



Energia em FOCO

Nesta Edição:

Frases	3
Em Foco	4
A Nova Rodada México e a 13ª Rodada da ANP	8
Dois Passos para Frente e Um para Trás no Mercado de Gás Natural	11
Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024 – Consulta Pública .	14
Preço do Petróleo e Defasagem dos Preços dos Combustíveis	18
Balança Comercial de Petróleo, Derivados e Gás Natural em Agosto de 2015	25
Estatísticas	28

Copyright © CBIE 2015, nenhuma parte deste informativo poderá ser reproduzida ou transmitida, sejam quais forem os meios empregados, sem autorização prévia.

Coordenação: Adriano Pires (pires@cbie.com.br)

Rafael Schechtman (rafael@cbie.com.br)

Centro Brasileiro de Infra Estrutura (CBIE)

Praça Floriano, 55 - sala 601 – Rio de Janeiro – RJ CEP: 20031-050.

Telefone/Fax: 55 21 2531 0010

Website: www.cbie.com.br

E-mail: cbie@cbie.com.br

Frases

“Estamos com problemas de licenciamento, não tanto ambiental, mas uma série de outras licenças fundiárias, e só há um jeito de resolver: a emenda do *fast-track* precisa ser aprovada. Achamos que 70% dos nossos problemas se resolvem com o *fast-track*.” Do Ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, explicando a causa do fracasso dos últimos leilões de linha de transmissão e referindo-se à Proposta de Emenda Constitucional (PEC), que visa acelerar a obtenção de licenciamentos dos projetos de transmissão, 01/09/2015.

“Não tenho dúvida nenhuma: se não tivéssemos a eólica hoje estaríamos racionando energia no Nordeste. Isso é um fato.” Do Presidente da EPE, Mauricio Tolmasquim, sobre a limitação na oferta de energia elétrica no Nordeste do país, 02/09/2015.

“Algumas empresas estão em situação de absoluta calamidade... não há crédito, o mercado está péssimo para investir... é um deserto quando você vai fazer licitação. Achamos que colocávamos menos em risco o consumidor brasileiro ao dar o direito de prorrogar ao ministério.” Do Ministro do Tribunal de Contas da União (TCU), José Múcio, ao justificar autorização para a renovação, sem licitação, dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica que vencem entre 2015 e 2017, 09/09/2015.

“Acreditamos que o pior já passou e estamos diante de um processo de recuperação e fortalecimento da Petrobras. A curva de produção está se sustentando e melhorando. A gestão está mostrando novos resultados” Do Ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, após o rebaixamento da nota de crédito da Petrobras de BBB- para BB pela agência de risco de crédito Standard & Poor's, segunda agência a retirar o grau de investimento da estatal, 24/08/2015.

“Enquanto não houver o capital privado, vamos ter longos períodos de construção. É importante ter o capital privado majoritário.” Do Presidente da EPE, Mauricio Tolmasquim, defendendo a participação do capital privado para agilizar o processo de implantação de termoeletricas nucleares no país, 21/09/2015.

“O Brasil não pode abrir mão da hidroeletricidade ainda. Ele abrirá quando ele ocupar o potencial que ele tem para ocupar. Ele terá de abrir e aí nós estaremos diante dos mesmos desafios que os países desenvolvidos estão, colocar o que no lugar?” Da Presidente da República, Dilma Rousseff, ao ser questionada sobre os problemas na construção da usina hidroelétrica (UHE) de Belo Monte e impasses na tentativa de conciliar preservação ambiental com geração de energia, 27/09/2015.

“Eu acho que a política do governo não é controle de preços de combustível e está deixando as coisas fluírem de acordo com o mercado, era tudo o que nós queríamos. Ninguém pode reclamar.” Da Ministra da Agricultura, Kátia Abreu, ao falar do impacto do aumento do preço da gasolina sobre o preço do etanol, 30/09/2015.

Em Foco

- O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) divulgou que a carga de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) em agosto de 2015 foi de 58.211,43 MW médios, representando um aumento de 2,4% em relação ao mês anterior. Na comparação com agosto de 2014, houve uma redução de 0,5% sobre a carga registrada naquele mês.
- Em 1º de setembro, a Aneel alterou a sistemática de reembolso do custo de aquisição de combustíveis pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Pela nova regra, o reembolso poderá ser realizado de forma preliminar, observado limite operacional a ser definido pela Gestora do Fundo CCC, Eletrobras. O reembolso preliminar fica limitado a 75% do valor médio dos repasses nos últimos três meses, incluindo tributos. A decisão visa minimizar os impactos financeiros decorrentes do prazo necessário para processar os dados pelo Fundo, não eliminando as obrigações das distribuidoras com o processo de reembolso expressos nos contratos de concessão.
- Em 1º de setembro, a Petrobras reajustou em 15% o preço médio de refinaria do gás liquefeito de petróleo (GLP), vendido em botijões de 13 quilos (kg), segundo informe do Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (Sindicágas).
- Em 2 de setembro, o MME publicou, no Diário Oficial da União (DOU), a Portaria nº 416, que estabelece os procedimentos e metodologias para usinas eólicas revisarem os montantes de garantia física com base nas alterações técnicas e o cálculo ou revisão da garantia baseado na geração de energia elétrica verificada. A revisão por alteração de características técnicas será realizada em mudanças autorizadas pelo MME ou pela Aneel. Caberá à Aneel comunicar ao MME a aprovação de alteração de característica técnica das usinas, inclusive das que não comercializaram energia elétrica em leilões, para a revisão das garantias. O cálculo da garantia será feito pela EPE.
- Em 2 de setembro, a Eletrobras Eletronuclear suspendeu a montagem eletromecânica da usina nuclear Angra III (RJ – 1.405 MW), realizada pelo consórcio ANGRAMON, por 60 dias. A decisão resulta de solicitações de retirada do consórcio ANGRAMON pelas empresas Techint Engenharia e Construção, Andrade Gutierrez Engenharia e Construtoras Queiroz Galvão e Norberto Odebrecht. Por isso, a Eletronuclear precisa avaliar se as empresas que permanecem no consórcio atendem aos requisitos de habilitação para manter a contratação, tal como constaram dos editais de licitações realizadas, e averiguar o real interesse e capacidade econômico-financeira e técnica das empresas na continuidade da execução dos contratos.
- Em 9 de setembro, o Tribunal de Contas da União (TCU) revogou a medida cautelar que impedia o MME de renovar, sem licitação, os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, que vencem entre 2015 e 2017. O TCU concluiu que a realização da licitação de todas as concessões, na atual conjuntura econômica e política, trazem riscos significativamente maiores à continuidade dos serviços e à segurança energética do que a opção pela prorrogação. Com a decisão o MME pode dar continuidade ao processo de renovação das concessões, considerando as ressalvas do TCU.

- Em 10 de setembro, a agência de classificação de risco Standard & Poor's (S&P) anunciou a revisão do nível de risco (*rating*) da dívida corporativa da Petrobras de BBB- para BB, com perspectiva negativa. Com essa nota a Petrobras deixa de ser classificada como "grau de investimento" (*investment grade*) pela S&P. Na mesma data, a S&P rebaixou, também, o *rating* da Eletrobras de BBB- para BB+, com perspectiva negativa. Com a nota, a estatal perdeu o grau de investimento pela agência.
- Em 13 de setembro, a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) concluiu os procedimentos necessários para a conexão definitiva do Amapá ao SIN. Nesta data, a usina termoeletrica (UTE) Santana e a usina hidroeletrica (UHE) Coaracy Nunes, que operavam de forma isolada do Sistema, foram conectadas ao SIN. Com a interligação total ao Sistema, o Amapá passa a atender ao critério de perda simples (N-1), definido nos Procedimentos de Rede do ONS, e a geração térmica só será utilizada por necessidade energética ou em caso de emergência.
- Em 14 de setembro, o MME aprovou as diretrizes da sistemática para a realização do 2º leilão de energia de reserva de 2015, por meio da Portaria nº 427, publicada no DOU, conforme previsto na Portaria nº 70/2015. As diretrizes da sistemática determinam como critério de seleção o menor preço. O certame, previsto para 13 de novembro de 2015, negociará contratos na modalidade por quantidade, para empreendimentos de geração de fonte solar fotovoltaica e eólica. O início de suprimento dos contratos será em 1º de novembro de 2018, pelo prazo de vinte anos.
- Em 14 de setembro, o MME publicou, no DOU, a Portaria nº 428, estabelecendo a realização do leilão de contratação de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, denominado Leilão A-1, de 2015. O certame, previsto para 19 de novembro, negociará Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com início de suprimento em 1º de janeiro de 2016. Os CCEAR da modalidade por disponibilidade negociarão energia de empreendimentos termoeletricos, com prazos de suprimento de três e cinco anos. Os CCEAR por quantidade terão suprimento de três anos para as demais fontes energéticas.
- Em 16 de setembro, a Aneel reformulou as regras para autorização da atividade de comercialização de energia elétrica SIN, por meio da Resolução Normativa nº 678, publicada no DOU. Dentre as exigências para a autorização da atividade estão: a existência de capital social integralizado de, no mínimo, R\$1 milhão; a indicação completa do grupo societário pertencente e; o parecer da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) indicativo, conclusivo e não vinculativo à Aneel, com análise técnica e jurídica. A Aneel terá prazo de 30 dias a partir do recebimento do parecer para posicionar sobre a autorização.

