

Firjan SENAI
SESI

ANUÁRIO DA
INDÚSTRIA DE
PETRÓLEO
NO RIO DE
JANEIRO

**PANORAMA
2019**



ANUÁRIO DA
INDÚSTRIA DE
PETRÓLEO
NO RIO DE
JANEIRO

**PANORAMA
2019**



AGO. 2019



AGO.2019

www.firjan.com.br/publicacoes

Av. Graça Aranha, 1 / 8º andar

Centro, Rio de Janeiro

petroleo.gas@firjan.com.br

Expediente

Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Presidente

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Diretor-Executivo Firjan SENAI / Firjan SESI

Alexandre dos Reis

Diretor Firjan IEL

João Paulo Alcântara Gomes

CONSELHO EMPRESARIAL DE PETRÓLEO E GÁS

Presidente

Philippe Blanchard

Vice-presidente

Magda Chambriard

GERÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E NAVAL

Gerente

Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

Equipe técnica

Fernando Luiz Ruschel Montera

Heber Silva Bispo

Iva Xavier da Silva

Renata van der Haagen Henriques de Abreu

Thiago Valejo Rodrigues

Verônica França Pereira

Apoio

Felipe da Cunha Siqueira

Milena Machado Fernandes

Pedro Lima Righetti

Priscila de Amorim Ribeiro Felipe

COLABORAÇÃO INTERNA

Diretoria Executiva SESI SENAI / Gerência Geral de Tecnologia e Inovação
/ Instituto SENAI de Tecnologia de Solda

Lincoln Silva Gomes
Suzana Bottega Peripolli

Diretoria Firjan IEL / Gerência Geral de Competitividade /
Gerência de Estudos Econômicos

Jonathas Goulart Costa
Carolina Lopes Neder

Diretoria Firjan IEL / Gerência de Suporte Empresarial

Mariana Meirelles Nogueira
Flavia Cristina Lima Alves

COLABORAÇÃO EXTERNA

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Décio Oddone

Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo – Abespetro

Cláudio Makarovsky

BP

Spencer Dale
Jorge Leon
Jorge Blazquez

Governo do Estado do Rio de Janeiro

Lucas Tristão

IHS Markit

Felipe Perez

Ministério de Minas e Energia – MME

Márcio Félix

Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP

Karine Fragoso

Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras

Anelise Lara

PetroRio S.A

Nelson Tanure

Trench Rossi Watanabe

Maria Furtado

PROJETO GRÁFICO

Gerência Geral de Comunicação

Paola Scampini

Gerente de Comunicação e Marca

Fernanda Marino

Equipe Técnica

Clotildes Machado

Editorial

Não há dúvidas: o Brasil reafirmou sua posição de destaque no mundo do petróleo. Isso ficou claro durante a Offshore Technology Conference (OTC), em Houston, deste ano. A feira, que comemorou sua 50ª edição, marcou também o momento de retomada desse mercado no país. O mesmo ficou evidenciado durante a Brasil Offshore 2019, na capital brasileira do petróleo, Macaé, que surpreendeu com movimento de pessoas maior do que o esperado.

E quando falamos de mercado de petróleo no Brasil, também não se questiona onde se encontram as principais oportunidades. Sim, possuímos um grande potencial inexplorado, em mar e em terra, mas notoriamente é no Rio de Janeiro, em águas fluminenses, que estão as maiores descobertas e onde ainda há vastas novas áreas a serem exploradas.

Os oito mais recentes projetos de produção, que entraram e estão previstos para entrar em operação no Brasil em 2018 e 2019, adicionarão ao país a capacidade produtiva de 1,2 milhão de barris de petróleo por dia, pouco menos da metade da produção atual do Brasil. Ora, são todos *offshore* e todos no Rio de Janeiro.

Mas não é só de exploração e produção que o mercado de petróleo é feito. Nem é apenas esse segmento que é importante para o Estado. A exploração e produção reverbera em diversos sentidos, tanto com relação ao seu efeito multiplicador a montante e a jusante, quanto em arrecadação para o governo e recursos para o desenvolvimento de soluções tecnológicas. Soluções estas que devem ser um dos pilares primordiais de nossa política de Estado, pois ele – em conjunto com

o investimento nas infraestruturas necessárias ao processo produtivo – tem o potencial de transbordo dos benefícios do mercado de petróleo para outros segmentos da economia.

Os avanços em curso do arcabouço regulatório para os recursos da Cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação são prova da compreensão, por parte da agência reguladora, ANP, sobre a importância dessa questão para todo o país. E o Rio de Janeiro pode e deve utilizar seus recursos disponíveis, como a rede SENAI de Tecnologia e Inovação e os Parques Tecnológicos, para alavancar o estado como polo tecnológico.

Outras oportunidades encontram-se nos processos de abertura de mercado que vêm sendo realizado, pelo o governo, e que são essenciais para o processo de transição energética, tanto no segmento de abastecimento, quanto no de mercado de gás natural, produzido associado ao petróleo.

Esse mercado de bilhões de dólares, milhares de centenas de empregos e oportunidades incontáveis, não pode ser considerado como algo à parte, e sim a maior parcela do Rio, como capital da energia.

A quarta edição do Anuário reforça nosso comprometimento em ser parte essencial do processo de contribuição com o estado e com as empresas que compõem o mercado.

Boa leitura!

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira
Presidente da Firjan

Agradecimentos

Para a publicação da quarta edição do **Anuário da Indústria de Petróleo no Estado do Rio de Janeiro Panorama 2019**, registramos, mais uma vez, o apoio interno das lideranças e áreas parceiras que contribuíram de forma generosa para o melhor resultado.

Explicitamos aqui nossos votos de agradecimento aos nossos Parceiros, que não só contribuíram para tornar este projeto realidade, como também agregaram conteúdo ao resultado final.

Ao **MME - Ministério de Minas e Energia**, que colabora, desde a primeira edição do Anuário, e não mede esforços na viabilização de pleitos e ações voltadas para a melhoria de nosso ambiente de negócios e atratividade para novos investimentos;

À **ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, reforçamos nossos votos de agradecimento, com mais uma atuação em parceria para concretizarmos projetos em prol do mercado;

Ao **Governo do Estado do Rio de Janeiro**, que trabalha sempre em conjunto com a Firjan, visando ao desenvolvimento de melhores oportunidades para o Estado;

À **ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo**, parceira neste documento e em tantas outras ações, que conta com total confiança da Firjan em sua reestruturação e sua nova fase;

À **PetroRio**, agradecemos sua colaboração nesta edição sobre a revitalização de campos tão importantes para o estado do Rio de Janeiro;

À **Petrobras**, que também é parceria desde a primeira edição e pela nossa atuação conjunta para promoção do mercado brasileiro de petróleo e seus efeitos multiplicadores para toda a economia;

À **BP**, pela contribuição inestimável com sua experiência no mercado de energia no Brasil e no mundo;

À **IHS Markit**, que esta primeira ação em conjunto seja a primeira de muitas frutíferas para agregarmos valor ao nosso mercado.



Apresentação

Não valorizar o mercado de petróleo significa deixar de lado grandes benefícios para a economia do Estado do Rio. Isso, porque este mercado é uma das principais alavancas multiplicadoras para o desenvolvimento, contribuindo com a arrecadação do governo. E, mais ainda, também gera demanda por empregos altamente qualificados e com remuneração superior à média nacional e por investimentos que reverberam em diversos outros segmentos de atividade econômica.

Nessa conjuntura, conhecer o mercado, seus desafios e perspectivas, é essencial para o posicionamento estratégico das empresas. E é com essa filosofia que a Firjan atua, utilizando *expertise* para identificar como a instituição pode melhor contribuir para inserção sustentável da indústria fluminense nas oportunidades à vista. Pela Firjan SENAI, o olhar é no âmbito tecnológico, diretamente relacionado com as necessidades por pesquisa, desenvolvimento e inovação. A Firjan SESI, tal qual sua entidade congênere, beneficia-se das informações de empregabilidade e, como consequência, possibilita melhor planejamento relacionado ao portfólio de saúde e segurança do trabalhador dessa indústria.

Assim, o **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro**, em sua quarta edição, apresenta análises qualificadas sobre as oportunidades, os desafios e os

dados do petróleo, sobre o papel do Brasil e do Rio de Janeiro nesse mercado mundial. Assim, a publicação contribui para a identificação de tendências e oportunidades de expansão da atuação de empresas que fazem parte de todo o encadeamento produtivo.

A construção do **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro Panorama 2019** foi realizada com base, principalmente, em dados amplamente divulgados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – **ANP**. Enquanto os dados internacionais foram obtidos através da *U.S Energy Information Administration – EIA*, e da *oil company BP*, através do *BP Statistical Review*.

De forma inédita, a quarta edição do Anuário tem a honra de contar com a **contribuição do economista chefe da BP, Spencer Dale**, com um artigo sobre a participação do Brasil no mercado de petróleo e seu papel na transformação energética.

Para as análises da situação e perspectivas deste mercado, a edição deste ano contou com a colaboração de importantes *players*, reforçando seu valor. O Ministério de Minas e Energia – **MME** e a **ANP** contribuíram com artigos que apresentam as oportunidades e os avanços regulatórios para o mercado de petróleo brasileiro.

Novamente, tivemos a contribuição da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo – **Abespetro**, que trouxe a visão de como a Exploração e Produção – E&P de petróleo pode contribuir no cenário de transição energética. Contamos, também, com a *expertise* da **PetroRio S.A** sobre as oportunidades oriundas da revitalização de campos maduros.

Frente aos avanços no segmento de refino no Brasil, a edição deste ano conta também com a participação, pela primeira vez, da **IHS Markit**, avaliando os cenários e as perspectivas para o segmento de abastecimento, e também da **Petrobras**, com o plano de reposicionamento da companhia no abastecimento.

Para tratar das oportunidades que podem ser multiplicadas para a economia fluminense e como o Rio

deve se posicionar para conseguir agregar o maior valor possível, contamos com a colaboração do **Governo do Estado do Rio de Janeiro** no capítulo sobre os Reflexos Socioeconômicos do Mercado de Petróleo.

Para o capítulo que trata do potencial transformador do petróleo, a partir de pesquisa, desenvolvimento e inovação, contamos com a contribuição do **Instituto SENAI de Tecnologia de Solda**, que apresenta sua experiência em um caso de sucesso de desenvolvimento de soluções tecnológicas.

As considerações finais do documento, elaboradas pela Organização Nacional da Indústria de Petróleo – **ONIP**, trazem uma avaliação crítica do mercado de petróleo no Brasil e a importância da atuação conjunta de agentes para avançarmos nas pautas essenciais.

O **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro Panorama 2019** apresenta avaliações qualificadas do mercado, evidenciando o Estado no cenário nacional. O documento completo pode ser acessado, na forma digital, na página da Firjan, no ambiente de Petróleo, Gás e Naval: www.firjan.com.br/petroleoegas

2019. FIRJAN – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
SESI-RJ – SERVIÇO SOCIAL DA INDÚSTRIA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
SENAI-RJ – SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

Os artigos publicados são de inteira responsabilidade de seus autores. As opiniões neles emitidas não exprimem, necessariamente, o ponto de vista do Sistema FIRJAN.

Sistema FIRJAN.

Anuário da indústria de petróleo no Rio de Janeiro : panorama 2019 /
Firjan SENAI, Firjan SESI. – 2019. – Rio de Janeiro: Firjan, 2016-
v. : graf. color.

Anual
Inclui bibliografia

1. Indústria petrolífera – Rio de Janeiro. I. Firjan. II. Firjan SENAI. III. Firjan SESI. IV. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. V. Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo – Abespetro. VI. BP. VII. Governo do Estado do Rio de Janeiro. VIII. Ministério de Minas e Energia – MME. IX. Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP. X. Petrobras. XI. PetroRio. XII. Trench Rossi Watanabe. XII. IHS Markit

CDD 665.5098153

Daisy Margareth Alcáçova de Sá Pimentel – CRB-7 nº 4217

Sumário

Contexto	11
O papel do Brasil no mercado internacional de petróleo e no cenário de transição de energia	12
Um Brasil de oportunidades	14
Gráficos e Tabelas	16
Capítulo Exploração e Produção	21
O papel da E&P de petróleo na transição energética	22
Perspectivas para a revitalização de campos maduros	24
Porque é urgente e preciso	26
Gráficos e Tabelas	29
Capítulo Abastecimento	47
Perspectivas do setor de <i>downstream</i> no Brasil dentro dos cenários globais	48
Programa de reestruturação de negócios de refino	54
Gráficos e Tabelas	56
Capítulo Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação	67
Sistema automatizado de soldagem através de robô antropomorfo	68
Gráficos e Tabelas	69
Capítulo Reflexos Socioeconômicos	73
Potencial multiplicador do mercado de petróleo	74
Gráficos e Tabelas	76
Considerações Finais	86
Apêndice	88
Glossário	88
Principais Regulamentações	93
Gráficos	99
Tabelas	100
Referências Bibliográficas	101

Contexto



O papel do Brasil no mercado internacional de petróleo e no cenário de transição de energia

Elaborado pela BP – Spencer Dale, Jorge Leon, Jorge Blazquez

O Brasil é um ator importante nos mercados globais de energia. Com base no *BP's Statistical Review of World Energy 2019*, o país foi responsável por 2,1% do consumo global de energia primária em 2018. Foi também o décimo maior produtor de petróleo do mundo, o segundo maior produtor de biocombustíveis, o segundo maior produtor de energia hidrelétrica depois da China e o sétimo maior país em termos de geração de energia renovável.

O Brasil é também um país único em relação à sua diversidade energética. Gás e carvão, que representam 51% do mix de energia a nível global, somam apenas 15% da fatia energética brasileira. Enquanto isso, a participação de petróleo foi de cerca de 46%, em comparação com a média mundial de 34%. Em contraste, a participação de fontes de combustíveis não fósseis é de cerca de 39%, em comparação com 15% em nível global. Como consequência, o Brasil tem um nível relativamente baixo de emissões de CO₂ no uso de energia, com uma participação de 1,3% nas emissões globais. De fato, a intensidade de carbono do Brasil (nível de emissões de carbono por unidade de energia consumida) é 40% menor que a média global.

No entanto, desenvolvimentos no sistema energético brasileiro em 2018 foram caracterizados por duas situações incomuns. Primeiro, o consumo de energia primária aumentou apenas 2 milhões de toneladas de óleo equivalente (Mtep), uma taxa anual de crescimento de 1,3%, significativamente abaixo da média de 10 anos de 2,5%. Em segundo lugar, o aumento da demanda de energia foi absorvido por um forte aumento na geração hídrica e renovável (+6 Mtep), deslocando o restante das fontes de energia. Como resultado, o consumo de hidrocarbonetos (petróleo, gás e carvão) caiu 2 Mtep e

a sua participação no mix de energia caiu para 61%, o nível mais baixo observado em 6 anos.

Curiosamente, o mercado de energia no Brasil em 2018 também se comportou notavelmente diferente do resto do mundo. O forte aumento na demanda global de energia primária (+ 2,9%) foi associado, principalmente, por um aumento no gás natural, juntamente com petróleo e carvão (276 Mtep) e, em menor escala, por fontes não fósseis (114 Mtep). O forte aumento na energia primária global levou a um aumento no crescimento das emissões de carbono do uso de energia para 2,0%.

O aumento da produção brasileira de energia renovável foi acompanhado por um aumento na capacidade instalada. A capacidade solar aumentou mais de 100% em 2018, alcançando 2,3 GW. A capacidade instalada eólica aumentou em 17%, atingindo 14 GW. No entanto, o potencial para as renováveis continuarem a crescer rapidamente pode ser limitado pela falta de crescimento da demanda de energia: a geração de eletricidade permaneceu estável desde 2014. De qualquer forma, a participação de tecnologias não fósseis no mix de energia foi de 86% em 2018, dificultando posteriores processos de aumento de descarbonização.

Como resultado dessa mudança no mix de energia em 2018, as emissões de CO₂ caíram 3,7%, atingindo os níveis vistos em 2012. As emissões atingiram um máximo de 505 milhões de toneladas de dióxido de carbono em 2014 e, desde então, houve uma redução acumulada de 12%. O Brasil, ao lado da Alemanha, Japão e Arábia Saudita, registrou uma das maiores quedas nas emissões de carbono em 2018.

Intensidade energética, que é o nível de energia necessário para produzir uma unidade do PIB, aumentou 0,8% em 2018, em linha com a tendência dos anos anteriores. A evolução da intensidade energética é outra característica distintiva do sistema energético brasileiro em 2018. No Brasil, a intensidade energética aumentou 10% na última década, contrastando com um nível global em que o indicador-chave diminuiu 14% no mesmo período de tempo.

