econômica no setor de petróleo e gás natural, bem como dificuldades de cumprimento das exigências sobre Conteúdo Local e soluções tecnológicas para os projetos de Libra com elevado índice de CO₂ apontam que poderá haver atrasos, estimados entre 1 e 3 anos, na entrada dos módulos destinados às produções do pré-sal, Cessão Onerosa e Partilha da produção. Também foi considerado um possível atraso na contratação do excedente da Cessão Onerosa que, somado aos problemas citados acima, resultaria em uma produção abaixo da prevista como referência neste PDE, conforme o Gráfico abaixo.

Gráfico 53. Previsão alternativa de produção de petróleo nacional



O gás natural do pré-sal é geralmente associado ao petróleo. Caso ocorra atraso nas entradas em produção dos módulos de Libra e dos campos que compõem a Cessão Onerosa, também ocorrerá para o gás, conforme representado no Gráfico abaixo.

Gráfico 54. Previsão alternativa de produção de gás natural nacional



5.3 Contribuição do pré-sal

Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 40% da produção brasileira total de petróleo e 47% da produção de gás natural. Esta participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção deste ambiente exploratório como uma das medidas de redução de custos operacionais, somada a baixa expectativa de novos projetos em outros ambientes no decênio em questão.

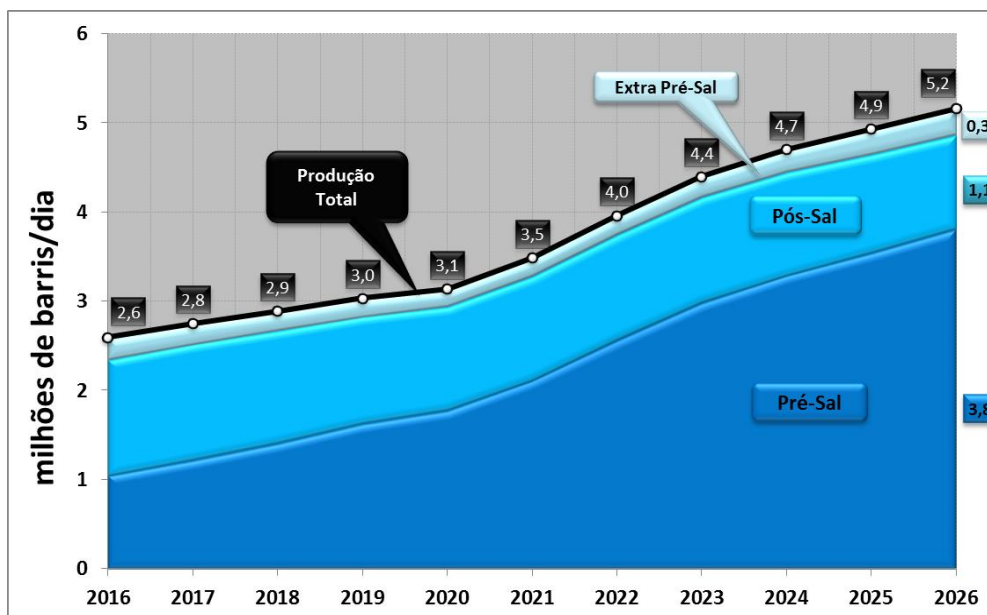
Nos próximos cinco anos, dos dezenove projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021, dezesseis são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa. Este cenário já era presente em estudos anteriores da EPE e se mantém neste PDE. Assim, mais de 73% da produção prevista de petróleo para 2026 é decorrente do pré-sal, sobretudo dos contratos de Cessão Onerosa e de Partilha da produção (Libra). Neste PDE, a produção nacional de petróleo e gás natural foi representada em pré-sal e pós-sal quando se refere às unidades produtivas localizadas no polígono do marco regulatório, abaixo e acima da camada de sal

respectivamente, e em extra pré-sal para as demais unidades produtivas brasileiras posicionadas fora do polígono. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido *play* pré-sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos como Lula, Sapinhoá e Búzios, entre outros, além da descoberta de Libra.

Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo e suave até 2021 (Gráfico 55), quando passa a apresentar um crescimento mais acelerado devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra.

Deste modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 74%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 20%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 6%.

