



A SITUAÇÃO ECONÔMICA, FINANCEIRA E OPERACIONAL DA PETROBRAS

Paulo César Ribeiro Lima

Consultor Legislativo da Área XII

Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

MARÇO/2015

SUMÁRIO

1.	Introdução	1
2.	Área de Exploração e Produção	10
	2.1 Perfil atual da produção	11
	2.2 Perspectivas de aumento da produção da Petrobras	18
	2.3 Áreas de destaque no Pré-Sal	19
3.	Área de Abastecimento	29
	3.1 Refino	29
	3.2 Terminais e Dutos	35
	3.3 Consumo	37
4.	Comparação entre produção, refino e consumo	45
5.	Alta lucratividade da Petrobras mesmo com baixos preços do petróleo	55
6.	O valor real dos ativos da Petrobras	59
7.	Conclusões	62
	BIBLIOGRAFIA	66

© 2015 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados(as) o(a) autor(a) e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu(sua) autor(a), não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.



Câmara dos Deputados
Praça 3 Poderes
Consultoria Legislativa
Anexo III - Térreo
Brasília - DF

A situação econômica, financeira e operacional da Petrobras

1. Introdução

Este trabalho visa a contribuir para o entendimento da real situação econômica, financeira e operacional da Petrobras no novo cenário petrolífero nacional e com a redução dos preços do petróleo no mercado internacional.

Ao longo dos últimos anos, aconteceu uma grande mudança no cenário petrolífero nacional. Houve importantes descobertas na província do Pré-Sal, que fizeram do Brasil uma das principais fronteiras de expansão dessa indústria em todo o mundo. Os investimentos no setor petrolífero nacional aumentaram significativamente. Na Petrobras, esses investimentos multiplicaram-se por dez, entre 2002 e 2012¹. A empresa, isoladamente, respondeu por 10% da Formação Bruta de Capital Fixo no País em 2012.

De 2012-2015, os investimentos na área de petróleo devem representar cerca de 60% do total previsto para todo o setor industrial brasileiro. A construção de novos estaleiros e portos em vários Estados e a formação de empresas para a aquisição de navios são exemplos dessas iniciativas, direcionadas para uma política de conteúdo local de forma a se produzir no País. Essas iniciativas fomentam o desenvolvimento nacional, elevando significativamente a geração de postos de trabalho. Diante desses dados, pode-se aquilatar a importância da Petrobras para o crescimento do País. Vale registrar que a empresa ainda não apresentou o balanço patrimonial e os resultados financeiros referentes ao ano de 2014. Em 2013, o volume de captações líquidas de amortizações, foi de R\$ 33,2 bilhões, o que representou um incremento de R\$ 15,9 bilhões em relação a 2012. O destaque foi a emissão em dólares de aproximadamente US\$ 11 bilhões de *bonds* em maio de 2013 no mercado de capitais, além de captações junto a instituições financeiras no Brasil e no exterior.

A Companhia obteve R\$ 8,4 bilhões ao longo de 2013 como

¹ <http://interessenacional.uol.com.br/index.php/edicoes-revista/a-hora-da-virada-promovendo-investimentos-com-a-politica-de-conteudo-local-no-setor-de-petroleo/2/>

resultado da venda de ativos. Tais recursos são referentes a negócios realizados no escopo do programa de desinvestimentos, com destaque para as vendas de 50% da participação em ativos na África e da participação detida no bloco BC-10, no Brasil.

Os principais usos dos recursos do caixa foram relacionados a investimentos nos negócios da empresa, totalizando R\$ 98 bilhões, comparativamente a R\$ 79,8 bilhões em 2012. Na área de Exploração e Produção, houve um incremento nos investimentos de R\$ 16,6 bilhões, incluindo R\$ 6 bilhões relacionados à aquisição dos direitos sobre o bloco de Libra no Pré-Sal.

O Conselho de Administração da Petrobras aprovou o Plano de Negócios e Gestão – PNG 2014-2018², alinhado ao Plano Estratégico 2030 e com foco no curto e médio prazo, que totalizava investimentos de US\$ 220,6 bilhões.

O PNG 2014-2018 previa a manutenção do princípio da gestão de projetos dos planos anteriores, passando a ser estruturado em três carteiras de projetos:

- carteira em implantação;
- carteira em processo de licitação; e
- carteira em avaliação.

A carteira em implantação contempla todos os projetos em execução e já licitados de todas as áreas de negócio, além dos recursos necessários para os estudos dos projetos da carteira em avaliação. Juntas, as duas carteiras, em Implantação e em processo de licitação, somam US\$ 206,8 bilhões, a serem investidos pela Petrobras.

Na carteira em processo de licitação, estão incluídos os projetos de exploração e produção no Brasil que ainda passarão pelo processo de contratação de suas unidades e os projetos das refinarias Premium I e Premium II, cujos processos licitatórios ainda serão conduzidos. Ressalte-se, contudo, que os projetos dessas refinarias foram descontinuados³.

² <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/plano-estrategico-2030-e-plano-de-negocios-e-gestao-2014-2018.htm>

³ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/divulgamos-os-resultados-do-3-trimestre-2014-nao-revisados.htm>

A carteira em avaliação, com US\$ 13,8 bilhões, engloba, exceto exploração e produção no Brasil, projetos que atualmente se encontram em Fase I (identificação de oportunidade), Fase II (projeto conceitual) e Fase III (projeto básico). Seus projetos possuem menor maturidade e não causam impacto nas curvas de produção de petróleo e de processamento de derivados no Brasil, até 2020.

A Tabela 1.1 mostra os investimentos que seriam feitos de 2014 a 2018 em todos os segmentos da Petrobras.

Tabela 1.1 Investimentos PNG 2014-2018 (US\$ bilhões)

Segmentos	Investimentos	%
E&P	153,9	70%
Abastecimento	38,7	18%
Gás & Energia	10,1	5%
Internacional	9,7	4%
Petrobras Biocombustíveis (PBio)	2,3	1%
BR Distribuidora	2,7	1%
Engenharia, Tecnologia e Materiais	2,2	1%
Demais Áreas *	1,0	0,5%
Total	220,6	100%

* Área Financeira, Estratégica e Corporativo-Serviços

Apenas no Brasil, na área de Exploração e Produção, a Petrobras investiria US\$ 153,9 bilhões, o que proporcionaria um crescimento estimado de 4,3% (US\$ 6,4 bilhões) em relação ao PNG 2013-2017, principalmente pela inclusão dos investimentos do ano de 2018 em níveis compatíveis com a aceleração da produção planejada até 2020.

Do total de investimentos em exploração e produção, 73% seriam alocados para desenvolvimento da produção, 15% para exploração e 12% para infraestrutura. Dos US\$ 135,9 bilhões a serem investidos nas atividades de

desenvolvimento da produção e de exploração, 60% serão destinados ao Pré-Sal e 40% ao Pós-Sal.

Em acréscimo a esses investimentos, a execução dos projetos do PNG 2014-2018 demandaria US\$ 44,8 bilhões de empresas parceiras da Petrobras nas atividades de exploração e produção no Brasil.

Na área de Abastecimento, os projetos das carteiras em implantação e em processo de licitação totalizariam US\$ 38,7 bilhões em investimento. Os destaques da carteira em implantação são os projetos da Refinaria Abreu e Lima, o primeiro trem de refino do Comperj e a construção de 45 navios de transporte de óleo e derivados (Promef).

A área de Gás e Energia tem alocados US\$ 10,1 bilhões; na área internacional seriam investidos US\$ 9,7 bilhões, com ênfase no segmento de exploração e produção que representa 92% desses investimentos. A área de biocombustíveis previa investimento de US\$ 2,3 bilhões distribuídos entre projetos de etanol e biodiesel.

Na área de Distribuição, seriam investidos US\$ 2,7 bilhões, visando à manutenção da liderança no mercado de derivados de petróleo com crescimento de participação no segmento automotivo.

Vale realçar que esse significativo aumento de investimentos se refletiram no aumento dos esforços no segmento de exploração e produção, que levou à descoberta do Pré-Sal. Nos termos do novo marco legal do setor, a Petrobras é a operadora única com, no mínimo 30% de participação nos consórcios. Importa registrar que a Petrobras é a empresa de energia que mais investe no mundo e que aumentou suas aplicações sete vezes de 2002 até o início de 2014. A Figura 1.1 mostra a evolução dos investimentos da Petrobras de 1995 a 2012.

Os investimentos têm sido feitos com uma política de conteúdo local de forma a se produzir no País os insumos para a empresa. Foram encomendadas à indústria naval no Brasil, entre sondas de perfuração, plataformas de produção e navios, 137 unidades. Dentre as unidades a serem construídas em estaleiros do País até 2020, estão 38 plataformas de produção, 28 sondas de perfuração marítima, 49 navios-tanque e 568 embarcações de apoio. Com as novas descobertas, tanto no Pré-Sal, cuja produção de óleo equivalente já passa de 800 mil barris equivalentes por dia, quanto no Pós-Sal,

deverá ser duplicada a produção atual de cerca de 1,5 milhão de barris de petróleo por dia.

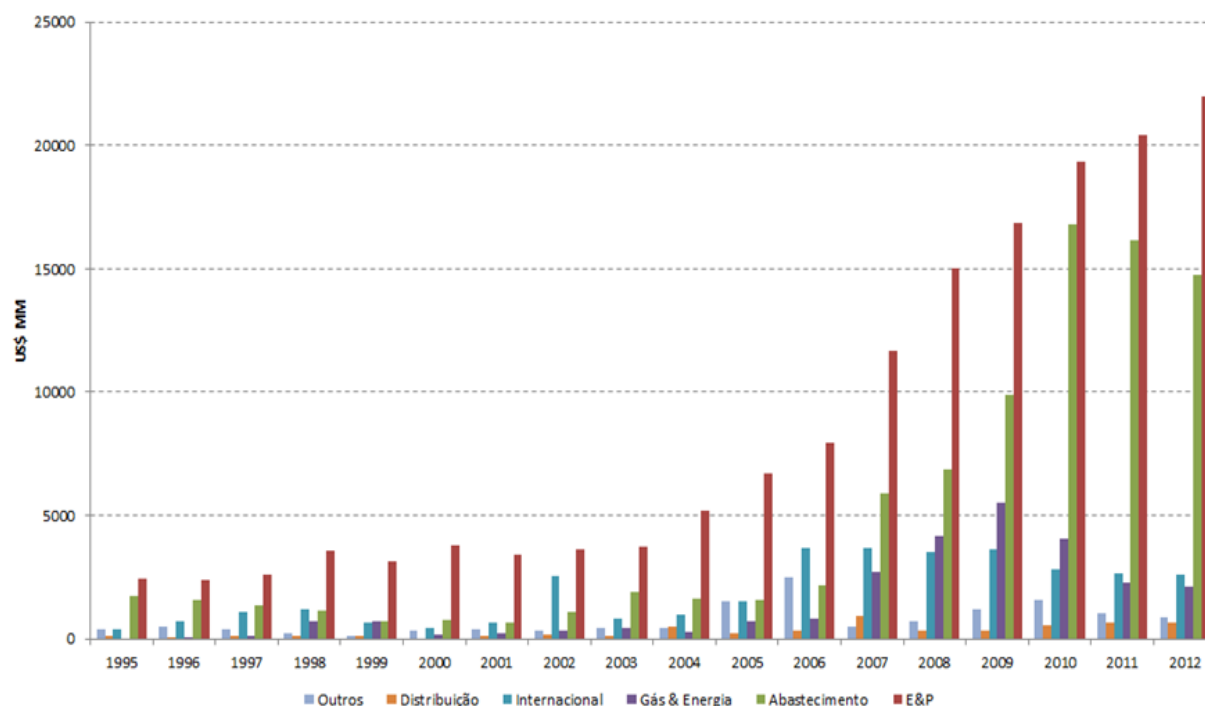


Figura 1.1 Evolução dos investimentos da Petrobras de 1995 a 2012 (milhões de dólares)

Os pressupostos da financiabilidade que foram considerados para o PNG 2014-2018 são os seguintes:

- manutenção do grau de investimento;
- retorno dos indicadores de endividamento e alavancagem aos limites em até 24 meses;
- alavancagem⁴ menor que 35%;
- dívida líquida/EBITDA⁵ menor que 2,5x.
- ausência de emissão de novas ações;

⁴ Razão entre a dívida líquida e a soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

⁵ *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (Lucro antes dos juros, tributos, depreciação e amortização).

- convergência dos preços de diesel e gasolina no Brasil com as referências internacionais⁶;
- parcerias e reestruturações nos modelos de negócio.

Os recursos necessários para o financiamento dos projetos em implantação mais os projetos em processo de licitação seriam provenientes da geração operacional de caixa e desinvestimentos (US\$ 182,2 bilhões), uso de caixa excedente (US\$ 9,1 bilhões), reestruturações nos modelos de negócio (US\$ 9,9 bilhões) e captações (US\$ 60,5 bilhões bruta e US\$ 5,6 bilhões líquida).

A análise da financiabilidade fundamentou-se nos seguintes pontos:

- a geração operacional de caixa do período 2014-2018 indica fluxo de caixa livre antes de dividendos, a partir de 2015, em decorrência do crescimento da produção de petróleo, da menor dependência de importações de derivados pela expansão do parque de refino e das reestruturações nos modelos de negócio, que reduzem a necessidade de caixa no horizonte do Plano;
- a alavancagem financeira será decrescente, dentro do limite máximo de 35% a partir de 2015 e o indicador dívida líquida/EBITDA retornará, a partir de 2015, ao limite definido pela Companhia de até 2,5x.

No PNG 2014-2018, a Petrobras manteve seu compromisso com o grau de investimento e com a não emissão de ações.

No entanto, em 24 de fevereiro de 2015, a agência Moody's⁷ rebaixou todas as notas de crédito da Petrobras, incluindo a da dívida em moeda estrangeira que caiu de Baa3 para Ba2. Esse foi o segundo rebaixamento aplicado pela agência em menos de um mês. Em 29 de janeiro, o *rating* da dívida em moeda estrangeira já havia caído de Baa2 para Baa3.

Com o último rebaixamento, a Petrobras perdeu o grau de investimento. Para a Moody's, a dívida da Petrobras passou a ter grau especulativo. Com a perda do grau de investimento, haverá um aumento do custo na emissão de novos títulos e uma possível redução do número de potenciais investidores, uma vez que diversos fundos vedam a aquisição ou manutenção de títulos com grau especulativo.

⁶ Fato Relevante de 29 de novembro de 2013.

⁷ Uma das principais agências internacionais de avaliação de risco.

Isso traz grandes dificuldades para a Petrobras uma vez que a empresa previa captação de recursos externos, pois a geração de recursos próprios não é suficiente para garantir os planos de investimento.

Em razão desses investimentos, no terceiro trimestre de 2014 a evolução da alavancagem passou para 43% e a relação dívida líquida/EBITDA para 4,63. Assim, os pressupostos de financiabilidade previstos no PGN 2014-2018 não foram atingidos, o que influenciou a decisão da agência Moody's.

O objetivo deste estudo é mostrar outra visão sobre a situação econômica, financeira e operacional da Petrobras, e quão equivocadas podem ser as análises das agências de avaliação de risco e de analistas que desconhecem peculiaridades de uma empresa como a Petrobras.

Com a descoberta do Pré-Sal e com a intenção de agregar altíssimos volumes recuperáveis de petróleo às suas reservas, a Petrobras teve que fazer grandes investimentos. Os próprios programas exploratórios mínimos exigiam esses investimentos em poços e sísmica. Após esse gasto, necessário como decorrência da descoberta dos gigantescos campos de petróleo, a alternativa insensata para qualquer empresa seria a devolução das áreas do Pré-Sal para a ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Esses investimentos já levaram à descoberta de volumes recuperáveis da ordem de 30 bilhões de barris equivalentes de petróleo apenas na província do Pré-Sal. Como há dez anos atrás as reservas da Petrobras no Brasil eram da ordem de 13 bilhões de barris equivalentes, a empresa deverá mais que triplicar suas reservas.

Esses volumes recuperáveis são, na verdade, o grande “ativo” da Petrobras, que sequer está contabilizado no patrimônio líquido da empresa, uma vez que, contabilmente, são lançados apenas os custos, não o real valor do “ativo”. Dessa forma, para uma empresa como a Petrobras não faz sentido o cálculo da alavancagem, pois ela tem como base um patrimônio líquido irreal. É, ainda, desprovida de bom senso a comparação da Petrobras com a outras empresas.

Também não faz sentido dar exagerada ênfase à relação dívida líquida/EBTIDA, uma vez a descoberta do Pré-Sal gerou grande necessidade de investimentos e conseqüentemente uma redução do lucro líquido

no curto prazo. Mesmo assim, a Petrobras continua sendo a empresa mais lucrativa do Brasil. A Figura 1.2 mostra o lucro líquido da Vale S.A. e da Petrobras de 2006 a 2013. Nesse período, os lucros médios da Vale e da Petrobras foram, respectivamente, de R\$ 17,9 bilhões a R\$ 27,8 bilhões. Observa-se, então, que o lucro médio da Petrobras foi muito maior que o da Vale.

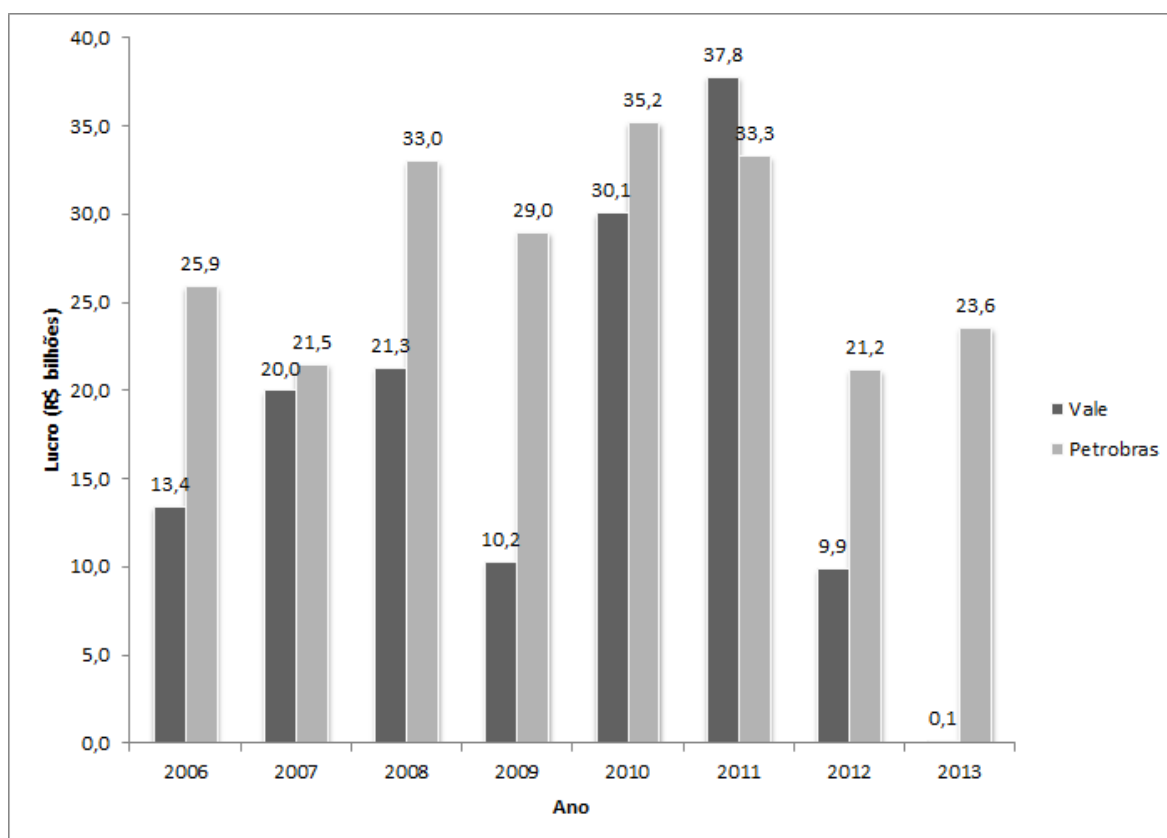


Figura 1.2 Lucro líquido da Vale S.A. e da Petrobras de 2006 a 2013.

Com relação à dívida líquida da Petrobras, que chegou a R\$ 261,45 bilhões no 3º trimestre de 2014, é importante ressaltar que esse valor é menor que o faturamento da empresa em apenas um ano⁸. Em 2013, o faturamento da Petrobras foi de R\$ 305 bilhões.