Olhando para além de 2018, a BP desenvolveu vários cenários para o Brasil. No cenário Transição em Evolução, em que políticas, tecnologias e preferências sociais evoluem de forma consistente com as tendências recentes, o consumo de energia no Brasil aumenta fortemente em 2,2% por ano, muito mais rápido que o restante do mundo. Como resultado, em 2040, o Brasil representará 3% da energia primária global. Nesse cenário, o consumo de cada combustível aumenta, com as energias renováveis, incluindo os biocombustíveis (+ 175%), liderando o crescimento da oferta. O mix de energia desloca-se para combustíveis não fósseis, com as hidrelétricas, renováveis e nucleares respondendo por quase 50% da participação até 2040, acima dos 39% em 2018.

O Brasil, um parceiro de longa data da BP, é um importante *player* no mercado internacional de petróleo, tanto do ponto de vista da demanda quanto da oferta. Com base nos dados do *BP's Statistical Review of World Energy*, o Brasil é o 7º maior país em termos de consumo de petróleo. Em 2018, o país consumiu 3,1 Mb/d de óleo, um aumento de 0,9% em relação ao ano anterior. Ao mesmo tempo, o Brasil é o décimo maior produtor de petróleo e o segundo maior produtor mundial de biocombustíveis. Nos últimos 5 anos,

a produção brasileira de petróleo cresceu quase 600 Kb/d, uma conquista surpreendente, destacando o enorme potencial dos recursos naturais brasileiros. No ano passado, a produção brasileira de biocombustíveis aumentou 92 Kb/d (o mais rápido na história do país).

Olhando para frente, o futuro da indústria petrolífera brasileira parece brilhante. À medida que novos projetos avançam na Bacia de Santos e as taxas de declínio acentuadas na bacia de Campos são refreadas, o Brasil deve se tornar um ator ainda mais importante no cenário internacional. De fato, o *International Energy Agency (IEA) Oil 2019 Report* antecipa que o Brasil será a segunda maior fonte de crescimento de produção não OPEP até 2024, adicionando quase 1,2 Mb/d à produção mundial de petróleo, alcançando 3,9 Mb/d.

No longo prazo, no cenário de Transição em Evolução do *BP's 2019 Energy Outlook*, a produção brasileira de petróleo aumentará significativamente, chegando a quase 5 Mb/d em 2040. Isso implica que o Brasil responderá por quase um quarto do aumento na produção global de petróleo entre 2017 e 2040. Vale ressaltar também que, à medida que o crescimento da demanda por petróleo no Brasil diminui mais, impulsionado por melhorias de eficiência, particularmente no setor de transportes, a posição exportadora líquida de petróleo do país melhora, beneficiando a economia doméstica.

Por fim, não há dúvidas sobre as empolgantes possibilidades apresentadas pela indústria petrolífera brasileira e, na BP, estamos comprometidos em ajudar a promover esse potencial.

Um Brasil de oportunidades

Elaborado pela ANP

O Brasil é hoje a melhor e a maior oportunidade de investimentos no setor de Petróleo e Gás no mundo. Pode parecer ufanismo, mas não é. Para comprovar o que digo, basta pegar um mapa do Brasil e ir anotando nos estados quais são as opções existentes de investimento. Da Bacia de Pelotas até a fronteira do Brasil com o Peru, onde está localizada a Bacia do Acre, são inúmeras áreas onde empresas grandes, médias e pequenas têm a chance de explorar, desenvolver e produzir óleo e gás no território e no litoral brasileiros.

A construção deste Brasil de oportunidades teve início com a edição da Lei do Petróleo, em 1997, que trouxe a flexibilização do monopólio da Petrobras na exploração e produção de petróleo e gás. Há 20 anos, em junho de 1999, a ANP realizou a primeira rodada de licitações. Com avanços e retrocessos, essa abertura significou uma entrada de ar fresco num setor que, até então, resumia-se a uma única grande empresa.

A maior abertura, no entanto, começou em 2016, com o fim da obrigatoriedade de a Petrobras ser a única operadora do pré-sal. Essa mudança foi a primeira de muitas que ajudaram a destravar o setor, como a nova regulamentação do conteúdo local, com a publicação de resolução pela ANP, em 2018, que permitiu às empresas aderirem aos novos percentuais definidos pelo CNPE para as rodadas a partir de 2017. Essa medida permitiu a retomada de vários projetos que estavam parados devido à impossibilidade de as empresas cumprirem o que era determinado pelas regras vigentes.

O calendário das rodadas, uma reivindicação antiga do mercado, tornou-se realidade. Hoje, no site da ANP, estão listadas as rodadas previstas para 2019, 2020 e 2021 (6ª, 7ª e 8ª de partilha e 16ª, 17ª e 18ª de concessão, além do leilão de excedentes da Cessão Onerosa)

com as bacias e os setores já definidos ou em estudos, ampliando consideravelmente o prazo que as empresas têm para avaliar as áreas, escolher seus alvos e fazer o planejamento adequado.

OFERTA PERMANENTE, ABERTURA DO SETOR DE GÁS, AS OPORTUNIDADES...

As mudanças regulatórias que estão sendo feitas pela ANP têm como objetivo a construção de um setor de Petróleo e Gás que tenha a participação de diversos agentes econômicos em cada um dos seus segmentos. Em 2017, a ANP lançou a Oferta Permanente de áreas. Atualmente, ainda em seu primeiro ciclo, ela já conta com 600 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais. Estão em oferta 527 blocos nas bacias terrestres do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Paraná, Parnaíba e Tucano. Assim como 73 blocos nas bacias marítimas de Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Ceará e Potiguar. As áreas com acumulações marginais estão nas bacias Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe Alagoas.

Até o momento, 31 empresas estão aptas a apresentar declaração dos setores em que têm interesse, acompanhada de garantia de oferta. Quando isso acontecer, para uma ou mais áreas, será marcada uma sessão pública de ofertas, na qual outras empresas também poderão concorrer.

A Oferta Permanente é fundamental para que o Brasil consiga construir uma indústria de petróleo e gás, com participação de companhias de todos os tamanhos, que vão garantir investimentos, empregos e geração de renda em diversos estados brasileiros. Nos próximos anos, todos os campos e blocos devolvidos, bem como todos os blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados serão incluídos na oferta permanente.

Além disso, a ANP vem tomando medidas para incentivar a retomada de campos maduros, como diminuição da alíquota de *royalties* sobre a produção que ultrapasse a curva inicialmente prevista. Outra ação foi o pedido à Petrobras, em 2018, para definir quais das mais de 250 concessões que opera em águas rasas e em terra queria manter e investir e quais queria retornar à ANP ou vender. Ela respondeu que quer vender mais de 70% dessas concessões. Muitas delas estão próximas às áreas incluídas na Oferta Permanente e serão um incentivo a mais para as empresas.

A abertura do setor do gás vai mudar o panorama da participação do gás na matriz energética brasileira. Em abril, a ANP fez audiência pública sobre a minuta do edital da chamada pública para contratação da capacidade no gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Pela primeira vez, todos os agentes carregadores terão condições isonômicas de participação, acabando com o monopólio da Petrobras nessa operação. O Gasbol é o maior gasoduto brasileiro. Ele foi responsável pelo aumento da participação do gás na matriz energética brasileira, que passou de 3%, em 1999/2000, para cerca de 13% atualmente.

O enorme potencial de gás do pré-sal tem tudo para provocar uma revolução na sua utilização pela indústria. O Rio de Janeiro e São Paulo, que ficam de frente para as áreas do polígono, poderão aproveitar essa oportunidade única para ampliar sua indústria petroquímica e também usar o gás em outros segmentos, sem o receio de que falte combustível.

RODADAS E RESULTADOS

Este ano, estão previstos a 16ª Rodada de Licitações, a 6ª Rodada de Partilha da Produção (pré-sal) e o leilão do excedente da Cessão Onerosa. A expectativa em relação a eles é muito boa. A 16ª Rodada vai ofertar

36 áreas, em cinco bacias do litoral leste brasileiro (Campos, Camamu-Almada, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Santos), ajudando a diversificar a exploração e produção de petróleo e gás pelas diversas regiões do país.

A 6ª Rodada de Partilha dará continuidade à exploração do pré-sal, uma das províncias de maior produtividade no mundo, com a oferta de cinco áreas (Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário) nas bacias de Santos e Campos.

Finalmente, o excedente da Cessão Onerosa, que é considerada a licitação mais importante do mundo nos últimos tempos, deve proporcionar o pagamento de um bônus de assinatura de dezenas de bilhões de reais, bem como o desenvolvimento completo dos recursos petrolíferos já descobertos nestas áreas, proporcionando investimentos vultosos para o Brasil com a consequente geração de empregos. E beneficiará muito o Estado do Rio de Janeiro, que deverá ter um incremento considerável no volume de *royalties* quando essas áreas estiverem produzindo.

Ainda estamos no início da diversificação da indústria do petróleo no Brasil. Os resultados têm sido os melhores possíveis. Um relatório da Wood Mackenzie mostra que, entre 2016 e 2018, tivemos 100 rodadas de licitações em 82 países, com 3 mil blocos de exploração arrematados, dos quais 72 no Brasil. Esses blocos que contratamos no Brasil foram responsáveis por US\$ 7 bilhões do total de US\$ 9 bilhões coletados em todo o mundo como bônus de assinatura. Isso significa que, no Brasil, conseguimos manter 75% do valor total pago como bônus de assinatura nesse período.

Esses números mostram que estamos no caminho certo. Continuemos.

Gráficos

GRÁFICO 1. EVOLUÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO WTI E BRENT

Fonte: EIA, 2019.

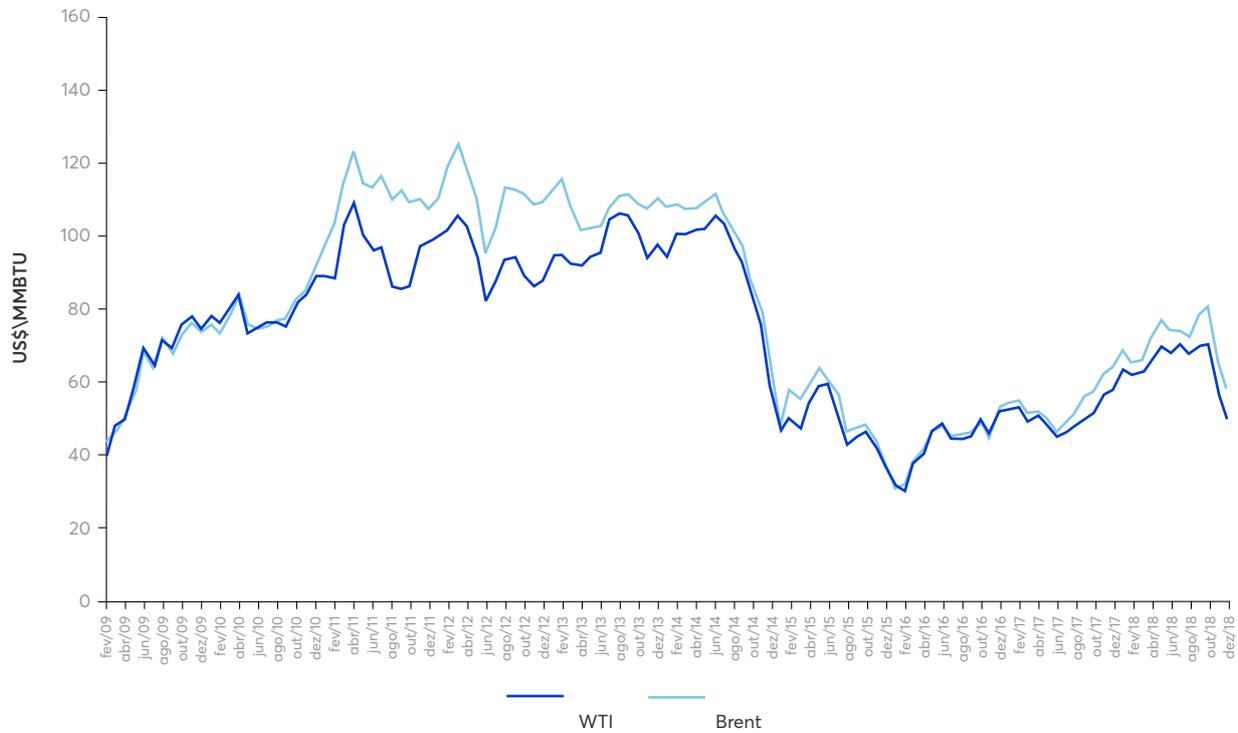


GRÁFICO 2. HISTÓRICO DAS RESERVAS PROVADAS E PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO

Fonte: BP Statistical Review e ANP, 2019.

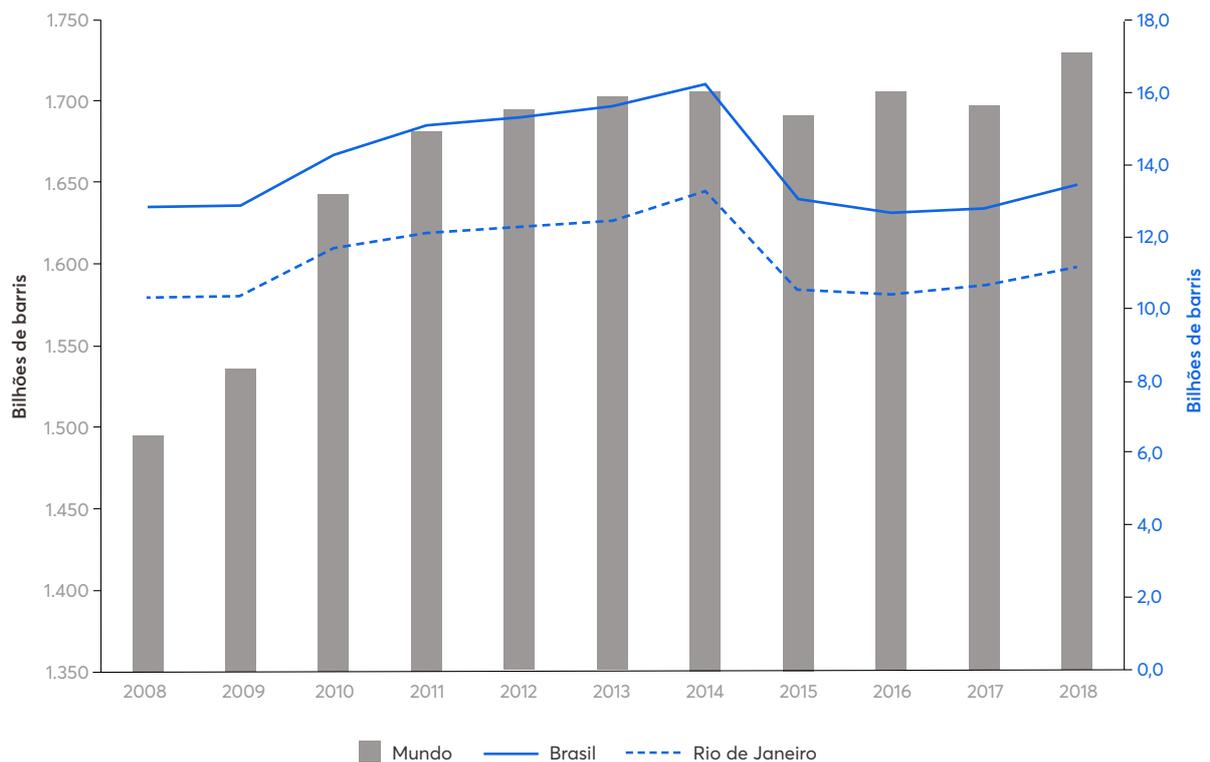


GRÁFICO 3. HISTÓRICO DA PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO

Fonte: BP Statistical Review e ANP, 2019.