-
- Em 16 de setembro, o MME colocou em Consulta Pública a proposta para o Plano Decenal de Energia 2024 (PDE 2024), conforme publicação da Portaria nº 445 no DOU. O PDE 2024, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ficará em consulta até 7 de outubro de 2015. Entre os destaques do PDE 2024 está o aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil em 73 GW, ao passar de 132,8 GW em 2014 para 206,4 GW em 2024, o que demandará investimentos totais de R\$ 268 bilhões.
 - Em 16 de setembro, o Presidente da Petrobras Distribuidora (BR), José Lima de Andrade Neto, renunciou ao cargo, alegando motivos de saúde. O Diretor Financeiro da BR Distribuidora, Carlos Alberto Tessarollo, que estava no exercício da presidência durante as férias de José Lima de Andrade Neto, seguirá no exercício interino da função.
 - Em 22 de setembro, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 2, em edição extra do DOU, com a definição de parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração de energia elétrica, não prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013. A resolução estabelece a forma de pagamento da bonificação pela outorga. A resolução também define que a partir de 1º de janeiro de 2017, 70% da garantia física das usinas será destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), e o restante será de livre disposição do vencedor da licitação, podendo ser comercializado no mercado livre. Entre 1º de janeiro de 2016 e 31 de dezembro de 2016, 100% da energia produzida pelas usinas será destinada ao mercado regulado.
 - Em 22 de setembro, a Petrobras confirmou o processo final de negociação com a Mitsui Gas e Energia do Brasil para a venda de 49% da *holding* que consolidará as participações da Petrobras nas distribuidoras estaduais de gás natural. A conclusão da negociação está sujeita à aprovação de seus termos e condições finais pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração da Petrobras, assim como dos órgãos reguladores competentes. A operação faz parte do Programa de Desinvestimentos da empresa, previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019.
 - Em 25 de setembro, o MME alterou as diretrizes do leilão para licitação de concessões de UHEs presentes na Portaria nº 218/2015, por meio da Portaria nº 454, publicada no DOU. Dentre as alterações está o adiamento do certame de 30 de outubro para 6 de novembro de 2015. Além disso, os lotes "B" e "D" de UHEs integrantes do leilão foram reconfigurados em sublotos, objetivando aperfeiçoar o equilíbrio entre a atratividade e a competição. Serão negociadas, em cinco lotes, 29 usinas (cujas concessões não foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013), com capacidade instalada de 6 GW.

- Em 25 de setembro, a Aneel publicou, no DOU, a Resolução Normativa nº 680, que estabelece as condições e procedimentos para recomposição do prazo de outorga de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), outorgadas sob a égide da Resolução nº 395/1998. De acordo com a resolução, as PCHs outorgadas que se encontram com obras não iniciadas e que tiveram o licenciamento ambiental suspenso por ato do Poder Público, terão o prazo de outorga recomposto, com compensação da contagem do prazo original de 30 anos e desconsideração do período em que a análise ambiental esteve suspensa.
- Em 26 de setembro, a Eletrobras Eletronuclear desconectou a usina nuclear Angra II (RJ – 1.350 MW) do SIN, para reabastecimento de combustível. Trata-se de uma parada programada, com duração estimada de 30 dias, para recarregar cerca de 1/3 do combustível nuclear, além de realizar atividades de inspeção e manutenção periódicas e instalações de modificações de projeto, que devem ser feitas com a usina desligada. Durante o período, o ONS realizará manobras no sistema elétrico de forma a garantir o abastecimento seguro de energia.
- Em 28 de setembro, o Conselho de Administração da Eletrobras Eletronuclear elegeu o engenheiro Pedro José Diniz de Figueiredo para o cargo de Diretor-presidente, até o fim do atual mandato da Diretoria Executiva, no início de 2017. Pedro Figueiredo também será novo membro do conselho em substituição ao ex-presidente, Othon Luiz Pinheiro da Silva. O conselho, ainda, indicou o engenheiro João Carlos da Cunha Bastos para permanecer à frente da Diretoria de Operação e Comercialização. Ambos já ocupavam interinamente os cargos para os quais foram efetivados.
- Em 28 de setembro, a Petrobras concluiu a perfuração do terceiro poço na área de Carcará (Bloco BM-S-8), localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, confirmando a descoberta de petróleo leve (31º API) nos reservatórios do pré-sal. O poço 3-SPS-104DA (nomenclatura Petrobras), informalmente conhecido como Carcará Noroeste, está situado na área do Plano de Avaliação da Descoberta do poço descobridor 4-SPS-86B (Carcará). O novo poço tem profundidade de água de 2.024 metros e está a cerca de 226 quilômetros (km) do litoral de São Paulo. A Petrobras é operadora (66%) do consórcio responsável pela área em parceria com a Petrogal Brasil (14%), Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás (10%) e Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (10%).
- Em 30 de setembro, a Petrobras realizou reajustes nos preços de venda nas refinarias da gasolina e do diesel em, respectivamente, 6% e 4%. Os preços da gasolina e do diesel, sobre os quais incide o reajuste anunciado, não incluem os tributos federais CIDE e PIS/Cofins e o tributo estadual ICMS.
- Em 30 de setembro, a EPE divulgou sua resenha mensal do consumo nacional de energia elétrica. Segundo o documento, o consumo nacional chegou a 37.736 GWh em agosto de 2015, resultado 2,1% menor do que o verificado no mesmo mês de 2014. O consumo acumulado até agosto de 2015 ficou em 310.436 GWh, uma retração de 1,5%, em relação a igual período do ano anterior.

A Nova Rodada México e a 13ª Rodada da ANP

Em 30 de setembro, o regulador do setor de petróleo mexicano, *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH), realizou a segunda fase da Primeira Rodada de Licitação (Rodada 1) de blocos de exploração de petróleo e gás no país, nesta fase ofertando cinco blocos de extração de água rasos com potencial de desenvolvimento de produção de petróleo leve. A primeira fase da rodada mexicana serviu como um primeiro passo rumo à transparência do processo e à reforma do setor energético mexicano, esta segunda fase serve como um aperfeiçoamento e consolidação de suas regras, e como aprendizado para o planejamento de longo prazo do setor de petróleo brasileiro.

Das cinco áreas oferecidas, três foram licitadas, o que significa que 60% de campos foram leiloados com sucesso, em linha com as expectativas da CNH, com uma média de *government take*¹ de 75,9%. Os resultados deste leilão foram considerados muito superiores aos do leilão anterior, que teve apenas 14% de taxa de sucesso e *government take* de 57,8%. As três áreas adquiridas totalizam uma área de desenvolvimento de 164,8 km², com reservas provadas 1P de 125,6 milhões de barris de petróleo equivalente (Mbep), reservas prováveis 2P de 274,1 Mbep e reservas possíveis 3P de 472,8 Mbep.

Do total de 14 agentes pré-qualificados para o leilão (10 empresas independentes de exploração e produção (E&P) e quatro consórcios de empresas associadas), apenas nove participaram do leilão: cinco empresas independentes (sendo as mais importantes a ENI e a Statoil) e quatro consórcios. Dos 5 blocos oferecidos, três blocos receberam ofertas e foram licitados, sendo que o bloco 1 recebeu nove ofertas e o bloco 2 recebeu cinco, conforme observado na Tabela 1. De acordo com documentos de licitação pública do regulador CNH, as empresas que adquiriram os contratos de partilha nesta primeira fase de licitação terão de 2 a 3 anos para realizar e concluir o programa de exploração inicial.

Tabela 1– Resultado da Segunda Fase da Primeira Rodada de Licitação do México

Blocos	Mínimo Govt. Take	Ofertas Totais	Ofertantes	Vencedor	Govt. Take Ofertado
1	34,8%	9	(1) ENI International, (2) Lukoil Overseas Netherlands, (3) Pan American Energy LLC/ E&P Hidrocarburos Y Servicios, (4) Statoil E&P Mexico, (5) DEA Deutsche Erdoel AG, (6) Petronas Carigale International E&P / Galp Energia E&P, (7) CNOOC International Limited, (8) Talos Energy LLC / Sierra Oil and Gas / Carso Oil and Gas / Carso Energy, (9) Fieldwood Energy LLC / Petrobal	ENI International B.V.	83,8%
2	35,9%	5	(1) Pan American Energy LLC / E&P Hidrocarburos y Servicios, (2) Fieldwood Energy LLC / Petrobal, (3) Talos Energy LLC / Sierra Oil and Gas / Carso Oil and	Pan American Energy LLC / E&P Hidrocarburos y Servicios	70,0%
3	30,2%	0	-	-	-
4	33,7%	1	(1) Fieldwood Energy LLC / Petrobal	Fieldwood Energy LLC / Petrobal	74,0%
5	35,2%	0	-	-	-
Total	34,0%	15			75,9%

Fonte: *Comisión Nacional de Hidrocarburos*

¹Arrecadação total do governo com impostos, royalties e participação governamental com base nos lucros e produção da atividade extrativa de petróleo.

O próximo evento importante para a reforma do setor de petróleo mexicano será terceiro processo de licitação dos 26 blocos de extração *onshore* em 15 de dezembro, uma combinação de prospectos de óleo e gás totalizando reservas prováveis 2P de 54 Mbep. Para 2016, embora ainda sem confirmação de datas, ainda são esperadas mais duas licitações com blocos *offshore* áreas em águas profundas, em que a demanda por exploração do óleo extra-pesado dos campos maduros é considerada mais robusta.

As áreas em oferta no México possuem algumas vantagens, do ponto de vista do investidor estrangeiro: são próximas ao mercado norte-americano; ao canal do Panamá, que se articula com a Ásia, e tem custo baixo de produção. As rodadas mexicanas competem com as rodadas brasileiras, especificamente a 13ª Rodada da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) prevista para 7 de outubro, pois ambos os países estão na mesma região geográfica e ofertaram áreas no offshore.

A 13ª Rodada atraiu empresas de 17 países diferentes, segundo a ANP. Entre as 37 inscritas, estão 22 petroleiras estrangeiras e 15 brasileiras. A ANP destaca a estreia das brasileiras Geopar, Parnaíba Participações e TSL Engenharia e da chinesa Tek Óleo e Gás no mercado brasileiro. A 13ª Rodada vai oferecer 266 blocos em 22 setores, de 10 bacias sedimentares. Entre estas, a mais interessante para investidores será a Bacia do Parnaíba, que representa 72% da área terrestre a ser licitada pela ANP para exploração de gás e petróleo e já tem 57 poços perfurados com descobertas gás natural, com índice de sucesso de 79% na região. Atualmente, a Bacia do Parnaíba é a quinta maior produtora de gás natural do Brasil, contribuindo com uma produção diária em torno de 4,7 milhões de m³, representando cerca de 5% da produção de gás natural.

Na conjuntura em que ocorre a 13ª Rodada, a expectativa de médio prazo é de baixo preço do petróleo, inclusive com estimativas da Goldman Sachs de que o preço do barril pode chegar a US\$ 20 em 2016 no pior cenário devido a excesso de oferta ainda maior que esperado. De acordo com o relatório de médio prazo da Agência Internacional de Energia (AIE), divulgado em meados de setembro, os países que não integram a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) poderão cortar a produção de petróleo em 500 mil barris/dia em 2016, maior queda em 20 anos, especialmente nos Estados Unidos, além de Rússia, Inglaterra e Noruega. Há uma previsão de aumento da demanda por petróleo feita pela AIE que poderia compensar parcialmente o excesso de oferta, impedindo o preço do barril de cair ainda mais.