O PNG 2014-2018 previa um aumento da produção da Petrobras de 2,1 milhões de barris de petróleo em 2014 para 4,2 milhões de barris em 2020. Nenhuma empresa de petróleo triplica suas reservas e dobra sua

⁸ <http://www.valor.com.br/empresas/3881926/petrobras-divida-liquida-fecha-em-r-26145-bilhoes-no-3>

produção sem grandes investimentos e sem aumento da sua dívida. Houve o tempo do plantio, agora chegou o tempo de a Petrobras começar a colher os frutos de mais de uma centena de poços exploratórios e de extensão do Pré-Sal que começam a ser conectados às unidades de produção. Mostrar que a empresa apresenta uma sólida posição financeira, econômica e operacional é o principal objetivo deste estudo.

2. Área de Exploração e Produção

Na plataforma continental brasileira, em especial na província petrolífera do Pré-Sal, ocorreram as principais descobertas petrolíferas do Brasil e do mundo nos últimos anos, com destaque para os campos de Lula e Búzios, além da área de Libra. A Figura 2.1 mostra a localização da província do Pré-Sal.

A descoberta dessa província pode representar a agregação de reservas superiores a 90 bilhões de barris de petróleo⁹, volume significativamente maior que as atuais reservas nacionais, que são de cerca de 16 bilhões de barris.

O sucesso exploratório do Pré-Sal começou em julho de 2006, quando foram encontrados os primeiros indícios de petróleo no bloco BM-S-10 (Parati) da bacia de Santos. O contrato de concessão desse bloco, licitado no ano de 2000, exigia, nos termos do segundo período do programa exploratório mínimo, a perfuração de dois poços.

A competência técnica da Petrobras, a atuação da ANP e a exigência contratual do programa exploratório nesse e em outros blocos da Bacia de Santos foram decisivas para a descoberta do Pré-Sal. É importante destacar que, em 1992, a Petrobras recebeu o prêmio OTC *Distinguished Achievement Award* por conquistas técnicas notáveis relacionadas ao desenvolvimento de sistemas de produção em águas profundas relativas ao campo de Marlim e, em 2001, por avanços nas tecnologias e na economicidade de projetos de águas profundas, no desenvolvimento do campo de Roncador. Em maio de 2015, a Petrobras receberá pela terceira vez o prêmio OTC. Esse prêmio é o maior reconhecimento que uma empresa de petróleo pode receber na qualidade de operadora offshore.

De 2006 a 2013, foram perfurados 144 poços na província do Pré-Sal, com uma taxa de sucesso de 82%. Segundo a Ex-Presidente da Petrobras, Sra. Graça Foster, o sucesso nas atividades dessa província foi espetacular. Em 2013, foram perfurados treze poços, todos com descoberta de hidrocarbonetos¹⁰.

⁹ SIQUEIRA, Fernando. A imensa e cobiçada riqueza do pré-sal. *Jornal do Engenheiro* - Maio/Junho de 2009.

¹⁰ <https://s.exame.abril.com.br/brasil/noticias/petrobras-tem-100-de-sucesso-no-pre-sal-diz-graca-foster>

O primeiro poço do Pré-Sal, iniciado em 2006, demorou mais de um ano para ser perfurado e custou cerca de US\$ 240 milhões. Hoje, a Petrobras perfura um poço equivalente em 60 dias, a um custo de US\$ 60 milhões¹¹. Com tantos poços já perfurados, um custo de perfuração de US\$ 60 milhões e as altas produtividades dos poços¹², não há que se questionar a viabilidade técnica e econômica do Pré-Sal, mesmo com o valor do barril do petróleo a US\$ 50.

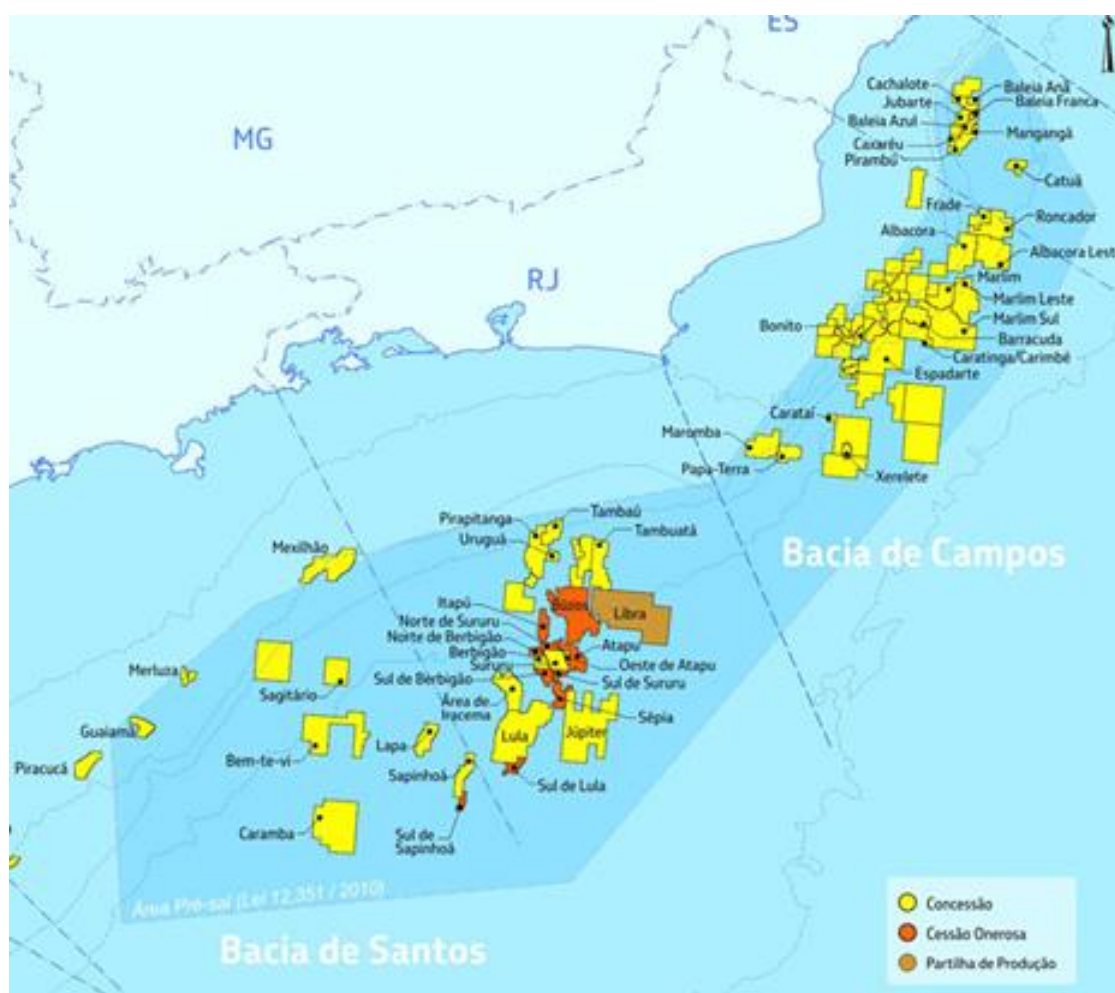


Figura 2.1 Província petrolífera do Pré-Sal

2.1 Perfil atual da produção

De acordo com o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, de março 2014, a produção petrolífera nacional advém de 309 concessões, operadas por 23 empresas. Destas, 85 são concessões marítimas e

¹¹ http://pt.wikipedia.org/wiki/Campo_petro%C3%ADfero_de_Lula

¹² <http://democraciapolitica.blogspot.com.br/2012/10/alta-produtividade-no-pre-sal.html>

224 terrestres. Vale ressaltar que 7 são relativas a contratos de áreas contendo acumulações marginais.

A produção de petróleo e gás natural no Brasil foi de aproximadamente 2,497 milhões de barris por dia - mmbd e 95,1 milhões de metros cúbicos por dia, respectivamente, totalizando em torno de 3,096 milhões de barris de óleo equivalente por dia - mmboed. Cerca de 91,8% da produção de petróleo e gás natural foram provenientes de campos operados pela Petrobras.

Os campos cujos contratos são de acumulações marginais produziram um total de 92,8 mil barris por dia de petróleo e 6,2 mil metros cúbicos por dia de gás natural. Dentre esses campos, Bom Lugar, operado pela Alvopectro, foi o maior produtor de petróleo e gás natural, com 30,8 mil barris de óleo equivalente por dia.

A produção procedente das bacias maduras terrestres foi de 168,6 mboed, sendo 138,0 mbd de petróleo e 4,9 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. Desse total, 4,2 mboed foram produzidos por concessões não operadas pela Petrobras, sendo 398 boed no Estado de Alagoas, 2.043 boed na Bahia, 4 mboed no Espírito Santo, 1.570 boed no Rio Grande do Norte e 235 boed em Sergipe.

A produção de petróleo e gás natural no Brasil foi oriunda de 9.089 poços, sendo 841 marítimos e 8.248 terrestres. O campo com o maior número de poços produtores foi Canto do Amaro, bacia Potiguar, com 1.110 poços. Marlim, na bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores, com 59 no total.

Importa registrar que os Estados Unidos, por exemplo, conta com mais de 1 milhão de poços ativos¹³ e com uma rede de refino e transporte que cobre praticamente todas as bacias sedimentares.

A Tabela 2.1 mostra a distribuição da produção por Estado produtor (terra) ou confrontante (plataforma continental).

¹³ Informação obtida no endereço eletrônico <http://www.fractracker.org/2014/03/1-million-wells/>. Acesso no dia 20 de maio de 2014.

Tabela 2.1 Produção por Estado

FONTE ANP/SDP/SIGEP

Estado	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm ³ /d)	Produção Total (boe/d)	Nº Campos produtores
Rio de Janeiro	1.673.176	34.383	1.889.443	46
Espírito Santo	426.387	13.999	514.443	46
São Paulo	220.281	14.437	311.093	5
Amazonas	27.411	13.483	112.216	6
Bahia	43.022	8.557	96.843	84
Rio Grande do Norte	56.488	1.296	64.643	82
Sergipe	38.826	2.978	57.556	22
Maranhão	20	4.749	29.892	1
Alagoas	3.927	1.171	11.292	11
Ceará	7.692	95	8.290	6
Total geral	2.497.231	95.148	3.095.711	309

Conforme mostrado na Tabela 2.1, cerca de 61% da produção nacional ocorre na plataforma continental confrontante com o Estado do Rio de Janeiro.

A Tabela 2.2 mostra a distribuição da produção por operador.

Tabela 2.2 Produção por operador

FONTE: ANP/SDP/SIGEP

Nº	Operador	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)
1	Petrobras	2.284.262	88.773	2.842.644
2	Shell Brasil	86.522	1.120	93.565
3	Statoil Brasil	73.573	94	74.163
4	Parnaíba Gás	20	4.749	29.892
5	Chevron Frade	25.152	273	26.868
6	OGX	14.881	55	15.230
7	HRT O&G	8.877	28	9.052
8	Gran Tierra	1.057	19	1.176
9	Sonangol Starfish	720	3	741
10	Petrosynergy	596	11	667
11	Partex Brasil	417	1	420
12	Nova Petróleo Rec	382	1	389
13	UTC Óleo e Gás	298	9	354
14	Petrogal Brasil	164	3	184
15	Recôncavo E&P	137	2	146
16	Santana	75	1	81
17	Alvopetro	46	0,4	48
18	Panergy	0	5	29
19	Severo Villares	23	1	27
20	EPG	19	1	23
21	Central Resources	10	0,01	10
22	UP Petróleo Brasil	1	0,02	2
23	Guto & Cacal	0,4	0,001	0,4
Total geral		2.497.231	95.148	3.095.711

Conforme mostrado na Tabela 2.2, a produção nacional está concentrada na Petrobras. Além disso, está concentrada em poucos campos. Historicamente, 20 campos são responsáveis por mais de 80% da produção nacional. A Figura 2.2 mostra os campos de maior produção de petróleo.

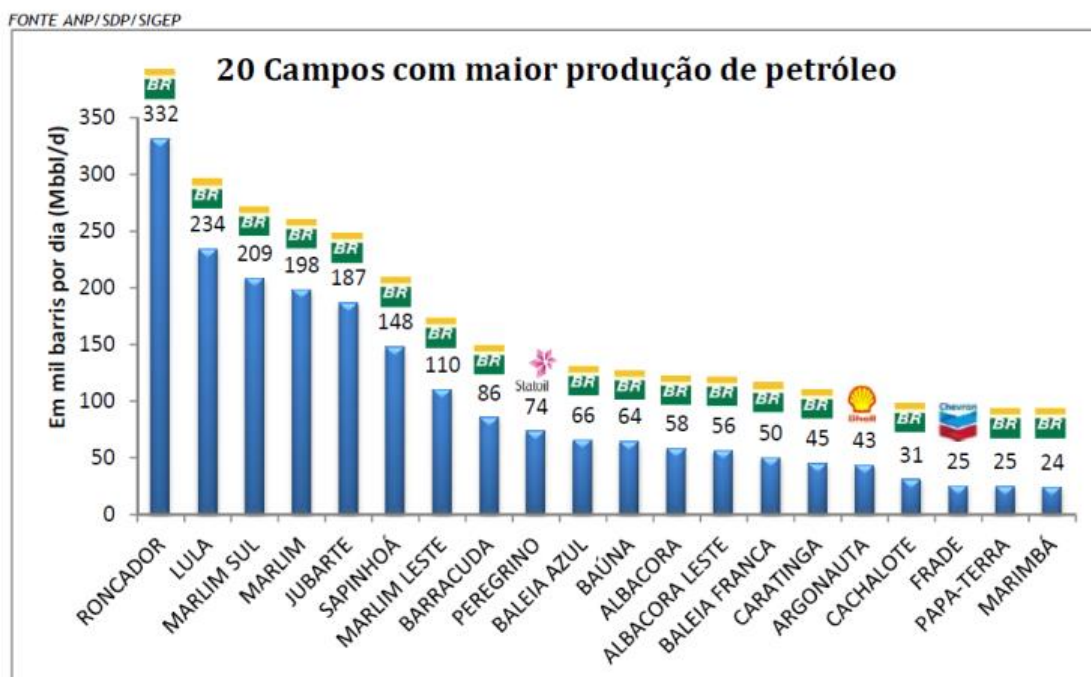


Figura 3.1 Campos com maior produção total

Conforme mostrado na Figura 2.2, dos 20 campos com maior produção de petróleo, 17 são operados pela Petrobras. Entre os campos não operados pela Petrobras, destacam-se apenas o campo de Peregrino, operado pela Statoil, o campo de Argonauta, operado pelo Shell e o campo de Frade, operado pela Chevron.

A Figura 2.3 mostra os 20 campos terrestres não operados pela Petrobras. À exceção de Gavião Real, todos apresentam baixíssimas produções. O campo de Tiê, operado pela empresa canadense Gran Tierra, foi o que apresentou a maior produção depois de Gavião Real. A produção do campo de Tiê foi de apenas 1,176 mil barris de óleo equivalente por dia. Os outros campos apresentam produção de apenas 424 boed a 31 boed.

FORTE ANP/SDP/SIGEP

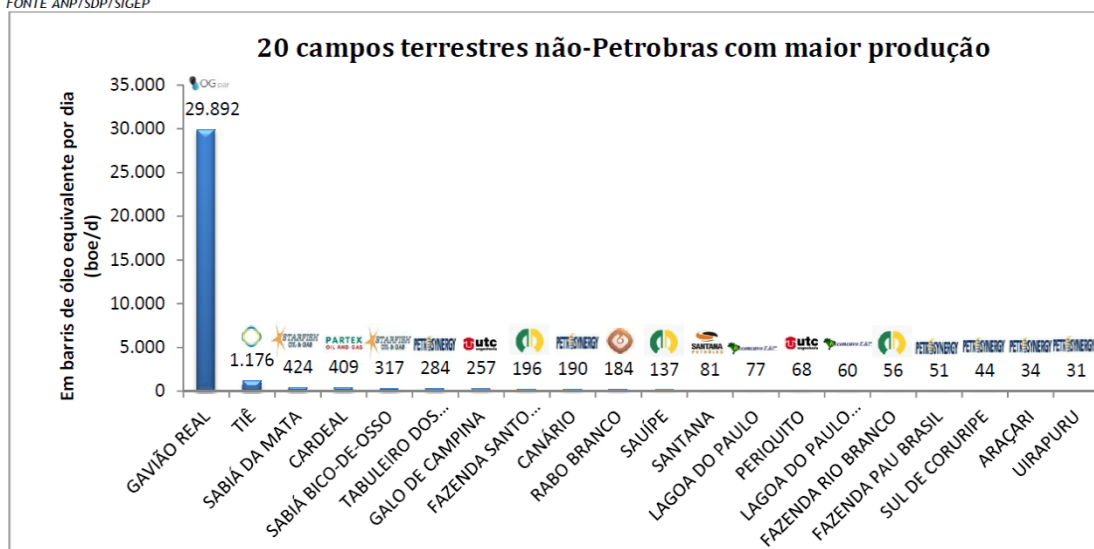


Figura 2.3 Campos terrestres não operados pela Petrobras com maior produção

Apenas um poço no campo de Sapinhoá, 7SPH5SPS, localizado na província do Pré-Sal na bacia de Santos, produz 42,431 mil barris de óleo equivalente por dia, conforme mostrado na Tabela 2.3. Somente a produção desse poço é 36 vezes maior que todo o campo de Tiê.

Tabela 2.3 Poços de maior produção no Brasil

FONTE: ANP/SDP/SIGEP

Nº	Nome ANP do Poço	Campo	Bacia	Localização	Operador	Produção (boe/d)
1	7SPH5SPS	SAPINHOÁ	Santos	Mar	Petrobras	42.431
2	7LL28DRJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	41.570
3	7JUB34HESS	JUBARTE	Campos	Mar	Petrobras	41.303
4	7SPH4DSPS	SAPINHOÁ	Santos	Mar	Petrobras	38.999
5	9BRSA928SPS	SAPINHOÁ	Santos	Mar	Petrobras	38.791
6	3BRSA788SPS	SAPINHOÁ	Santos	Mar	Petrobras	36.720
7	7LL22DRJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	34.797
8	7LL11RJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	33.181
9	4BRSA711RJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	31.828
10	3BRSA496RJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	31.109
11	7LL3DRJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	30.971
12	7JUB36ESS	JUBARTE	Campos	Mar	Petrobras	28.424
13	9BRSA716RJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	27.830
14	3BRSA1132RJS	TLD-BM-S-11	Santos	Mar	Petrobras	25.204
15	7RO41DRJS	RONCADOR	Campos	Mar	Petrobras	22.835
16	6BRSA639ESS	JUBARTE	Campos	Mar	Petrobras	22.646
17	7BFR12PAESS	BALEIA FRANCA	Campos	Mar	Petrobras	22.507
18	6BRSA631DBESS	BALEIA AZUL	Campos	Mar	Petrobras	21.319
19	1BRSA594SPS	SAPINHOÁ	Santos	Mar	Petrobras	21.166
20	7BAZ6ESS	BALEIA AZUL	Campos	Mar	Petrobras	19.981
21	7MLL10HPRJS	MARLIM LESTE	Campos	Mar	Petrobras	19.897
22	7BAZ8ESS	BALEIA AZUL	Campos	Mar	Petrobras	19.383
23	7BAZ4ESS	BALEIA AZUL	Campos	Mar	Petrobras	19.100
24	9BRSA908DRJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	18.421
25	7MLS189HPRJS	MARLIM SUL	Campos	Mar	Petrobras	18.323
26	7BFR7ESS	BALEIA FRANCA	Campos	Mar	Petrobras	17.956
27	7RO133HPRJS	RONCADOR	Campos	Mar	Petrobras	17.874
28	7LL17DRJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	16.987
29	7LL8HRJS	LULA	Santos	Mar	Petrobras	16.796
30	6BRSA817RJS	MARLIM LESTE	Campos	Mar	Petrobras	16.617

Registre-se, por fim, que a Petrobras é a maior produtora mundial de petróleo entre as empresas de capital aberto, tendo superado, no 3º trimestre de 2014, a produção de petróleo da ExxonMobil¹⁴. Se considerada a produção de petróleo e gás, a Petrobras ocupou o quarto lugar no mundo.

Nos nove primeiros meses de 2014, a Petrobras e a ConocoPhillips foram as únicas empresas de capital aberto que registraram aumento de produção de petróleo. No caso da Petrobras, esse aumento foi de 3,3% e, da ConocoPhillips, de 1,5%.

¹⁴ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/somos-a-maior-produtora-de-petroleo-entre-as-empresas-de-capital-aberto.htm>

Nos 11 primeiros meses de 2014, a produção média da Petrobras aumentou 4,5% em relação ao mesmo período do ano anterior. Entre janeiro e novembro deste ano, o crescimento do volume mensal produzido chegou a mais de 10%.

Some-se a isso o fato de que a Petrobras quebrou vários recordes históricos:

- produção própria: 2,286 milhões de barris de petróleo por dia (mmbpd) em 21/12/14;
- produção operada no Brasil, que inclui a parcela operada pela companhia com seus parceiros: 2,470 mmbpd em 21/12/14;
- produção operada no pré-sal: 0,7 mmbpd em 16/12/14.