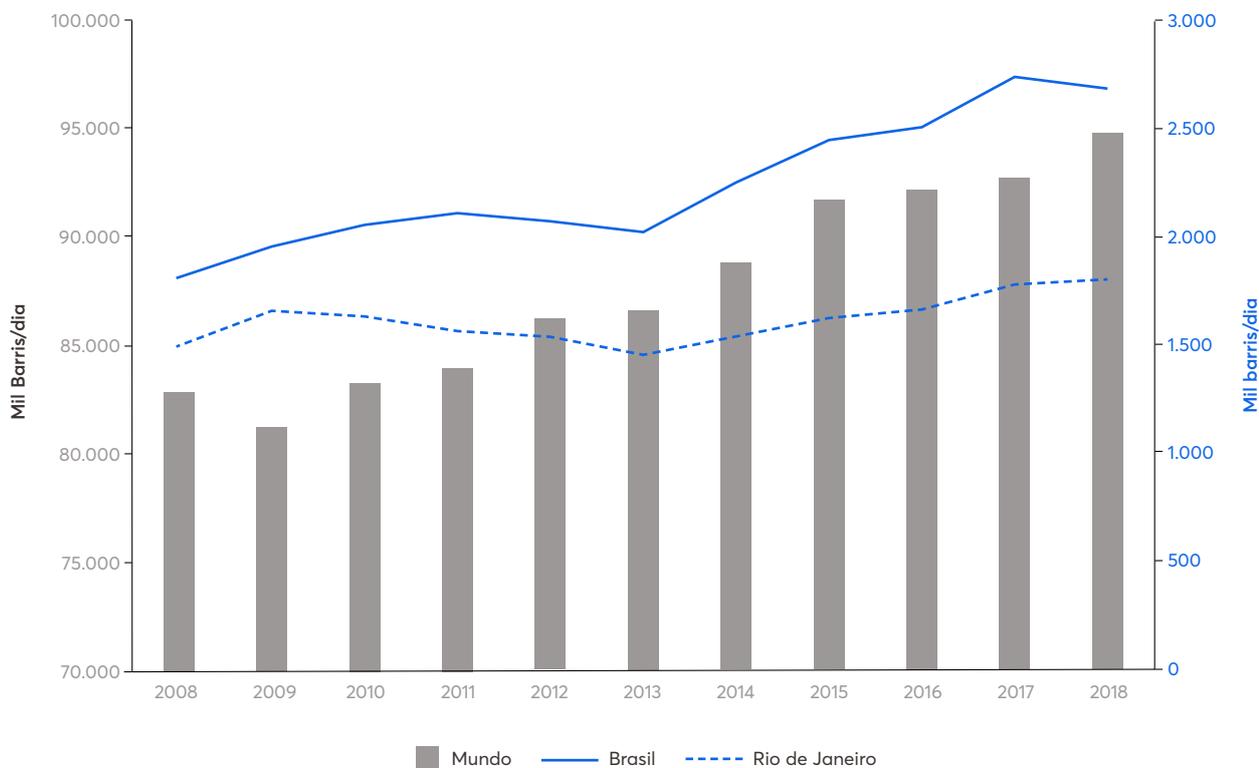


GRÁFICO 4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE MUNDIAL DE REFINO

Fonte: BP Statistical Review, MME e ANP, 2019.

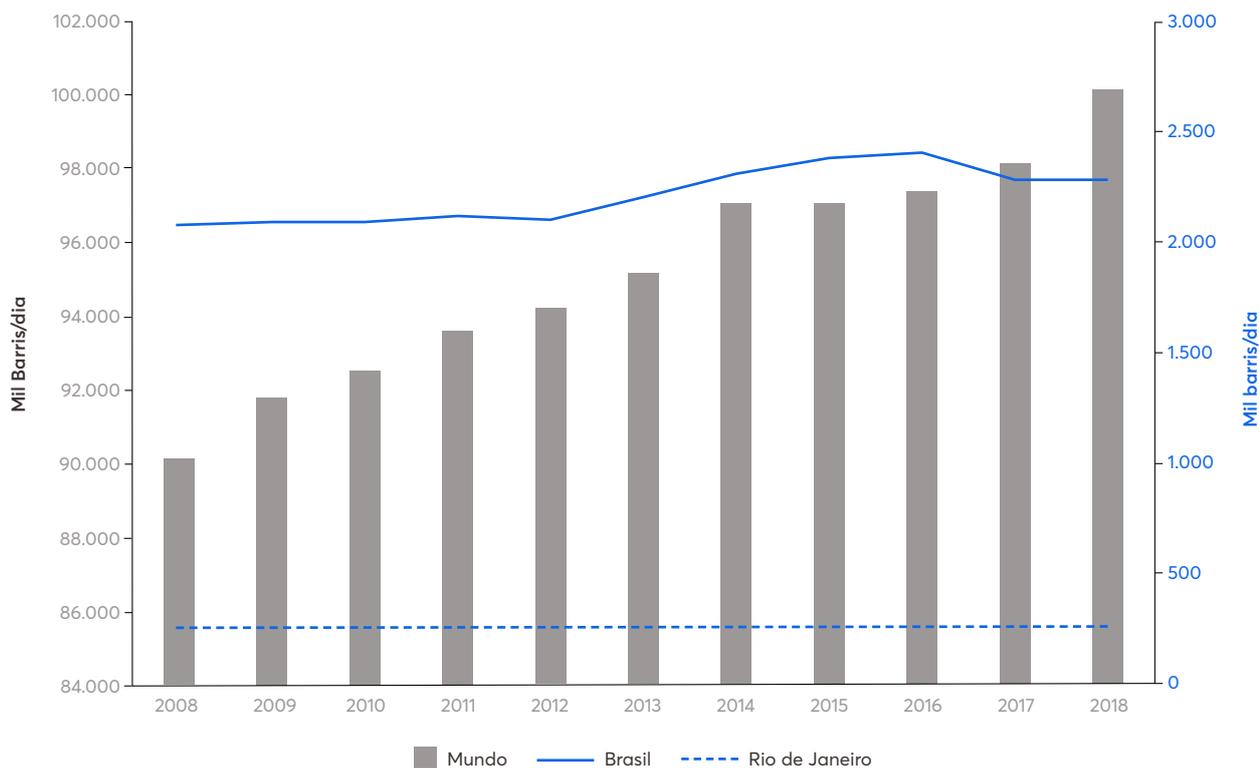
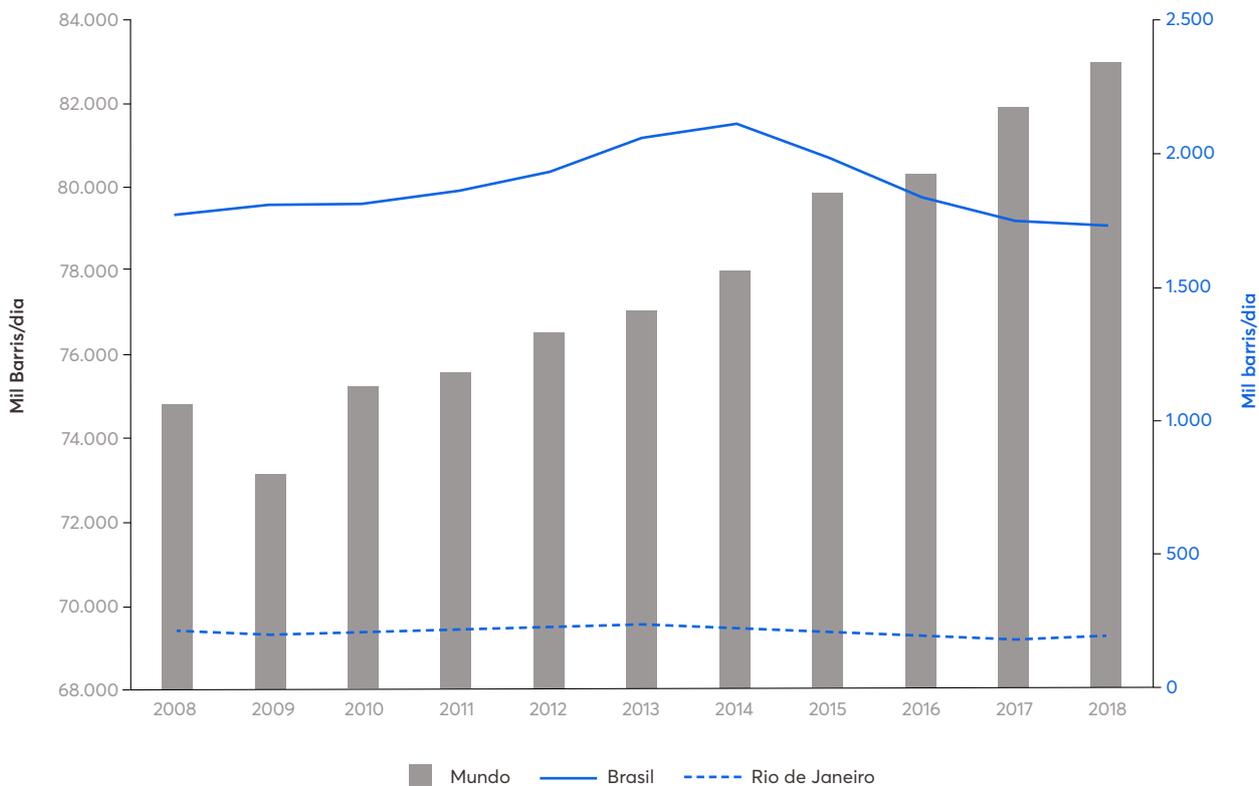


GRÁFICO 5. HISTÓRICO DO VOLUME REFINADO DE ÓLEO NO MUNDO

Fonte: BP Statistical Review e ANP, 2019.



18

GRÁFICO 6. HISTÓRICO DO CONSUMO MUNDIAL DE ÓLEO

Fonte: BP Statistical Review e ANP, 2019.

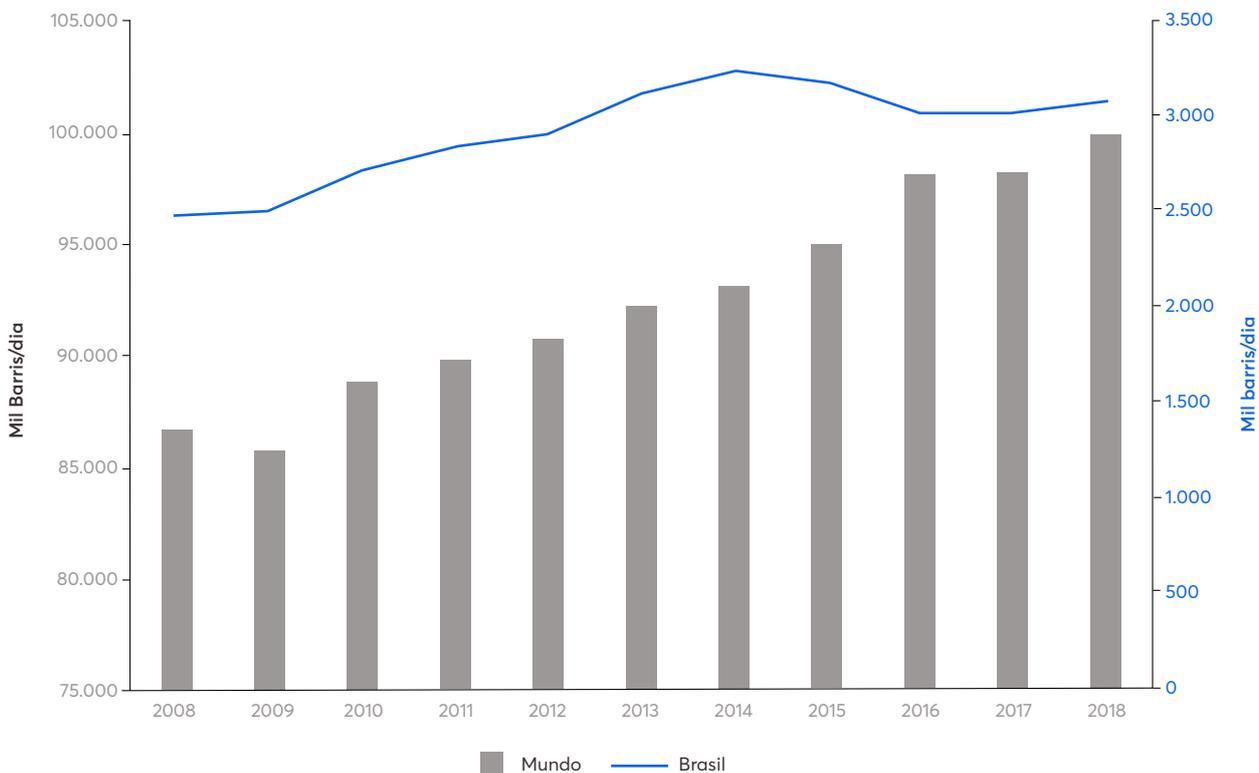
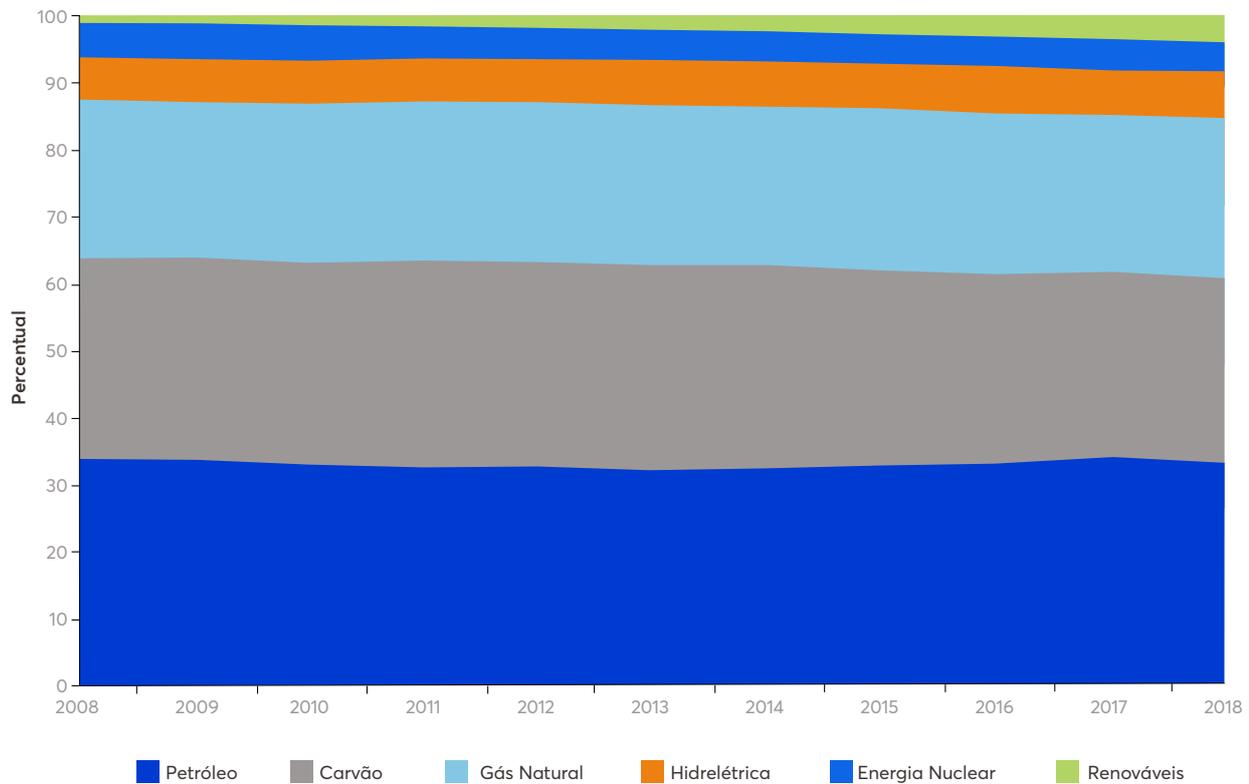


GRÁFICO 7. PARTICIPAÇÃO POR TIPO DE COMBUSTÍVEL NO CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA

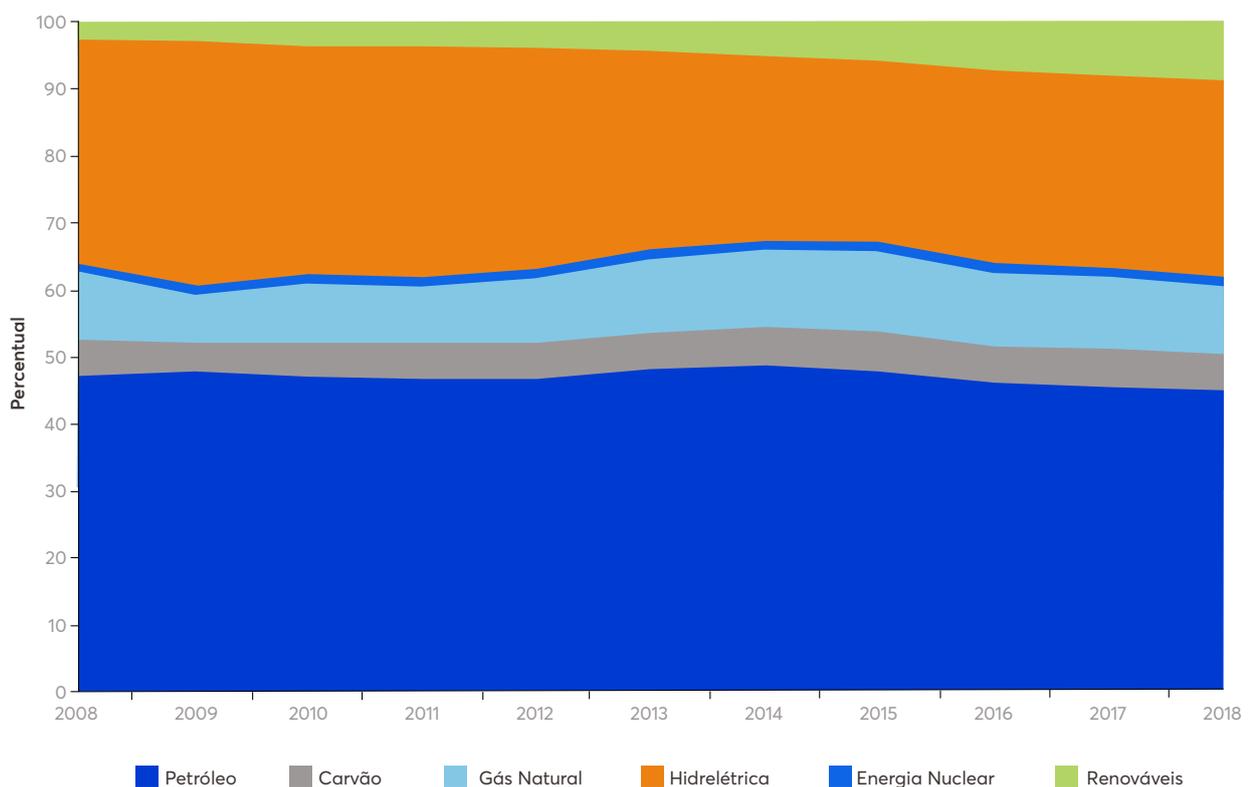
Fonte: BP Statistical Review, 2019.