Estas quedas do preço do petróleo previstas afetariam ainda mais negativamente a geração de caixa da Petrobras, que já anunciou cortes significativos de investimento, de US\$ 11 bilhões em 2015 e 2016, ou 20% do previsto no plano de negócios 2015-2019. Considerando as dificuldades financeiras e de financiamento da Petrobras, é tido como muito provável que a estatal não participe com a intensidade dos leilões anteriores, em que foi responsável por uma média de 38% do total dos bônus de assinaturas.

O Ministério de Minas e Energia afirma que a expectativa do governo para a 13ª Rodada continua boa mesmo assim, confiando na credibilidade que o regime de concessão brasileiro e seu ambiente de negócios já conhecidos passam. No entanto, o governo admite que as empresas petrolíferas estejam em um momento de aceitar menos risco, principalmente em áreas de nova fronteira. A recente desvalorização do real frente ao dólar também pode ser um atrativo externo, reduzindo o custo dos bônus de assinaturas para estrangeiros. Uma política energética com uma regulação mais amigável seria uma vantagem para o Brasil na competição por investimentos no mercado global, como as rodadas do México.

Dois Passos para Frente e Um para Trás no Mercado de Gás Natural

Em março, a Petrobras anunciou seu plano de desinvestimentos e, posteriormente, aos poucos foi revelando quais ativos fariam parte do plano. Um dos primeiros ativos divulgados foi a participação da empresa, por meio da Gaspetro, nas distribuidoras locais de gás canalizado. A notícia foi bem recebida no mercado, pois além de sinalizar que a empresa estaria focando em suas áreas de maior lucratividade, exploração e produção (E&P), e reforçar o caixa da empresa, a venda da participação da empresa nas distribuidoras de gás abre uma janela para um amadurecimento do mercado de gás natural no Brasil com a entrada de novos *players*. Entretanto, ao longo do processo, que ainda transcorre em negociação, parece que a dinamização do mercado de distribuição de gás canalizado ficou em segundo plano, com pouca chance de efetivação.

A Gaspetro possui participação em 19 das 27 concessionárias de distribuição de gás canalizado presentes no país, conforme apresentado na Figura 1. Das 19 concessionárias em que tem participação, apenas possui 100% de controle sobre a Gasbrasiliense, responsável pela distribuição de gás canalizado no noroeste e sudoeste do estado de São Paulo.

Figura 1 – Composição Acionária das Distribuidoras de Gás Canalizado no Brasil



Nota: *não foram encontrados dados específicos
 Fonte: Abegás, Gaspetro e sites das Distribuidoras.

Nas demais distribuidoras, a Gaspetro divide a participação com empresas públicas e/ou privadas, unidades federativas entre outros. Além das distribuidoras, a Gaspetro possui participação na Transportadora Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG (51%), TMN Transportadora S.A. (45%), TNG Participações Ltda. (50%), na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. – TSB (25%), GNL Gemini Com. E Logística de Gás Ltda. (40%).

A Petrobras colocou no mercado a opção de compra de 49% do pacote da Gaspetro, referente à sua participação nas empresas de distribuição. Desta forma, a estatal permanecerá atuante no setor de distribuição, ainda que seja de forma menos direta, criando mais uma barreira para a abertura e entrada de novas empresas no setor.

Inicialmente, nove empresas potencialmente interessadas no negócio foram convidadas pela Petrobras para apresentação de dados gerais e condições do negócio. Entre elas estão empresas que já atuam no mercado de distribuição de gás no Brasil como a Cosan, Gas Natural Fenosa, Washington Gas e Mitsui, além de outras empresas atuantes no setor de gás e energia como a Engie (ex GDF Suez) e a Beijing Gas. Outra empresa que a apresentou proposta foi a japonesa Marubeni e como sócios investidores interessados em entrar como financiadores estavam o Gávea Investimentos e o Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB).

Entretanto, apenas três das nove empresas apresentaram propostas seguindo as exigências apresentadas pela Petrobras. Foram elas as japonesas Mitsui e Marubeni e a chinesa Beijing Gas. Sendo assim, a expectativa é que pouca coisa se altere no setor. A Mitsui já é sócia não operadora da Petrobras em sete distribuidoras, a Beijing Gas parece mais um caso de investidor financeiro pouco interessado na operação do negócio, assim como aconteceu no setor de exploração de produção de petróleo em 2010 com a compra de participações em blocos exploratórios (*farm-in*) pelas chinesas Sinopec e Sinochem. A Marubeni também parece ter pouco interesse na operação, uma vez que a sua principal atividade no país a exportação de grãos.

Empresas que participaram no processo e, conseqüentemente, tiveram acesso às condições colocadas pela Petrobras para o negócio, apontaram que o novo sócio não teria qualquer presença na operação das distribuidoras de gás canalizado envolvidas na transação. Esse fato teria sido desestimulante para a Cosan e a Gas Natural Fenosa, que já possuem e operam ativos do setor no Brasil, fazendo-as desistir de continuarem na disputa, assim como a Engie que não possui ativos do setor no Brasil, mas tem perfil de operação em negócios de energia e gás natural.

O interesse da Petrobras de que o novo sócio não atue na operação está associado ao fato de a empresa, também, ser a única fornecedora de gás natural. Sendo assim, a Petrobras não estaria interessada a desenvolver os mercados onde as distribuidoras com participação da Gaspetro atuam. O controle sobre as distribuidoras é uma garantia de um consumo cativo alinhado com os volumes produzidos e importados pela Petrobras.

Com a manutenção de um mercado cativo e sem disputas no suprimento, a estatal é capaz de praticar preços no fornecimento de gás sem uma regra definida, baseada apenas nas necessidades internas da empresa, como é o caso da política discricionária de descontos concebidos ao gás natural. A política de descontos começou em 2011 com o intuito de manter a competitividade do energético frente aos seus competidores. Porém, em virtude do maior despacho termoelétrico requerido nos últimos anos, com preços contratuais abaixo dos preços de importação, do caixa apertado decorrente a defasagem dos preços dos combustíveis, do elevado endividamento e de um plano de investimentos bilionário a cumprir, a empresa anunciou o fim da concessão dos descontos até o final do ano.

Em 22 de setembro, a Petrobras informou em nota que o processo de venda estaria em “em negociações finais” com a Mitsui Gas e Energia do Brasil. A nota ainda esclarece que a conclusão da transação está sujeita à aprovação pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração da Petrobras, assim como dos órgãos reguladores competentes.

A operação de venda parece mais uma questão de necessidade de caixa da Petrobras do que uma mudança estrutural no setor. Mesmo com a venda de parte da participação nas distribuidoras da Gaspetro, a manutenção da Petrobras na operação das atividades é uma garantia de que a situação atual não deverá ser alterada. Uma operação privada na distribuição traria mais dinâmica ao setor, com um maior conhecimento técnico das empresas, maior capacidade de investimento e mais poder de negociação no fornecimento de gás natural com a Petrobras.

Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024 – Consulta Pública

Em setembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) disponibilizou para consulta pública o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), que apresenta uma visão integrada da expansão da oferta e demanda de energia no Brasil. O documento atualizado representa o instrumento de planejamento utilizado pelo Governo Federal para o setor energético nacional no período entre 2015 e 2024, constituindo-se no esboço das estratégias de desenvolvimento a serem traçadas no país.

O cenário de referência adotado para o PDE 2024 considera que, nos próximos dez anos, haverá um crescimento moderado da economia mundial. A estimativa baseia-se na expectativa de recuperação das economias desenvolvidas e de um menor ritmo de crescimento das economias emergentes. Com relação à economia brasileira, após um período inicial de ajustes, admite-se como uma das principais hipóteses o encaminhamento de soluções para os problemas de infraestrutura. Dessa forma, espera-se que o mundo cresça a uma taxa média de 3,8% ao ano (a.a.), enquanto o Brasil crescerá a 3,2% a.a. no período, conforme Tabela 2.

Tendo como plano de fundo o cenário exposto, o PDE 2024 considera que, ao fim do período decenal, o Brasil contará com uma oferta interna de energia de, aproximadamente, 400 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), um crescimento médio anual de 2,7%. A oferta interna de eletricidade estimada para o fim de 2024 é de 940,8 TWh, um crescimento médio de 4,2% a.a. Determinante para a evolução da oferta interna, o consumo final energético estimado é de 353,5 milhões de tep ao final de 2024, com uma taxa média de crescimento de 2,9% a.a.

Tabela 2 – Economia e Energia

DISCRIMINAÇÃO	2015	2019	2024	2014-2019	2019-2024	2014-2024	
				Variação (% a.a.)			
População residente (10 ⁶ habitantes)	205,3	211,4	217,8	0,8	0,6	0,7	
PIB (10 ⁹ R\$)	3.959	4.378	5.465	1,8	4,5	3,2	
	per capita (10 ³ /hab)	19,3	20,7	25,1	3,3	3,8	3,6
Oferta interna de energia (10 ⁶ tep)	299,4	334,0	399,5	1,9	3,6	2,7	
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,076	0,076	0,073	0,1	-0,9	-0,4
	per capita (tep/hab)	1,458	1,580	1,834	1,1	3,0	2,0
Oferta interna de eletricidade (TWh)	637,6	739,3	940,8	3,4	4,9	4,2	
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	161,0	168,9	172,1	1,6	0,4	1,0
	per capita (kWh/hab)	3.106	3.498	4.320	2,7	4,3	3,5
Consumo final energético (10 ⁶ tep)	266,3	300,5	353,5	2,6	3,3	2,9	
	per capita (tep/hab)	1,297	1,422	1,623	1,8	2,7	2,2
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,067	0,069	0,065	0,8	-1,2	-0,3
Consumo de eletricidade (TWh)	535,3	616,5	790,9	3,2	5,1	4,2	

Fonte: PDE 2024 (EPE)

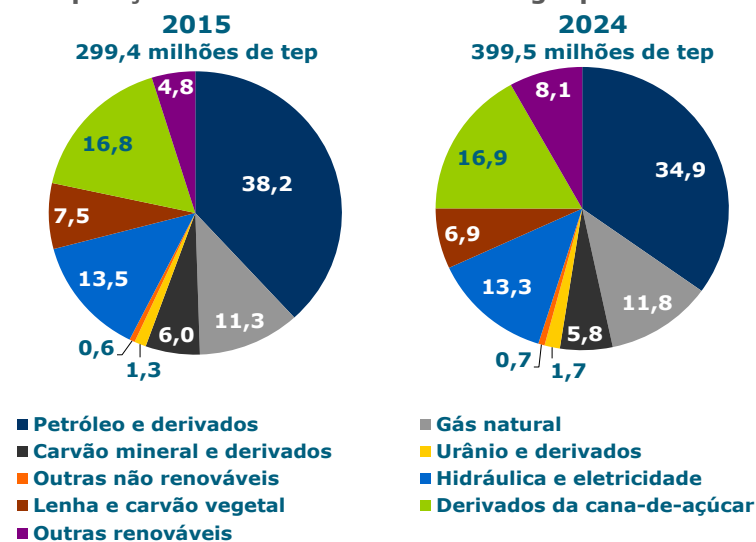
De acordo com o PDE 2024, o consumo final energético do país terá queda de participação dos derivados de petróleo, que passará de 43,1%, em 2015, para 40,7%, em 2024. Algumas das razões para essa redução serão: a maior inserção do etanol em detrimento da gasolina, o aumento do teor de biodiesel na mistura com o diesel e a substituição de óleo combustível na indústria por gás natural. O gás liquefeito de petróleo (GLP) diminuirá a sua importância no período, por conta da ampliação da participação do gás natural no setor residencial, passando de 3,2% para 2,8% na participação do consumo final energético,

entre 2015 e 2024. O óleo diesel (mineral) também perde um pouco de participação, partindo de 18,4%, em 2015, e chegando a 17,8%, em 2024.