Gráfico 55. Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal

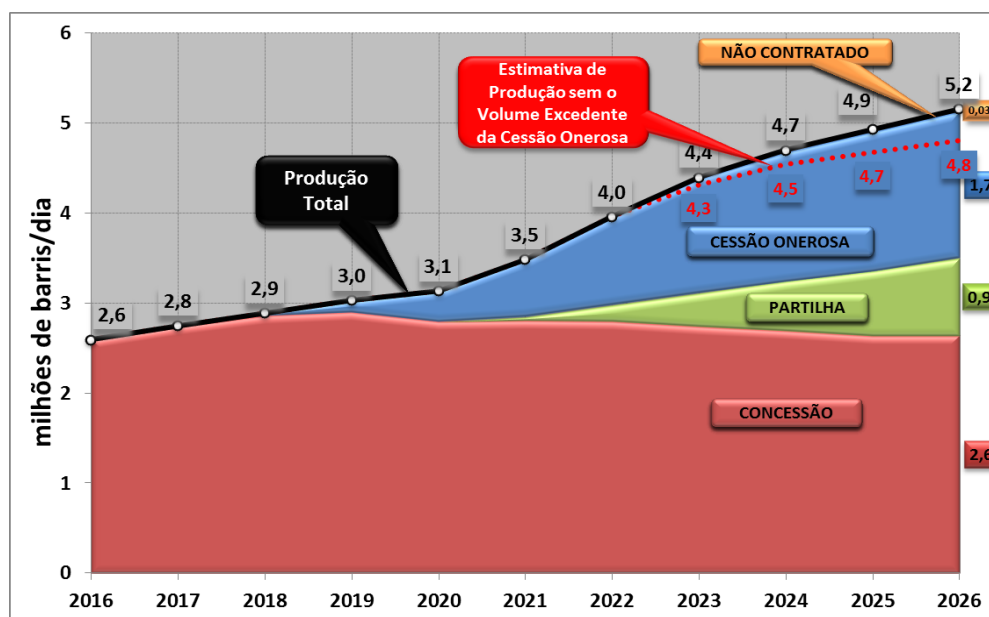


Os campos da Cessão Onerosa com previsão de início de produção sinalizado pela Petrobras até 2021 são Atapu, Búzios, Itapu e Sépia. Búzios, porém, se destaca com a entrada de cinco módulos de produção previstos no planejamento da Operadora até 2022 e mais uma previsão de 4 módulos até 2026, que projetam cumulativamente uma produção de cerca de 900 mil barris por dia em 2026, independente das demais unidades da Cessão Onerosa. Outro destaque é a descoberta de Libra, sob contrato de Partilha da Produção, que pode alcançar outros 900 mil barris por dia no final do decênio. Essas duas unidades sozinhas respondem por 34% da produção prevista de petróleo no fim do período.

Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a

Cessão Onerosa às respectivas reservas (embora ainda não seja conhecido qual o tipo de contrato que será adotado na licitação destas áreas e nem quando será contratado, bem como se serão incorporados aos projetos atuais ou se serão independentes), toda a Cessão Onerosa, incluindo o excedente, responderá por cerca de 32% do total da produção de petróleo em 2026. A produção estimada para a Cessão Onerosa sem considerar os volumes excedentes, devido ao risco de realizações diferentes, é apresentada pela linha vermelha no Gráfico 56. Já o contrato de Partilha da produção participa com 17% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 51% da produção nacional no fim do decênio.

Gráfico 56. Previsão de produção de petróleo nacional por tipo de contrato



Do mesmo modo, acompanhando o petróleo, estima-se que a produção de gás natural do pré-sal terá um aumento contínuo, fortemente influenciado pela entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra, que terá percentual de injeção do seu gás produzido chegando próximo de 100% nos primeiros anos de produção.

A produção líquida de gás natural apresenta um crescimento suave em quase todo o decênio (Gráfico 57). A partir de 2024 apresenta uma subida mais rápida, influenciada principalmente pela contribuição do extra pré-sal, onde se destacam as

contribuições de unidades produtoras de gás não associado.

Nas previsões da produção líquida de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2026, incluindo o excedente, responde por cerca de 23% do total. Assim como feito para o petróleo, apresenta-se uma estimativa de produção para a Cessão Onerosa sem considerar os volumes excedentes (linha vermelha no Gráfico 58). A Partilha de produção participa com cerca de 7% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com cerca de 53% da produção líquida de gás natural nacional no fim do decênio (Gráfico 58).