19

GRÁFICO 8. PARTICIPAÇÃO POR TIPO DE COMBUSTÍVEL NO CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL

Fonte: BP Statistical Review, 2019.



Exploração e Produção



O papel da E&P de petróleo na transição energética

Elaborado pela ABESPetro

A transformação energética é uma realidade em todo mundo e começa a dar seus passos no Brasil. As petroleiras começam a investir para consolidar a transição para empresas integradas de energia – fornecendo moléculas e vendendo megawatts – e seguir a demanda da sociedade para limpar a matriz energética mundial.

Fontes renováveis como solar, eólica e geotérmica, juntas, correspondem a apenas 1,60% da matriz energética mundial contra os 62% de Petróleo e Carvão vegetal. Somando à participação da energia hidráulica e da biomassa, as renováveis totalizam 14%.

A matriz energética do Brasil é muito diferente da mundial. Por aqui, apesar do consumo de energia de fontes não renováveis serem maior do que os de renováveis, utilizamos mais fontes renováveis que no resto do mundo. Somando lenha e carvão vegetal, hidráulica, derivados de cana e outras renováveis, nossas fontes “verdes” totalizam 42,9%, quase metade da nossa matriz energética.

No acordo de Paris, nosso INDC (*Intended Nationally Determined Contributions*) inclui as seguintes metas:

- Redução de 37% nas emissões até 2025, tendo como ponto de partida as emissões de 2005.
- Possível redução de 43% das emissões até 2030.
- Chegar à participação de 45% de energias renováveis na matriz energética;

O Gás Natural tem sido apontado como a ponte entre a energia de alto carbono e os renováveis. No mundo representa 22,1% e no Brasil 13%.

Acabamos de bater novo recorde na produção de petróleo com 2,731 MMbbl/d e 118 MMm³/d de Gás Natural.

Os campos marítimos produziram 96,3% do petróleo e 83,8% do gás natural em 642 poços.

A produção do pré-sal – 60,7% do total produzido no Brasil, oriunda de 97 poços, foi de 1,674 MMbbl/d de petróleo e 68,7 MMm³/d de gás natural.

Estudos apontam que com as novas regras comerciais para o Gás Natural chegaremos ao consumo de 209 MMm³/d, por isso a importância da E&P para o nosso gás associado, já se falando na viabilização dos Gasodutos Rota 4, 5 e 6.

Os grandes reservatórios de Gás Natural Associados nos Campos de Libra e Júpiter podem chegar até a 60% de CO₂, sendo um grande desafio monetizá-los.

Em 2015, conseguimos a primeira separação de dióxido de carbono (CO₂) associado ao gás natural em águas ultraprofundas (2.220 m) com injeção de CO₂ em reservatórios de produção.

O CO₂ produzido é separado do petróleo e do gás natural por um sofisticado sistema de membranas, que separam as moléculas do gás carbônico dos demais fluidos, por permeação seletiva-passagem das moléculas de gás (H₂S, CO₂, CH₄ etc.) pela camada plástica de vedação.

Uma vez separado, o CO₂ é reinjetado, para aumentar a pressão nos reservatórios e a produtividade dos poços, além de reduzir a emissão de gases efeito estufa.

Os maiores desafios já foram vencidos e não faltam alertas para que a janela de oportunidades na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas sejam aproveitadas imediatamente.

Nos próximos 10 anos – decorrentes do já contratado – serão gerados mais de 2 trilhões de Reais de investimentos na E&P, contribuindo com R\$ 480 bi em *Royalties* e Participação Especial até 2054.

Só no Estado do Rio de Janeiro a participação dos *royalties* baterá um recorde este ano, caindo no caixa de 14 a 16 bilhões de Reais – uma contribuição invejável.

Teremos, pelos próximos anos, 20 novos FPSO, mantendo a média de três por ano, ou seja, 35% da demanda mundial.

O próximo leilão da cessão onerosa traz grandes expectativas e a produção no Brasil pode chegar a 6,3 milhões de boe dia.

Porém, um tema ainda deve ser amplamente debatido: os campos maduros.

Hoje, a Bacia de Campos tem fator de recuperação em torno de 14%, podendo, na velocidade em que está, chegar ao máximo a 23%, longe da média mundial de 35%.

Segundo a ANP, se o aumento do fator for de 5%, Campos pode chegar a 11 bilhões de boe de reservas, gerando investimentos de 360 bilhões de Reais, com mais de 200 milhões em *royalties*. Lembramos que cada bilhão de dólar de investimento gera perto de 25 mil empregos.

Essa é uma oportunidade única, tendo em vista que toda a infraestrutura de escoamento, seja *Ship to Ship*, ou através dos gasodutos e oleodutos, já está desenvolvida e operante.

Os investidores – o que inclui a indústria de bens e serviços – precisam, além da previsibilidade dos leilões e segurança jurídica para os contratos – planejamento de longo prazo e volumes para garantir oferta competitiva.

Competitividade está viabilizada parcialmente pela recente extensão do Repetro e a regulamentação do RBL – *Reserve Based Landing* – que permite usar as reservas provadas como colaterais no financiamento – já que tratamos de investimentos de capital intensivo e com risco altíssimo – bilhões investidos até o primeiro óleo surgir – se surgir!!

A maioria dos *players* aqui instalados é de multinacional brigando com seus pares para exportar – como as do *Subsea* – nesta linha chamo a atenção aos movimentos na A. do Sul: Guiana já anuncia a aquisição do quarto FPSO para Liza – e com todo o *Subsea* exportado do Brasil. Argentina iniciando Exploração *Offshore* – Equador e até Cuba se movimentando. Além do Caribe Colombiano, em breve a Venezuela, que ao reconquistar sua estabilidade política – antecipou que será no Brasil que virá buscar apoio para reestruturar a sua Indústria de O&G.

Vamos atingir as metas propostas no Protocolo de Paris e usar o Gás Natural na transição energética – mas também – navegar nesta janela de oportunidades ímpar que a natureza nos deu.

Perspectivas para a revitalização de campos maduros

Elaborado pela PetroRio S.A

A PetroRio nasceu no início de 2015 com a estratégia inovadora no Brasil de atuar no nicho de revitalização de campos maduros, inexplorado no país até então.

À época, o desafio era ainda maior diante das baixas cotações internacionais do petróleo. Ainda assim, a PetroRio investiu os recursos que dispunha em caixa e fez um *turnaround*, quando a nova administração assumiu a companhia e subverteu a lógica tradicional de compra de blocos exploratórios do setor no país, assumindo o risco de achar ou não petróleo. Inspirada nos melhores exemplos dos EUA e Europa, onde o segmento de campos maduros é desenvolvido, a nova gestão decidiu adquirir campos já em produção e gerar receitas de modo mais rápido, a serem reinvestidas em novos ativos – preferencialmente na Bacia de Campos, onde ocorreu o grande *boom* do petróleo no país nos anos 1990 e 2000 e na qual os campos hoje encontram-se em declínio.

Em um primeiro movimento, a PetroRio comprou e passou a operar o campo de Polvo. À época, a administração da PetroRio tinha a convicção de que era preciso se preparar para preços mais baixos do óleo e para um cenário ainda mais crítico. Foi feito um grande esforço com foco na redução de custos e na busca pela máxima eficiência e resultados. Em poucos meses, o custo da produção por barril do Campo de Polvo (Bacia de Campos) caiu de US\$ 86 para menos de US\$ 30, tornando a produção muito mais eficiente e gerando resultados positivos para a companhia. “Mantivemos o ritmo de produção e crescimento, mesmo em meio a um cenário de crise econômica no país, que afetou fortemente a indústria de óleo e gás. Enquanto algumas empresas se recuperavam, a PetroRio buscava novos projetos e investimentos, reforçando seu método diferenciado de gestão que, em primeiro lugar,

valoriza as pessoas, que são os talentos que constroem a nossa empresa”, ressalta Nelson Queiroz Tanure, CEO da PetroRio.

O Campo de Polvo é um exemplo claro de que uma gestão inovadora, diferenciada e focada em resultados é capaz de revitalizar e aumentar a vida útil de ativos maduros em produção. Polvo tornou-se um *case* que pode ser replicado em qualquer outro campo, mesmo nos que possuem reservas ainda maiores.

Em 2018, o Campo de Polvo recebeu US\$ 45 milhões em investimentos na perfuração de três novos poços, aumentando sua produção e alongando sua vida útil para 2025. As apostas no ativo seguem firmes. Para 2019, está prevista uma nova rodada de perfurações no campo, diante do êxito obtido. Em 2018, 87% da receita da PetroRio (cerca de R\$ 738,2 milhões) teve origem com a venda do óleo de Polvo.

Os resultados do campo de Polvo ilustram outro pilar fundamental da companhia: a eficiência em suas operações, o que se reflete em produzir por mais tempo com os mesmos recursos e níveis de qualidade e segurança. Nesse caso específico, a eficiência operacional do campo encerrou o ano de 2018 com 95% – o índice chegou a 100% em outubro.

“O bom desempenho se deve a decisões tomadas desde que assumimos a companhia, uma administração de excelência e à convicção em nosso método de gestão. Hoje, nos posicionamos como um dos mais bem-sucedidos *cases* na indústria de energia do país”, ressalta Nelson Queiroz Tanure, CEO da PetroRio.

O êxito da estratégia adotada em Polvo serviu de modelo para futuras aquisições.

Em 2017, a PetroRio deu mais um passo em sua rota de crescimento ao comprar uma companhia que detinha 10% do campo de gás de Manati, na Bahia. Por meio da sua experiência como operadora, a PetroRio participa ativamente das renegociações dos contratos de Manati e é protagonista em iniciativas de redução dos custos, que caíram 8% em 2018.

O ano de 2018 foi marcado por outra grande aquisição, negociada e planejada pela PetroRio há bastante tempo: o Campo de Frade, na Bacia de Campos. Entre outubro e dezembro, a PetroRio assinou contratos para assumir 70% de participação no Campo de Frade e passou a ser operadora do ativo, com a conclusão da aquisição de 52% que pertenciam à Chevron.

Com a transação, a produção total da PetroRio mais que dobrará, consolidando a empresa como a maior companhia independente de óleo e gás do país. Com a aquisição do Campo de Frade, a produção da PetroRio no campo passa a ser 15 mil boe/d. O novo ativo contribuirá também para um aumento significativo na extração total da empresa, alcançando aproximadamente 28 mil boe/d nos níveis atuais de produção, e reservas de óleo equivalente de 83,6 milhões de barris. “Na frente de aquisições, as principais qualidades que buscamos são segurança e sustentabilidade, olhando oportunidades de crescimento com retornos bastante atraentes para os nossos acionistas, sempre tendo como norte a melhor alocação de capital, o que nos faz considerar um preço atrativo para a aquisição”, destacou Nelson Queiroz Tanure.

Segundo o CEO da PetroRio, novas aquisições estão no radar da empresa, que busca pavimentar uma trajetória de crescimento sólida com investimentos em campos

maduros, um segmento que começa a mostrar mais dinamismo no país com ativos colocados à venda por *Majors* do setor nacionais e estrangeiras que têm se voltado mais para investimentos no pré-sal.

A PetroRio ressalta ainda todo o empenho da Agência Nacional do Petróleo em promover o segmento de campos maduros, com alteração na regulação e estímulos para empresas que investem nesse nicho de mercado, como uma resolução da agência que tem como objetivo fomentar atividades em campos maduros, alavancando investimentos no curto prazo. A medida estabeleceu que na produção incremental após investimentos, a alíquota de *royalties* poderá ser reduzida para até 5%, dependendo do volume adicional que for efetivamente produzido. A diferença no percentual de *royalties* pode representar a viabilidade econômica de um ativo e de novos investimentos nos campos para ampliar a produção e a vida útil.

“Vemos que o modelo de negócio da PetroRio tem sido replicado por outras empresas ainda mais diante dos avanços regulatórios promovidos pela ANP, o que nos alegra muito. Nossa estratégia é comprar e gerir, do modo mais eficiente, ativos em produção que muitas vezes não fazem mais sentido para as grandes companhias do setor, com o objetivo de aumentar a extração de óleo e gás e ampliar a vida econômica dos campos. E os números da campanha de perfuração em Polvo, em 2018, evidenciam nossa excelência operacional, com técnicas inovadoras e total empenho do nosso time”, disse Nelson Queiroz Tanure, CEO da PetroRio.

Porque é urgente e preciso

Elaborado pela Trench Rossi Watanabe

Não se discute a importância da indústria de petróleo e gás natural para a economia brasileira. De acordo com dados do Prominp (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás), a participação do segmento no PIB (Produto Interno Bruto) é de 13%, com forte tendência de elevação face às oportunidades associadas ao Pré-Sal.

Em estudo sobre os “Desafios do Pré-Sal”¹², a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) avalia que o potencial de atração de investimentos para a indústria petrolífera é da ordem de R\$ 2,5 trilhões para os próximos 10 anos. São recursos capazes de dinamizar a economia, promovendo a geração de empregos, o desenvolvimento tecnológico e a melhoria das condições de vida da população brasileira.

No entanto, para que o Brasil possa competir no mercado internacional pelos investimentos necessários ao desenvolvimento da indústria, e mais especificamente do Pré-Sal, faz-se necessário o aperfeiçoamento imediato da legislação, com ênfase na questão tributária.

A aprovação da Medida Provisória nº 795/17, convertida na Lei nº 13.586/17, conferindo tratamento específico às despesas incorridas na fase de desenvolvimento, reforçando a legitimidade da estrutura bi-partida e criando o REPETRO-Sped e o REPETRO-Industrialização, foi sem dúvida um avanço importante.

1 http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/noticias/participacao-do-setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro-3.htm

2 <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Desafios%20do%20Pre-Sal.pdf>

No horizonte, mais segurança jurídica e previsibilidade em relação ao tratamento tributário dos investimentos destinados às novas rodadas de licitação anunciadas pelo governo federal.

No entanto, hoje, quase dois anos após a edição da Medida Provisória nº 795/17, ainda há um bom caminho a ser trilhado.

Com efeito, maior agilidade na veiculação das normas necessárias para fruição dos incentivos seria medida salutar. Apenas para ilustrar, entre a criação do REPETRO-Industrialização e a edição de seu regulamento, o Decreto nº 9.537, de 24 de outubro de 2018, passaram-se 14 meses. E o regime, surpreendentemente ou não, segue indisponível, uma vez que a Secretaria da Receita Federal ainda não dispôs sobre as condições para a sua habilitação.

No vácuo regulamentar, investidores se esforçam para estabelecer projeções confiáveis, enquanto advogados se ocupam em traduzir contratualmente os riscos e custos do imponderável.

Outro exemplo recente da necessidade de uma revisão urgente foi a controvérsia em torno das condições para a migração de bens do REPETRO para o REPETRO-Sped. Com efeito, em face das dificuldades enfrentadas por contribuintes na interpretação das normas e da baixa adesão ao procedimento simplificado, o governo federal editou o Decreto nº 9.862/19, prorrogando o prazo de migração de 30.06.19 para 31.12.20.

É imperativo, portanto, que no prazo da prorrogação sejam empreendidos esforços para o esclarecimento das dúvidas e afastamento das controvérsias relacionadas à migração.

Nesse cenário, cabe aos Estados e ao Distrito Federal, e notadamente ao Estado do Rio de Janeiro, por seu protagonismo, papel relevante. Isto porque é justamente no campo de incidência do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS que se apresentam os maiores desafios.

De fato, embora o Convênio ICMS nº 03/2018 tenha conferido tratamento especial às operações de migração e/ou transferência do REPETRO para o REPETRO-Sped, oferecendo aos contribuintes a possibilidade de isenção nas referidas operações, há uma série de aspectos a serem elucidados e/ou revistos.