A eletricidade aumentará a sua importância na matriz energética brasileira, sendo o consumo do setor residencial o principal responsável. A participação deste energético no consumo final subirá de 17,0% para 19,2% entre 2015 e 2024. Em relação ao gás natural, espera-se sua participação relativa no consumo final de energia do país, ao longo do horizonte decenal seja mantida em torno de 7,5%.

Na composição da oferta interna total de energia entre 2015 e 2024, presente no Gráfico 1, destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 38,2% em 2015 para 34,9% em 2024. Segundo o PDE, apesar do incremento na produção de petróleo bruto, as perspectivas de substituição da gasolina por etanol e do óleo combustível por gás natural são os principais determinantes da diminuição da participação.

Gráfico 1 - Composição da Oferta Interna de Energia por Fonte – 2015 e 2024



Fonte: PDE 2024 (EPE)

Na área de exploração e produção de petróleo e gás natural o PDE 2024 espera que, no próximo decênio, as reservas provadas e a produção nacional de petróleo e gás natural sejam duplicadas, sobretudo com a contribuição dos recursos descobertos na área do pré-sal. Conforme Tabela 3, a EPE projeta um aumento da produção de 2,504 milhões de barris diários (b/d) em 2015 para 4,837 milhões de b/d em 2024; um aumento de 93%. Na classificação do petróleo por tipo observa-se a diminuição da participação do petróleo pesado na produção total, de 44,4% para 14,2%, enquanto a participação do petróleo mediano crescerá de 41,8% para 75,1%.

Tabela 3 – Produção de petróleo a partir de recursos descobertos em áreas contratadas, classificada por densidade – Em milhões de barris diários

Petróleo	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Leve	0,344	0,383	0,402	0,371	0,389	0,410	0,451	0,504	0,527	0,514
Mediano	1,047	1,239	1,341	2,008	2,210	2,690	2,932	3,112	3,395	3,635
Pesado	1,113	1,101	0,993	0,915	0,842	0,861	0,822	0,772	0,754	0,688
Total	2,504	2,723	2,736	3,293	3,441	3,961	4,205	4,388	4,676	4,837

Fonte: PDE 2024 (EPE)

O estudo prevê que, nos próximos dez anos, o Brasil terá um papel mais relevante no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido deste produto, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do pré-sal.

O PDE ainda estima que o mercado nacional continuará deficitário em relação aos principais derivados de petróleo (leves e médios), durante todo o horizonte decenal. Consequentemente, o Brasil permanecerá como importador líquido de quase todos os principais derivados, com destaque para grandes volumes importados de óleo diesel, nafta e gasolina. Por conta do cancelamento dos projetos das refinarias Premium no Nordeste, o país, que seria um potencial exportador de óleo diesel, permanecerá como importador líquido até 2024. A importação de gasolina, também, continuará por todo o período, dada a ausência de investimentos expressivos para aumento de sua produção.

A exceção é o óleo combustível, que terá excedentes até 2024, sendo os volumes produzidos suficientes para atender a todo o mercado opcional de *bunker* para navios estrangeiros. O GLP também possuirá excedentes de produção a partir de 2020, devido principalmente à produção das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

No que se refere à oferta de gás natural, o PDE estima que a curva de oferta atenderá toda a demanda de gás projetada, considerando-se a manutenção da importação de gás natural boliviano, nos níveis atuais, e de GNL, através dos terminais já existentes (Rio de Janeiro, Ceará e Bahia) e da interconexão à malha integrada do terminal projetado para o porto de Rio Grande (RS). A maior proporção do gás natural a ser produzido no país é associada, portanto a tendência de crescimento é coerente com a de produção de petróleo.

Com relação aos biocombustíveis, o estudo considera que o biodiesel terá a sua capacidade instalada de produção voltada apenas para atendimento à mistura mandatória do diesel, que ficará em 7% durante o período. Para o PDE, o mercado brasileiro de etanol continuará em trajetória de expansão, em função do aumento da frota de veículos *flex-fuel*. No entanto, o crescimento terá menor intensidade, quando comparado ao PDE 2023, devido à redução da expectativa de investimentos em novas unidades produtoras. No mercado internacional, estima-se um crescimento marginal das exportações brasileiras, por conta dos problemas ocorridos na produção doméstica e da manutenção das tendências protecionistas, aliados à adoção de tecnologias mais eficientes e à preocupação com a independência energética, por parte dos principais mercados consumidores. Ainda assim, o Brasil se manterá como um dos principais *players* no período analisado pela EPE.

No que concerne ao setor elétrico, o PDE considera que a capacidade instalada de geração de energia elétrica crescerá 55%, entre 2015 e 2024, ao passar de 132,9 GW para 206,4 GW, acrescentando 73,6 GW ao SIN. No plano, o perfil renovável da matriz elétrica é mantido, com as fontes renováveis representando 83,7% da capacidade de geração em 2015 e 84% em 2024. Observa-se que apesar do crescimento da capacidade de geração por usinas hidroelétricas (UHEs) de grande porte (32,8% no período, passando de 82,8 para 109,9 GW), sua participação no total se reduz em 10,9 pontos percentuais (p.p.), em virtude da expansão de outras fontes renováveis, o que inclui a biomassa,

Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), eólica e solar. A participação das fontes não renováveis na matriz elétrica fica praticamente inalterada, indo de 15,6% para 16%, de 2015 para 2024.

O plano considera a expansão do parque gerador, também, com usinas termoeletricas, responsáveis por agregar cerca de 10.500 MW até 2024. A EPE destaca que a concretização da expansão termoeletrica planejada está ligada à disponibilidade e competitividade dos projetos, preferencialmente de usinas movidas a gás natural, nos futuros leilões para compra de energia nova. Em caso de inviabilidade, outras fontes constituem alternativas para o atendimento à demanda, entre elas as UTEs a carvão.

Para suprir a expansão necessária até 2024, são estimados investimentos totais de R\$ 1,407 trilhão, conforme Tabela 4. O setor elétrico receberá investimentos de R\$ 376 bilhões nos segmentos de geração e transmissão, entre 2015 e 2024, representando 26,7% do total investido na área energética. Para o setor de petróleo e gás natural, os investimentos previstos totalizam R\$ 993 bilhões, dos quais R\$ 961 bilhões serão destinados à exploração e produção e R\$ 25 bilhões para oferta de derivados de petróleo.

Tabela 4 – Síntese das Estimativas de Investimento

SETORES	R\$ bilhões Período 2015-2024	%
Oferta de Energia Elétrica	376	26,7
Geração ⁽¹⁾	268	19,0
Transmissão ⁽²⁾	108	7,7
Petróleo e Gás Natural	993	70,6
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	961	68,3
Oferta de Derivados de Petróleo	25	1,8
Refino	17	1,2
Infraestrutura de transporte	8	0,6
Oferta de Gás Natural	7	0,5
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	39	2,6
Etanol - Usinas de produção	31	2,2
Etanol - Infraestrutura dutoviária e portuária	7	0,5
Total	1.407	100,0

Notas: (1) Inclui usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal.

(3) Taxa de câmbio referencial: R\$ 2,65 / US\$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2014).

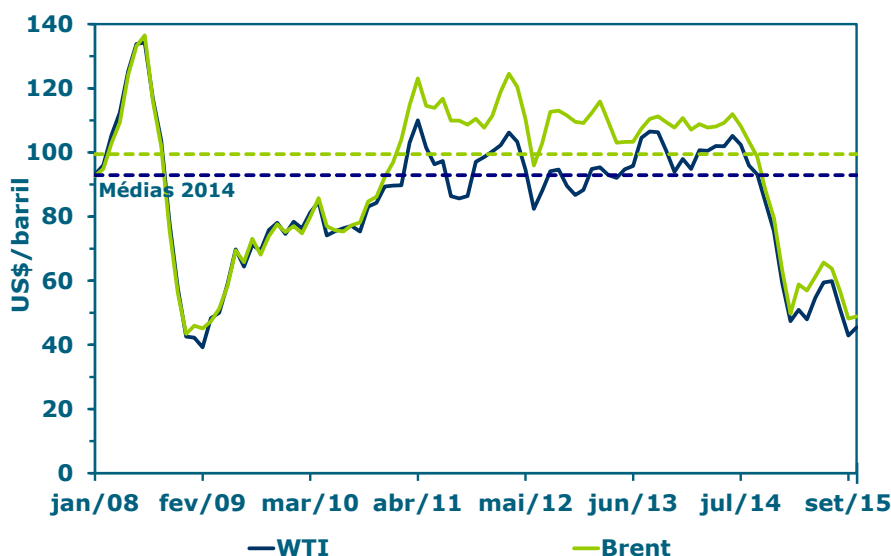
Fonte: PDE 2024 (EPE)

O PDE 2024 manteve-se otimista com relação à expansão de todos os segmentos. Em descompasso com o atual contexto nacional e com as questões globais, o plano considera a recuperação da curva de produção de petróleo pela Petrobras e demais empresas do setor. Além disso, espera a retomada dos preços do petróleo, para viabilizar os investimentos. No setor elétrico, o documento afirma priorizar a participação das fontes renováveis, assegurando o compromisso de manter uma matriz energética limpa, aquém da atual configuração do setor, em que a segurança do fornecimento está dependente da maior participação térmica.