Gráfico 57. Previsão de produção líquida de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal

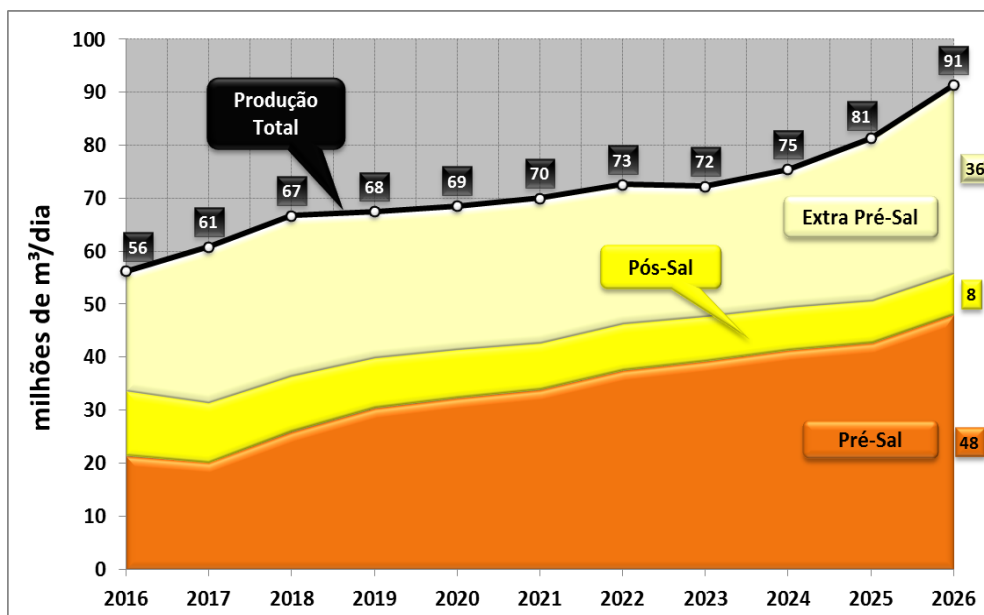
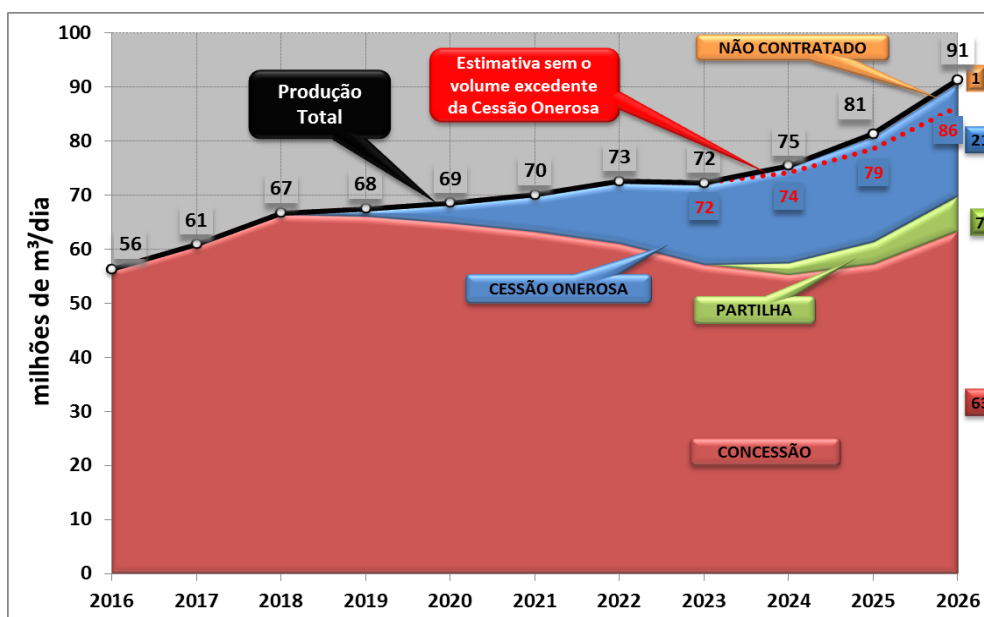


Gráfico 58. Previsão de produção líquida de gás natural por tipo de contrato



5.4 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P

Para a previsão da evolução das reservas provadas, consideraram-se estimativas de volumes recuperáveis, estipularam-se tempos para declarações de comercialidade, 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 25 anos.

O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos entre 2017 e 2023, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes, principalmente Libra, e para os recursos não descobertos.