A começar pela base de cálculo do ICMS no momento da migração, caso o importador seja obrigado a recolher o ICMS devido na importação original. Na ausência de orientação específica, autoridades fiscais estaduais provavelmente exigirão o ICMS sobre o valor aduaneiro original do bem, ainda que decorridos vários anos desde o seu ingresso em território nacional, com conseqüente redução do valor de mercado.

A esse respeito, vale destacar a existência de julgado do Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro reconhecendo que a base de cálculo do ICMS deverá ser apurada de acordo com critérios vigentes no momento do despacho para consumo e não por ocasião da importação inicial do bem, sob admissão temporária. Vejamos:

“DIREITO TRIBUTÁRIO. ICMS. ADMISSÃO TEMPORÁRIA. BASE DE CÁLCULO, CRITÉRIOS VIGENTES NO MOMENTO DO DESPACHO PARA CONSUMO. MANUTENÇÃO³.

Sentença de procedência em demanda proposta por sociedade empresária, com a qual objetiva haver a declaração de que o ICMS incidente sobre a importação de bens inicialmente trazidos ao país sob o regime de admissão temporária e que se pretende nacionalizar, deve levar em conta a base de cálculo apurada de acordo com critérios vigentes no momento do despacho para consumo e não aqueles verificados no momento da primeira admissão. Com a nacionalização da mercadoria para consumo, o ICMS passa a incidir de acordo com os critérios vigentes no momento do despacho para consumo e não com aqueles verificados no momento da primeira admissão. Sentença mantida em remessa necessária.”

³ Remessa Necessária nº 0082410-64.2010.8.19.0001.

Ocorre que a própria exigência de ICMS na admissão temporária do bem, por ocasião de seu ingresso no território nacional sob o REPETRO, é, em si, questionável. Isto porque o Supremo Tribunal Federal já reconheceu a inconstitucionalidade de tal cobrança (RE nº 540.829-SP).

No entanto, nos termos do Convênio ICMS nº 03/2018, o contribuinte que pretender usufruir de isenção na migração ou transferência de bens do REPETRO para o REPETRO-Sped deverá não apenas renunciar ao direito relacionado à devolução do ICMS indevidamente pago na admissão temporária, como ainda recolher aos cofres estaduais valores que porventura tenham deixado de oferecer à tributação nos termos da legislação vigente à época.

Ao dispor desta forma, nos parece que o Convênio ICMS nº 03/2018 estabelece, impropriamente, verdadeira transação. Isto porque nos termos do referido ato normativo, o que se pretende é a satisfação de

exigência reconhecidamente inconstitucional (RE nº 540.829-SP) em contrapartida à isenção na migração e/ou transferência dos bens.

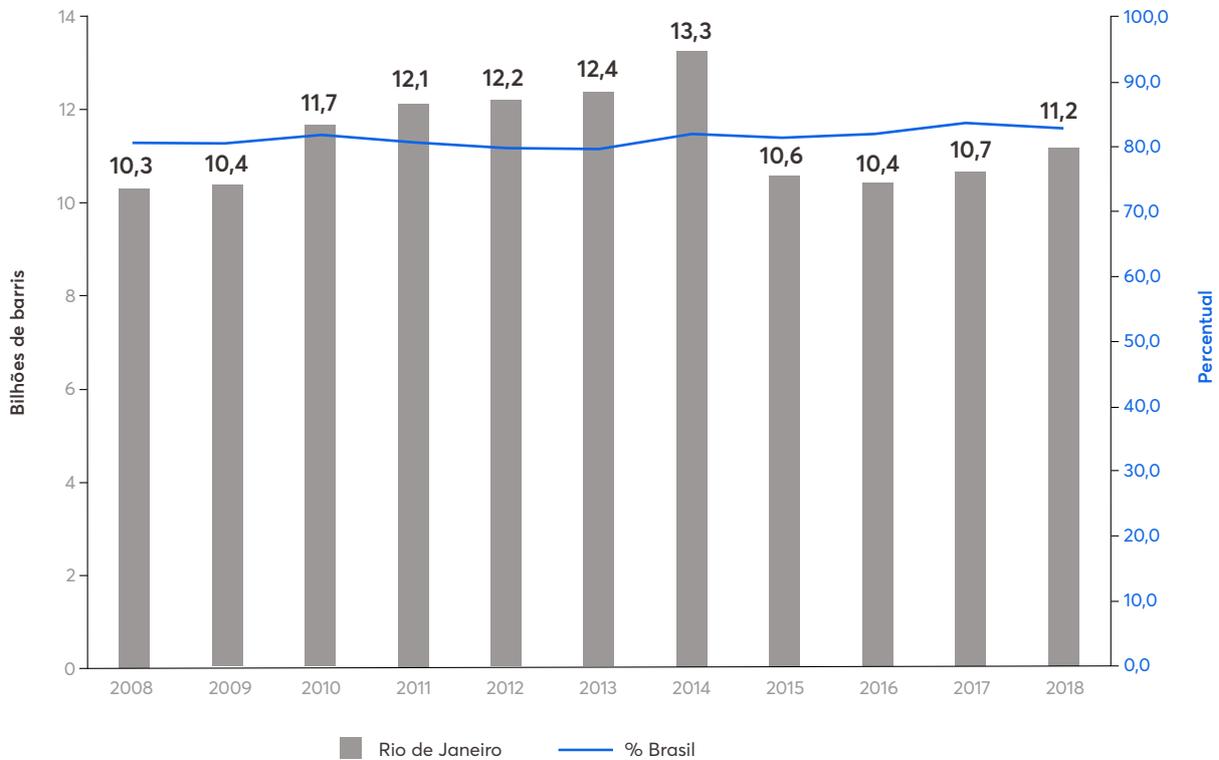
Salvo melhor juízo, tal condição – manifestamente inconstitucional e de moralidade administrativa discutível – só serve para dificultar a migração e/ou transferência de bens entre o REPETRO e o REPETRO-Sped, criando entraves para novos investimentos e enfatizando a percepção de complexidade do sistema tributário. Tal circunstância fica particularmente evidente no que se refere ao Estado do Rio de Janeiro, em face da existência da Resolução SEFAZ nº 1.000/16, reconhecendo os efeitos *erga omnes* do precedente do Supremo Tribunal Federal.

Fica, portanto, o apelo para uma revisão urgente da moldura legislativa/regulamentar com o objetivo de propiciar a necessária racionalização e simplificação do sistema.

Gráficos e Tabelas

GRÁFICO 9. RESERVAS PROVADAS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.



29

GRÁFICO 10. RESERVAS PROVÁVEIS E POSSÍVEIS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

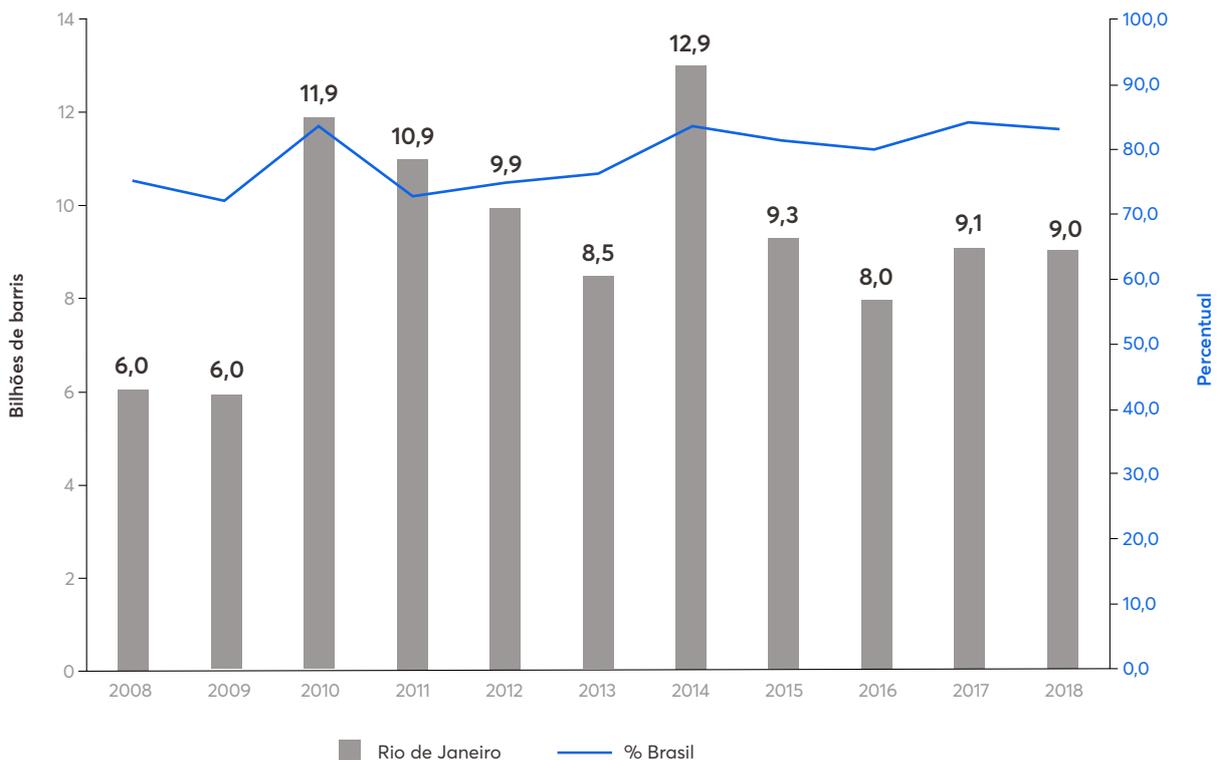


TABELA 1. CAMPOS EM PRODUÇÃO SOB CONCESSÃO

Fonte: ANP, 2019.

BACIA	CAMPO/BLOCO	PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2018 (BARRIS/DIA)	OPERADORA
Campos	ALBACORA	361.860	Petrobras
Campos	ALBACORA LESTE	402.665	Petrobras
Campos	ANEQUIM	4.046	Petrobras
Campos	BADEJO	0	Petrobras
Campos	BAGRE	774	Petrobras
Campos	BARRACUDA	700.741	Petrobras
Campos	BICUDO	0	Petrobras
Campos	BIJUPIRÁ	1.112	Shell Brasil
Campos	BONITO	45.801	Petrobras
Campos	CARAPEBA	64.962	Petrobras
Campos	CARATINGA	214.766	Petrobras
Campos	CHERNE	105.874	Petrobras
Campos	CONGRO	10.883	Petrobras
Campos	CORVINA	6.387	Petrobras
Campos	ENCHOVA	25.044	Petrobras
Campos	ENCHOVA OESTE	23.172	Petrobras
Campos	ESPADARTE	8.973	Petrobras
Campos	FRADE	211.930	Chevron Frade
Campos	GAROUPA	37.370	Petrobras
Campos	GAROUPINHA	0	Petrobras
Campos	LINGUADO	190	Petrobras
Campos	MALHADO	6.528	Petrobras
Campos	MARIMBÁ	148.543	Petrobras
Campos	MARLIM	1.444.484	Petrobras

% OP	SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2
100%				
90%	Repsol Sinopec	10%		
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
80%	Petrobras	20%		
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
52%	Petrobras	30%	Frade	18%
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				

TABELA 1. CAMPOS EM PRODUÇÃO SOB CONCESSÃO (CONTINUAÇÃO)

BACIA	CAMPO/BLOCO	PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2018 (BARRIS/DIA)	OPERADORA
Campos	MARLIM LESTE	848.495	Petrobras
Campos	MARLIM SUL	1.789.962	Petrobras
Campos	NAMORADO	76.985	Petrobras
Campos	PAMPO	113.209	Petrobras
Campos	PAPA-TERRA	79.156	Petrobras
Campos	PARATI	1.171	Petrobras
Campos	PARGO	15.899	Petrobras
Campos	PEREGRINO	735.116	Equinor Brasil
Campos	PIRAÚNA	0	Petrobras
Campos	POLVO	102.821	PetroRio
Campos	RONCADOR	2.371.157	Petrobras
Campos	SALEMA	1.768	Shell Brasil
Campos	TARTARUGA VERDE	221.643	Petrobras
Campos	TRILHA	0	Petrobras
Campos	TUBARÃO MARTELO	77.576	Dommo Energia
Campos	VERMELHO	27.142	Petrobras
Campos	VIOLA	0	Petrobras
Campos	VOADOR	22.476	Petrobras
Santos	ATAPU ³	0	Petrobras
Santos	ATLANTA	95.940	Queiroz Galvão*
Santos	BÚZIOS ³	397.686	Petrobras
Santos	LULA	10.277.359	Petrobras
Santos	TAMBAÚ	311	Petrobras
Santos	URUGUÁ	96.757	Petrobras

*Atualmente Enauta.

% OP	SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2
100%				
100%				
100%				
100%				
62,5%	Chevron Brasil	37,5%		
100%				
100%				
60%	Sinochem Petróleo	40%		
100%				
100%				
75%	Equinor Energy	25%		
80%	Petrobras	20%		
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
100%				
30%	Dommo Energia	40%	Barra Energia	30%
100%				
65%	Shell Brasil	25%	Petrogal Brasil	10%
100%				
100%				

TABELA 2. CAMPOS EM DESENVOLVIMENTO SOB CONCESSÃO

Fonte: ANP, 2019.

BACIA	CAMPO/BLOCO	OPERADORA	% OP
Campos	MAROMBA	Petrobras	70%
Campos	PITANGOLA	Equinor Brasil	60%
Campos	TARTARUGA VERDE SUDOESTE	Petrobras	100%
Campos	XERELETE	Total E&P do Brasil	70%
Campos	XERELETE SUL	Total E&P do Brasil	100%
Santos	BERBIGÃO	Petrobras	43%
Santos	ITAPU ¹	Petrobras	100%
Santos	MERO4	Petrobras	40%
Santos	NORTE DE BERBIGÃO ¹	Petrobras	100%
Santos	NORTE DE SURURU ¹	Petrobras	100%
Santos	OESTE DE ATAPU	Petrobras	43%
Santos	OLIVA	Queiroz Galvão**	30%
Santos	SÉPIA ¹	Petrobras	100%
Santos	SÉPIA LESTE	Petrobras	80%
Santos	SUL DE BERBIGÃO ¹	Petrobras	100%
Santos	SUL DE LULA ¹	Petrobras	100%
Santos	SUL DE SURURU ¹	Petrobras	100%
Santos	SURURU	Petrobras	43%
Santos	TAMBUATÁ	Petrobras	100%

1 Cessão Onerosa

*Em processo de devolução

**Atualmente Enauta.

SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2	SÓCIO 3	% SÓCIO 3	SÓCIO 4	% SÓCIO 4
Chevron Brasil	30%						
Sinochem Petróleo	40%						
Petrobras	30%						
Shell Brasil	25%	Total E&P do Brasil	23%	Petrogal Brasil	10%	Petrogal Brasil	10%
Shell Brasil	20%	Total E&P do Brasil	20%	CNODC Brasil	10%	CNOOC Brasil	10%
Shell Brasil	25%	Total E&P do Brasil	23%	Petrogal Brasil	10%		
Dommo Energia	40%	Barra Energia	30%				
Petrogal Brasil	20%						
Shell Brasil	25%	Total E&P do Brasil	23%	Petrogal Brasil	10%		

TABELA 3. BLOCOS EXPLORATÓRIOS SOB CONCESSÃO E EM PARTILHA

Fonte: ANP, 2019.