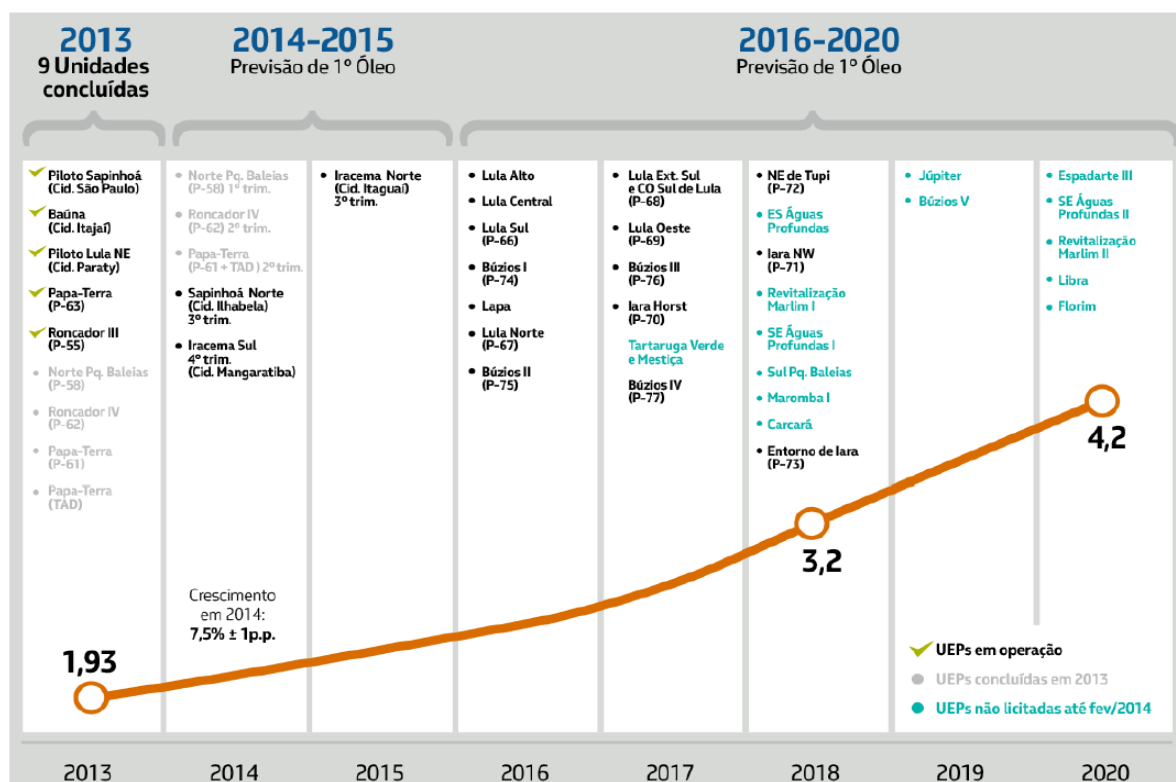
2.2 Perspectivas de aumento da produção da Petrobras

Também boas são as perspectivas de aumento de produção de petróleo da Petrobras, que atingiu em outubro de 2014 a média de 2,126 milhões de barris de petróleo por dia¹⁵. Essa vazão representou novo recorde histórico; outubro de 2014 foi o nono mês consecutivo de crescimento da produção da estatal no País. A produção total de petróleo e gás da Petrobras no Brasil foi de 2,579 milhões de barris de óleo equivalente por dia, o que representa a maior produção total operada já atingida pela empresa. A produção de gás operada pela Petrobras também atingiu novo recorde de 81,8 milhões de metros cúbicos por dia, 2,1% superior à registrada em setembro. O gás natural da província do Pré-Sal pode ser uma importante fonte para geração de energia elétrica no País.

A Figura 2.4 mostra a curva de produção de petróleo da Petrobras de 2013 a 2020¹⁶. De acordo com os dados mostrados nessa Figura, deverá haver um acréscimo em 2015 em relação a 2014, também da ordem de 7,5%; de 2016 a 2017, o percentual de aumento deverá ser maior.

¹⁵ <http://investidorpetrobras.com.br/pt/destaques/petrobras-atinge-sua-maior-producao-mensal-historica-de-oleo-no-brasil.htm>

¹⁶ <http://investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/seminario-de-inovacao-e-tecnologia-apimec-rj-jose-roberto-fagundes-netto-gerente-geral-do-cenpes.htm>



Produção de Óleo e LGN (milhões bpd)

Figura 2.4 Curva de produção da Petrobras

2.3 Áreas de destaque no Pré-Sal

Seis importantes áreas da província do Pré-Sal na Bacia de Santos operam sob o regime de concessão, conforme mostrado na Tabela 2.4. No ano de 2010, a Petrobras efetuou, junto à ANP, a Declaração de Comercialidade das acumulações de petróleo de boa qualidade e gás nas áreas de Lula e Sapinhoá. Essas áreas foram licitadas no ano de 2000, nos termos da Lei nº 9.478/1997.

A Petrobras participa de consórcios com várias outras empresas nas áreas sob concessão mostradas na Tabela 2.4, com sua participação variando de 45% a 80%. Ressalte-se que a Petrobras é a operadora de todas essas áreas.

Tabela 2.4 Áreas licitadas sob o regime de concessão

Nº da Rodada	Consórcio	Ano do leilão	Declaração de Comercialidade	Volume Recuperável (bilhões de barris de óleo equivalente)
1	BM-S-8 (Bem-te-vi, Carcará e Biguá) Petrobras 66% Petrogal 14% Queiroz Galvão 10% Barra 10%	1999	2012	Não informado
2	BM-S-9 (Sapinhoá e Carioca) Petrobras 45% BG 30% Repsol 25%	2000	2011 (Sapinhoá) 2013 (Carioca)	2,1 0,459
2	BM-S-11 (Lula e Iara) Petrobras 65% BG 25% Petrogal 10%	2000	2010 (Lula) 2013 (Iara)	8,3 3 a 4 bilhões
3	BM-S-21 (Caramba) Petrobras 80% Petrogal 20%	2001	2015	Não declarado
3	BM-S-24 (Júpiter) Petrobras 80% Petrogal 20%	2001	2016	Não declarado

No Pré-Sal da bacia de Santos, também muito importante são as áreas que foram objeto da cessão onerosa da União para a Petrobras, nos termos da Lei nº 12.276/2010. A Tabela 2.5 mostra os blocos do contrato de cessão onerosa, assinado no ano de 2010.

Tabela 2.5 Blocos da cessão onerosa da União para a Petrobras

Nome	Tipo do bloco	Volume da Cessão Onerosa (bilhões de barris equivalentes)	Valor do Barril (US\$/boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Sul de Tupi	Definitivo	0,128	7,85	1.005.197
Florim	Definitivo	0,467	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	Definitivo	0,428	8,54	3.653.275
Peroba	Contingente	-	8,53	
Sul de Guará	Definitivo	0,319	7,94	2.533.711
Franco	Definitivo	3,056	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	Definitivo	0,599	5,82	3.489.437
TOTAL		5,000		42.533.320

A Figura 2.5 mostra as áreas da cessão onerosa. O grande destaque da cessão onerosa é o bloco de Franco, atual campo de Búzios. O volume cedido pela União para a Petrobras foi de 3,056 bilhões de barris de óleo equivalente a um valor de US\$ 9,04 por barril.

No ano de 2010, antes da assinatura do contrato de cessão onerosa, relatório da certificadora Gaffney, Cline & Associates - GCA (2010), contratada pela ANP, estimou os recursos contingentes de Franco de 3,11 bilhões de barris a 8,99 bilhões de barris, sendo de 5,45 bilhões de barris o volume recuperável mais provável. Observa-se, então, que o contrato de cessão onerosa estabeleceu um volume recuperável muito abaixo do volume mais provável.

Talvez isso tenha ocorrido em razão de o relatório da certificadora DeGolyer and MacNaughton (2010), contratada pela Petrobras, ter indicado volumes recuperáveis mais prováveis de apenas 1,71 bilhão de barris em Franco.

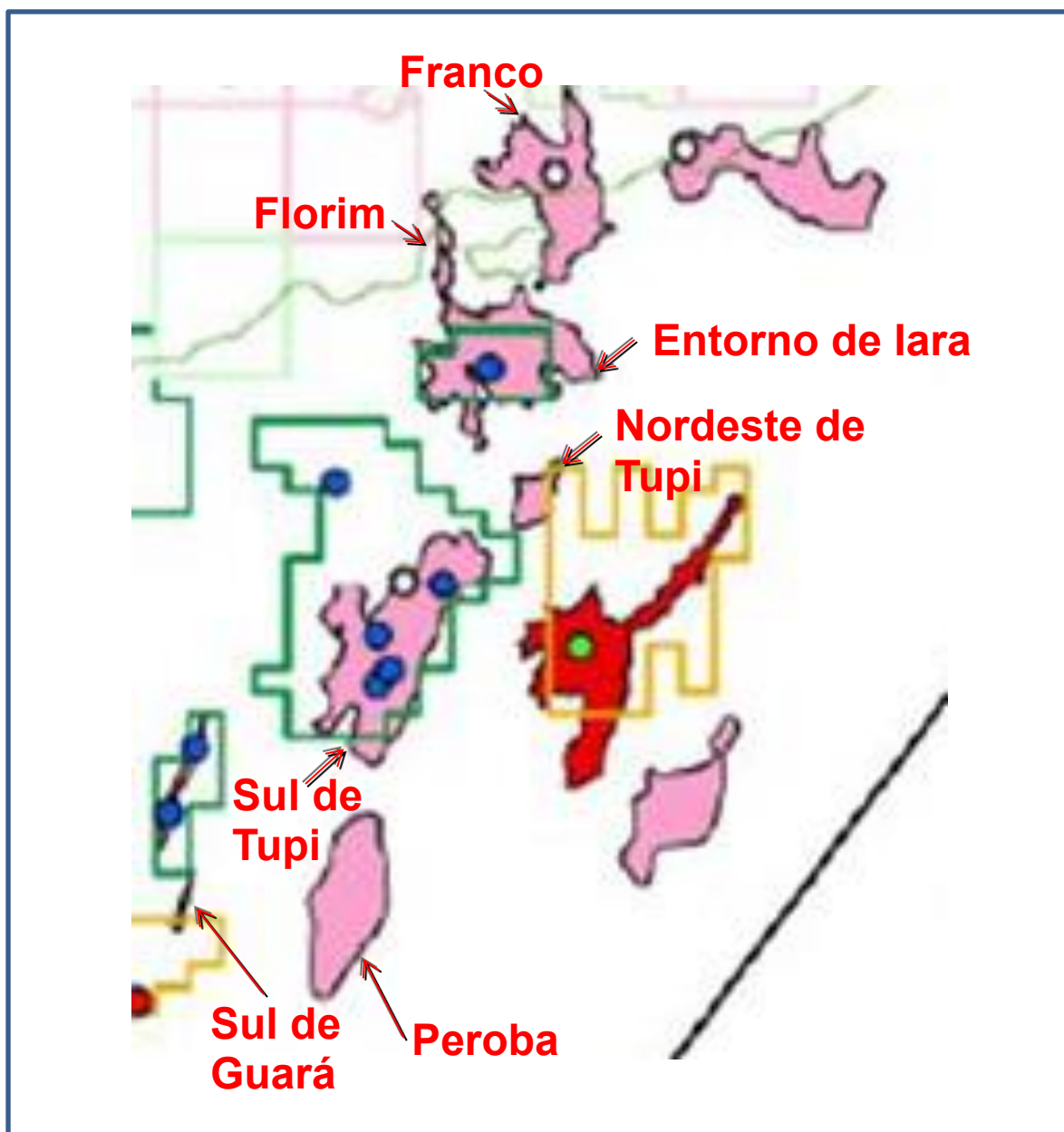


Figura 2.5 Áreas da cessão onerosa

Também merecem destaque as áreas denominadas Entorno de Iara e Sul de Tupi. Conforme mostrado na Tabela 2.4, Iara, apenas na área sob o regime de concessão, tem volume recuperável estimado de 3 a 4 bilhões de barris de óleo equivalente.

No contrato de cessão onerosa, o volume de petróleo recuperável do Entorno de Iara foi estabelecido como 599,56 milhões de barris. A Figura 2.6 mostra a base do sal que está associada à profundidade do topo do

reservatório de lara e do Entorno de lara. Essa Figura sugere que o volume recuperável do Entorno de lara, a exemplo de Franco, pode ser bem maior que o volume estabelecido no contrato de cessão onerosa.

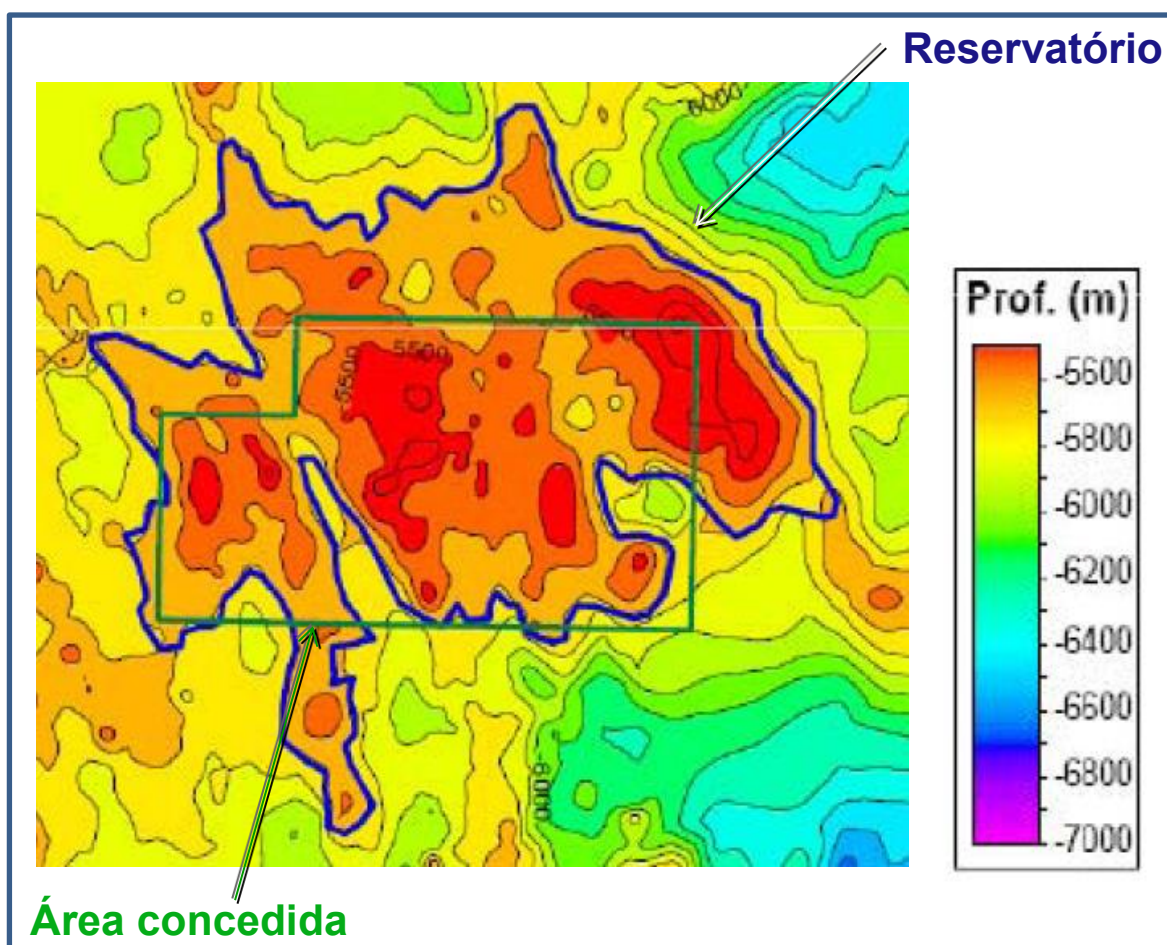


Figura 2.6 Topo do reservatório de lara e Entorno de lara

A área de Libra foi descoberta no ano de 2010, por meio da perfuração do poço 2-ANP-0002A-RJS, localizado no Pré-Sal da bacia de Santos, que atingiu o objetivo previsto e já submetido a teste. Libra encontra-se a apenas 170 km da costa, conforme mostrado na Figura 2.7, em lâminas de água da ordem de 2 mil metros.

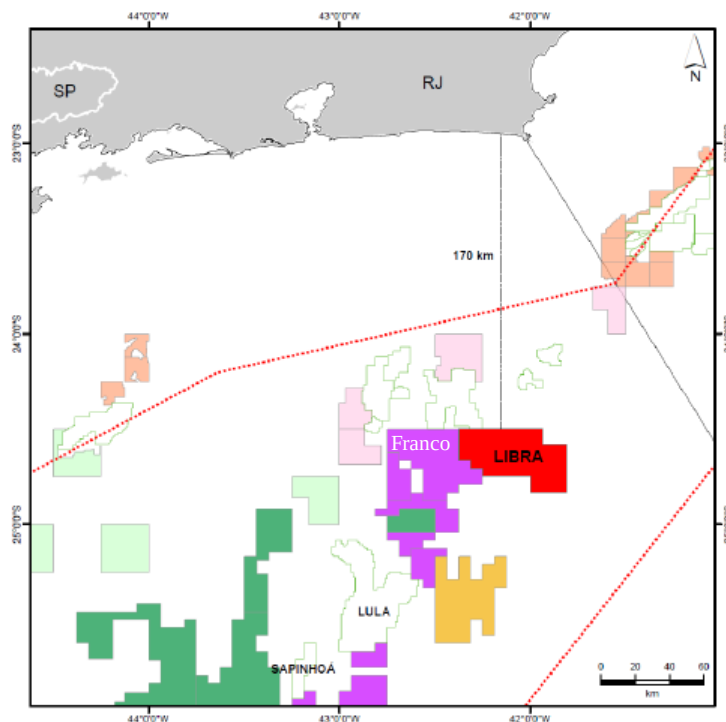


Figura 2.7 Área de Libra

Esse poço indicou a presença de rochas saturadas de óleo de 326,4 metros de espessura. Registre-se, ainda, que, em 2013, a área de Libra foi submetida à análise de sísmica 3D em profundidade. De acordo com informações¹⁷ posteriores a essa análise, o volume *in situ* esperado para a área de Libra é de 26 bilhões a 42 bilhões de barris de petróleo. Admitindo-se um fator de recuperação em torno de 30%, pode-se chegar a um volume recuperável de petróleo de 8 a 12 bilhões de barris. Registre-se que toda a reserva provada nacional é, atualmente, de cerca de 16 bilhões de barris.

Destaque-se, ainda, que, no caso de Libra, o fator de recuperação pode ser muito maior que 30%, a exemplo do que ocorreu no campo de Marlim. Nesse campo, segundo informações da Gerente-Executiva da Petrobras Solange Guedes, apresentadas na Conferência Rio Oil & Gas, 2008, o fator de recuperação deve atingir 56%.

Supondo-se que Libra produza 10 bilhões de barris, uma taxa de câmbio de 3,1 Reais por Dólar e um valor da produção de US\$ 75 por barril, essa área pode gerar uma receita bruta de R\$ 2,3 trilhões ao longo de

¹⁷ Informação obtida no endereço eletrônico <http://www.ctdut.org.br/blog/noticias/burocracia-e-industria-fraca-seguram-inovacao-site-anpei>. Acesso no dia 6 de setembro de 2013.

aproximadamente 35 anos. Admitindo-se um custo de produção de R\$ 300 bilhões e *royalties* de R\$ 345 bilhões, tem-se um excedente em óleo de aproximadamente R\$ 1,6 trilhão para ser dividido entre a União e os contratados sob o regime de partilha de produção (Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC).

A Figura 2.8 mostra o topo dos reservatórios de Franco e de Libra. Como se pode observar, são grandes reservatórios que podem, inclusive, estar conectados hidráulicamente.