Preço do Petróleo e Defasagem dos Preços dos Combustíveis

Em setembro, os preços dos contratos futuros do petróleo Brent e do WTI foram influenciados expectativas sobre o estoque global de petróleo, sobretudo o norte-americano, além da manutenção da elevada produção petrolífera pelos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que colabora para o excesso de oferta. Ainda, houve a influência da instabilidade no Oriente Médio e da expectativa sobre os índices dos principais consumidores mundiais da commodity, como a China. Os preços dos contratos futuros de petróleo WTI oscilaram entre os US\$ 44,00/barril e os US\$ 47,15/barril, e fecharam setembro com um preço médio de US\$ 45,45/barril, o que representa uma elevação de 5,9% em relação ao preço médio do mês anterior. Na Europa, os contratos futuros do petróleo Brent tiveram preços fluando entre os US\$ 47,34/barril e os US\$ 51,02/barril, fechando setembro com um preço médio de US\$ 48,84/barril, 1,3% maior do que o preço médio de agosto, conforme apresentado no Gráfico 2.

Gráfico 2 - Preços Médios Mensais dos Contratos Futuros dos Petróleos WTI e Brent (US\$/barril) - janeiro de 2008 a setembro de 2015



Fontes: EIA e Quote.com.

Em seu último relatório mensal, a *International Energy Agency* (IEA) estimou a demanda média por petróleo de 2015 em 94,4 milhões de barris por dia (b/d), uma elevação de 200 mil b/d com relação ao relatório anterior e de 1,7 milhão de b/d com relação a 2014. Segundo o relatório, o crescimento de 2015 deve-se aos preços do petróleo mais baixos e um reforço no cenário macroeconômico. Para 2016, o relatório prevê uma demanda média de 95,8 milhões de b/d de petróleo, um crescimento de 1,4 milhão de b/d com relação a 2015, apesar de desacelerações notáveis previstas para a Europa, países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) Américas e não-OCDE Ásia, sendo este último por consequência do crescimento mais fraco da demanda chinesa.

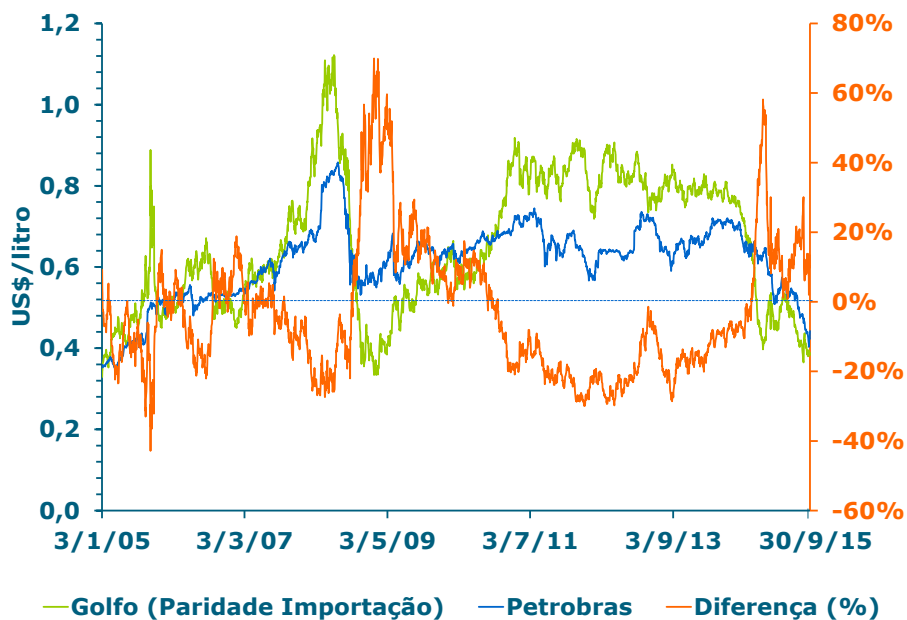
Segundo a IEA, a oferta média de petróleo bruto pelos países membros da OPEP foi de 31,57 milhões de b/d, em agosto de 2015, representado uma redução de 220 mil b/d relação ao mês anterior, resultado de perdas lideradas por Arábia Saudita, Iraque e Angola. Apesar da queda na oferta, os países da OPEP vêm mantendo a produção de petróleo acima da meta oficial do grupo, de 30 milhões de b/d. Para o mesmo mês, a oferta média dos países não membros da OPEP foi de 58,16 milhões de b/d, com declínio liderado pelos Estados Unidos, por conta de menores volumes do Mar do Norte e de manutenção sazonal dos campos. A oferta média global de petróleo e líquido de gás natural (LGN) foi de 96,3 milhões de b/d, em agosto de 2015, reflexo de menor produção tanto pelos países membros da OPEP quanto por parte de países não-OPEP.

Em seu relatório mensal, a OPEP revisou suas previsões para o mercado de petróleo em 2015. A demanda global de petróleo foi estimada em 92,79 milhões de b/d para 2015, uma elevação de 90 mil b/d com relação ao relatório anterior e de 1,46 milhões de b/d com relação a 2014. A elevação da demanda em 2015 reflete dados melhores que o esperado dos membros da OCDE. O relatório também realizou previsão para 2016, com a demanda esperada de 94,08 milhões de b/d, representando aumento de 1,29 milhões de b/d com relação a 2015.

O relatório da OPEP prevê que a oferta de petróleo pelos países não membros da OPEP chegue a 57,43 milhões de b/d em 2015, uma diminuição de 33 mil b/d com relação à previsão do relatório anterior e de 88 mil b/d ao valor de 2014. De acordo com o relatório, a redução na previsão de oferta deve-se à expectativa de menor produção pelos Estados Unidos. Para 2016, a oferta prevista é de 57,59 milhões de b/d, com 160 mil b/d a mais do que em 2015.

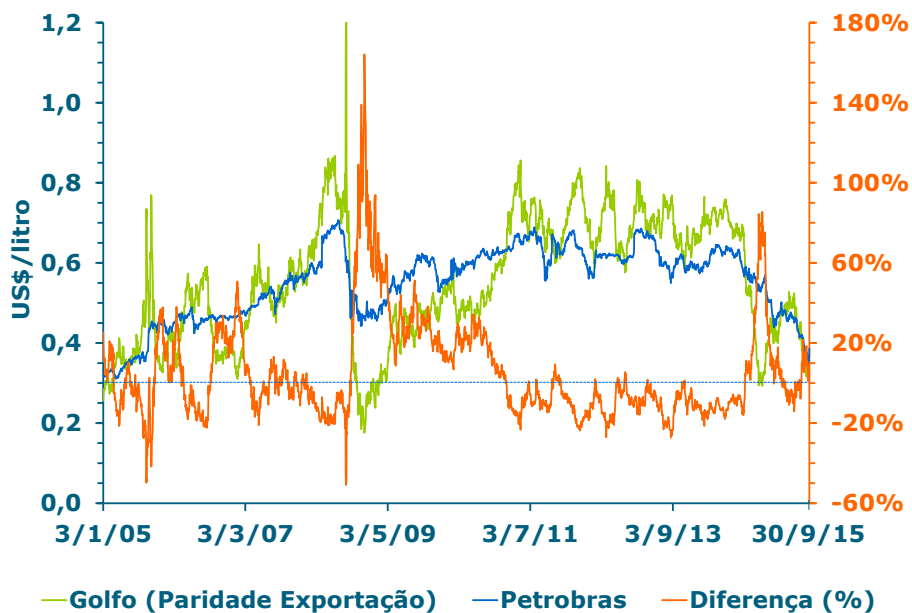
Em setembro, os preços nacionais dos combustíveis automotivos, em dólares, ficaram em média acima dos praticados no mercado internacional. Conforme apresenta o Gráfico 3, o preço de venda do diesel nas refinarias da Petrobras ficou em média, 9,7% acima dos preços do combustível vendido no Golfo do México, com base no critério da paridade de importação. O preço da gasolina nas refinarias nacionais, baseado na paridade de exportação, esteve em média 8,9% acima do praticado no Golfo do México, como mostra o Gráfico 4. Quando calculado a partir da paridade de importação, a diferença média é de 0,1% acima, conforme ilustrado no Gráfico 5.

Gráfico 3 - Comparação dos Preços Nacional e Internacional do Diesel com Base na Paridade de Importação (US\$/litro) - janeiro de 2005 a setembro de 2015



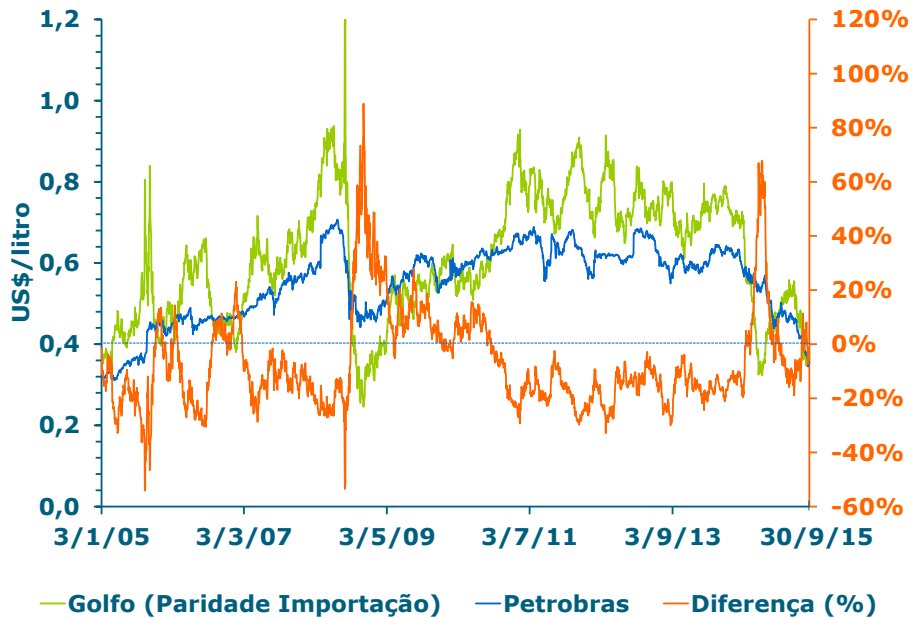
Fontes: ANP, Banco Central e EIA

Gráfico 4 - Comparação dos Preços Nacional e Internacional da Gasolina com Base na Paridade de Exportação (US\$/litro) - janeiro de 2005 a setembro de 2015