BACIA	CAMPO/BLOCO	RODADA	OPERADORA	% OP
Campos	C-M-101	Rodada 6	Anadarko	30%
Campos	C-M-401	Rodada 7	Petrobras	100%
Campos	C-M-471	Rodada 7	BP Energy	50%
Campos	C-M-473	Rodada 7	BP Energy	50%
Campos	C-M-535	Rodada 7	Petrobras	65%
Campos	C-M-539	Rodada 7	Repsol Sinopec Brasil S.A	35%
Campos	C-M-61	Rodada 6	BP Energy do Brasil Ltda	40%
Campos	ALTO_CF_CE	Rodada 7	Petrobras	50%
Campos	C-M-210	Rodada 14	Petrobras	50%
Campos	C-M-277	Rodada 14	Petrobras	50%
Campos	C-M-344	Rodada 14	Petrobras	50%
Campos	C-M-346	Rodada 14	Petrobras	50%
Campos	C-M-37	Rodada 14	ExxonMobil Brasil	100%
Campos	C-M-411	Rodada 14	Petrobras	50%
Campos	C-M-413	Rodada 14	Petrobras	50%
Campos	C-M-67	Rodada 14	ExxonMobil Brasil	100%
Santos	BM-S-24	Rodada 3	Petrobras	80%
Santos	BM-S-8	Rodada 2	Statoil Brasil O&G ****	66%
Santos	Libra	Partilha	Petrobras	40%
Santos	S-M-1037	Rodada 9	Karoon	65%
Santos	S-M-1101	Rodada 9	Karoon	65%
Santos	S-M-1102	Rodada 9	Karoon	65%
Santos	S-M-1165	Rodada 9	Karoon	65%
Santos	S-M-1166	Rodada 9	Karoon	65%
Santos	S-M-518	Rodada 7	Shell Brasil	80%
Santos	S-M-619	Rodada 7	Petrobras	80%

* Em processo de devolução

** Cessão Onerosa

*** Percentual de participação no consórcio para cada uma das Empresas

SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2	SÓCIO 3	% SÓCIO 3
BP Energy do Brasil Ltda	25%	IBV Brasil Petróleo Ltda	20%		
Petrobras	50%				
Petrobras	50%				
BP Energy	35%				
Statoil Brasil ****	35%	Petrobras			
Anadarko	33%	Maersk Energia Ltda			
BP Energy	50%				
ExxonMobil Brasil	50%				
ExxonMobil Brasil	50%				
ExxonMobil Brasil	50%				
ExxonMobil Brasil	50%				
ExxonMobil Brasil	50%				
ExxonMobil Brasil	50%				
Petrogal Brasil S.A	20%				
Petrogal Brasil S.A	14%	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.*****	10%		
Shell Brasil Petróleo Ltda	20%	Total E&P do Brasil Ltda	10%	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda	10%
Pacific Brasil	35%				
Pacific Brasil	35%				
Pacific Brasil	35%				
Pacific Brasil	35%				
Pacific Brasil	35%				
Total E&P do Brasil Ltda	20%				
Repsol Sinopec Brasil S.A	20%				

****Atualmente Equinor

*****Atualmente Enauta

TABELA 3. BLOCOS EXPLORATÓRIOS SOB CONCESSÃO E EM PARTILHA (CONTINUAÇÃO)

BACIA	CAMPO/BLOCO	RODADA	OPERADORA	% OP
Santos	S-M-623	Rodada 7	Petrobras	60%
Santos	ALTO_CF_O	Partilha 3	Shell Brasil	55%
Santos	ENT_SAPINH	Partilha 2	Petrobras	45%
Santos	N_CARCARA	Partilha 2	Statoil Brasil O&G ****	40%
Santos	PEROBA	Partilha 3	Petrobras	40%
Santos	S_GATO_MAT	Partilha 2	Shell Brasil	80%
Santos	S-M-1537	Rodada 14	Karoon	100%
Campos	2_IRMAOS	Partilha 4	Petrobras	45%
Santos	BLC_3MARIA	Partilha 4	Petrobras	30%
Santos	BLC_UIRAPR	Partilha 4	Petrobras	30%
Santos	PAU_BRASIL	Partilha 5	BP Energy	50%
Santos	SATURNO	Partilha 5	Shell Brasil	50%
Campos	SO_TRTG_VD	Partilha 5	Petrobras	100%
Santos	TITA	Partilha 5	ExxonMobil Brasil	64%
Campos	C-M-657	Rodada 15	Petrobras	30%
Campos	C-M-709	Rodada 15	Petrobras	40%
Campos	C-M-753	Rodada 15	ExxonMobil Brasil	40%
Campos	C-M-755	Rodada 15	BP Energy	60%
Campos	C-M-789	Rodada 15	ExxonMobil Brasil	40%
Campos	C-M-791	Rodada 15	Shell Brasil	40%
Campos	C-M-793	Rodada 15	BP Energy	60%
Campos	C-M-821	Rodada 15	Repsol	40%
Campos	C-M-823	Rodada 15	Repsol	40%
Santos	S-M-536	Rodada 15	ExxonMobil Brasil	64%
Santos	S-M-647	Rodada 15	ExxonMobil Brasil	64%
Santos	S-M-764	Rodada 15	Chevron Brasil Óleo	40%

* Em processo de devolução

** Cessão Onerosa

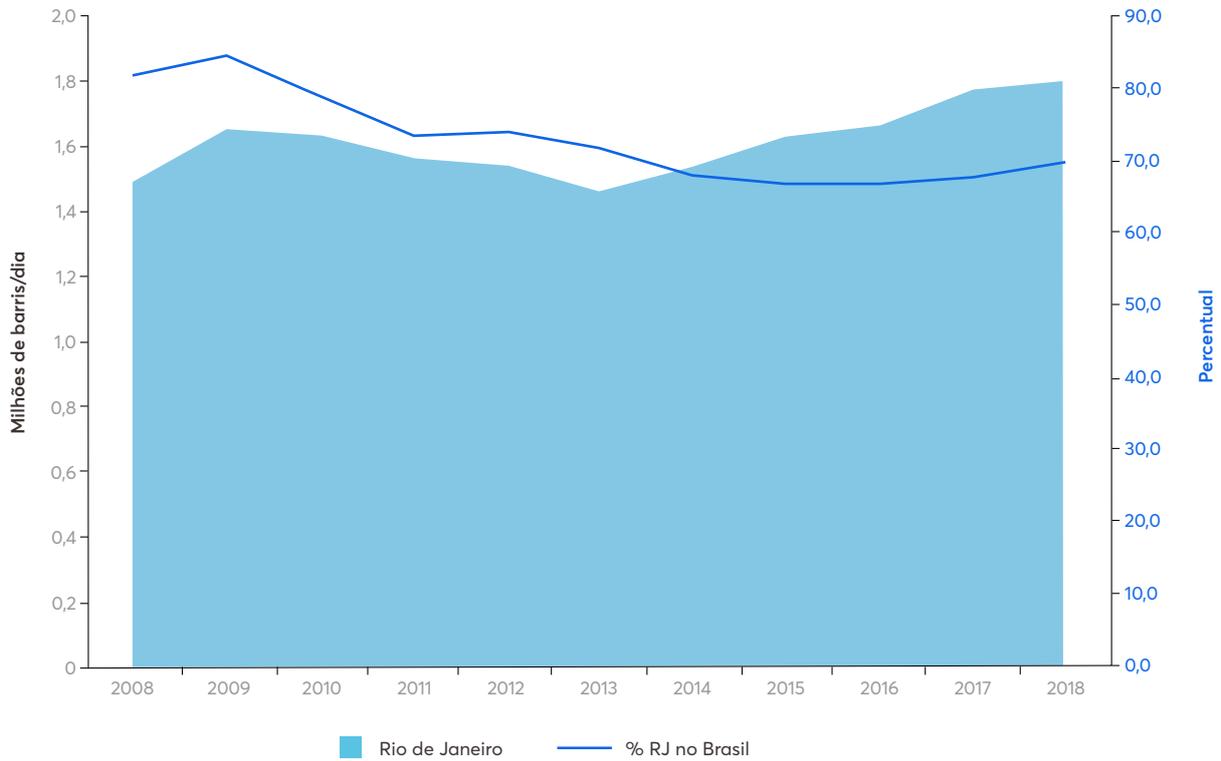
*** Percentual de participação no consórcio para cada uma das Empresas

****Atualmente Equinor

SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2	SÓCIO 3	% SÓCIO 3
BG E&P Brasil Ltda	20%	Repsol Sinopec Brasil S.A	20%		
CNOOC Petroleum	20%	QPI Brasil	20%		
Shell Brasil	30%	Repsol Sinopec Brasil S.A	25%		
Petrogal Brasil S.A	20%	Exxon Mobil Brasil	40%		
CNODC Brasil	20%	BP Energy	40%		
Total E&P do Brasil Ltda	20%				
Statoil Brasil O&G ****	25%	BP Energy	30%		
Chevron Brazil	30%	Shell Brasil	40%		
Petrogal Brasil S.A	14%	Statoil Brasil O&G ****	28%	Exxon Mobil Brasil	28%
Ecopetrol	20%	CNOOC Petroleum	30%		
Chevron Brazil	50%				
QPI Brasil	36%				
Statoil Brasil O&G ****	30%	Exxon Mobil Brasil	40%		
Statoil Brasil O&G ****	20%	Exxon Mobil Brasil	40%		
Petrobras	30%	QPI Brasil	30%		
Statoil Brasil O&G ****	40%				
Petrobras	30%	QPI Brasil	30%		
Petrogal Brasil S.A	20%	Chevron Brazil	40%		
Statoil Brasil O&G****	40%				
Wintershall Holding	20%	Chevron Brazil	40%		
Wintershall Holding	20%	Chevron Brazil	40%		
QPI Brasil	36%				
QPI Brasil	36%				
Repsol Sinopec Brasil S.A	40%	Wintershall Holding	20%		

GRÁFICO 11. HISTÓRICO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.



40

GRÁFICO 12. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

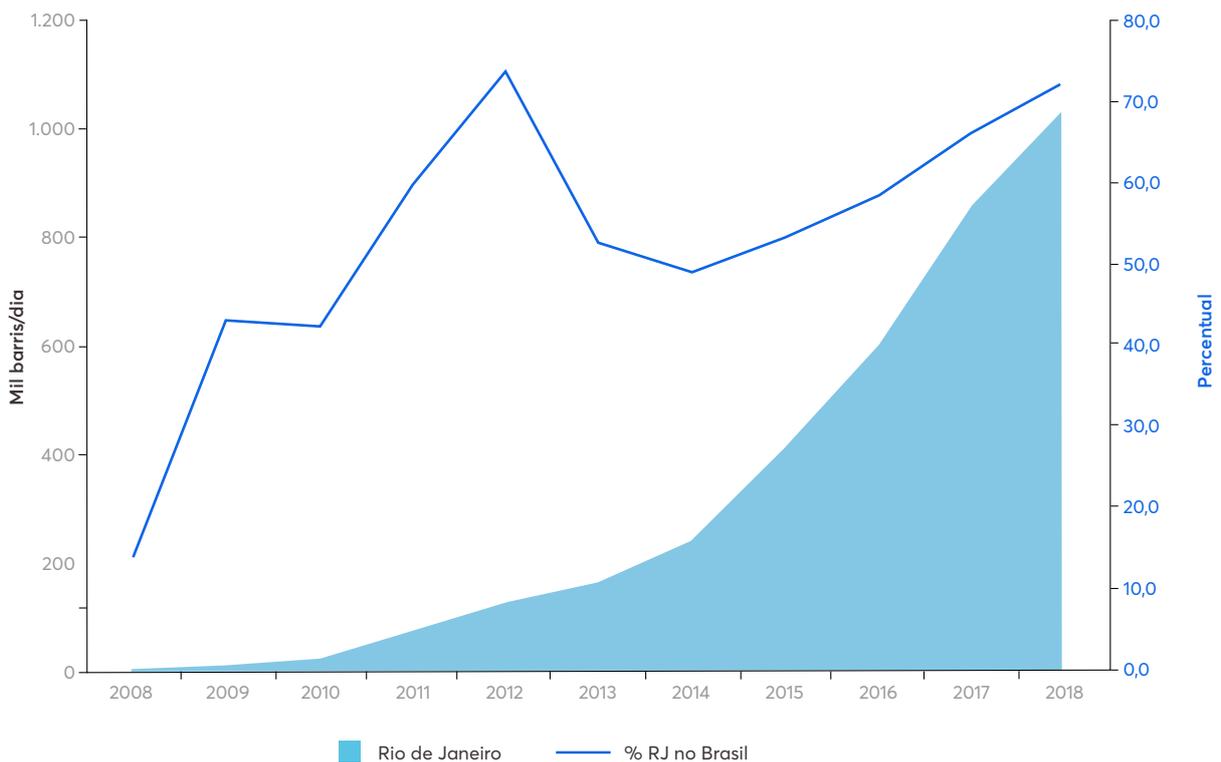


TABELA 4. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL POR CAMPO, EM 2018, NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

CAMPO	BACIA	PETRÓLEO (BBL/DIA)
Barracuda	Campos	3.227,44
Búzios	Santos	97.931,77
Caratinga	Campos	2.979,17
Lula	Santos	897.089,17
Marlim	Campos	2.034,80
Marlim Leste	Campos	21.162,26
Mero	Santos	9.896,10
Voador	Campos	2.576,12
Produção Total na Bacia de Campos RJ – Pré-Sal		31.979,80
Produção Total na Bacia de Santos RJ – Pré-Sal		1.004.917,04
Produção Total Rio de Janeiro no Pré-Sal		1.036.896,84
% do Brasil		69%

TABELA 5. INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

CAMPO/BLOCO	BACIA	ESTADO	NOME POÇO ANP	DATA DA NOTIFICAÇÃO	FLUIDOS	LÂMINA D'ÁGUA (M)
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1322RJS	25/01/2016	Petróleo	1913
C-M-539	Campos	RJ	3REPF17RJS	07/03/2016	Gás e Petróleo	2735,5
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1322RJS	08/03/2016	Petróleo	1913
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1339ARJS	24/05/2016	Petróleo	2033
ALBACORA	Campos	RJ	3BRSA1316RJS	07/06/2016	Petróleo	334
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1342ARJS	05/07/2016	Petróleo	1998
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1339ARJS	28/07/2016	Petróleo	2033
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1343RJS	04/11/2016	Petróleo	2025
MARLIM	Campos	RJ	9MRL231DRJS	16/06/2017	Petróleo	604
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1345RJS	14/07/2017	Petróleo	2087
MARLIM SUL	Campos	RJ	6BRSA1349RJS	27/07/2017	Petróleo	1108
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1345RJS	03/08/2017	Petróleo	2087
MERO	Santos	RJ	3BRSA1350RJS	05/09/2017	Petróleo	2098
MARLIM	Campos	RJ	9MRL231DARJS	20/10/2017	Petróleo	604
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1353DRJS	04/12/2017	Petróleo	2008
LIBRA	Santos	RJ	3BRSA1356DRJS	12/01/2018	Petróleo	1974
MARLIM LESTE	Campos	RJ	9MLL79DRJS	28/02/2018	Petróleo	1691
PEROBA	Santos	RJ	1-BRSA-1363-RJS	22/02/2019	Gás	2238
LIBRA	Santos	RJ	3-BRSA-1355D-RJS	29/03/2018	Petróleo	1989
MARLIM LESTE	Campos	RJ	9-MLL-79D-RJS	28/03/2018	Petróleo	1691

TABELA 6. HISTÓRICO DE INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS E DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE

Fonte: ANP, 2019.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Índice de Hidrocarbonetos - RJ	11	16	17	34	18	18	15
Declarações de Comercialidade - RJ						5	10
Índices de Hidrocarbonetos - Brasil	47	87	39	82	74	75	87
Declarações de Comercialidade - Brasil	2	4	5	2	11	18	31

TABELA 7. RELAÇÃO R/P NO BRASIL E RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Rio de Janeiro	21	19	19	20	20	19	18
Brasil	19	18	18	19	21	20	19

42

TABELA 8. EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE PERFURATÓRIA

Fonte: ANP, 2019

POÇOS	2009	2010	2011
Poços Exploratórios RJ	21	54	75
Poços Exploratórios RJ	52	55	55
Poços Especiais RJ	44	42	42
Total Brasil no <i>Offshore</i>	206	212	242
Total Brasil	870	787	663
% RJ Poços Exploratórios <i>Offshore</i>	28%	59%	61%
% RJ Poços Exploratórios <i>Offshore</i>	67%	75%	79%
% RJ Poços Especiais <i>Offshore</i>	85%	88%	86%
% RJ Poços Totais do Brasil	13%	19%	26%

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
15	22	23	57	55	48	31	23	11	8	7	4
3			1		4	7	21	1		1	1
110	129	132	150	148	174	132	83	88	22	24	17
15	35	18	30	9	17	13	28	12	3	6	11

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
20	19	17	20	21	22	23	24	18	17	16	17
20	19	18	19	20	20	21	20	15	14	13	14

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
51	23	20	12	9	5	3
55	73	63	59	66	43	42
39	44	9	16	10	6	14
220	212	158	128	94	59	65
782	690	584	680	296	202	218
53%	43%	44%	46%	75%	83%	38%
72%	67%	62%	71%	92%	91%	98%
81%	90%	82%	84%	100%	100%	100%
19%	20%	16%	13%	29%	27%	27%

GRÁFICO 13. EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE PERFURATÓRIA NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