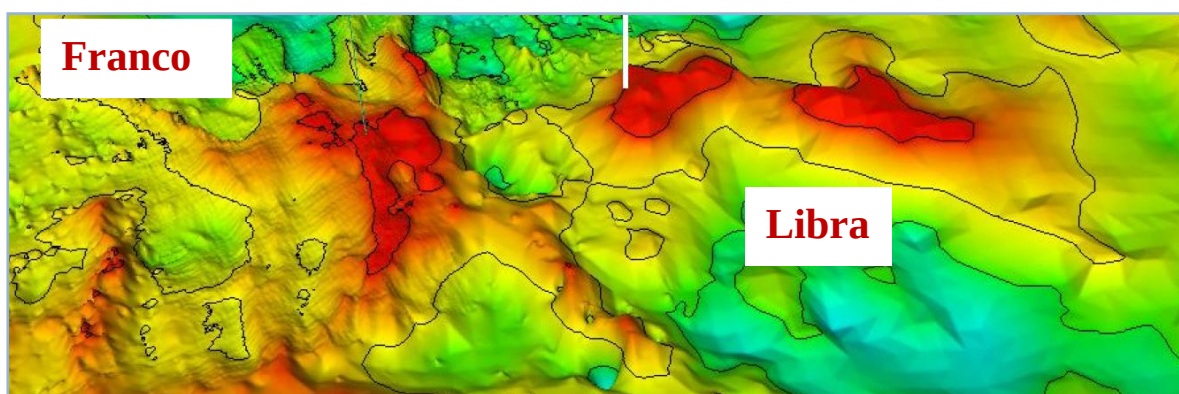


Figura 2.8 Topo do reservatório de Libra e Franco

As áreas de Lula, Búzios e Libra devem ter volumes recuperáveis de mais de 8 bilhões de barris de petróleo cada uma, admitindo-se um fator de recuperação da ordem de 30%. Se o fator de recuperação chegar próximo a 60%, como deve ocorrer no campo de Marlim, pode-se ter somente nessas três áreas volumes recuperáveis da ordem de 50 bilhões de barris.

Em nota divulgada no dia 24 de junho de 2014, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE comunicou a aprovação da contratação direta da Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, em regime de partilha de produção, dos volumes que ultrapassem os limites do Contrato de Cessão Onerosa original ou estabelecidos na sua Revisão, que deveriam ocorrer até o dia 14 de setembro de 2014, nas áreas de Búzios (ex-Franco), Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi. Os contratos de partilha de produção para estas quatro áreas terão vigência de 35 anos.

Essa decisão trata de volumes adicionais aos 5 bilhões de barris de óleo equivalente contratados no regime de cessão onerosa e estabelece parâmetros que incluem:

- a assinatura de contratos de partilha de produção para os volumes excedentes, a vigorar a partir do início da produção de óleo, sob o regime de cessão onerosa, para cada uma das áreas contratadas;
- o pagamento, à União, de um bônus de assinatura no valor de R\$ 2 bilhões em 2014;
- a antecipação de parte do excedente em óleo, com a seguinte distribuição: R\$ 2 bilhões no ano de 2015, R\$ 3 bilhões em 2016, R\$ 4 bilhões em 2017 e R\$ 4 bilhões no ano de 2018;
- os percentuais de excedente em óleo da União, sendo de 47,42% em Búzios, 48,53% no Entorno de Iara, 46,53% em Florim e 47,62% em Nordeste de Tupi.

A Petrobras considera que os parâmetros aprovados pelo CNPE conferirão condições equivalentes de atratividade em comparação ao que se espera do campo de Libra.

As estimativas efetuadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicam que estas quatro áreas podem conter volumes adicionais entre 9,8 e 15,2 bilhões de barris de óleo equivalente, conforme Tabela 2.6.

Tabela 2.6 Volumes adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa

Áreas	Volumes Adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa (barris equivalentes de petróleo)
Búzios	entre 6,5 bilhões e 10 bilhões
Entorno de Iara	entre 2,5 bilhões e 4 bilhões
Florim	entre 300 milhões e 500 milhões
Nordeste de Tupi	entre 500 milhões e 700 milhões

A evolução das estimativas sobre o volume de óleo recuperável, custos, investimentos e cronograma dos sistemas de produção oriundos dos volumes excedentes serão divulgados pela Petrobras à medida que os contratos de partilha sejam assinados e iniciem as atividades sob esse regime,

em coexistência aos projetos já em desenvolvimento da cessão onerosa. Não haverá modificação no planejamento do desenvolvimento dos 5 bilhões de barris de óleo equivalente contratados sob cessão onerosa e/ou no processo de revisão previsto no contrato de cessão onerosa.

As ações relacionadas às decisões do CNPE já foram iniciadas visando à assinatura dos contratos de partilha para os volumes excedentes da cessão onerosa, após as devidas aprovações da administração da Petrobras.

Em suma, com importantes descobertas no Pré-Sal, a Petrobras pode agregar grandes volumes de óleo recuperável, conforme mostrado na Tabela 2.7.

Registre-se, contudo, outras áreas, como, por exemplo, Carcará, Júpiter, Caramba, Tartaruga Mestiça, Tartaruga Verde, Jubarte etc, podem aumentar muito os volumes de óleo recuperável da Petrobras.

Tabela 2.7 Volumes recuperáveis da Petrobras no Pré-Sal

Nome	% Volume recuperável total (bilhões de barris equivalentes)			Volume recuperável da Petrobras (bilhões de barris equivalentes)
	Concessão	Cessão Onerosa	Partilha de Produção	% da Petrobras (ver coluna com o nome)
Tupi e Iracema (campo de Lula) (65%)	8,300	-	-	5,395
Sul de Tupi (campo de Sul de Lula) (100%)	-	0,128	-	0,128
Nordeste de Tupi (campo de Sépia) (100%)	-	0,428	0,600	1,028
Florim (campo de Itapu) (100%)	-	0,467	0,400	0,867
Iara (campos de Berbigão, Sururu e Atapu) (65%)	3,500	-	-	2,275
Entorno de Iara (campos de Berbigão, Sururu e Atapu) (100%)	-	0,600	3,250	3,850
Sul de Guará (Sul de Sapinhoá) (100%)	-	0,319	-	0,319
Sapinhoá (45%)	2,100	-	-	0,945
Franco (Búzios) (100%)	-	3,056	8,250	11,306
Libra (40%)	-	-	10,000	4,000
Carioca (Lapa) (45%)	0,459	-	-	0,207
TOTAL	-	-	-	30,320

3. Área de Abastecimento

3.1 Refino

O Brasil conta com 16 refinarias, sem incluir a Unidade de Operações de Industrialização do Xisto – SIX, que apresentam uma capacidade de refino da ordem de 2,1 milhões de barris por dia.

Dessas refinarias, 12 pertencem à Petrobras e respondem por 98% da capacidade total e 4 quatro são privadas: Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA). A Tabela 3.1 mostra a capacidade de refino dessas unidades.

Tabela 3.1 Capacidade das refinarias brasileiras

REFINARIA	MUNICÍPIO (UF)	INÍCIO DE OPERAÇÃO	CAPACIDADE NOMINAL (BARRIL/DIA)
TOTAL			2.105.795
Replan - Refinaria de Paulínia	Paulínia (SP)	1972	415.128
RLAM - Refinaria Landulpho Alves	São Francisco do Conde (BA)	1950	279.897
Revap - Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	1980	251.593
Reduc - Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	1961	242.158
Repar - Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	1977	207.564
Refap - Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	Canoas (RS)	1968	201.274
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1955	169.825
Regap - Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	1968	150.956
Recap - Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	1954	53.463
Reman - Refinaria Isaac Sabbá	Manaus (AM)	1956	45.916
RPCC - Refinaria Potiguar Clara Camarão	Guamaré (RN)	2000	37.739
Riograndense - Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Rio Grande (RS)	1937	17.014
Manguinhos - Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.	Rio de Janeiro (RJ)	1954	13.838
Univen - Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	Itupeva (SP)	2007	9.158
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	1966	8.177
Dax Oil - Dax Oil Refino S.A.	Camacari (BA)	2008	2.095

Do volume total de petróleo processado em 2012, 81,1% foi de origem nacional e 18,9% importada. A maior parte do petróleo importado veio da África, 234,1 mil barris por dia, com destaque para o petróleo nigeriano (209,5 mil barris por dia). Em seguida, veio o Oriente Médio (94 mil barris por dia), com destaque para o petróleo de origem saudita (71 mil barris por dia).

A Figura 3.1 mostra o volume de petróleo refinado e capacidade de refino de cada uma das unidades localizadas no Brasil.

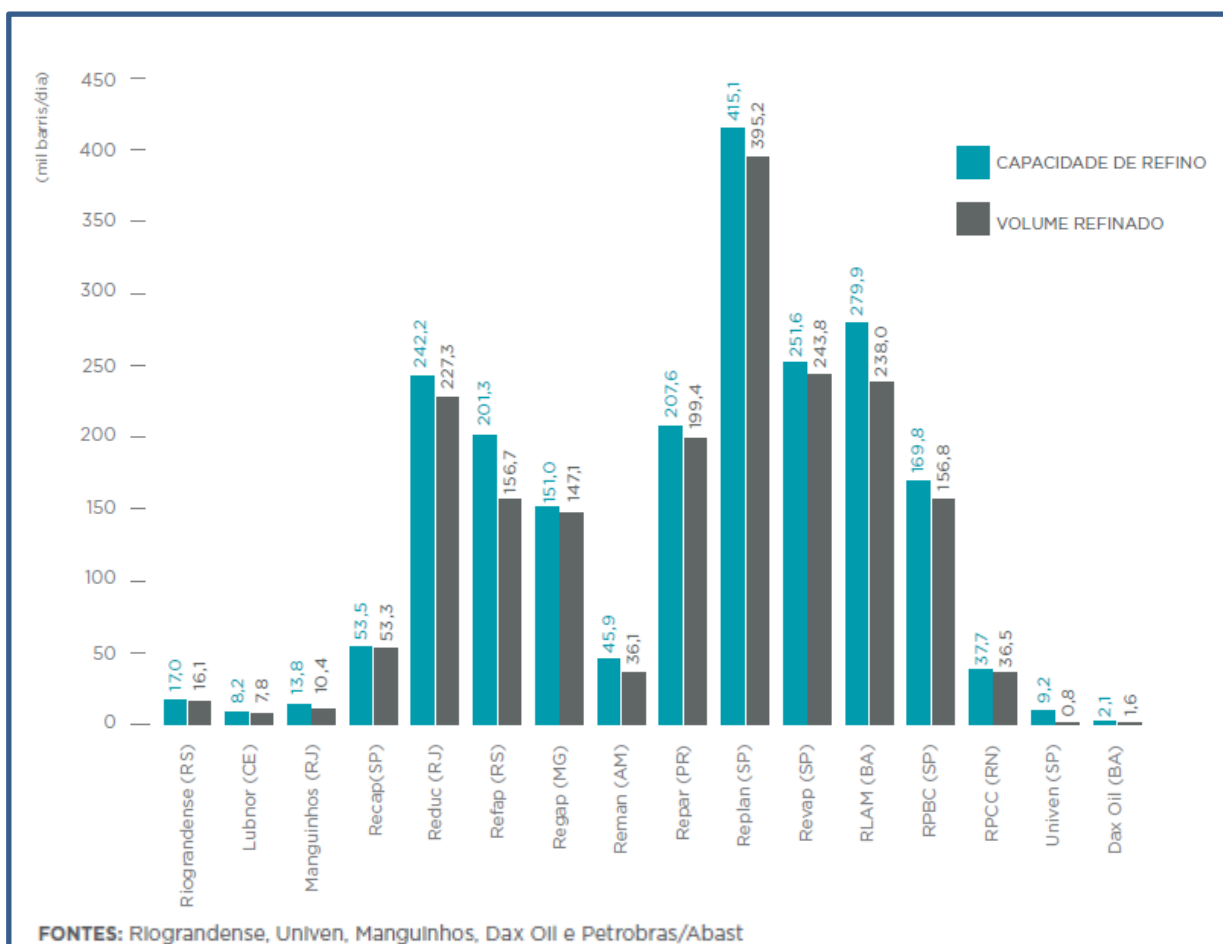


Figura 3.1 Capacidade de refino e volume refinado em 2012

Como mostrado na Figura 3.1, é muito baixo o volume de petróleo refinado nas refinarias privadas. Em 2012, a empresa Riograndense refinou, em média, 16,1 mil barris por dia. Essa refinaria foi inaugurada em 1937, na cidade do Rio Grande (RS), dando início ao processo de refino de petróleo no Brasil e dando origem às Empresas de Petróleo Ipiranga.

Em março de 2007 o controle acionário das Empresas de Petróleo Ipiranga foi vendido. A Refinaria foi adquirida pela Petrobras, Ultrapar e Braskem. Nesse período, a empresa celebrou um contrato de industrialização com a Petrobras.

Em 2012, a Refinaria de Manguinhos refinou, em média, 10,4 mil barris por dia. Essa Refinaria fazia parte de um projeto do governo do Presidente Eurico Gaspar Dutra. Apesar do monopólio estatal do petróleo,

instituído em 1953 com a criação da Petrobras, a Refinaria de Manguinhos conseguiu o direito de manter seu capital privado.

Inaugurada em 1954, passou a reduzir suas atividades em meados do ano 2000, ainda sob o controle da família Peixoto de Castro, até ser comprada. A Refinaria é considerada uma empresa de quarto nível de risco, segundo um levantamento da Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente – FEEMA.

Está instalada em uma área de manguezal, ao lado da FIOCRUZ. Com o tempo, o número de comunidades carentes ao redor da Refinaria aumentou, sendo atualmente 25. Algumas dessas comunidades estão localizadas a apenas 20 metros de distância dos muros da unidade.

Em janeiro de 2012, chegou a anunciar a suspensão das atividades e entrou com pedido de recuperação judicial em Araucária, no Paraná, sede da subsidiária Gasdiesel.

Sem produzir combustíveis desde o início de 2013, a Refinaria de Manguinhos tenta sobreviver à crise que se instalou sobre seus negócios desde a publicação, pelo governo do Estado do Rio de Janeiro, de decreto de desapropriação de suas instalações.

No pedido de recuperação judicial, a empresa argumentou que a "política populista" de preços dos combustíveis e a desapropriação, dentre outros, tornaram inviáveis as atividades da empresa.

No dia 30 de agosto de 2013, o Supremo Tribunal Federal suspendeu o decreto de desapropriação, a pedido da Perimeter Administração de Recursos Ltda., que detém aproximadamente 17% do capital da companhia.

Em janeiro de 2013, a Refinaria de Manguinhos deixou de refinar petróleo e passou a se dedicar, basicamente, à distribuição de etanol.

Em 2012, a Dax Oil refinou, em média, 1,6 mil barris por dia. A empresa foi inaugurada em outubro de 2010 e trabalha com a produção de nafta, óleo combustível, óleo diesel e outros fluidos. A fábrica tem o objetivo de solucionar a dificuldade dos produtores independentes de comercializar a produção em pequena escala.

A Dax Oil atua no Estado da Bahia, desde 2005, na produção de solventes para a indústria química, com o processamento de nafta petroquímica e de correntes petroquímicas.

Em 2012, a Univen Refinaria de Petróleo refinou, em média, 0,8 mil barris por dia, apesar de sua capacidade nominal ser de 9,2 mil barris por dia. A empresa tem um papel estratégico dentro do foco de negócios do Grupo Vibrapar, que atua desde o refino até a revenda de combustíveis.

A Univen fornece gasolina para a rede de postos Via Brasil e Polipetro, consome óleo diesel em sua frota própria administrada pela Transven, e GLP em suas caldeiras. Completa a linha de produtos os solventes especiais, que são comercializados com indústrias e usinas.

A empresa processa petróleos de alta viscosidade e trabalha com petróleo leve importado. Parte do petróleo é fornecido pelos operadores de campos marginais. Importa ressaltar que a empresa se associou à Ral Engenharia para explorar áreas na bacia do Rio do Peixe.

A RAL Engenharia enfrentou uma disputa com a ANP por conta dos contratos nessa bacia. A diretoria da agência decidiu cancelar os contratos de concessão dos blocos exploratórios BT-RIOP-5 e BT-RIOP-6, últimos dos cinco blocos operados pela empresa. A ANP entendeu que a empresa não cumpriu o programa exploratório mínimo.

Com relação ao processamento de gás natural, em 2012, havia 15 polos produtores, que, juntos, somavam 92,4 milhões de metros cúbicos por dia de capacidade nominal. O volume total processado nesse ano foi 52,1 milhões de metros cúbicos por dia, correspondente a 56,4% da capacidade total instalada.

A Tabela 3.2 apresenta a capacidade de processamento de gás natural, segundo polos produtores.

Tabela 3.2 Capacidade de processamento dos polos produtores de gás natural

POLOS PRODUTORES	MUNICÍPIO (UF)	INÍCIO DE OPERAÇÃO	CAPACIDADE NOMINAL (MIL M ³ /DIA) ¹
TOTAL			92.396,0
Urucu	Coari (AM)	1993	9.706,0
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5.700,0
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1.800,0
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.900,0
Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0
Santiago ²	Pojuca (BA)	1962	4.400,0
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	16.000,0
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	4.500,0
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	17.240,0
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	14.000,0
Araucária	Araucária/PR	2002	2.100,0

FONTE: ANP/SRP, conforme as Resoluções ANP nº 16/2010 e nº 17/2010.

¹Volume no estado gasoso. ²Inclui as UPGNs de Catu e Bahia.

A Figura 3.2 mostra a localização das unidades de refino e de processamento de gás natural. Conforme se pode observar nessa Figura, são poucas unidades e com grande concentração no litoral.

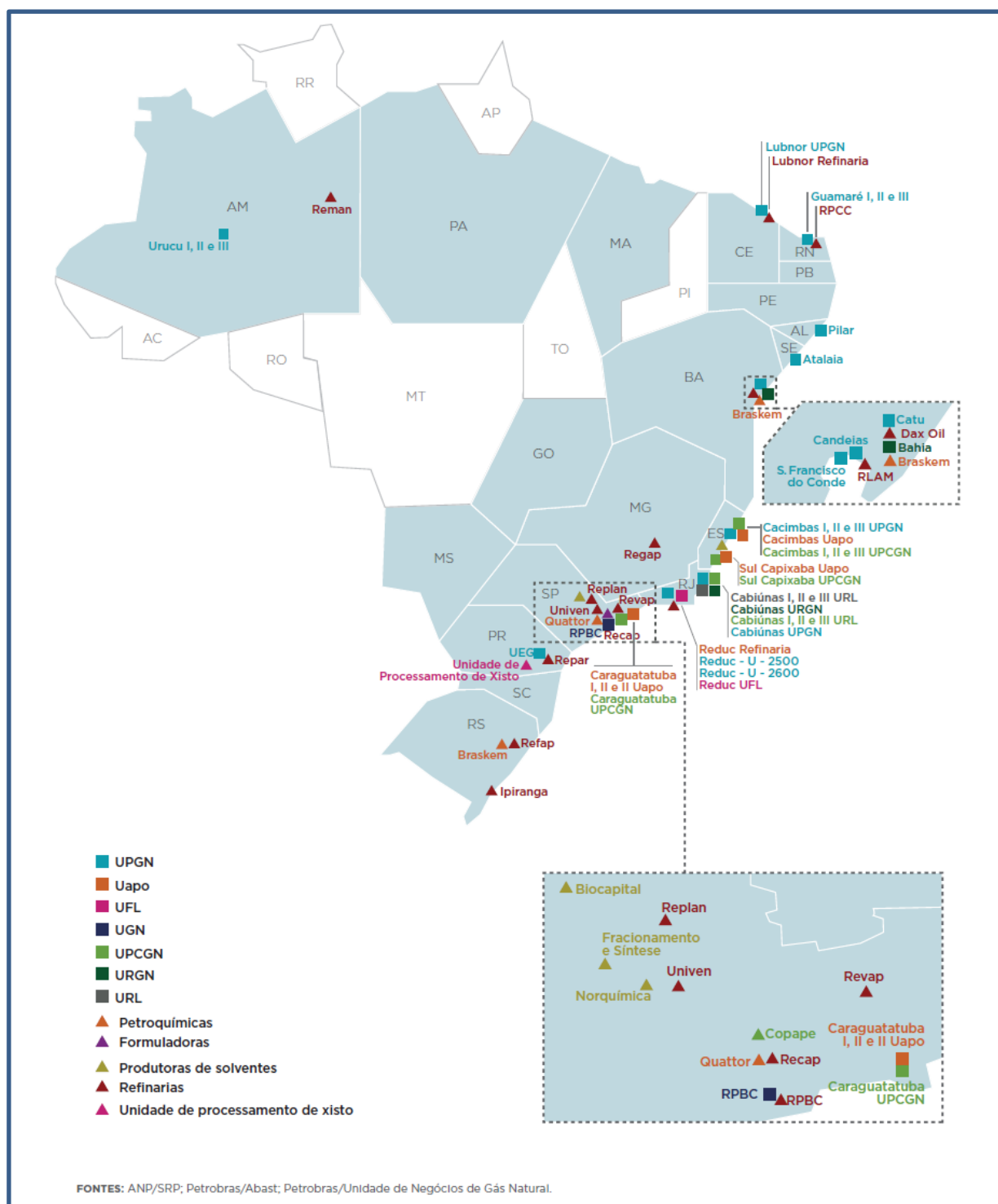


Figura 3.2 Unidades de refino e processamento de gás natural

3.2 Terminais e dutos

O Brasil conta com 97 terminais autorizados, sendo 9 centros coletores de etanol, 55 terminais aquaviários e 33 terminais terrestres, totalizando 1.777 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de 12,7 milhões de metros cúbicos, dos quais 5,4 milhões destinados ao petróleo, 6,9 milhões aos derivados e ao etanol e 328,9 mil ao gás liquefeito de petróleo – GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento, 8,9 milhões de metros cúbicos, e contavam com 1.350 tanques autorizados.