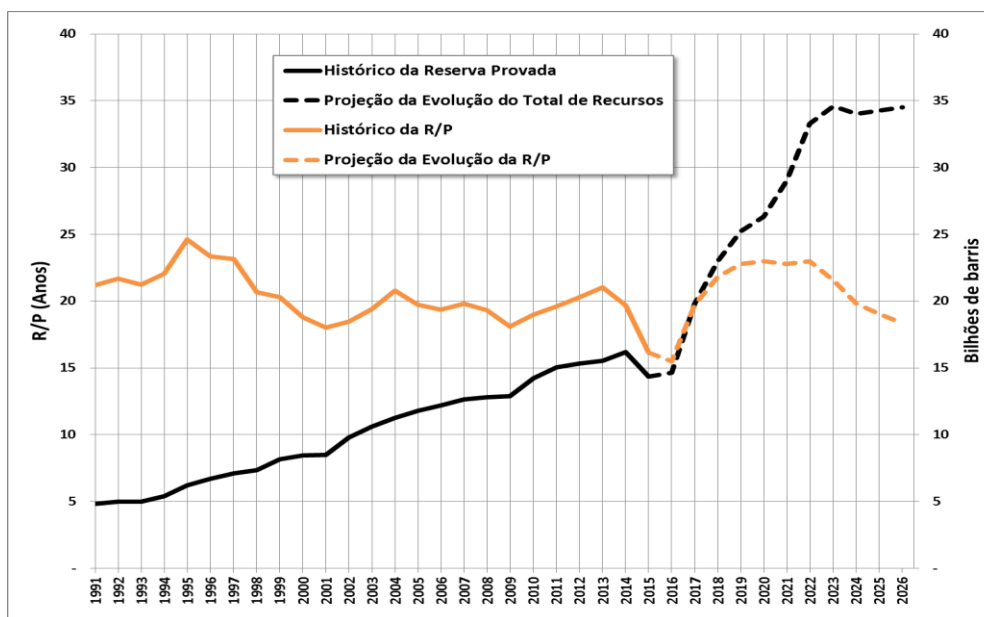
As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 35 bilhões de barris em 2023, considerando todos os volumes estimados citados anteriormente. No Gráfico 59, temos o histórico da reserva até 2015, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2026. Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, foram considerados nas projeções da reserva provada também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa, o volume de Libra e os de outros contingentes e recursos não descobertos. Estes volumes, adicionais às reservas atuais, justificam o aumento abrupto, na transição entre o histórico e a projeção na evolução da reserva.

No caso do gás natural, também ocorre relevante tendência de crescimento das reservas nacionais entre 2016 e 2024. No Gráfico 60, temos o histórico da reserva até 2015, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2026. Os dados indicam para as reservas provadas atuais, uma tendência declinante que acompanha, aproximadamente, o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, foram considerados nas projeções da reserva também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa, o volume de Libra e os de outros contingentes e recursos não descobertos. Estes volumes, adicionais às reservas provadas atuais, justificam o aumento abrupto, na transição entre o histórico e a projeção da evolução da reserva.

A relação R/P prevista para os próximos anos, no horizonte deste PDE, poderá atingir níveis relativamente altos para o petróleo (entre 17 e 23 anos) e para o gás natural (entre 16 e 29 anos), tanto em comparações internacionais quanto em comparação com o histórico nacional. Observa-se graficamente o histórico da relação R/P até 2015 e a partir daí, sua projeção ao longo do decênio.