Fontes: ANP, Banco Central e EIA

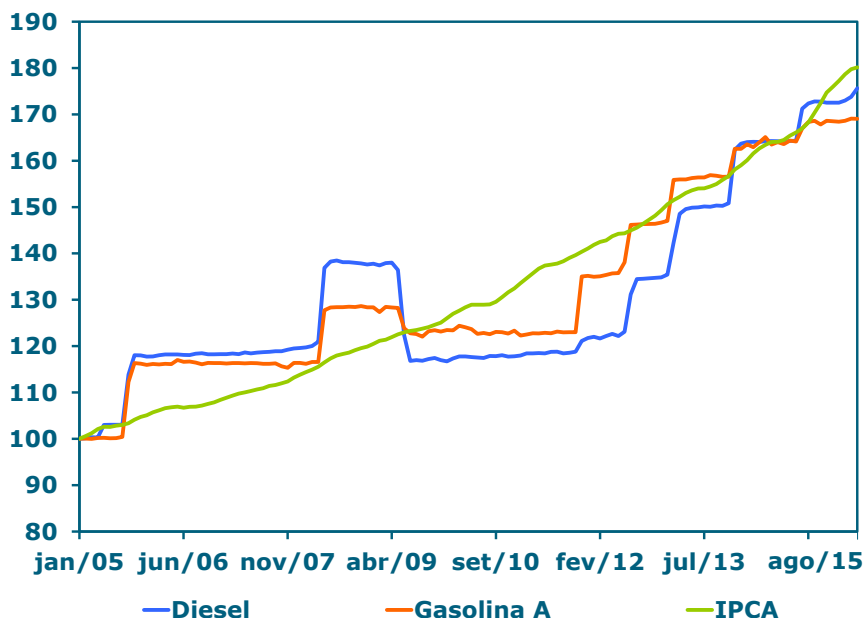
Gráfico 5 - Comparação dos Preços Nacional e Internacional da Gasolina com Base na Paridade de Importação (US\$/litro) – janeiro de 2005 a setembro de 2015



Fontes: ANP, Banco Central e EIA

Conforme apresentado no Gráfico 6, considerando 2005 como ano base, os preços da gasolina e do diesel, praticados nas refinarias nacionais, registram um aumento acumulado até agosto de 2015 de 69,04% e 75,64%, respectivamente, enquanto o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), utilizado pelo Banco Central para fixar a meta de inflação no Brasil, registra aumento acumulado de 80,15% de janeiro de 2005 até agosto de 2015. O aumento acumulado do preço da gasolina A, que ficou abaixo do IPCA entre junho e outubro de 2014, apresentou-se superior a partir de novembro de 2014, por conta do reajuste no preço do combustível, mas a partir janeiro de 2015 voltou a ficar inferior ao IPCA. O aumento do preço do óleo diesel, após três meses abaixo do índice de inflação, tornou a ficar maior a partir de novembro, também pelo reajuste no preço do combustível na refinaria, mas em março de 2015 voltou a apresentar-se inferior ao IPCA.

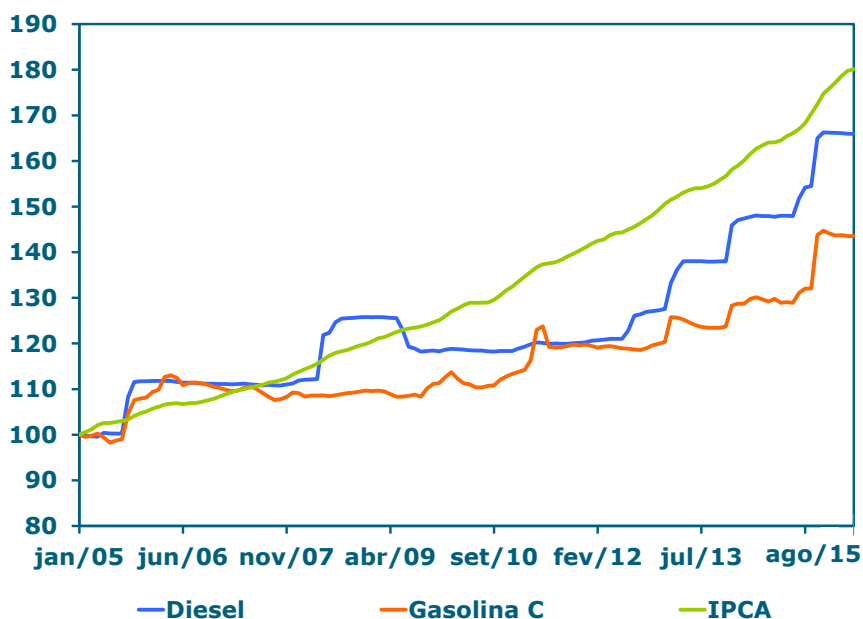
Gráfico 6 - Evolução do IPCA e dos Preços Médios ao Produtor de Combustíveis em Reais no Brasil - janeiro de 2005 a agosto de 2015 (base 2005=100)



Fontes: ANP e IBGE

De acordo com o Gráfico 7, a evolução dos preços médios ao consumidor da gasolina e diesel acumulou valorização de 43,51% e 65,98%, respectivamente, de janeiro de 2005 a agosto de 2015. Desde julho de 2007, o aumento acumulado do preço da gasolina C permanece abaixo do IPCA, enquanto o aumento acumulado do preço do diesel ao consumidor está abaixo do índice de inflação desde julho de 2009.

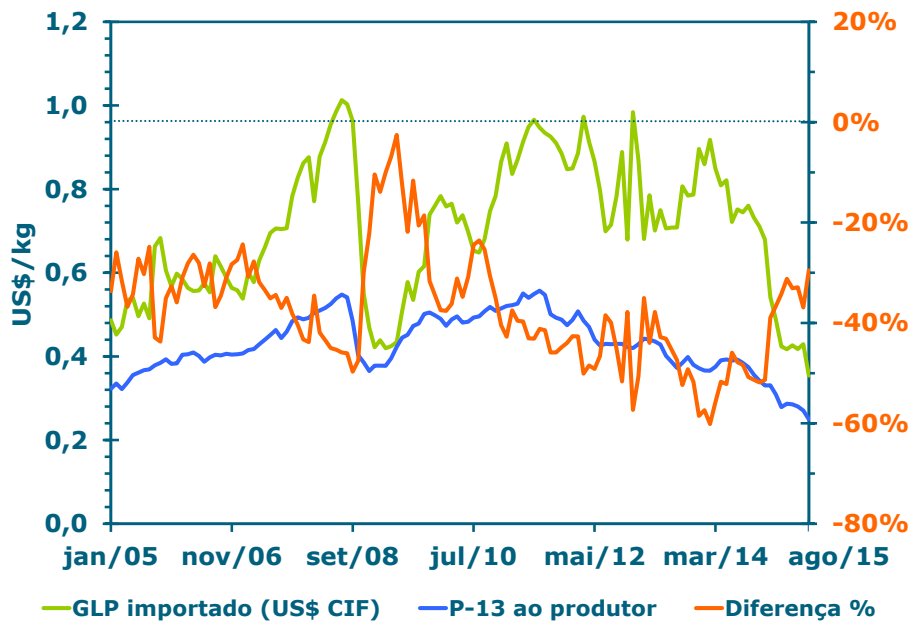
Gráfico 7 - Evolução do IPCA e dos Preços Médios ao Consumidor de Combustíveis em Reais no Brasil - janeiro de 2005 a agosto de 2015 (base 2005=100)



Fontes: ANP e IBGE

Conforme representado Gráfico 8, em agosto de 2015, o preço médio de venda do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) para engarrafamento em botijões de 13 kg (P-13), praticado pela Petrobras às distribuidoras, esteve 30% abaixo do observado no mercado internacional, segundo o critério de paridade de importação, com base nos preços do GLP importado.

Gráfico 8 - Comparação dos Preços Nacional e Internacional do GLP (P-13) com base na Paridade de Importação (US\$/kg) - janeiro de 2005 a agosto de 2015

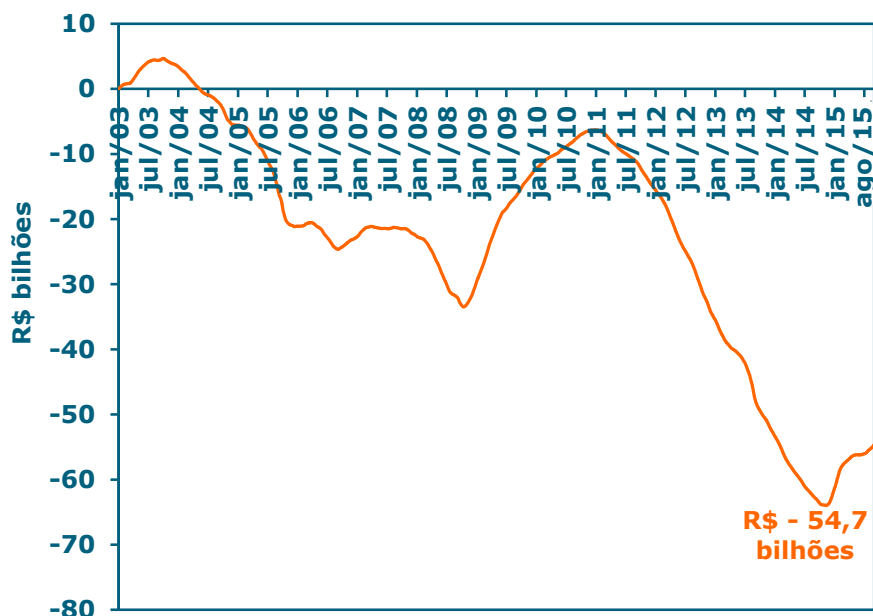


Fontes: ANP, Banco Central e SECEX/MDIC

O custo de oportunidade da Petrobras se refere ao saldo líquido acumulado decorrente da diferença entre os preços praticados pela empresa no mercado interno e os preços internacionais da gasolina e do óleo diesel. Conforme ilustra o Gráfico 9, desde janeiro de 2003, a Petrobras acumula um saldo líquido negativo de aproximadamente R\$ 54,7 bilhões. A partir de janeiro de 2011, os preços internacionais do diesel e da gasolina ultrapassaram os praticados pela Petrobras, acarretando o acúmulo de perdas mensais, conjuntura semelhante ao período anterior à crise econômica. Análises preliminares indicam que a manutenção da política de convergência de preços no longo prazo pela Petrobras resultou em um acúmulo de perdas na ordem de R\$ 48,4 bilhões, entre janeiro 2011 e agosto de 2015, sendo que a gasolina representou perda de R\$ 15,9 bilhões e o diesel R\$ 32,5 bilhões.