Com relação aos 601 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, eles perfaziam, em 2012, 19,7 mil km de extensão. Com extensão de 11,7 mil km, 110 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural.

A Figura 3.3 mostra a localização dos terminais.

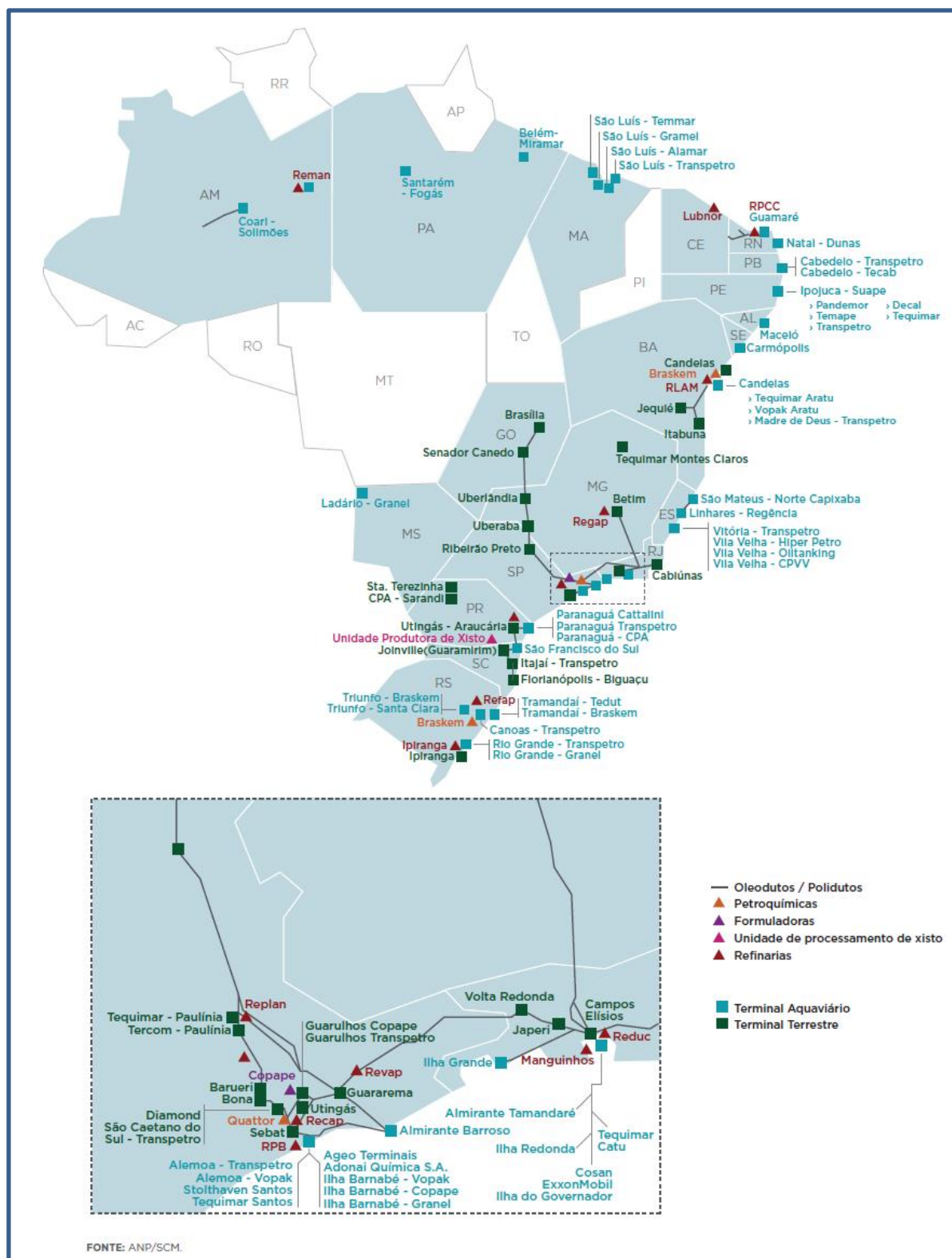


Figura 3.3 Localização dos terminais

A Figura 3.4 mostra a rede de gasodutos no Brasil em 2012.

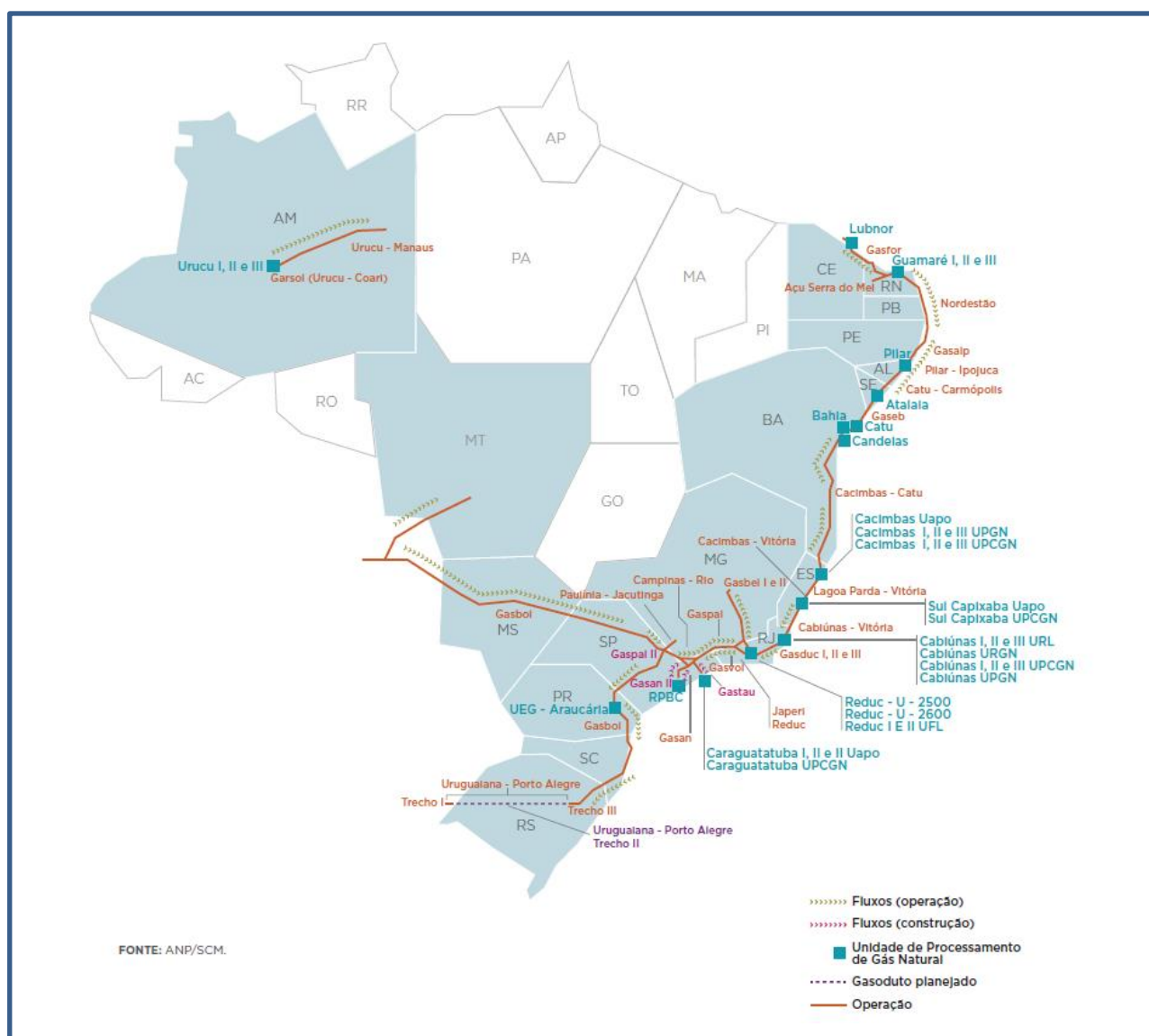


Figura 3.4 Rede de gasodutos no Brasil

3.3 Consumo

De 2000 a 2013, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, houve um aumento de consumo de derivados de petróleo de 40% no Brasil, conforme mostrado na Figura 3.5. Dessa forma, o cancelamento das Refinarias Premium I e II não condiz com o crescimento do consumo de derivados no Brasil.

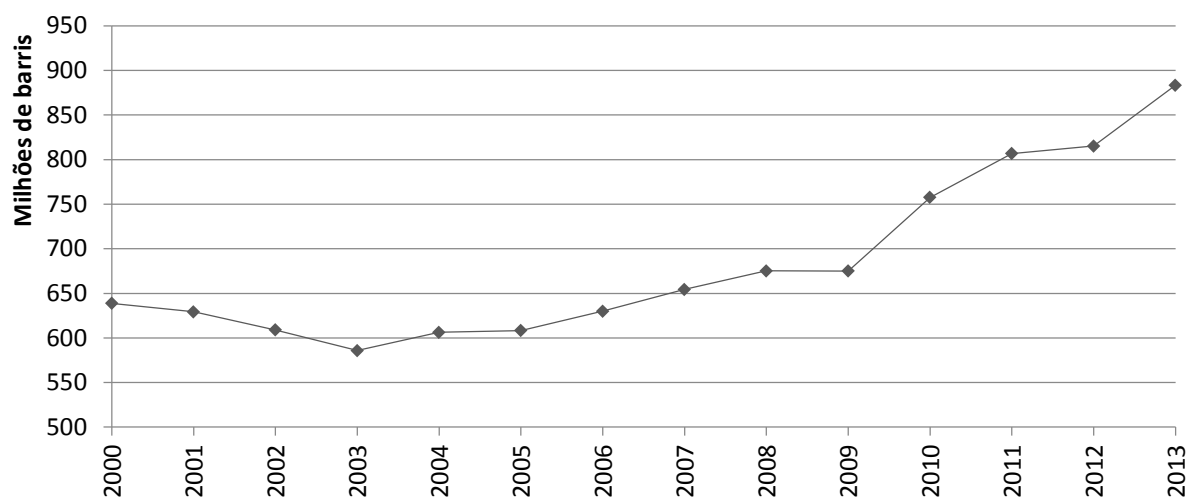


Figura 3.5 Evolução no consumo de derivados de petróleo

A demanda dos seis principais derivados representa cerca de 95% do consumo total. São eles: óleo diesel, gasolina, nafta, gás liquefeito de petróleo – GLP, querosene de aviação – QAV e óleo combustível. A Figura 3.6 mostra a evolução da participação desses derivados no total do consumo nacional de 2000 a 2013. É importante ressaltar o significativo crescimento da proporção de consumo de gasolina no mercado brasileiro.

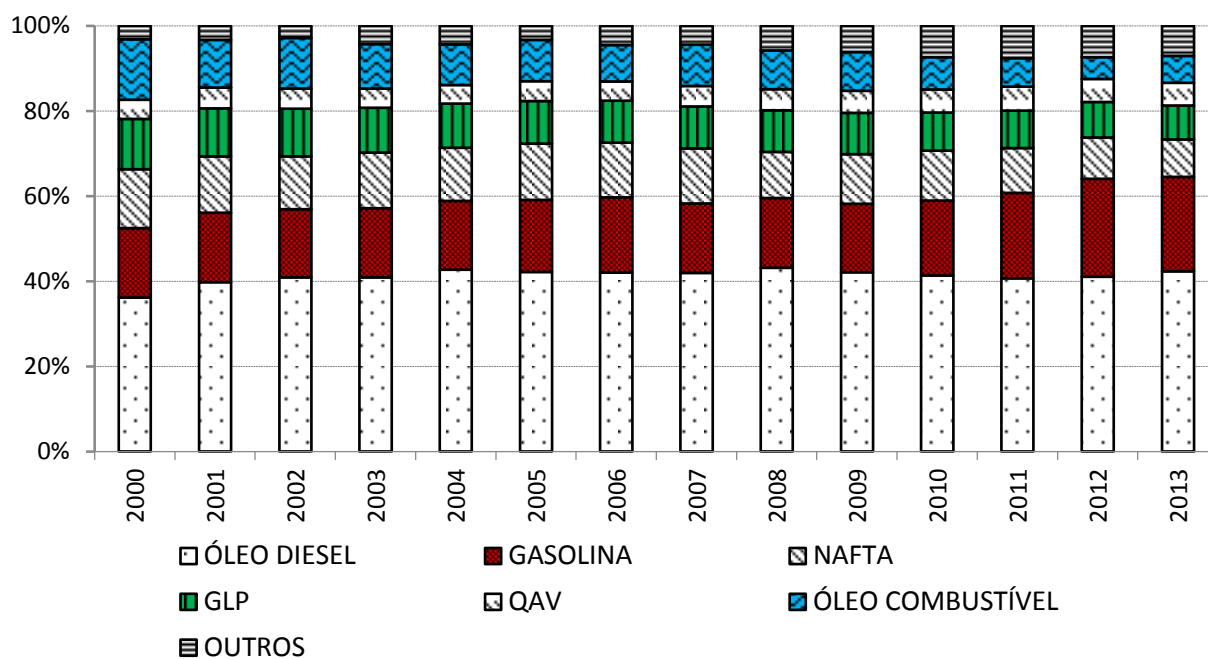


Figura 3.6 Evolução das proporções de consumo de derivados

Conforme mostrado na Figura 3.7, em 2013, o óleo diesel, correspondeu a 42% do consumo total; a gasolina foi responsável por 22%.

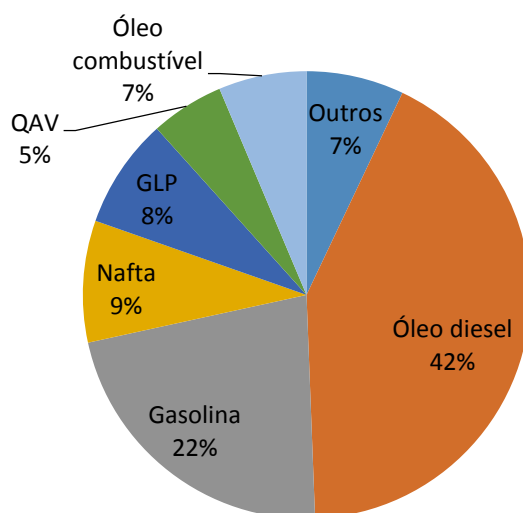


Figura 3.7 Proporção de consumo de derivados de petróleo em 2013

A Figura 3.8 mostra que a participação da gasolina no total do consumo de derivados passou de 16% para 22% no período de 2000 a 2013.

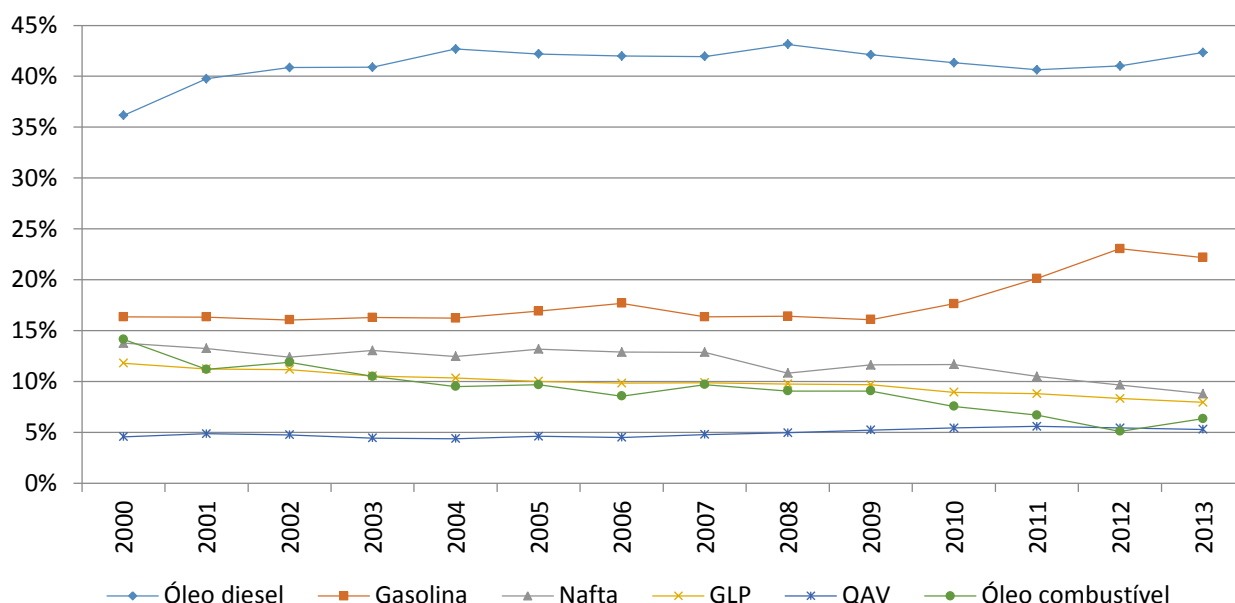


Figura 3.8 Evolução na proporção de consumo de seis derivados do petróleo

Vale ressaltar que a partir de 2009 houve uma alta no consumo de gasolina maior que a do óleo diesel, o que motiva uma atenção especial para esse derivado, que é o segundo mais consumido no País em termos de volume.

Em relação à capacidade de refino brasileiro, cumpre registrar que nos últimos 30 anos não houve inauguração de nenhuma nova refinaria. Em dezembro de 2014, iniciou-se a produção da Refinaria Abreu e Lima, no Estado de Pernambuco. Nesse período, o aumento da produção de derivados ocorreu, basicamente, por obras em refinarias já existentes.

De 2000 a 2013, o crescimento da produção brasileira dos seis principais derivados foi de apenas 160 milhões de barris, o que equivale a um aumento de 29,24%. Nesse mesmo período, o consumo aumentou 203 milhões de barris, equivalente a um aumento de 32,76%. A Figura 3.9 mostra a evolução da produção de derivados de petróleo no Brasil.

Assim, o País tornou-se ainda mais dependente das importações. Houve um aumento de 62 milhões de barris ao ano no volume de

importação dos seis principais derivados, o que corresponde a um aumento de 62,46%.

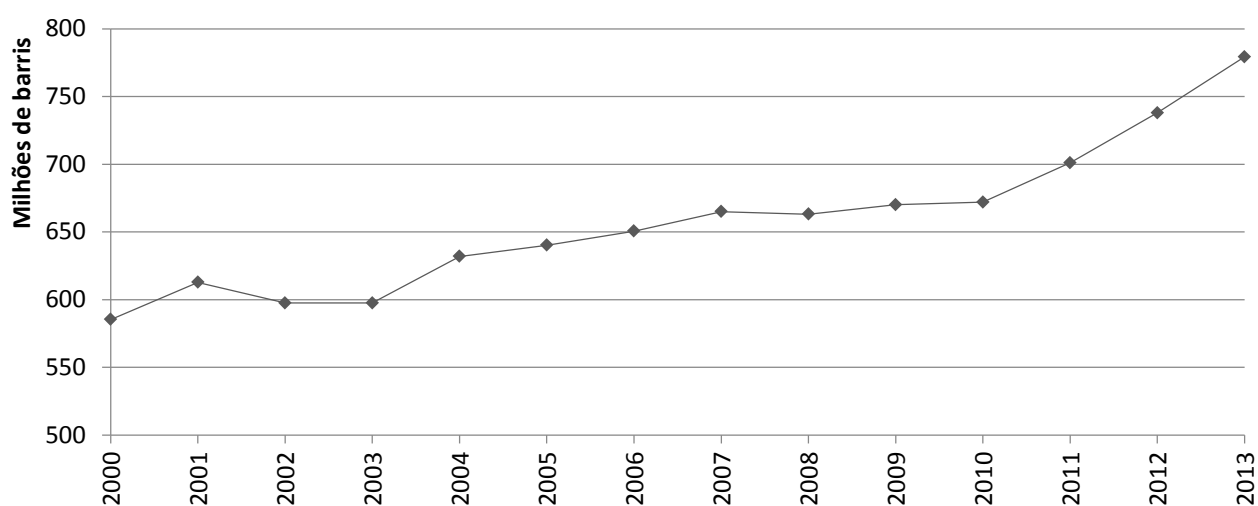


Figura 3.9 Evolução da produção de derivados de petróleo no Brasil

Analisando-se individualmente cada um desses seis derivados, no que diz respeito ao crescimento do volume de importação, tem-se que esse aumento decorreu, basicamente, do comportamento das importações de quatro produtos: óleo diesel, nafta, gasolina e QAV. A Figura 3.10 mostra a evolução da importação de derivados de petróleo no Brasil.