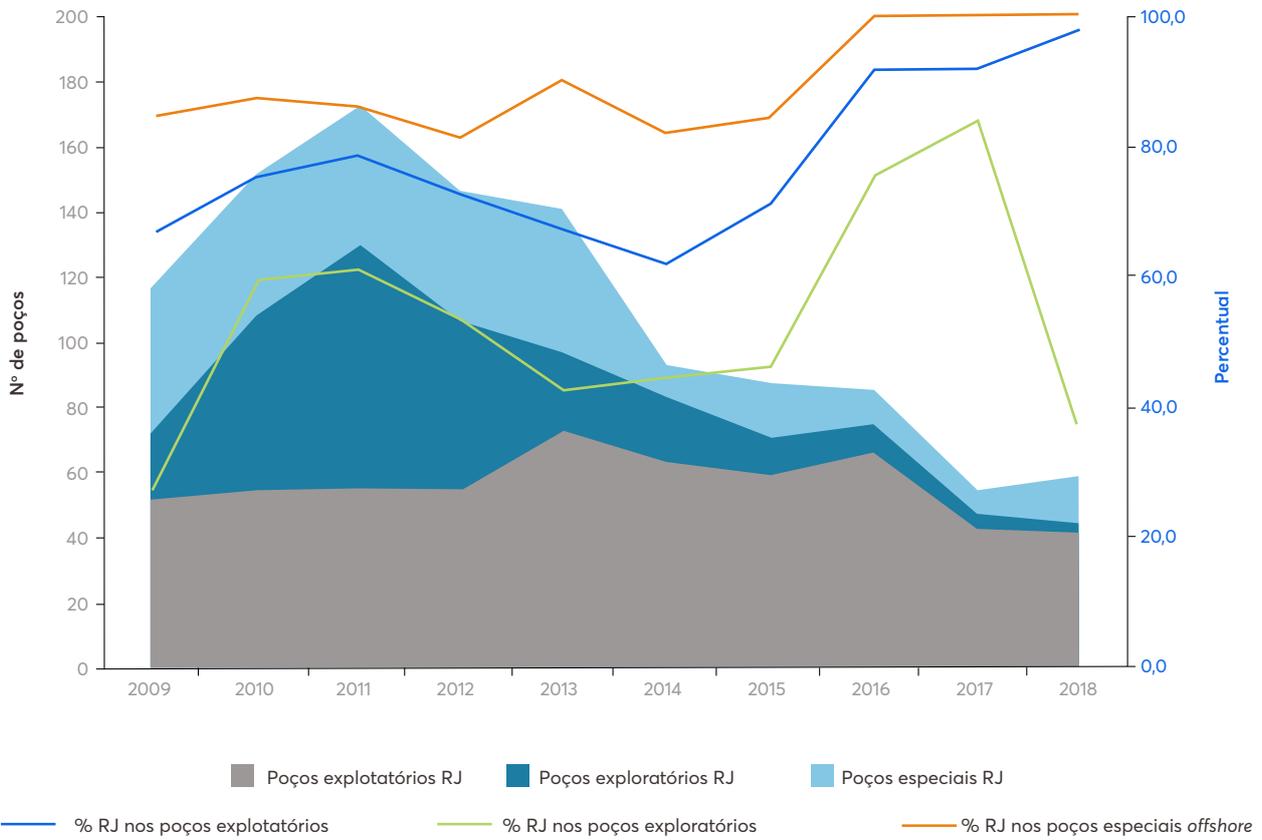
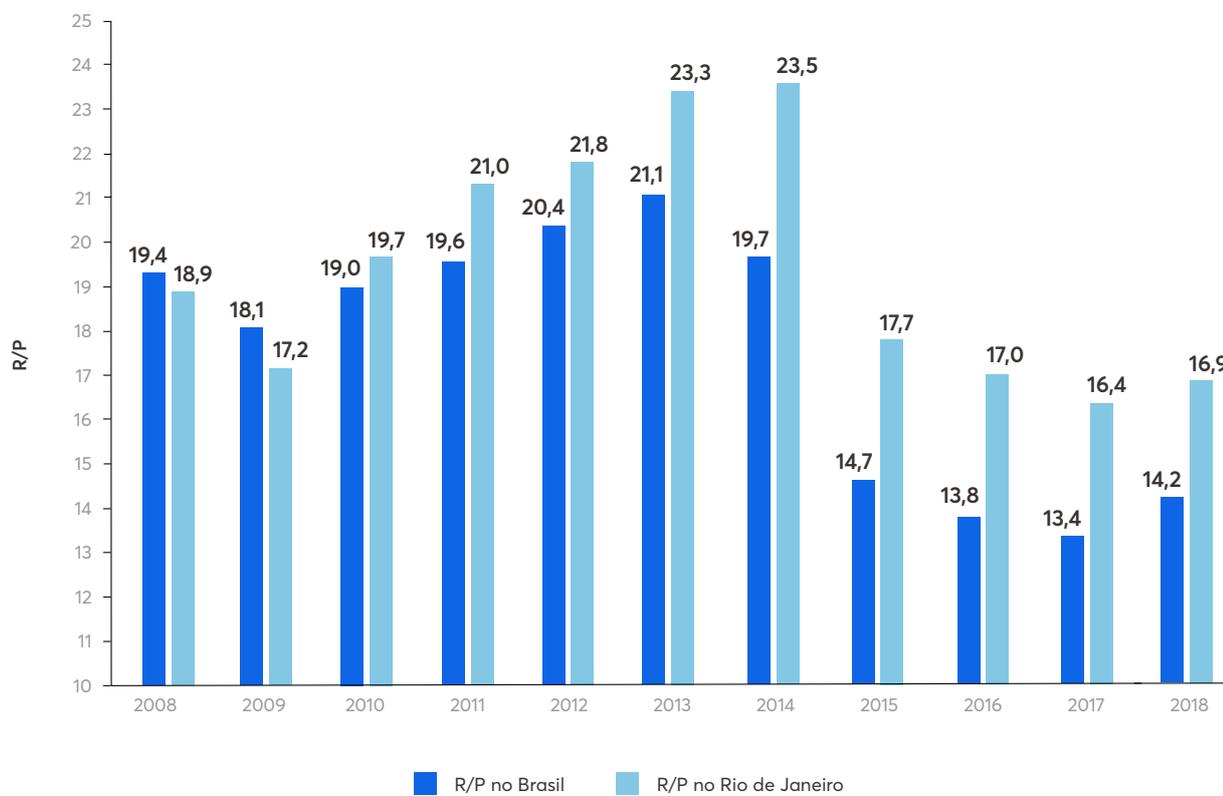


GRÁFICO 14. RELAÇÃO R/P NO BRASIL E NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.



Abastecimento



Perspectivas do setor de *downstream* no Brasil dentro dos cenários globais

Elaborado pela IHS Markit

A indústria de energia continuamente vai sendo moldada por tendências econômicas globais, variações geopolíticas, políticas governamentais emergentes e avanços sucessivos em tecnologia. O setor de Petróleo e Gás, pela sua dominância na matriz energética mundial e pelo seu impacto direto na vida cotidiana de cada ser humano e ao meio ambiente, é um dos setores mais dinâmicos e que provoca consequências e atenção em nível global em uma infinidade de outras indústrias.

Hoje não há dúvida de que o mundo do Petróleo e Gás está passando por uma das maiores mudanças nos seus fundamentos e, conseqüentemente, o setor de *downstream*, sendo o principal elo entre o petróleo e o consumidor comum (já que ainda não se pode abastecer um automóvel ou gerar petroquímicos a partir do petróleo cru), vive pressão e desafios de ambos os lados.

Essas mudanças de fundamentos resultam principalmente da combinação de fatores como a oportunidade de negócio, das inovações tecnológicas, e políticas ambientais. Apesar da indústria ser bem madura, ela continua a se reinventar e surpreender com respostas aos seus desafios.

Porém, as respostas são predominantemente nas fronteiras ao setor do refino.

A primeira grande pressão ocorreu há mais de vinte anos, quando as projeções e análises previam o pico de oferta de petróleo ao redor do início dos anos 2000. Do ponto de vista do refino, a aflição ficava em uma indústria com possível escassez de matéria-prima e um horizonte de demanda contínua. Tecnologia como exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas e a revolução do *fracking* e perfuração horizontal praticamente eliminaram esse

medo e também se sabe que as projeções de pico de petróleo estavam equivocadas em seus princípios. A preocupação do momento são as tensões geopolíticas que influenciam o acesso ao petróleo.

Atualmente, a maior preocupação para o *downstream* global está no lado da demanda. Diferente das projeções de oferta de petróleo, a demanda global de produtos refinados atualmente está passando por mudanças estruturais fundamentais que implicam em um pico de demanda (ou pelo menos uma desaceleração substancial de crescimento no cenário mais pessimista de estabilidade e transição energética) em um futuro próximo.

As mudanças impulsionadas por mandatos continuam a ser um fator-chave em suposições de menor demanda, à medida que ganhos de eficiência, medidas de substituição e antipoluição ganham velocidade, e a implementação de políticas progride.

A demanda no setor de transporte sofrerá uma redução ainda mais acentuada com a transição para longe do motor de combustão interna. A previsão é que mais da metade da frota global de veículos leves consistirá de fontes de combustível não tradicionais em 2050.

Apesar da transição por influência de políticas ambientais, a China continuará a liderar o crescimento geral da demanda até o início da década de 2030, quando a Índia surge como a maior contribuinte líquida para o crescimento.

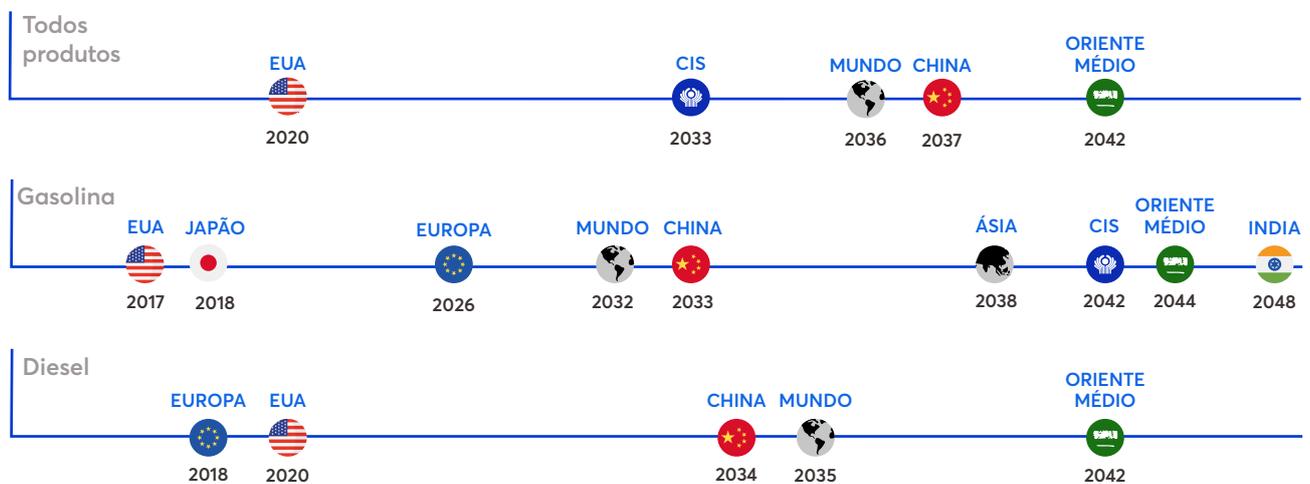
O movimento antidiesel da Europa seguirá influenciando fortemente as perspectivas de demanda em meio a um movimento mais generalizado de redução de combustíveis fósseis.

África e América Latina ainda não avistam esse pico de demanda pois carecem de estabilidade política e compromisso com novas estratégias energéticas.

Em algumas regiões do mundo e para alguns produtos essa preocupação já faz parte da realidade de hoje.

PICO DE DEMANDA DE ALGUNS PRODUTOS REFINADOS POR REGIÃO

Fonte: IHS Markit



Por trás dessa nova dinâmica de demanda verifica-se que os mercados de derivados estão cada vez mais conectados e interdependentes. Essa combinação resulta em algumas regiões se transformando em grandes centros exportadores, com refinarias de grande escala e complexidade, extensa infraestrutura e custos competitivos, como os Estados Unidos, Índia e Oriente Médio, e outras se tornando centros importadores, como América Latina, África e parte da Ásia.

O perfil de propriedade da capacidade de refino varia bastante de continente a continente. Nos países mais desenvolvidos na Europa e na América do Norte o setor é dominado pela iniciativa privada sem nenhuma presença de estatais. Na Ásia e Índia existe ainda uma dominação do setor público, mas com o setor privado cada vez mais ganhando espaço. Partes do Oriente Médio, África, e América Latina são ainda

caracterizadas pela presença majoritária das empresas governamentais nacionais. Outra tendência, em vista aos cenários de pico de demanda, é a redução da participação de *Downtream* no portfólio das grandes multinacionais como ExxonMobil, Shell, BP.

Em 2050, mais do que 50% do processamento de petróleo por refinarias será realizado na Ásia e Oriente Médio.

Com a convergência em geral das especificações de produtos, haverá uma intensificação da comercialização entre continentes e aquelas regiões com excedente, resultado do pico de demanda local, estarão fortemente buscando fatias dos mercados ineficientes que possuam escala, perspectiva de crescimento, e margens atrativas a fim de assegurar lucratividade e destino de seus produtos.

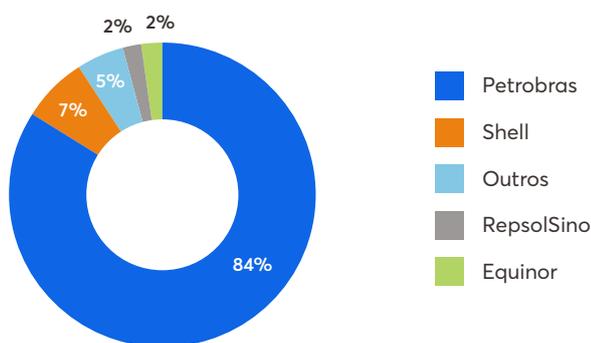
E COMO O BRASIL SE ENCAIXA NA PERSPECTIVA GLOBAL DO DOWNSTREAM?

O setor de *Downstream* brasileiro seguiu dormente mesmo com a abertura oficial do mercado com a lei do petróleo em 1997. A exceção fica sendo o setor de distribuição/comercialização, que desde então evoluiu para uma estrutura dividida entre postos sem bandeira e postos de marca e entre quatro agentes, mas a maior fatia de mercado pertencendo à BR Distribuidora, subsidiária da estatal Petrobras.

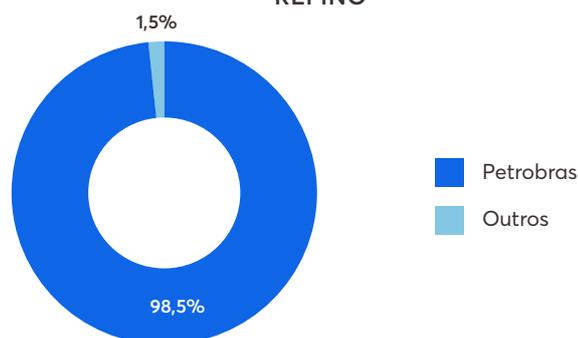
A DIVERSIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA

Fonte: Petrobras, IHS Markit 2017.

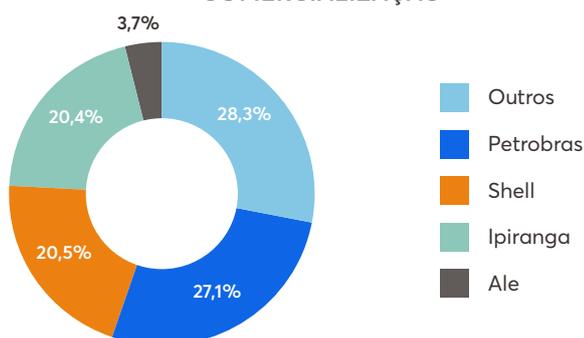
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO



REFINO



COMERCIALIZAÇÃO



Regionalmente, o Brasil não está sozinho na concentração do refino na empresa estatal. Como exceção, Peru e Argentina apresentam 50% da capacidade do refino pertencente à empresa estatal e a outra metade nas mãos de empresas privadas. No restante da região a empresa estatal detém o monopólio das operações.

O discurso de segurança nacional e de soberania do abastecimento prevalece na América Latina, mas a realidade é que a região depende altamente das importações. O volume de importações de gasolina e diesel irão ultrapassar a marca de 2 milhões de barris por dia em 2030. A maioria dessas importações será originada nos EUA.

Em contraste com a estrutura do setor no Brasil e na América Latina, mais de 50% da capacidade de refino nos EUA está em empresas que não possuem nenhuma atividade em exploração e produção. Nenhum agente detém mais do que 12% da capacidade instalada nos EUA e não existe nenhuma refinaria que pertença ao governo. O complexo de *downstream* da Costa do Golfo americano resulta em um dos centros refinadores mais competitivos do mundo.

As razões pela qual não houve uma entrada de novos agentes se devem ao fato de que na ocasião de abertura do mercado o país praticamente se encontrava autossuficiente e ao fato de que não houve a consideração da quebra de monopólio de fato da estatal. Adicionalmente, leis que não permitiam a verticalização no setor não se aplicavam à estatal, já que a empresa continuava integrada do poço ao posto.

As tentativas de trazer novos agentes no passado, até mesmo iniciadas pela própria estatal Petrobras, foram revertidas mais por motivos políticos do que por decisão econômica, como foi o caso da refinaria REFAP, que, em 2001, tornou-se subsidiária com a participação da petroleira espanhola Repsol e que, logo em 2010, reintegrou-se à Petrobras totalmente.