Entre novembro de 2014 e agosto de 2015 foi registrado um ganho de R\$ 9,2 bilhões para a Petrobras. Inicialmente, tanto a gasolina quanto o diesel apresentaram diferença positiva entre os preços praticados pela empresa no mercado interno e os preços internacionais. Desde março o preço da gasolina nacional voltou a ser defasado com relação ao mercado internacional.

Gráfico 9 – Saldo Líquido Acumulado pela Petrobras em função da Defasagem dos Preços do Diesel e da Gasolina (bilhões de R\$) – jan./03 a ago./15



Fontes: Banco Central, ANP e EIA.

Conforme apresentado na Tabela 5, entre janeiro e agosto de 2015, foram importados 5,1 bilhões de litros de óleo diesel, a R\$ 1,56/litro, um preço médio 6,2% menor do que o cobrado na refinaria R\$ 1,67/litro. Com o dispêndio da importação inferior à receita obtida, a estatal teve ganho estimado de R\$ 525,1 milhões. No mesmo período, foi importado 2,0 bilhões de litros de gasolina, a um preço médio de R\$ 1,38/litro, valor 4,4% menor do que o preço médio cobrados nas refinarias do país, de R\$ 1,45/litro. Em função da diferença entre o dispêndio com a importação de gasolina e a receita obtida com a venda, a Petrobras obteve um ganho estimado de R\$ 124,9 milhões.

Tabela 5 - Preço, Volume e Perdas com a Importação de Gasolina e Óleo Diesel

	GASOLINA		DIESEL	
	2014*	2015*	2014*	2015*
Preço Médio na Refinaria da Petrobras (R\$/litro)	1,406	1,448	1,582	1,668
Preço Médio da Importação Petrobras (R\$/litro)	1,696	1,384	1,856	1,564
Volume Importado (litros)	1.695.393.095	2.020.881.117	6.868.903.781	5.123.142.265
Dispêndio com Importação (R\$)	2.875.738.042	2.797.004.233	12.745.939.637	8.013.853.537
Receita com o Volume Importado (R\$)	2.385.943.547	2.921.981.671	10.862.316.852	8.538.968.257
Perdas da Petrobras com Importação (R\$)	-489.794.495	124.977.438	-1.883.622.785	525.114.720

Nota: * até agosto

Fonte: ANP/Secex.

Balança Comercial de Petróleo, Derivados e Gás Natural em Agosto de 2015

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a balança comercial de petróleo e derivados apresentou um *superavit* de US\$ 879,8 milhões entre janeiro e agosto de 2015. No mesmo período de 2014 foi verificado um *deficit* de US\$ 5.654,1 milhões, conforme mostra a Tabela 6. O *superavit* da balança comercial nos entre janeiro e agosto 2015 com relação a igual período de 2014 deve-se ao *superavit* da balança comercial de petróleo e à redução do saldo deficitário da balança de derivados.

No acumulado de janeiro até agosto de 2015, a receita com as vendas de petróleo diminuíram 22%, em relação ao mesmo período de 2014, ficando em US\$ 8.533,8 milhões. O valor pago pelas importações da *commodity* ficou em US\$ 4.252,2 milhões, resultado 59% abaixo do registrado no acumulado entre janeiro e agosto de 2014, US\$ 10.292,8 milhões. Consequentemente, a comercialização de petróleo apresentou saldo positivo de US\$ 4.281,6 milhões, até agosto de 2015, valor 86% maior do que o verificado em igual período do ano anterior. Em relação aos derivados de petróleo, o total da receita obtida com exportações para o período em análise foi de US\$ 3.721,7 milhões, uma redução de 44% em relação ao resultado obtido em janeiro e agosto de 2014, de US\$ 6.694,2 milhões. Já o dispêndio com as importações teve uma redução de 45%, totalizando US\$ 7.123,5 milhões e gerando um saldo negativo total de US\$ 3.401,8 milhões na balança dos derivados de petróleo.

Tabela 6– Balança Comercial de Petróleo e Derivados

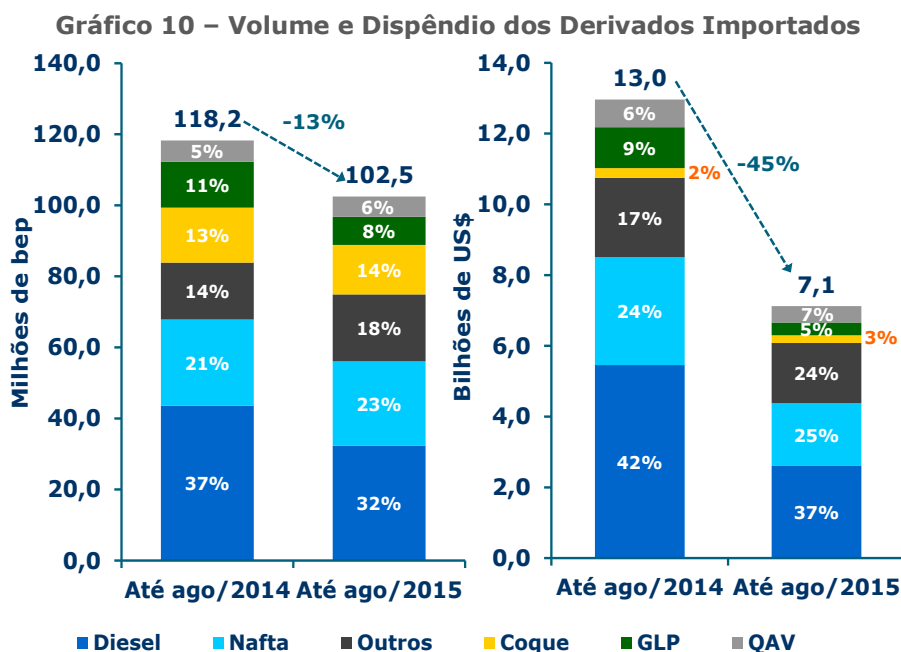
Balança Comercial	US\$ milhões FOB		Varição 2015/2014	Milhões de bep		Varição 2015/2014	US\$/bep		Varição 2015/2014
	Até ago/2014	Até ago/2015	(%)	Até ago/2014	Até ago/2015	(%)	Até ago/2014	Até ago/2015	(%)
Exportação	17.600,2	12.255,5	-30%	187,7	251,2	34%	93,7	48,8	-48%
Petróleo	10.905,9	8.533,8	-22%	124,0	189,8	53%	88,0	45,0	-49%
Derivados	6.694,2	3.721,7	-44%	63,7	61,5	-4%	105,0	60,6	-42%
Importação	23.254,3	11.375,7	-51%	207,8	166,3	-20%	111,9	68,4	-39%
Petróleo	10.292,8	4.252,2	-59%	89,5	63,9	-29%	115,0	66,6	-42%
Derivados	12.961,4	7.123,5	-45%	118,2	102,5	-13%	109,6	69,5	-37%
Saldo Petróleo	613,1	4.281,6	86%	34,5	125,9	265%	N.A.	N.A.	N.A.
Saldo Derivados	-6.267,2	-3.401,8	-46%	-54,5	-41,0	-25%	N.A.	N.A.	N.A.
Saldo Total	-5.654,1	879,8	-116%	-20,0	84,9	124%	N.A.	N.A.	N.A.

Fonte: ANP

Em termos volumétricos, o saldo da balança de petróleo e derivados de janeiro a agosto 2015 registrou um *superavit* de 84,9 milhões de barris equivalentes de petróleo (bep), uma elevação de 124% em relação ao *deficit* de 20,0 milhões de bep verificado no acumulado entre janeiro e agosto de 2014. O *superavit* da balança comercial de petróleo e derivados no acumulado até agosto de 2015, quando comparado ao resultado em igual período do ano anterior, deve-se à elevação do *superavit* da balança comercial de petróleo e redução do *deficit* da balança de derivados.

Os principais derivados de petróleo importados entre janeiro e agosto de 2015 foram o diesel, a nafta e a categoria outros² que corresponderam a, respectivamente, 32%, 23% e 18% do volume total. O volume de diesel importado entre janeiro e agosto de 2015 foi 26% inferior ao verificado em igual período de 2014, ficando em 32,4 milhões de bep. A importação de nafta ficou em 23,7 milhões de bep no acumulado dos primeiros oito meses de 2015, uma redução de 2% com relação ao mesmo período de 2014. O volume importado da categoria outros foi de 18,9 milhões de bep em janeiro e agosto de 2015, um aumento de 18% com relação ao importado em igual período de 2014.

Conforme observado no Gráfico 10, o volume total de derivados importados no acumulado entre janeiro e agosto de 2015 ficou 6% menor do que o verificado no acumulado de janeiro e agosto de 2014, passando de 118,2 milhões de bep, para 102,5 milhões de bep. O dispêndio com a importação dos derivados teve queda de 45%, ficando em US\$ 7,1 bilhões entre janeiro e agosto de 2015.