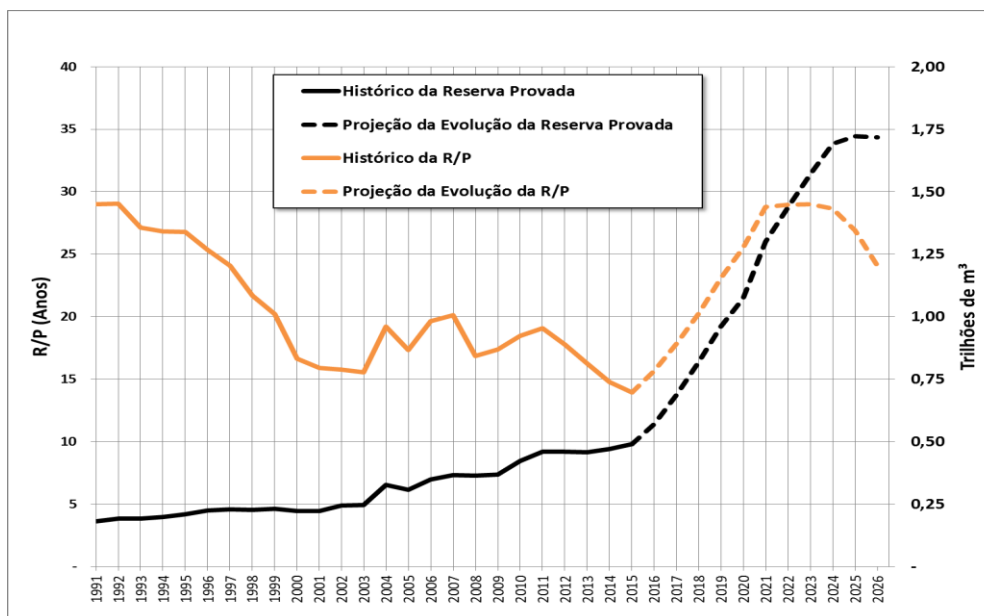
De acordo com a BP (2016), a R/P para petróleo em 2015 era de 14 anos na Ásia-Pacífico, 12 anos nos Estados Unidos, 24 anos na Europa-Eurásia e 42 anos na África. Já a R/P para o gás natural era de 28 anos na Ásia-Pacífico, 13 anos nos Estados Unidos, 57 anos na Europa-Eurásia e 66 anos na África.

Gráfico 59. Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

Gráfico 60. Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

5.5 Investimentos e Excedentes de Petróleo

Baseando-se principalmente na curva de produção de petróleo e gás natural de referência deste PDE, e em histórico recente de custos, estima-se que, de 2017 até o ano de 2026, os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 280 bilhões e US\$ 300 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, incluindo a significativa parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2017-2021 para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal.

Diante da conjuntura econômica mais restritiva pela qual passa o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões no próximo ciclo do PDE.

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países. Nesse sentido, a Tabela 28 apresenta novamente a previsão de produção de petróleo, desta vez junto com a estimativa de demanda agregada de petróleo (baseada na demanda de derivados abordada no Capítulo VI deste PDE) e os excedentes de produção. Notar que a demanda corresponde a uma

estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender a demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no país.

A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões de produção de petróleo e gás natural apresentadas neste PDE. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas unidades estacionárias de produção em mar - UEP (Gráfico 61).

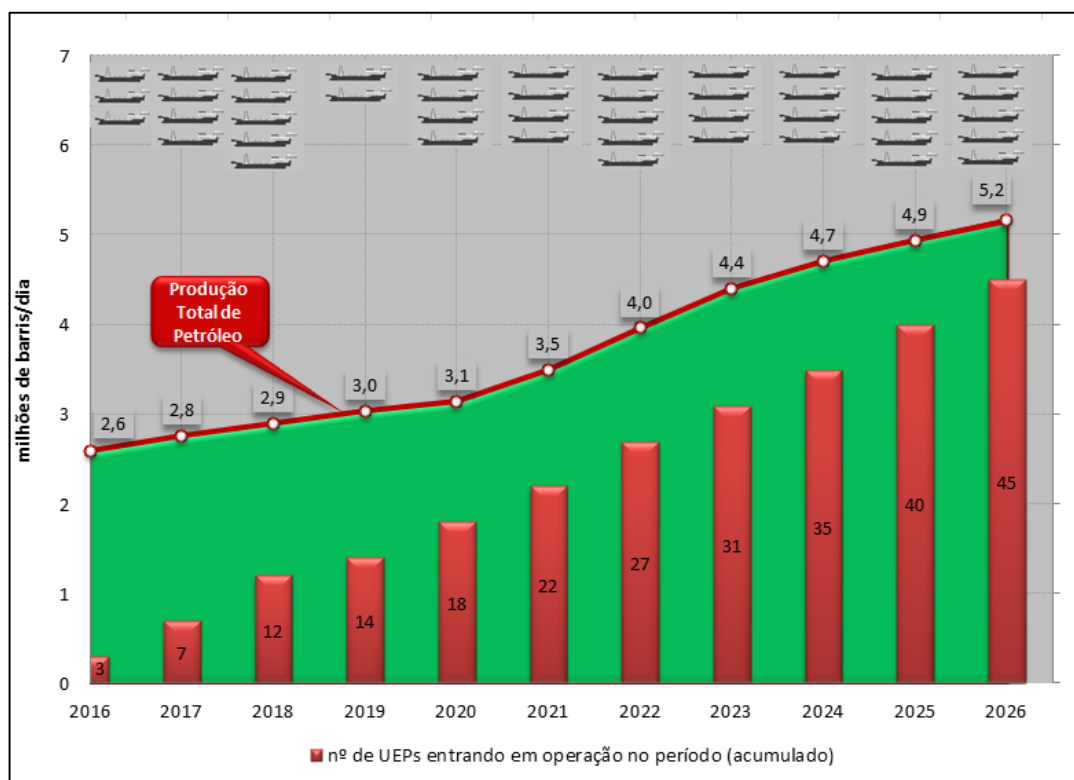
Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP inclui aquelas já programadas, como os navios-plataforma tipo FPSO previstos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e nos Planos de Negócios (inclusive o Plano de Negócios 2017-2021 da Petrobras) 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.