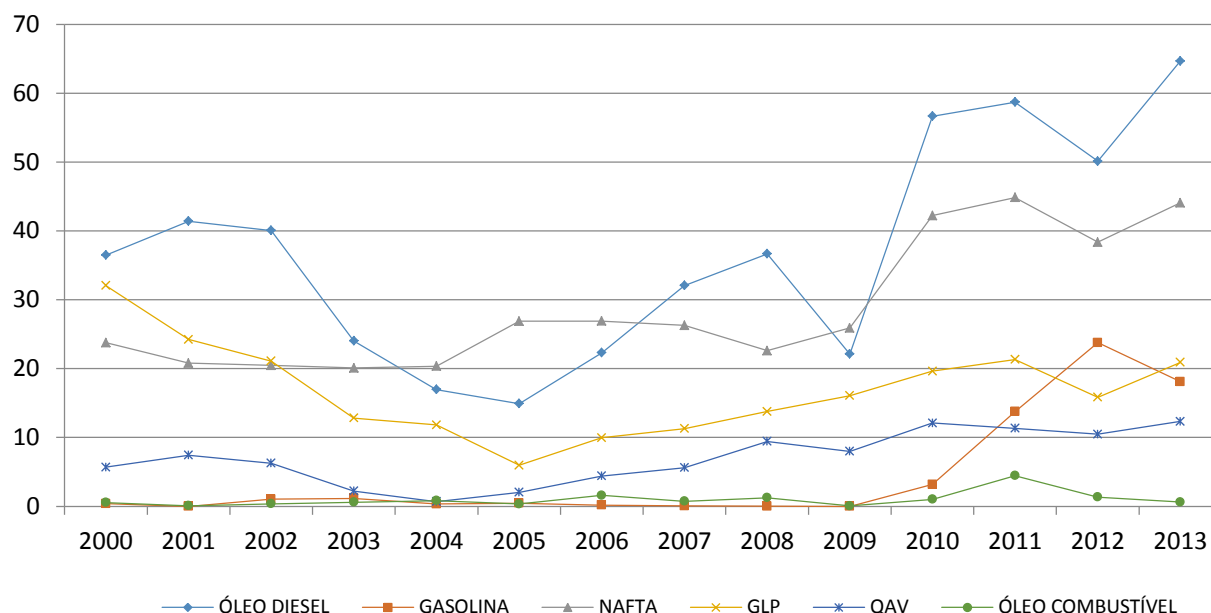


Figura 3.10 Evolução da importação de derivados de petróleo

A Figura 3.10 mostra, ainda, o grande crescimento da importação de gasolina, principalmente a partir de 2009.

No entanto, em relação à dependência relativa, que é a relação entre o volume importado pelo consumo total de cada produto, cumpre ressaltar que o produto que apresenta a maior dependência de importação é a nafta, seguido por GLP e QAV, ficando o óleo diesel na quarta posição, conforme mostrado na Figura 3.11.

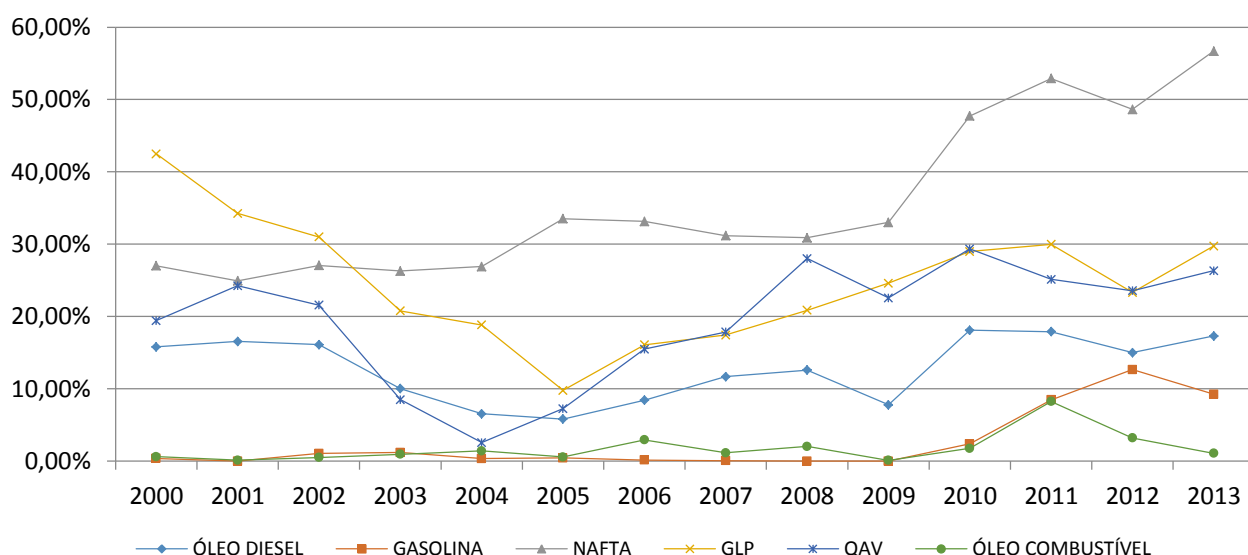


Figura 3.11 Evolução da dependência relativa

Com relação às despesas de importação de cada um dos seis derivados mais representativos, o óleo diesel representa um elevado impacto negativo no saldo da balança comercial brasileira, assim como a nafta e a gasolina. A Figura 3.12 mostra a evolução dessas despesas. Em 2013, as despesas com importação de óleo diesel foram superiores a US\$ 8 bilhões.

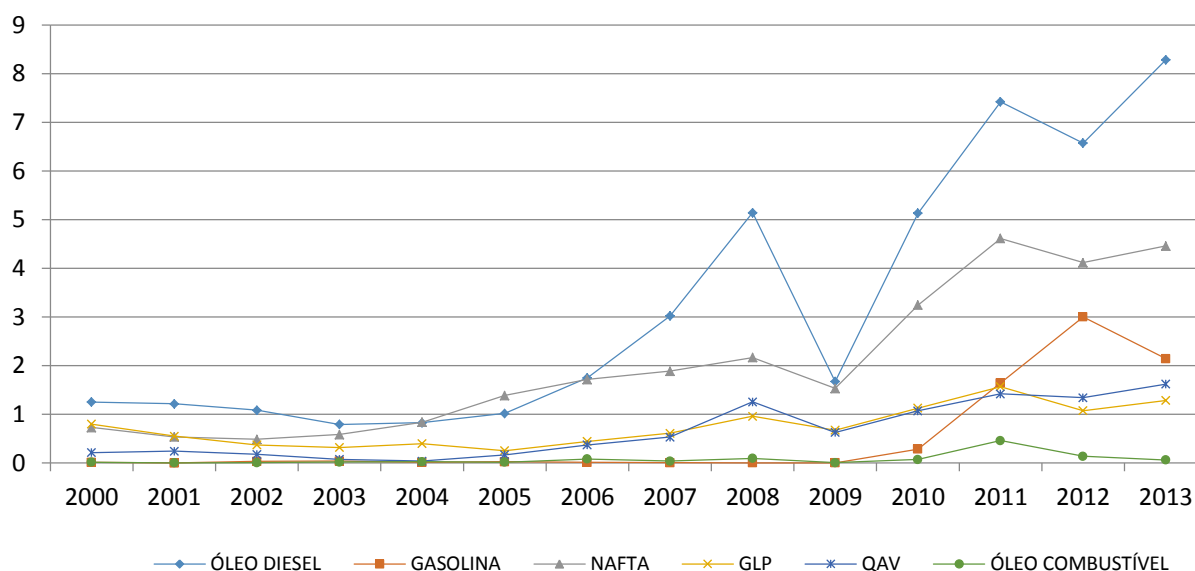


Figura 3.12 Evolução das despesas com importação de derivados

Observa-se, então, que é fundamental a construção de novas refinarias no Brasil, principalmente para a produção de óleo diesel, nafta e gasolina.

Além da Refinaria Abreu e Lima, estavam previstas outras três grandes unidades de refino: Comperj, Premium I e Premium II.

Em relação a esses empreendimentos, o Comperj é o que se encontra em fase mais adiantada. No Comperj, serão produzidos os seguintes derivados: óleo diesel, nafta petroquímica, QAV, coque, GLP e óleo combustível¹⁸.

Já as refinarias Premium I e Premium II produzirão os seguintes derivados:

- Premium I: óleo diesel, QAV, nafta petroquímica, GLP, bunker (combustível para navios) e coque;¹⁹ e
- Premium II: óleo diesel, QAV, nafta petroquímica, GLP, bunker (combustível para navio) e coque.²⁰

¹⁸ <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/complexo-petroquimico-do-rio-de-janeiro.htm>

¹⁹ <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-premium-i.htm>

²⁰ <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-premium-ii.htm>

4. Comparação entre produção, refino e consumo

As expectativas de aumento da produção petrolífera, principalmente no polígono do Pré-Sal, não se repetem na área de refino. De 2013 a 2020, 38 unidades estacionárias de produção deverão ser instaladas pela Petrobras, quase todas nesse polígono. Com isso, a produção atual de cerca de 2,1 milhões de barris de petróleo por dia deverá aumentar para 4,2 milhões de barris diários até 2020.

Em 2023, essa produção será ainda maior. A Figura 4.1 mostra a evolução da produção nacional de petróleo de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023. De acordo com esse plano, em 2023, o Brasil deverá estar produzindo próximo de 5 milhões de barris de petróleo por dia.

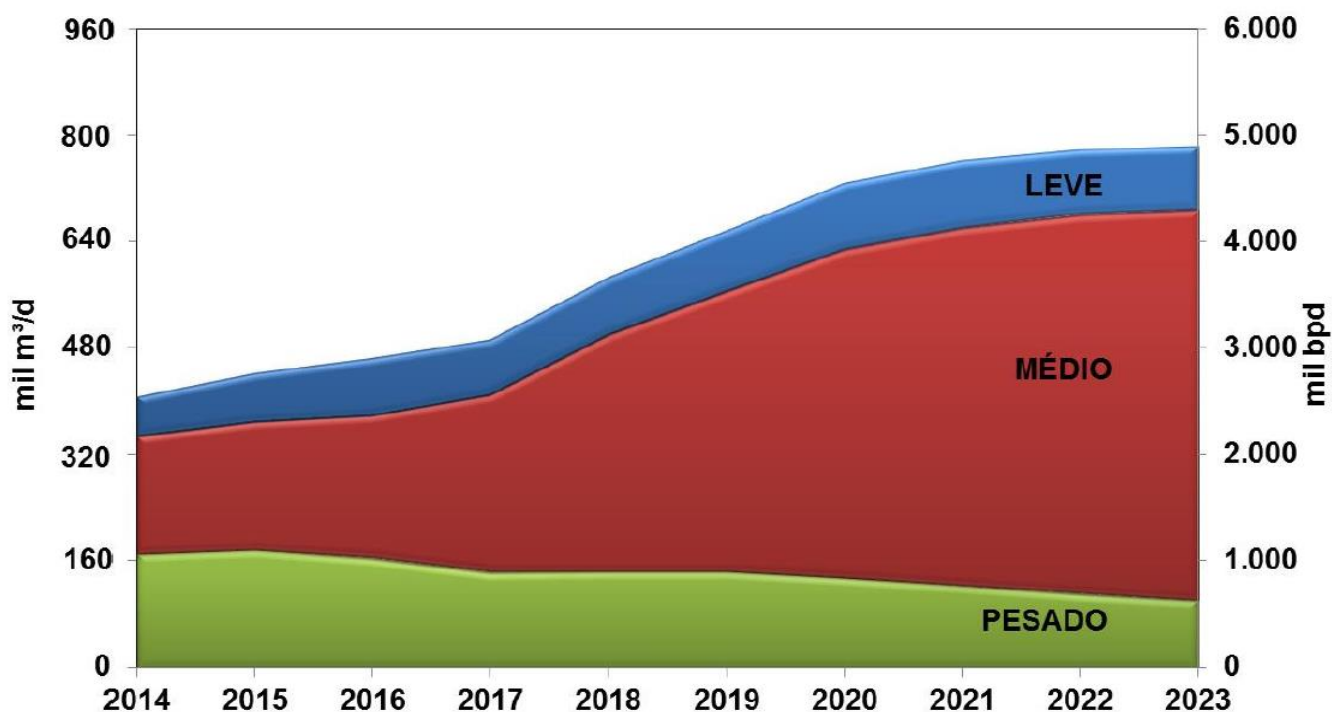


Figura 4.1 Evolução da produção de petróleo no Brasil

A Tabela 4.1 mostra a estimativa da capacidade nominal de refino do Brasil em 2023. De acordo com essa tabela, a capacidade atual do parque nacional de refino aumentaria de 2,218 milhões de petróleo por dia - mmbpd para 3,245 mmbpd, caso fossem instaladas as Refinarias Premium I e II.

Tabela 4.1 Capacidade de refino em 2023

	mil m ³ /d	mil bpd
Parque de refino atual	352,7	2.218
Ampliações no parque de refino atual	0,3	2
RNEST	41,3	260
COMPERJ	26,2	165
PREMIUM I	47,7	300
PREMIUM II	47,7	300
Total	515,9	3.245

Nota: Os valores relativos ao parque atual e às refinarias Premium I e Premium II foram estimados. Os demais constam de Brasil (2014a).
Fonte: EPE

A Refinaria Premium I aumentaria em 300 mil barris por dia – mbpd a capacidade nacional de refino em 2023; do mesmo modo, a Refinaria Premium II. Assim, no total, essas refinarias estariam processando 600 mbpd em 2023.

Se essas refinarias não forem instaladas, a capacidade nacional de refino deverá ser de apenas 2,645 mmbpd em 2023. Dessa forma, a capacidade de refino seria pouco mais da metade da produção de petróleo, estimada em quase 5 mmbpd em 2023. Desse modo, o Brasil deverá tornar-se um grande exportador de petróleo cru, em vez de exportar o petróleo com valor agregado pelo processo de refino. Esse caminho não condiz com as grandes necessidades de investimento e desenvolvimento regional de que o País precisa.

Segundo estimativas da Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE, as refinarias brasileiras somente serão capazes de atender o crescimento da demanda de derivados com a entrada em operação das Refinarias Premium I e II.

No caso da gasolina, mesmo com essas refinarias, a previsão é de que os atuais 14% de dependência de importação aumentem para até 25% em 2023²¹:

O parque atual de refino não tem condições de atender o mercado de gasolina projetado para o próximo decênio. A escassez de oferta de

21 http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf

etanol carburante vivida pelo mercado, somada ao aumento da demanda de combustível pela frota crescente de veículos de Ciclo Otto, mostra seus efeitos já em 2014, através de importações da ordem de 13 mil m³/d (82 mil b/d), correspondendo a cerca de 14% da demanda nacional. Embora haja recuperação da produção de etanol em todo o período, o mercado permanece importador de gasolina até 2023. Em 2023, as importações chegam a 29 mil m³/d (182 mil b/d), o que corresponde aproximadamente a 25% da demanda interna deste derivado.

Cabe destacar que, em suas concepções atuais, as novas refinarias a serem implantadas não estão projetadas para produzir gasolina. O incremento da oferta de gasolina apresentado é marginal e decorre, principalmente, da elevação para 96% do fator de utilização adotado para o parque atual de refino em todo o período e da implantação do PROMEGA de 2014 a 2016, além da entrada em operação de uma unidade de RC em 2022, sendo esta última contribuição menos expressiva. O incremento de produção de gasolina decorrente dessas premissas é de aproximadamente 5 mil m³/d (32 mil b/d).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia - 2023, dos seis derivados mais importantes, o Brasil, em 2023, não seria autossuficiente somente em relação à gasolina, considerando a projeção do crescimento da demanda e a produção esperada dos novos empreendimentos de refino previstos (Rnest, Comperj, Premium I e Premium II), conforme mostrado na Tabela 4.2 e nas Figuras 4.2 a 4.7.

Tabela 4.2 Balanço dos principais derivados em mil metros cúbicos por dia

Discriminação		2014	2023
GLP	Produção	32,3	43,3
	Refinarias ⁽¹⁾	25,4	33,6
	UPGN ⁽²⁾	6,9	9,7
	Demanda	37,2	43,8
	Saldo líquido	(5,0)	(0,5)
Nafta	Produção	14,7	38,1
	Demanda	34,3	34,3
	Saldo líquido	(19,6)	3,8
Gasolina	Produção	81,3	86,1
	Demanda	94,1	115,1
	Saldo líquido	(12,8)	(28,9)
QAV	Produção	15,9	36,3
	Demanda	21,7	30,5
	Saldo líquido	(5,8)	5,8
Diesel	Produção	136,8	232,3
	Demanda	163,4	225,2
	Saldo líquido	(26,6)	7,1
	Importação ⁽³⁾	27,8	0,0
	Exportação ⁽⁴⁾	1,2	7,1
Óleo Combustível	Produção	38,0	31,1
	Demanda	22,8	31,1
	Saldo líquido	15,2	0,0
Coque	Produção	13,0	20,9
	Demanda	19,9	26,9
	Saldo líquido	(7,0)	(6,0)
Total	Produção	332,0	488,2
	Demanda	393,6	506,9
	Saldo líquido	(61,6)	(18,7)
	Importação	77,9	35,4
	Exportação	16,3	16,6

Notas:

(1) Inclui a produção das centrais petroquímicas e da Usina Industrial do Xisto (SIX). Não considera a produção de GLP oriunda de gás natural, nem o GLP não energético.

(2) Inclui a produção de GLP oriunda das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das UPGN que estão localizadas nas refinarias. Estes valores poderão sofrer variações significativas, dependendo da intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, bem como do crescimento do mercado não térmico deste combustível e da necessidade de reinjeção de gás nas unidades produtoras de petróleo.

(3) Ocorrem importações de óleo diesel S500 no período de 2014 a 2018, atingindo um volume máximo de 20,2 mil m³/d no ano de 2014, além de importações de aproximadamente 7,5 mil m³/d de óleo diesel S10 exclusivamente em 2014.

(4) Ocorrem exportações de óleo diesel S10 a partir de 2019, atingindo um volume máximo de 24,8 mil m³/d em 2020.

Fonte: EPE

Conforme mostrado na Tabela 4.2, mesmo com a implantação das Refinarias Premium I e II, em 2023, haveria um déficit de 18,7 mil metros cúbicos por dia – mil m³/d, em razão de uma produção de derivados de 488,2 mil m³/d e uma demanda de 506,9 mil m³/d.

Em 2023, as Refinarias Premium I e II deveriam representar cerca de 18% da capacidade do parque nacional de refino. A decisão de não implantar essas refinarias representa uma redução na produção de derivados de 488,2 mil m³/d para 400,4 mil m³/d. Assim, o déficit, a ser suprido por importações, aumentaria de 18,7 mil m³/d para 106,6 mil m³/d, o que representa um aumento de 470%.

Conforme mostrado na Figura 4.2, a entrada em operação das Refinarias Premium I e II garantiria apenas o equilíbrio entre a demanda e a

produção de GLP no Brasil. Se essas refinarias não entrarem em operação, o Brasil será importador desse derivado em 2023.

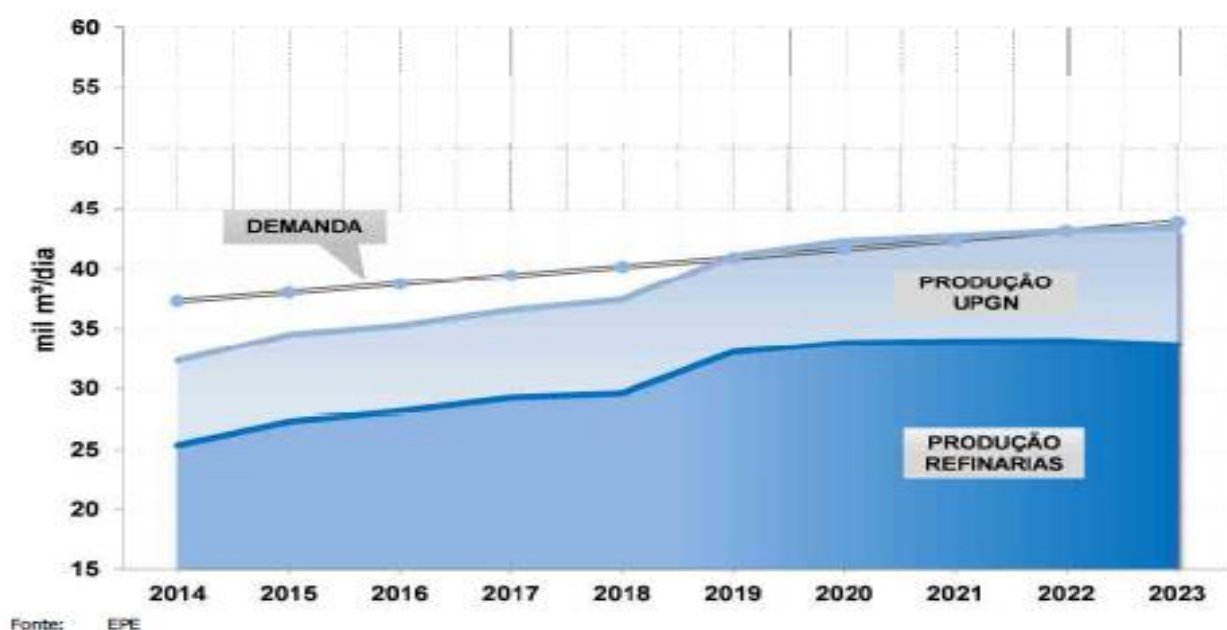


Figura 4.2 Demanda e produção de GLP

Conforme mostrado na Figura 4.3, com a entrada em operação das Refinarias Premium I e II, haveria um excedente na produção nacional de nafta da ordem de 3,8 mil m³/d. No entanto, caso essas refinarias não entrem em operação, em vez de excedente, deverá haver um déficit desse derivado de 3 mil m³/d em 2023.