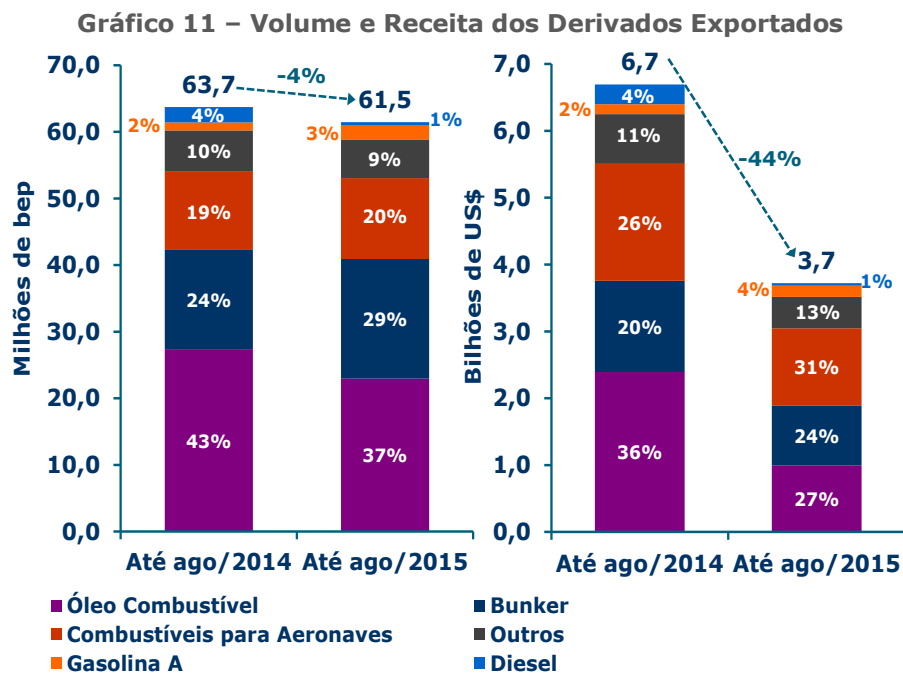
Nota: Outros derivados incluem QAV, solvente, lubrificante, parafina, outros derivados não energéticos, gasolina de aviação, asfalto, gasolina e óleo combustível.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Conforme mostra o Gráfico 11, a receita obtida com a exportação de derivados de petróleo entre janeiro e agosto de 2015 foi de US\$ 3,7 bilhões, uma queda de 44% em relação ao mesmo período do ano anterior, que registrou receita de US\$ 6,7 bilhões. O volume exportado de derivados de petróleo teve redução de 4% de janeiro a agosto de 2015, passando de 63,7 milhões de bep de janeiro até agosto de 2014, para 61,5 milhões de bep no mesmo período de 2015. Os principais derivados de petróleo exportados foram o óleo combustível, o bunker e os combustíveis para aeronaves, que corresponderam a 37%, 29% e 20%, respectivamente, do total exportado. Entre janeiro e agosto de 2015, o volume

² Categoria que agrega os seguintes combustíveis: gasolina A, lubrificante, solvente, asfalto, outros não energéticos, óleo combustível, parafina, gasolina de aviação e querosene iluminante.

exportado de óleo combustível foi de 23,0 milhões de bep, 16% menor do que o verificado em igual período de 2014. O volume exportado de combustíveis para navios no acumulado entre janeiro e agosto de 2015 foi 20% superior ao verificado de janeiro a agosto de 2014, ficando em 18,0 milhões de bep. As vendas de combustíveis para aeronaves foram 2% maiores ao registrado nos oito primeiros meses de 2014, ficando em 12,1 milhões de bep.



Nota: Outros derivados incluem, solvente, coque, lubrificante, asfalto, nafta, parafina, GLP, outros derivados não-energéticos QAV e gasolina de aviação.
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

De acordo com a ANP, no acumulado de janeiro a agosto 2015, houve a importação de 56,3 milhões de metros cúbicos diários (m^3/d) de gás natural, valor 15,2% maior do que o registrado em igual período de 2014. Consequentemente, a balança comercial de gás natural nos oito primeiros meses de 2015 registrou um *deficit* de US\$ 4.052,9 milhões, uma redução de 21,8% com relação ao *deficit* entre janeiro e agosto de 2014 (US\$ 5.180,4 milhões), conforme Tabela 7.

Tabela 7 - Balança Comercial de Gás Natural

Balança Comercial Gás Natural	Até ago/2014	Até ago/2015	Varição 2015/2014 (%)
Importação (US\$ milhões FOB)	5.180,4	4.052,9	-21,8%
Importação (milhões de m^3)	11.876,6	13.678,6	15,2%
Importação (milhões de m^3/dia)	48,9	56,3	15,2%

Fonte: ANP

Estatísticas

	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15
Produção de Petróleo e Gás Natural													
petróleo (mil b/d)	2.267	2.326	2.358	2.393	2.358	2.497	2.469	2.431	2.413	2.394	2.412	2.396	2.466
crescimento	15%	16%	13%	15%	13%	18%	20%	16%	14%	12%	10%	7%	9%
gás natural (mil m ³ /d)	87.877	90.907	88.931	92.685	91.695	95.148	96.558	95.357	95.623	94.342	93.132	95.516	95.330
crescimento	12%	18%	14%	27%	16%	17%	20%	15%	15%	14%	10%	10%	8%
Consumo Aparente de Combustíveis													
gasolina A (mil m ³ /d)	91	88	85	82	89	84	86	89	76	85	87	81	74
crescimento	5%	4%	-2%	-4%	1%	6%	8%	-7%	-11%	-2%	-5%	-11%	-19%
óleo diesel (mil m ³ /d)	185	164	189	170	181	199	159	164	169	160	175	173	177
crescimento	7%	-7%	19%	0%	5%	17%	-9%	-3%	3%	-5%	10%	-5%	-4%
óleo combustível (mil m ³ /d)	29	30	25	38	35	36	28	34	40	37	25	23	22
crescimento	60%	23%	128%	75%	25%	58%	-12%	29%	-3%	14%	-24%	19%	-24%
QAV (mil m ³ /d)	17	18	16	16	18	17	17	16	15	15	15	16	17
crescimento	-17%	17%	24%	41%	7%	3%	3%	1%	-16%	-3%	-8%	-5%	2%
nafta (mil m ³ /d)	27	39	28	28	32	38	30	34	45	34	31	39	27
crescimento	-10%	-12%	-18%	-20%	3%	34%	6%	-10%	35%	14%	-16%	6%	0%
Vendas de Combustíveis													
gasolina C (mil m ³ /d)	118	119	126	129	118	135	125	111	110	115	106	111	110
crescimento	5%	3%	12%	10%	-1%	9%	8%	-9%	-4%	-8%	-12%	-3%	-6%
GLP (mil m ³ /d)	40	38	38	37	35	37	33	35	36	36	35	39	39
crescimento	2%	-2%	5%	-2%	-2%	4%	-2%	0%	5%	-1%	-6%	4%	-1%
etanol hidratado (mil m ³ /d)	33	34	37	39	39	45	40	45	47	50	46	50	50
crescimento	5%	4%	8%	7%	6%	14%	13%	20%	51%	50%	45%	56%	53%
óleo diesel (mil m ³ /d)	167	173	179	185	164	152	153	145	162	158	150	162	160
crescimento	2%	0%	7%	5%	-3%	5%	4%	-13%	4%	-3%	-10%	3%	-4%
GNV (mil m ³ /d)	4.743	4.980	5.065	5.018	5.055	5.085	4.680	4.838	4.892	4.804	4.760	4.758	nd
crescimento	-5%	-3%	-2%	-3%	-2%	-5%	-2%	-6%	-2%	-3%	-4%	0%	-
Preços ao Consumidor de Combustíveis*													
gasolina C (R\$/l)	2,98	2,96	2,96	2,96	3,01	3,03	3,03	3,30	3,32	3,31	3,30	3,30	3,30
crescimento	5%	4%	5%	4%	6%	3%	3%	12%	12%	11%	11%	11%	11%
óleo diesel (R\$/l)	2,50	2,50	2,50	2,50	2,56	2,61	2,61	2,79	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
crescimento	7%	7%	7%	7%	10%	6%	5%	12%	13%	12%	12%	12%	12%
GLP (R\$/13kg)	42,63	42,64	43,70	44,43	44,60	44,70	44,67	44,89	45,23	45,77	45,95	45,92	45,96
crescimento	4%	4%	5%	6%	5%	5%	5%	5%	6%	7%	8%	8%	8%
GNV (R\$/m ³)	1,84	1,92	1,90	1,90	1,91	1,91	1,93	1,94	1,96	1,99	2,01	2,02	2,06
crescimento	3%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	12%
etanol hidratado (R\$/l)	2,17	2,03	2,01	2,00	2,02	2,04	2,06	2,22	2,23	2,18	2,14	2,11	2,08
crescimento	13%	7%	6%	4%	4%	1%	1%	7%	3%	0%	0%	2%	-4%
Vendas de Gás Natural													
industrial (mil m ³ /d)	28.420	28.924	28.521	28.718	29.301	27.252	28.128	28.795	28.480	28.920	28.265	27.744	nd
crescimento	-1%	0%	-1%	-1%	2%	4%	1%	1%	0%	0%	-3%	0%	-
geração e cogeração (mil m ³ /d)	36.101	38.235	35.215	36.935	37.881	37.733	37.120	38.265	39.408	38.661	36.897	36.756	nd
crescimento	40%	47%	43%	45%	44%	46%	48%	7%	5%	-2%	-4%	6%	-
residencial e comercial (mil m ³ /d)	1.849	2.050	1.976	1.822	1.699	1.715	1.315	1.435	1.554	1.815	1.749	2.019	nd
crescimento	-6%	8%	3%	-1%	-8%	-2%	-3%	5%	1%	3%	3%	3%	-
Consumo de Energia Elétrica**													
SE/CO (MWmédio)	33.904	34.302	35.839	36.765	35.992	35.892	40.376	38.989	38.066	35.707	33.114	32.366	33.005
crescimento	-1%	-3%	0%	1%	-1%	0%	2%	-5%	-2%	-3%	-6%	-5%	-3%
S (MWmédio)	10.013	9.838	9.900	10.466	10.740	10.704	11.590	11.698	11.576	10.349	9.675	9.591	9.771
crescimento	-1%	-2%	0%	3%	2%	-1%	-1%	-5%	7%	0%	-3%	-2%	-2%
NE (MWmédio)	9.207	9.220	9.591	9.707	9.812	9.655	10.055	10.011	10.065	10.074	9.809	9.511	9.053
crescimento	3%	3%	4%	2%	3%	1%	4%	2%	4%	3%	3%	4%	-2%
N (MWmédio)	4.995	5.117	5.294	5.121	5.151	5.069	4.993	5.041	5.096	5.162	5.121	5.083	5.018
crescimento	8%	-1%	2%	0%	2%	-2%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	2%	0%
Brasil*** (MWmédio)	58.120	58.476	60.624	62.059	61.694	61.319	67.015	65.739	64.802	61.291	57.719	56.550	56.846
crescimento	0%	-2%	1%	1%	0%	0%	1%	-4%	0%	-2%	-3%	-2%	-2%

Notas: Variação mensal em relação ao mesmo mês do ano anterior.

* Preço médio no Brasil

** Carga Própria de Energia = Consumo de Energia + Perdas

*** Sistema Interligado Nacional (SIN)

nd = não divulgado

Fontes: ANP, Abegás, ONS