Admite-se que parte dessa demanda possa ser atendida por meio da tendência atual de padronização dos projetos de UEP tipo FPSO, da conversão de navios existentes e da fabricação de cascos em série, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção. Admite-se também a possibilidade de afretamento para os casos de atrasos na entrega de UEP.

Tabela 28. Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PETRÓLEO	milhões de barris diários										
Produção	2,59	2,75	2,89	3,03	3,14	3,49	3,96	4,40	4,70	4,93	5,16
Demanda Estimada	2,26	2,26	2,25	2,24	2,26	2,28	2,32	2,36	2,42	2,48	2,53
Excedente	0,33	0,49	0,64	0,79	0,88	1,21	1,64	2,04	2,28	2,45	2,63

Gráfico 61. Previsão de entrada em operação de novas UEP



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,2 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2026, o dobro do valor registrado em 2016.
- > A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2024, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. A Cessão Onerosa é responsável por cerca de 40% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2026. A produção estimada para o final do decênio sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva chegaria a apenas 2,3 milhões de bbl/dia.
- > A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, em especial do prospecto Libra, sob regime de contrato de Partilha de produção, para a qual se estima uma produção de 84% do total dos recursos contingentes no fim do período
- > As maiores contribuições para a produção total permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total.
- > Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano que responderá por 84% do total da produção em 2026.
- > A produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2022, quando se atinge um pico de produção próximo de 127 milhões de m³/dia, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos. As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.
- > A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, na Bacia de Santos, pelas descobertas em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões, com expectativa de produção no final do período deste Plano. Juntas estas acumulações contribuem com 90% do total dos recursos contingentes no ano de 2026.
- > A partir de 2020, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas e em 2023 na área da União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 10% da produção nacional em 2026.
- > A maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 90% do total previsto para 2026, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias do Amazonas, Parnaíba, Sergipe-Alagoas (águas profundas) e Solimões.
- > Os recursos não convencionais de gás natural têm previsão de produção de 3 milhões de m³/dia, com início estimado ao término do decênio e expectativa principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação.
- > Problemas associados à crise econômica no setor de petróleo e gás natural, bem como o cumprimento da legislação sobre Conteúdo Local apontam que poderá haver atrasos, estimados por 2 anos, na entrada dos módulos destinados às produções do pré-sal, cessão onerosa e partilha da produção. O que resultaria em uma produção 500 mil bbl/dia menor.

- > Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 40% da produção brasileira total de petróleo e 47% da produção de gás natural. Estima-se que o a produção do pré-sal terá um aumento contínuo e suave até 2021, quando passa a apresentar um crescimento mais acelerado devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra. No fim do decênio, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 74%) da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 20%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 6%.
- > Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de cinco módulos de produção previstos no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 900 mil barris por dia em 2026. Outro destaque é a descoberta de Libra, sob contrato de Partilha da Produção, que pode alcançar outros 900 mil barris por dia no final do decênio. Essas duas unidades sozinhas respondem por 34% da produção prevista de petróleo no fim do período.
- > Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas, toda a Cessão Onerosa, incluindo Búzios, responderá por cerca de 32% do total da produção de petróleo em 2026. Já o contrato de Partilha da produção participa com 17% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 51% da produção nacional no fim do decênio.
- > Nas previsões da produção líquida de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2026, incluindo Búzios, responde por cerca de 23% do total. A Partilha de produção participa com cerca de 7% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com cerca de 53% da produção líquida de gás natural nacional no fim do decênio.
- > Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 280 bilhões e US\$ 300 bilhões no horizonte decenal. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, que pode ser refeita em caso de aprofundamento das perspectivas econômicas.
- > Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP é de 45 unidades entre 2016 a 2026.