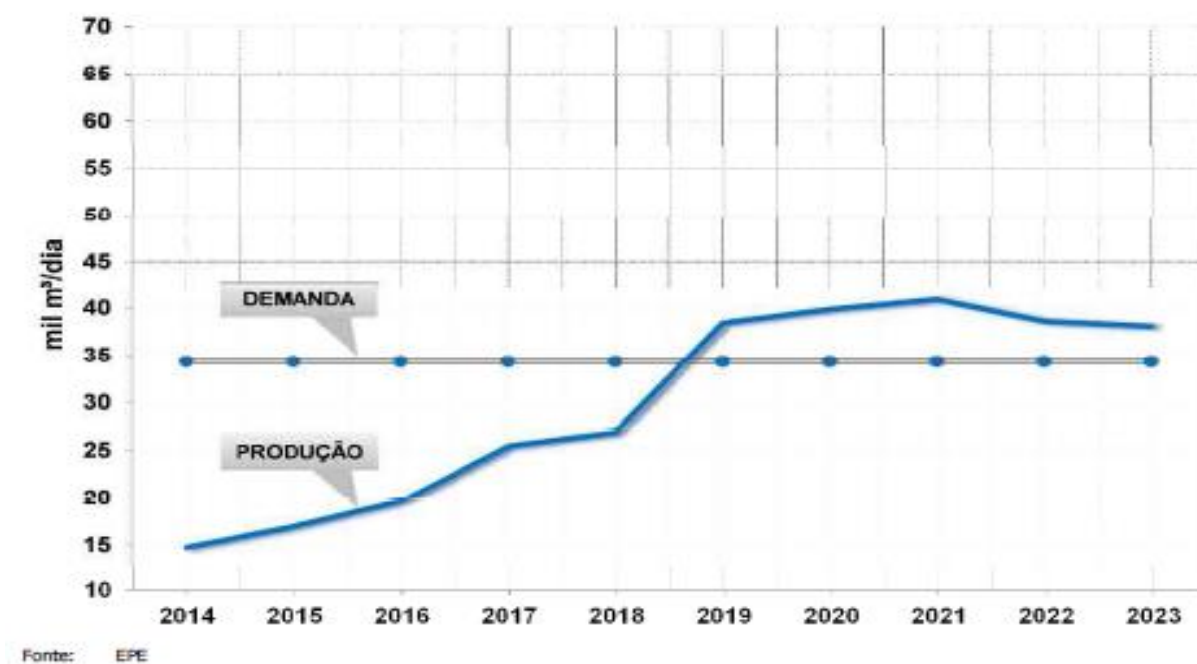


Figura 4.3 Demanda e produção de nafta

Conforme mostrado na Figura 4.4, haverá um déficit na produção nacional de gasolina da ordem de 28,9 mil m³/d. Como as Refinarias Premium I e II não iriam produzir gasolina, esse déficit não seria alterado com a implantação dessas refinarias. No entanto, essa é uma política pública que precisa ser alterada, de modo a estabelecer um perfil de refino para as novas unidades que contemple a produção de gasolina.

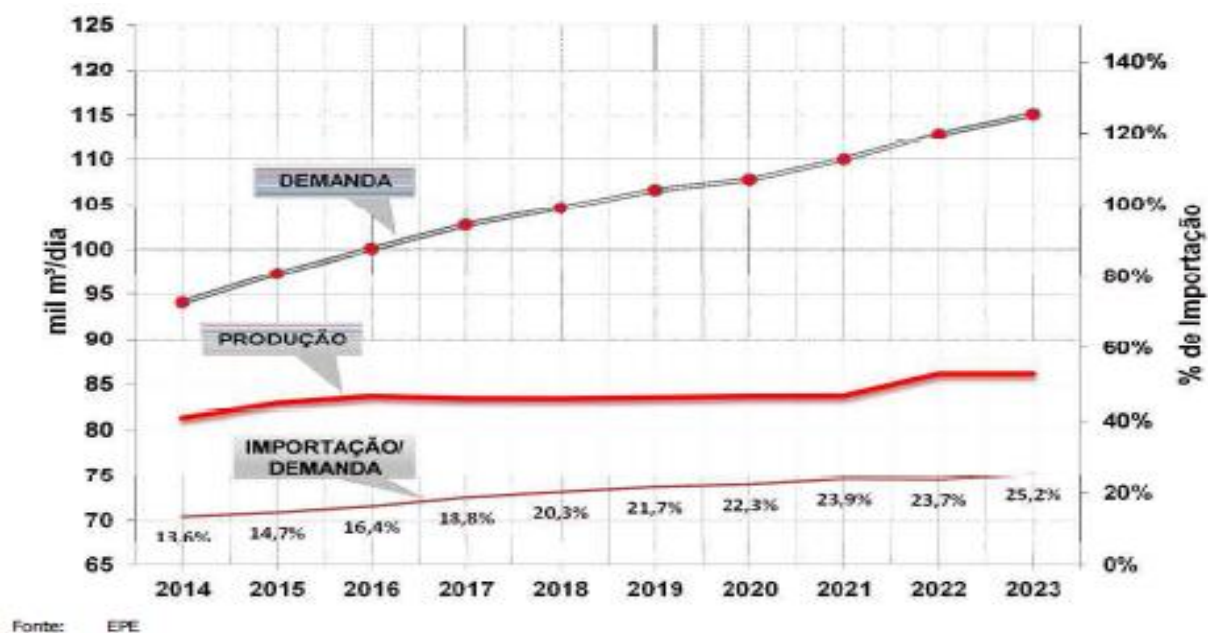


Figura 4.4 Demanda e produção de gasolina

Conforme mostrado na Figura 4.5, com a entrada em operação das Refinarias Premium I e II, haveria um excedente na produção nacional de QAV da ordem de 5,8 mil m³/d. No entanto, caso essas refinarias não entrem em operação, em vez de excedente, deverá haver um déficit desse derivado de 0,7 mil m³/d em 2023.

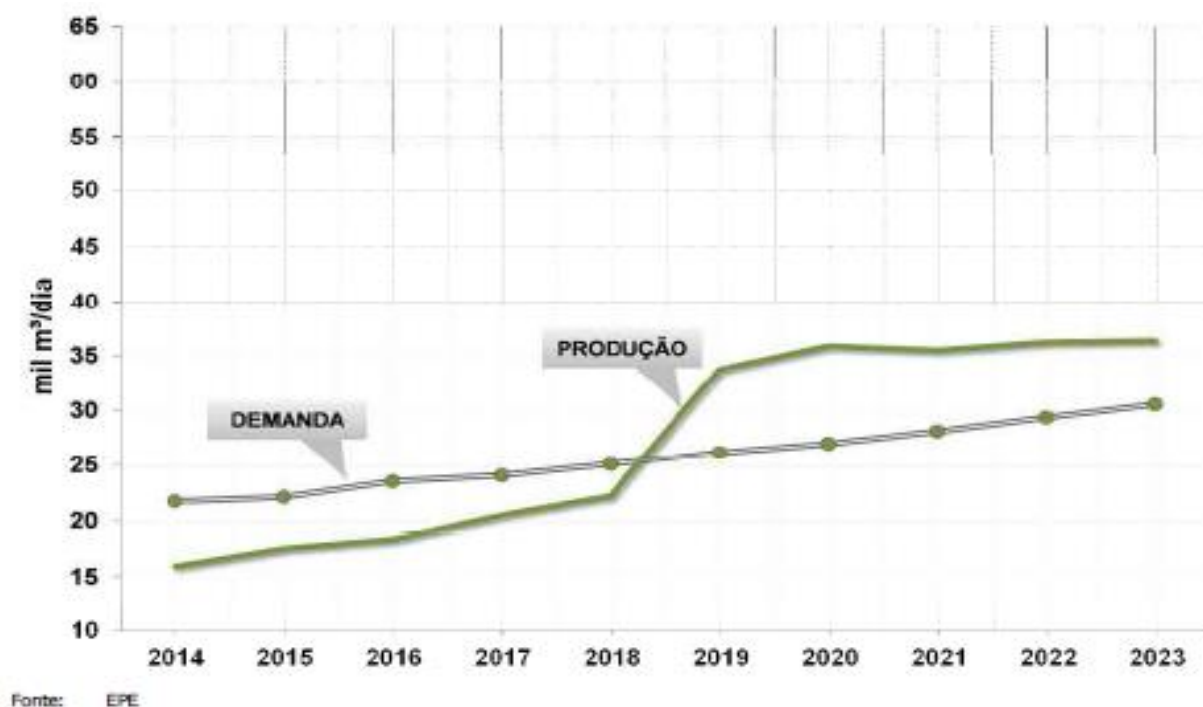


Figura 4.5 Demanda e produção de QAV

Conforme mostrado na Figura 4.6, com a entrada em operação das Refinarias Premium I e II, haveria um excedente na produção nacional de óleo diesel da ordem de 7,1 mil m³/d. No entanto, caso essas refinarias não entrem em operação, em vez de excedente, deverá haver um déficit desse derivado de 34,7 mil m³/d em 2023.

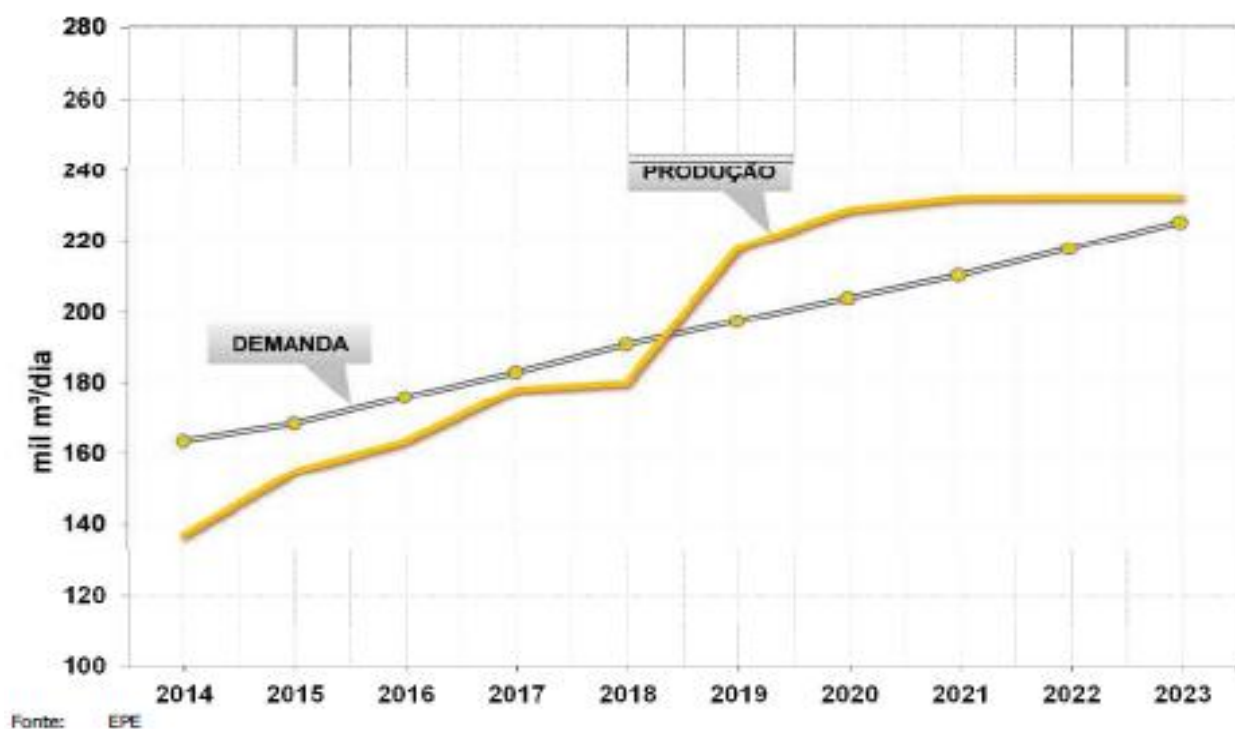


Figura 4.6 Demanda e produção de óleo diesel

Conforme mostrado na Figura 4.7, com a entrada em operação das Refinarias Premium I e II, haveria um equilíbrio na produção e consumo de óleo combustível. O mercado interno obrigatório (usos industriais, para usinas termelétricas e *bunker* para cabotagem) e o mercado opcional de bunker internacional seriam totalmente atendidos, havendo excedentes exportáveis de óleo combustível até 2021, porém de forma decrescente. No entanto, caso essas refinarias não entrem em operação, em vez de excedente, deverá haver um déficit, uma vez que estava prevista a produção de *bunker* pelas Refinarias Premium I e II.

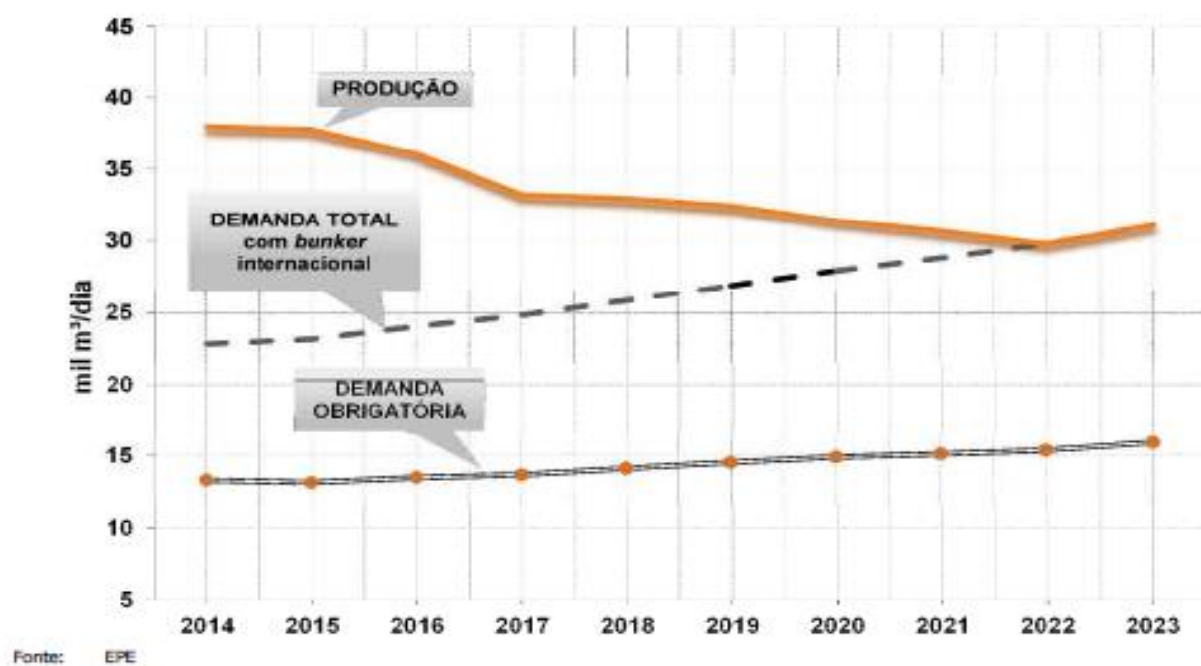


Figura 4.7 Demanda e produção de óleo combustível

5. Alta lucratividade da Petrobras mesmo com baixos preços do petróleo

Se os cenários de produção no Brasil são muito favoráveis, o mesmo não se pode dizer em relação aos preços do petróleo. Depois de uma grande baixa em 2008, quando a média mensal do Brent chegou a US\$ 40 por barril, iniciou-se um período de aumento dos preços, que ficaram próximos dos US\$ 100 por barril nos últimos quatro anos. No entanto, a partir de julho, teve início uma queda que trouxe os preços do Brent para cerca de US\$ 60 por barril, conforme mostrado na Figura 5.1²².

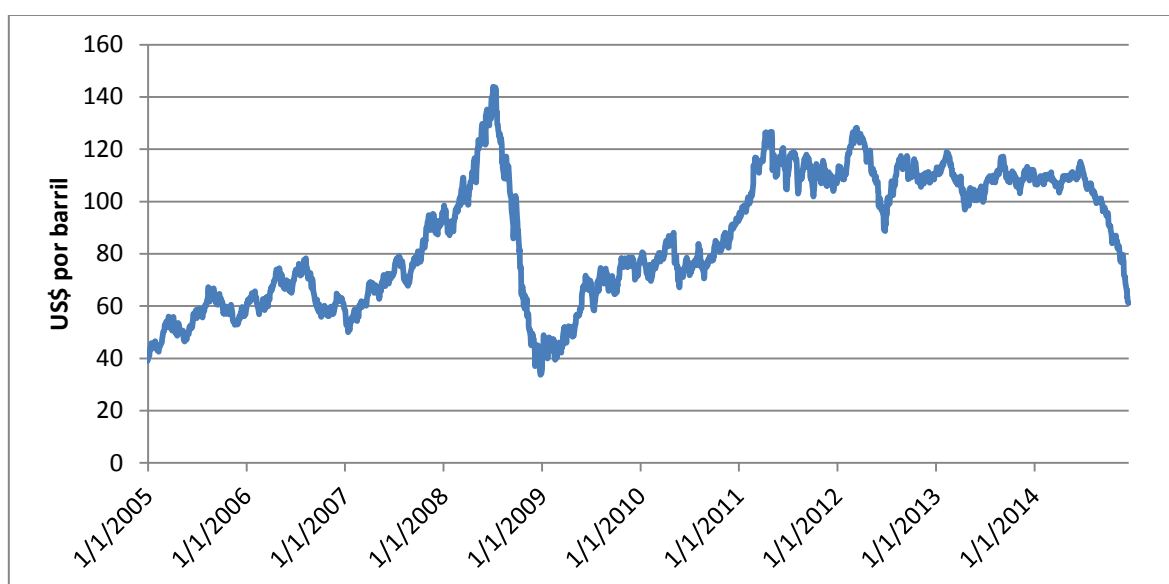


Figura 5.1 Evolução do preço do Brent

A Petrobras apresenta um baixíssimo custo de extração do petróleo, da ordem de US\$ 15 por barril, conforme mostrado na Figura 5.2. Em razão dos altos preços do petróleo, o pagamento de participação governamental foi elevado nos últimos quatro trimestres, cerca de US\$ 17 por barril. Esse pagamento, no entanto, deve cair muito em razão da baixa do preço do petróleo. Somada a participação governamental e outros custos gerais, o custo de produção de petróleo da Petrobras é da ordem de US\$ 28 por barril.

²² <http://www.infomine.com/investment/metal-prices/crude-oil/all/>

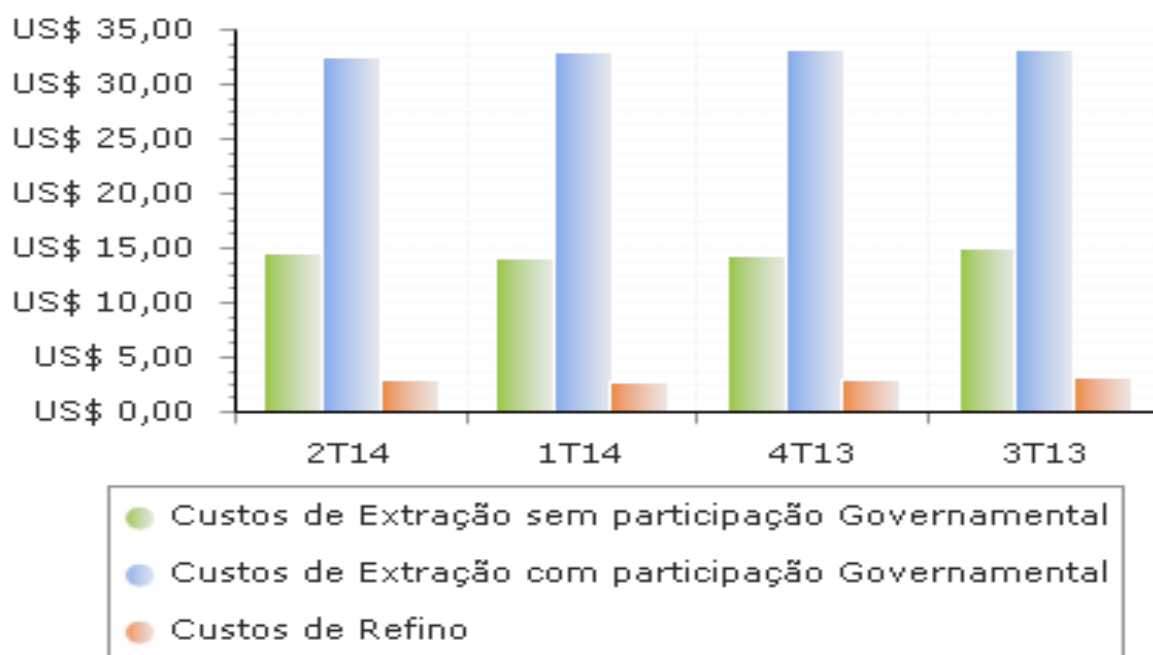


Figura 5.2 Custos de extração e refino da Petrobras.

Conforme mostrado na Figura 5.2, o custo de refino da Petrobras é da ordem de US\$ 3 por barril. Somados os custos de produção de petróleo e de refino, o custo total médio dos derivados seria da ordem de US\$ 31 por barril.

Admitindo-se um valor médio do barril do petróleo de US\$ 50 e uma agregação de valor de US\$ 6 por barril, tem-se um valor da produção de US\$ 56 por barril, o que representa uma lucratividade média de US\$ 25 por barril.

Se a Petrobras viesse a produzir e refinar 5 milhões de barris por dia em 2023, o lucro anual da empresa seria de US\$ 45 bilhões, mesmo com o baixíssimo valor do petróleo de US\$ 50 por barril.

Fica, então, demonstrado que o custo da Petrobras para a produção de derivados é muito menor que o preço de realização nas refinarias, sendo extremamente rentável para a empresa a verticalização das suas atividades.

Analisa-se, a seguir, os resultados da Petrobras nos exercícios de 2013 e 2009, anos em que a empresa praticou preços para a gasolina e o óleo diesel abaixo e acima do mercado internacional, respectivamente, pois os preços do petróleo estiveram altos em 2013 e baixos em 2009.

Em 2013, a receita de vendas da Petrobras foi de R\$ 304,9 bilhões e o lucro líquido consolidado de R\$ 23 bilhões, assim distribuído: Exploração e Produção R\$ 42,2 bilhões, Abastecimento R\$ (17,8) bilhões, Gás e Energia R\$ 1,387 bilhão, Bicom bustíveis R\$ (254) milhões, Distribuição R\$ 1,843 bilhão, Área Internacional R\$ 3,775 bilhões, Corporativo R\$ (8,013) bilhões e Ajustes R\$ (215) milhões.

Nesse ano, foi alto o lucro líquido da área de Exploração e Produção, em razão do alto preço do petróleo, mas a área de Abastecimento apresentou um grande prejuízo, pois foram praticados preços de derivados abaixo dos praticados no mercado internacional. Em 2013, o preço médio corrigido pela inflação foi de US\$ 91,54 por barril.

Já em 2009, o preço médio do petróleo corrigido pela inflação foi de US\$ 58,2 por barril, portanto muito próximo do atual. Nesse ano, a área de Exploração e Produção apresentou um lucro de R\$ 19,6 bilhões, enquanto o da área de Abastecimento foi de US\$ 13,3 bilhões. No exercício, o lucro líquido consolidado foi de R\$ 29 bilhões.

É possível, então, que em 2015 o lucro da área de Exploração e Produção se reduza de R\$ 42,2 bilhões para R\$ 23 bilhões, admitindo-se um custo de extração de US\$ 15 por barril, e que a área de Abastecimento tenha um lucro da ordem de R\$ 7 bilhões, supondo-se que, em 2015, a diferença a maior entre o preço praticado no mercado nacional e no mercado internacional seja metade da diferença ocorrida em 2009. Dessa forma, em 2015, o lucro da Petrobras pode ser da ordem de R\$ 30 bilhões. Observa-se, então, que mesmo com a queda do preço do petróleo no mercado internacional, a Petrobras pode ter um lucro, em 2015, maior ou da mesma ordem de grandeza que o lucro de 2009, quando os preços do petróleo estavam muito baixos.

Em suma, caso sejam mantidos os preços da gasolina e do óleo diesel ao longo de 2015, a Petrobras poderá ter uma boa geração de

recursos próprios e um bom resultado operacional. A empresa conta com grande parte de um excelente ativo, que são os reservatórios do Pré-Sal e do Pós-Sal, e com ótimos técnicos para colocar esses ativos em produção. Apesar de grande parte dos investimentos da empresa ser realizado com recursos próprios, existe uma parcela complementar, captada no mercado, que poderá apresentar dificuldades em razão das denúncias de corrupção e do rebaixamento da nota por agências de avaliação. Nesse cenário, uma opção que não pode ser descartada é um novo processo de capitalização.

Para as outras empresas, o Brasil continua sendo uma boa opção de investimento, principalmente em parcerias com a Petrobras. Em 2015, existem perspectivas de novas rodadas de licitação na área de Exploração e Produção. As empresas privadas, no entanto, podem ser mais afetadas pela baixa do preço do petróleo do que a Petrobras. Com isso, podem reduzir suas intenções de investimentos no Brasil, principalmente nas novas áreas já licitadas, como as da margem equatorial, e nas áreas a serem licitadas no próximo ano.

6. O valor real dos ativos da Petrobras

A questão do "valor real dos ativos" da Petrobras é bastante complexa. A empresa conta com uma série de ativos integrados que permitem a produção e venda, por exemplo, do óleo diesel, cujo custo de produção é baixíssimo e a lucratividade altíssima.

Admitindo-se um valor do petróleo de US\$ 50 por barril, o custo de produção de um litro de diesel é de cerca de R\$ 0,60, enquanto seu valor no mercado internacional é de aproximadamente R\$ 1,35 por litro; o preço de realização da Petrobras é de R\$ 1,56 por litro²³. Observa-se, então, que o custo de produção do derivado é muito menor que o preço de venda, tanto no mercado interno quanto externo. Isso faz com que a Petrobras, historicamente, seja a empresa mais rentável do País. Desconsiderados os efeitos da Operação Lava-Jato, o lucro da Petrobras, em 2015, poderia ser de R\$ 30 bilhões.

Essa lucratividade decorre, principalmente, dos seus importantes "ativos": reservatórios do Pré-Sal e do Pós-Sal, terminais, dutos, refinarias e corpo técnico. Esses ativos decorrem do fato de a Petrobras ter sido monopolista integral até 1997 e voltar a ser monopolista na operação do Pré-Sal e em áreas estratégicas a partir de 2010.

O principal ativo para que o custo de produção do óleo diesel seja da ordem de R\$ 0,60 por litro são os grandes reservatórios, não as refinarias. Dessa forma, é fundamental que a Petrobras e seus acionistas tenham uma visão integrada do valor e da sinergia de todos os ativos da companhia, e não de um ativo isolado, como, por exemplo, uma refinaria.

Analisa-se, a seguir, o caso da Refinaria de Pasadena no Texas. Com a crise financeira de 2008, as margens do refino e o valor dos ativos diminuíram. Isso levou a Petrobras a realizar baixas contábeis, denominadas *impairments*, que totalizaram US\$ 530 milhões, sendo US\$ 160 milhões em 2008, US\$ 147 milhões em 2009 e US\$ 223 milhões em 2012. Essas baixas decorreram da avaliação do valor de mercado do ativo.

No caso do complexo de Pasadena, que inclui uma refinaria com capacidade de 100 mil barris por dia e uma comercializadora, fornece gasolina e diesel para o exigente mercado americano e está localizada em uma

²³ Taxa de câmbio de 2,8 Reais por Dólar e cotação do preço do diesel de baixo enxofre no porto de Nova Iorque no dia 11 de fevereiro de 2015.

área estratégica, a Petrobras investiu cerca de US\$ 1,5 bilhão. Nesse caso, as baixas contábeis de US\$ 530 milhões podem até ser admitidas.

Como a Petrobras é praticamente monopolista dos terminais e dutos no Brasil e tem seus preços controlados pelo acionista controlador, essa metodologia não faz sentido para uma refinaria da Petrobras no Brasil.

Pelas metodologias convencionais, é difícil, por exemplo, se chegar a um valor de mercado da Refinaria Abreu e Lima superior a US\$ 6 bilhões, o que poderia gerar uma baixa contábil da ordem de US\$ 12 bilhões. No entanto, estima-se que o superfaturamento da refinaria, que inclui eventuais propinas, foi da ordem de US\$ 4 bilhões. Ou seja, pelos critérios de mercado poderia haver uma baixa contábil três vezes maior que o superfaturamento.

Se for computado o valor integrado dos ativos da Petrobras (reservatório de Marlim, navio de transporte, dutos, Terminal Suape, Refinaria Abreu e Lima etc), pode-se concluir que não há necessidade de nenhuma baixa contábil. Muito pelo contrário, é possível que se conclua que esse conjunto de ativos está subavaliado, uma vez que os derivados produzidos terão um custo muito menor que o valor de venda, o que geraria um altíssimo valor presente líquido – VPL.

A Figura 6.1 mostra a distribuição dos ativos da Petrobras por área de negócio²⁴. As principais áreas são Exploração e Produção e Abastecimento, com ativos imobilizados de, respectivamente, R\$ 250,6 bilhões e R\$ 96,7 bilhões.

Distribuição dos ativos imobilizados da Petrobras - R\$ bilhões

	Em operação	Em construção
Exploração e produção	250,6	93,8
Abastecimento e refino	96,7	70,8
Gás e energia	41,5	11,1
Internacional	10,7	8,1
Corporativo	5,7	1,9
Distribuição	4,5	1,4
Biocombustível	0,4	0,04

Figura 6.1 Ativos imobilizados da Petrobras

²⁴ <http://www.valor.com.br/financas/mercados?page=3>

Como já citado, a Petrobras conta com volumes recuperáveis de petróleo equivalente da ordem de 30 bilhões de barris, além das atuais reservas de 16 bilhões de barris, o que totaliza 46 bilhões de barris.

Dessa forma, o ativo imobilizado da Petrobras de R\$ 250,6 bilhões, não representa, de fato, o verdadeiro “ativo” da empresa. Até 2030, estima-se que as áreas da Petrobras já descobertas possam gerar receitas líquidas para a empresa da ordem de R\$ 3 trilhões.

Também na área de Abastecimento, onde a Petrobras é na prática monopolista do refino, dos terminais e dos dutos, o ativo imobilizado de apenas R\$ 96,7 bilhões não representa, realmente, o patrimônio da empresa nessa área. Como já citado, a Petrobras conta com 12 unidades de refino, 55 terminais aquaviários e uma extensa malha de oleodutos e gasodutos.

Também é importante registrar a sinergia entre todos os ativos da Petrobras, que vão do poço ao posto.

7. Conclusões

De acordo com o último Plano de Negócios e Gestão da Petrobras, para o período de 2014 a 2018, apenas no Brasil, na área de Exploração e Produção, a Petrobras investiria US\$ 153,9 bilhões. Na área de Abastecimento, os projetos das carteiras em implantação e em processo de licitação totalizariam US\$ 38,7 bilhões em investimento. Vale realçar que esse significativo investimento está diretamente relacionado com a descoberta do Pré-Sal.

Com as novas descobertas, tanto no Pré-Sal, cuja extração de óleo equivalente já passa de 800 mil barris equivalentes por dia, quanto no Pós-Sal, até 2018 deverá ser duplicada a produção atual de cerca de 1,5 milhão de barris de petróleo por dia.

Em que pese o futuro promissor da empresa em razão do significativo aumento da produção, cujo risco de não concretização é mínimo devido à comprovada existência de reservatórios gigantescos no Pré-Sal e do reconhecimento internacional do domínio da tecnologia de extração do petróleo em águas profundas pela Companhia, em 24 de fevereiro de 2015, a agência Moody's rebaixou todas as notas de crédito da Petrobras, incluindo a da dívida em moeda estrangeira que caiu de Baa3 para Ba2. Assim, a Petrobras perdeu o grau de investimento. Isso traz dificuldades para a Petrobras uma vez que a empresa previa captação de recursos externos, pois a geração de recursos próprios não é suficiente para garantir os planos de investimento.

Nesse contexto, este estudo mostra outra visão sobre a situação econômica, financeira e operacional da Petrobras, e quão equivocadas podem ser as análises das agências de avaliação de risco e de analistas que desconhecem peculiaridades de uma empresa como a Petrobras.

Os investimentos da Petrobras que levaram à descoberta de volumes recuperáveis da ordem de 30 bilhões de barris equivalentes de petróleo apenas na província do Pré-Sal são os responsáveis pelo aumento da alavancagem e da dívida líquida da empresa.

No entanto, esses volumes recuperáveis são, na verdade, o grande "ativo" da Petrobras, que sequer estão contabilizados no patrimônio líquido da empresa. Dessa forma, para a Petrobras não faz sentido o cálculo da alavancagem, pois ela tem como base o patrimônio líquido irreal.

Também foge à razoabilidade dar exagerada ênfase a relação dívida líquida/EBTIDA, uma vez a descoberta do Pré-Sal gerou grande necessidade de investimentos e, conseqüentemente, uma redução do lucro líquido no curto prazo. Mesmo assim, a Petrobras continua sendo a empresa mais lucrativa do Brasil. De 2006 a 2013, os lucros médios da Vale e da Petrobras foram, respectivamente, de R\$ 17,9 bilhões e R\$ 27,8 bilhões. Observa-se, então, que o lucro médio da Petrobras foi muito maior que o da Vale.

Com relação à dívida líquida da Petrobras, que chegou a R\$ 261,45 bilhões no 3º trimestre de 2014, é importante ressaltar que esse valor é menor que o faturamento da empresa em apenas um ano. Em 2013, o faturamento da Petrobras foi de R\$ 305 bilhões.

O PNG 2014-2018 previa um aumento da produção da Petrobras de 2,1 milhões de barris de petróleo em 2014 para 4,2 milhões de barris em 2020. Nenhuma empresa de petróleo triplica suas reservas e dobra sua produção sem grandes investimentos e sem aumento da sua dívida.

Apenas um poço no campo de Sapinhoá, localizado na província do Pré-Sal na Bacia de Santos, produz 42,431 mil barris de óleo equivalente por dia. A produção apenas desse poço é 36 vezes maior que todo o campo terrestre de Tiê.

Com as importantes descobertas no Pré-Sal, a Petrobras pode agregar volumes de óleo recuperável da ordem de 30 bilhões de barris de petróleo equivalente. Registre-se, além disso, outras áreas que podem aumentar significativamente os volumes de óleo recuperável da empresa. Computadas as atuais reservas de 16 bilhões de barris, a Petrobras pode chegar a 46 bilhões de barris.

A Petrobras apresenta um baixíssimo custo de extração do petróleo, da ordem de US\$ 15 por barril. Em razão dos altos preços do petróleo, o pagamento de participação governamental foi elevado nos últimos quatro trimestres, para cerca de US\$ 17 por barril. Esse pagamento, no entanto, deve cair muito em razão da queda do preço do petróleo. Somada a participação governamental e outros custos gerais, o custo de produção de petróleo da Petrobras é da ordem de US\$ 28 por barril.

O custo de refino da Petrobras é da ordem de US\$ 3 por barril. Somados os custos de produção de petróleo e de refino, o custo total médio dos derivados seria da ordem de US\$ 31 por barril.

Admitindo-se um valor médio do barril do petróleo de US\$ 50 e uma agregação de valor de US\$ 6 por barril, tem-se um valor da produção de US\$ 56 por barril, o que representa uma lucratividade média de US\$ 25 por barril. Se a Petrobras viesse a produzir e refinar 5 milhões de barris por dia em 2023, o lucro anual da empresa seria de US\$ 45 bilhões, mesmo com o baixíssimo valor do petróleo de US\$ 50 por barril.

Fica, então, demonstrado que o custo da Petrobras para a produção de derivados é muito menor que o preço de realização nas refinarias, sendo extremamente rentável para a Petrobras a verticalização das suas atividades.

A questão do "valor real dos ativos" da Petrobras é bastante complexa. A empresa conta com uma série de ativos integrados que permitem a produção e venda, por exemplo, do óleo diesel, cujo custo de produção é baixíssimo e a lucratividade altíssima.

Admitindo-se um valor do petróleo de US\$ 50 por barril, o custo de produção de um litro de diesel é de cerca de R\$ 0,60, enquanto seu valor no mercado internacional é de aproximadamente R\$ 1,35 por litro; o preço de realização da Petrobras é de R\$ 1,56 por litro. Observa-se, então, que o custo de produção do derivado é muito menor que o preço de venda, tanto no mercado interno quanto externo. Isso faz com que a Petrobras, historicamente, seja a empresa mais rentável do País. Desconsiderados os efeitos da Operação Lava-Jato, o lucro da Petrobras, em 2015, poderia ser de R\$ 30 bilhões.

Essa lucratividade decorre, principalmente, dos seus importantes "ativos": reservatórios do Pré-Sal e do Pós-Sal, terminais, dutos, refinarias e corpo técnico. Esses ativos decorrem do fato de a Petrobras ter sido monopolista até 1997 e voltar a ser monopolista na operação do Pré-Sal e em áreas estratégicas a partir de 2010.

O principal ativo para que o custo de produção do óleo diesel seja da ordem de R\$ 0,60 por litro são os grandes reservatórios, não as refinarias. Dessa forma, é fundamental que a Petrobras e seus acionistas tenham uma visão integrada do valor e da sinergia de todos os ativos da companhia, não de

um ativo isolado, como, por exemplo, uma refinaria.

Com relação aos ativos imobilizados da Petrobras, as principais áreas são Exploração e Produção e Abastecimento, com ativos imobilizados de, respectivamente, R\$ 250,6 bilhões e R\$ 96,7 bilhões.

Como a Petrobras conta com volumes recuperáveis de petróleo equivalente da ordem de 46 bilhões de barris, apenas contabilmente o ativo imobilizado da Petrobras é R\$ 250,6 bilhões. Até 2030, estima-se que as áreas da Petrobras já descobertas possam gerar receitas líquidas para a empresa da ordem de R\$ 3 trilhões.

O ativo imobilizado da empresa na área de Abastecimento de apenas R\$ 96,7 bilhões não representa, de fato, o patrimônio da empresa nessa área. Como já citado, a Petrobras conta com 12 unidades de refino, 55 terminais aquaviários e uma extensa malha de oleodutos e gasodutos.

Também é importante registrar a sinergia entre todos os ativos da Petrobras, que vão do poço ao posto. É imperativo, portanto, que se tenha uma visão do que a empresa já realizou, está realizando e do seu futuro altamente promissor. Considere, assim, os gigantescos reservatórios do Pré-Sal, cuja exploração já se encontra em andamento, o reconhecimento internacional do domínio da tecnologia de extração do petróleo em águas profundas pela empresa e o seu excelente corpo técnico que precisa ser rigorosamente distinguido de outros agentes que não mais compõem o quadro efetivo da Petrobras. Assim, não se pode incorrer no gravíssimo erro de misturar a empresa sólida e eficiente com tais agentes, objeto de investigação pela justiça.

Conclui-se, então, que a Petrobras apresenta uma excelente situação financeira, econômica e operacional. As visões pequenas e de curto prazo de agências de avaliação de risco e de alguns analistas que sequer conhecem a realidade da empresa podem levar a sociedade brasileira a acreditar em uma situação da Petrobras que, de fato, não é real.

BIBLIOGRAFIA

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório BDEP 2010/2011.**

_____ **Anuário Estatístico 2013**

CHAMBRIARD, M. **Perspectivas para o Setor de Óleo e Gás Brasileiro e as Rodadas de Licitações da ANP.** Apresentação em audiência das Comissões de Serviços de Infraestrutura - CI e de Assuntos Econômicos - CAE, em agosto de 2013.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON. **Relatório sobre os Recursos de Contingência de certas propriedades localizadas offshore do Brasil, 2010.**

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023.**

FRAGA, C.T. **Pré-Sal Panorama e Oportunidades.** Rio Oil & Gas, 2012.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES. **Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil, 2010.**

LIMA, P. C. R. **Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do pré-sal.** Estudo da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2008.

_____ **Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras.** Editora Synergia, 2010.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota sobre o Pré Sal e o Campo de Libra (21/10/2013).** Acessado no endereço eletrônico <http://www.brasil.gov.br/governo/2013/10/nota-sobre-o-pre-sal-e-o-campo-de-libra>.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão - 2014-2018.**