Infelizmente, a história mais recente do setor de refino foi marcada por corrupção e um gasto astronômico

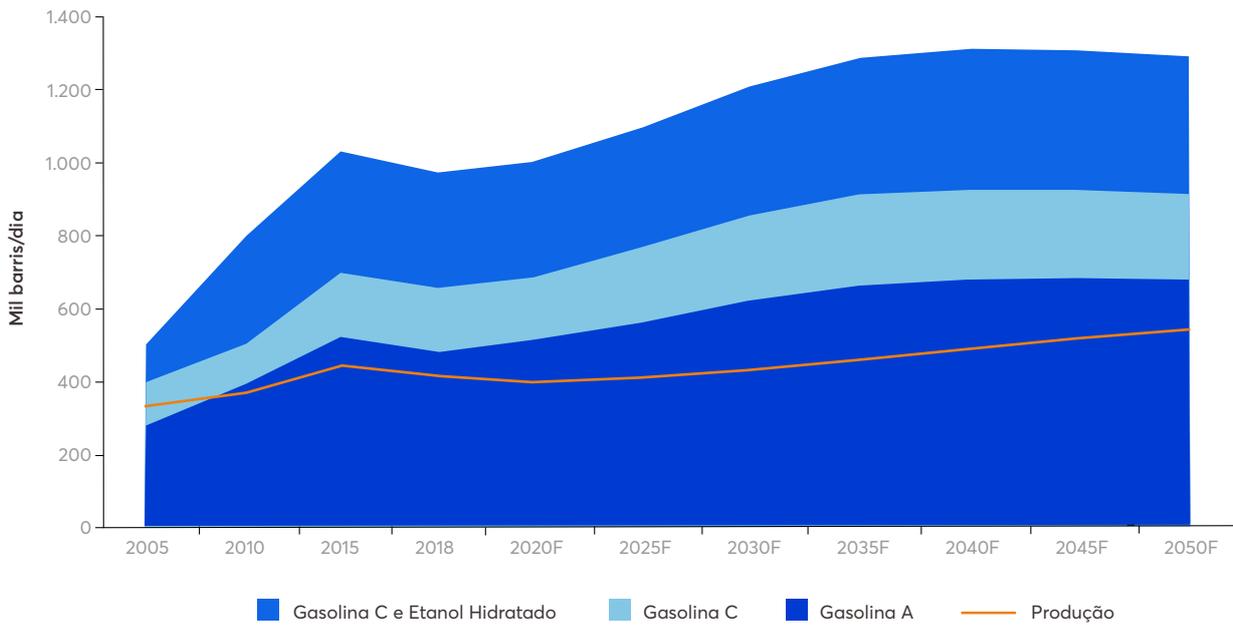
na construção da refinaria RNEST e a suspensão temporária da construção da refinaria COMPERJ.

Mesmo nos períodos de certa estabilidade econômica, a empresa estatal e outros mecanismos indiretos foram usados pelo governo para controle de preços dos derivados: em ocasiões existia subsídio e em outros momentos o preço local estava acima dos

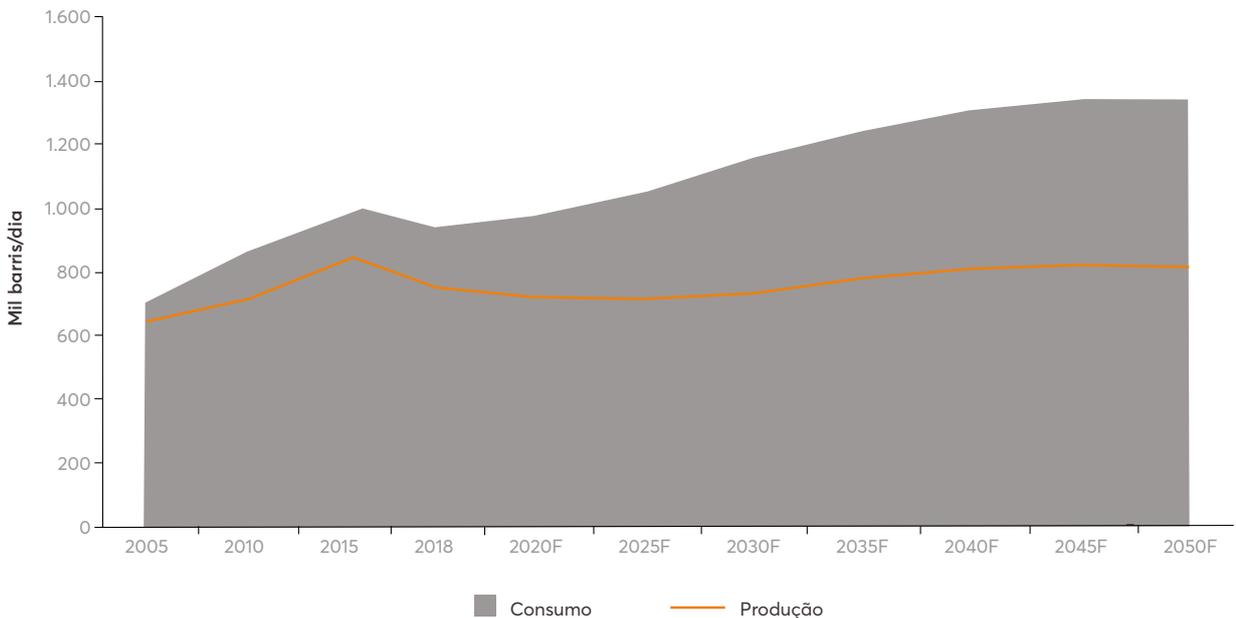
preços internacionais. Esse tipo de controle e falta de política e transparência de preços do passado também contribuíram para afastar o interesse de outros agentes no setor de refino.

Esses diversos fatores contribuíram para que a brecha entre demanda e oferta local cada vez aumente mais ao longo dos próximos anos.

RELAÇÃO CONSUMO/PRODUÇÃO DE GASOLINA - BRASIL



RELAÇÃO CONSUMO/PRODUÇÃO DE DIESEL - BRASIL



Desde 2016, a Petrobras, como parte de seu plano estratégico, tomou a iniciativa de se reposicionar no setor de refino. A primeira medida foi a nova política de preços de paridade internacional e nos dois anos seguintes a empresa lançou modelos de desinvestimento do refino.

O próprio governo e o órgão regulatório ANP tiveram que, ainda que de uma maneira reacionária ao novo posicionamento da Petrobras, repensar as regras e medidas para promover um mercado mais competitivo e diversificado, com a iniciativa do programa Combustível Brasil.

Porém, quando a Petrobras passou a praticar a variação de preços dos combustíveis com frequência seguindo o mercado internacional diretamente e de operar suas refinarias visando o máximo retorno aos seus acionistas, a empresa sofreu tremenda pressão, sendo equivocadamente caracterizada como a responsável pelo alto preço dos combustíveis na bomba dos postos. Dessa situação, em 2018, vieram uma greve de caminhoneiros que paralisou quase todo o país, a volta de subvenção sobre o preço do diesel e a suspensão preliminar do plano de desinvestimento no refino.

Esses eventos mostraram outras consequências da situação do *downstream* no Brasil. Em nível macroeconômico, expôs-se a fragilidade da economia brasileira e o medo constante da inflação por efeito de volatilidade de preços internacionais de petróleo e derivados e das taxas de câmbio. Também se evidenciou a vulnerabilidade logística devido à falta de investimentos no setor de infraestrutura e distribuição de derivados.

Como praticamente único agente e com seu acionista majoritário sendo o governo brasileiro, a Petrobras acaba sendo usada como um dos mecanismos reguladores da inflação nacional. Porém, sabe-se que essa questão é muito mais complexa do que somente o preço dos combustíveis para o consumidor brasileiro.

Recentemente, uma série de novas iniciativas e diretrizes no país, tanto da parte dos órgãos

governamentais como da Petrobras, por exemplo, o novo programa Abastece Brasil e a revisão do modelo de desinvestimento no refino, estão sendo desenhados para criar um mercado mais diversificado e competitivo.

Ficam as seguintes perguntas: além dessas medidas recentes o país poderá apresentar estabilidade legal e fiscal de longo-prazo para atrair novos agentes? Haverá um plano mestre de energia que possa estimular a infraestrutura e o acesso à energia a preços competitivos? A competição entre as fontes de energia será baseada em fundamentos e políticas ambientais consistentes? O custo país será competitivo e atrativo em relação

Enfim, a competição e o desafio para o setor de *downstream* brasileiro vêm não somente das importações, mas também internamente pela participação significativa do etanol no mercado de combustíveis de transportes.

O setor de refino vem se transformando intensamente e a janela de atrair investimentos e novos agentes para o cada vez mais vai se fechando.

O QUE VEM PELA FRENTE PARA O SETOR DE DOWNSTREAM?

O futuro do setor continuará apresentando desafios e pressões por parte do mercado de petróleo, com volatilidade de preços e instabilidades geopolíticas. Do lado do mercado de derivados, mais restrições e demanda crescente da melhoria de qualidade dos produtos serão exigidas pelos órgãos reguladores, fundamentados por impactos ambientais, vide a nova regulação da óleo combustível marítimo, reduzindo de 3,5% a 0,5% o conteúdo de enxofre, pela Organização Marítima Internacional (IMO em sua inglês), a partir de janeiro de 2020.

Com o horizonte de pico de demanda, a racionalização e o fechamento de refinarias em algumas partes do mundo e fusões e associações entre empresas visando aos ganhos de eficiência e competitividade serão uma realidade no futuro próximo.

A dinâmica da oferta mudará à medida que a demanda crescente de matérias-primas petroquímicas ultrapasse as perspectivas de combustível para motores.

As mudanças de conversão favorecendo a nafta devem ser esperadas, juntamente com estratégias mais focadas de investimentos de integração com o setor petroquímico, particularmente nos principais centros de demanda. Mas será o caminho petroquímico uma alternativa viável tomando-se em conta as discussões atuais sobre a sustentabilidade e impacto ambiental dos plásticos? Adicionalmente, alguns projetos tecnológicos visam a sobrepassar completamente a refinaria convertendo petróleo diretamente em derivados petroquímicos.

O Brasil tem uma situação privilegiada e uma riqueza diversa e abundante em recursos de fonte de energia. O setor de Petróleo e Gás, sem dúvida, desempenha um papel fundamental para a economia.

As condições para uma remodelação do setor de *downstream* no país são únicas e favoráveis: abundância de matéria-prima, competição com outras alternativas, e mercado de escala e com perspectiva de crescimento. Cabe que medidas que vão além da indústria se concretizem para sustentar o seu desenvolvimento.

O Brasil não pode assumir que a janela de mudança para o setor estará aberta indefinidamente.

Quem sabe a próxima revolução tecnológica estará no *downstream*, reinventando o processamento e a utilização dos hidrocarbonetos do petróleo provendo energia e produtos químicos com o mínimo impacto ao meio ambiente. Imaginem se essa tecnologia for brasileira!

Nota de Rodapé

Termo de responsabilidade

As informações contidas nesta apresentação são confidenciais. É estritamente proibido fazer qualquer uso, divulgação, reprodução ou disseminação não autorizados, total ou parcial, por qualquer meio ou forma, sem a permissão prévia por escrito da IHS Markit ou de qualquer uma de suas afiliadas ("IHS Markit"). Todos os logotipos e nomes comerciais do IHS Markit sujeitos à licença contidos nesta apresentação são de propriedade da IHS Markit. As opiniões, declarações, estimativas e projeções nesta apresentação (incluindo outras mídias) são exclusivas do(s) autor(es) individual(ais) no momento da redação e não refletem necessariamente as opiniões da IHS Markit. A IHS Markit e o(s) autor(es) não têm nenhuma obrigação de atualizar esta apresentação caso qualquer conteúdo, opinião, declaração, estimativa ou projeção (coletivamente, "informação") seja alterado

ou torne-se impreciso. A IHS Markit não oferece nenhuma garantia, expressa ou implícita, quanto à exatidão, integridade ou atualidade de qualquer informação contida nesta apresentação, e não deve, de forma alguma, ser responsabilizada por qualquer destinatário por nenhuma imprecisão ou omissão. Sem limitar o acima exposto, a IHS Markit não terá nenhuma responsabilidade em relação aos destinatários, seja em contrato, em delito (incluindo negligência), sob garantia, sob estatuto ou não, em relação a perdas ou danos sofridos por/pelos destinatários como resultado ou conexão a qualquer informação fornecida, ou ação determinada pela empresa ou terceiros, com base ou não em qualquer informação fornecida. A inclusão de um link para um site externo por parte da IHS Markit não deve ser entendida como um endosso do site ou dos proprietários do site (ou de seus produtos/serviços). A IHS Markit não é responsável pelo conteúdo nem pela produção de sites externos. Direitos autorais © 2019, IHS Markit®. Todos os direitos reservados e todos os direitos de propriedade intelectual são retidos pela IHS Markit.

Programa de reestruturação de negócios de refino

Elaborado pela Petrobras

O ano de 2019 ficará marcado como o ponto de partida para significativas transformações do mercado brasileiro de derivados de petróleo no Brasil, resultantes da conjugação de esforços, tanto de diversos atores da esfera pública como da Petrobras, para promover um ambiente de negócios transparente, competitivo e eficiente nos segmentos de refino e logística de petróleo e seus derivados.

A Petrobras, nos seus três últimos Planos de Negócios e Gestão (PNG), já vinha sinalizando sua intenção estratégica de fazer desinvestimentos e parcerias em ativos de refino e logística, com os objetivos de desalavancagem financeira e de redução de riscos de mercado, através da garantia da prática de preços de derivados de petróleo alinhados com o mercado internacional desses produtos, como ocorre nas economias mais desenvolvidas do mundo.

Em março deste ano, a Petrobras aprovou o chamado Plano de Resiliência, contendo ações adicionais ao PNG 2019-2023 e consistente com os cinco pilares estratégicos da companhia: (i) maximização do retorno sobre o capital empregado; (ii) redução do custo de capital; (iii) busca incessante por custos baixos; (iv) meritocracia; e (v) respeito às pessoas e ao meio ambiente e foco na segurança de suas operações.

De acordo com esse Plano, uma das principais alavancas de geração de valor é a ampliação do programa de desinvestimentos da companhia. Neste sentido, em abril deste ano, a Petrobras divulgou sua intenção de vender oito de suas treze refinarias, totalizando uma capacidade de refino de 1,1 milhão de barris por dia (Mbpd), aproximadamente 50% do refino nacional, juntamente com a sua logística associada, que se constitui de 8 terminais aquaviários, 6 terminais terrestres e 2.500 km de dutos. Os ativos de refino são:

a Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Pernambuco, a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), na Bahia, a Refinaria Getúlio Vargas (REPAR), no Paraná, a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), no Rio Grande do Sul, a Refinaria Gabriel Passos (REGAP), em Minas Gerais, a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), no Amazonas, a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), também no Paraná.

A venda dessas refinarias e dos ativos logísticos associados a elas será conduzida de acordo com a Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras, segundo o disposto no Decreto nº 9.188/17, por meio de processos competitivos públicos e independentes, observando também as diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e os termos acordados pela Petrobras com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), dando maior segurança jurídica aos desinvestimentos.

Neste sentido, o CNPE, através da Resolução nº 9, de 9 de maio de 2019, estabeleceu, como de interesse da Política Energética Nacional, que na hipótese de decisão de desinvestimentos levada a efeito por empresas que ocupem posição dominante no setor de refino, sejam observadas as seguintes diretrizes para a promoção da livre concorrência, sem prejuízo da legislação aplicável às empresas alcançadas: (i) alienação concomitante de refinarias e respectivos ativos de infraestrutura necessários para a movimentação de seus insumos e produtos; (ii) transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos; (iii) transferência de ativos de refino sem a manutenção de participação societária do alienante nesses empreendimentos; e (iv) transferência de ativos de movimentação de insumos e produtos

preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados, considerando o mercado relevante, observada a regulação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) para o acesso de terceiros. A diretriz (i) poderá ter seu atendimento dispensado no caso de compartilhamento da infraestrutura por mais de um usuário.

Em decorrência, no último dia 11 de junho, a Petrobras e o CADE assinaram um Termo de Compromisso de Cessação, tendo por objeto propiciar condições concorrenciais, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado de refino, bem como suspender o inquérito administrativo instaurado por aquele conselho para investigar suposto abuso de posição dominante da Petrobras nesse mercado.

Dentre outros compromissos assumidos, a Petrobras se comprometeu a vender integralmente os ativos de refino anteriormente citados, com base em um cronograma acordado entre as partes até o prazo de 31/12/2021, ressalvadas eventuais circunstâncias impeditivas e/ou atrasos decorrentes de fatos não imputáveis à Petrobras, a qual poderá, motivadamente, solicitar ao CADE uma dilação de prazo pelo período total de até um ano. Os ativos deverão ser vendidos nos termos da Sistemática de Desinvestimentos da companhia, respeitadas as avaliações econômico-financeiras de cada um dos ativos, bem como os requisitos técnicos, jurídicos, financeiros e de *compliance* por parte dos potenciais compradores. Adicionalmente, os ativos considerados como potencialmente concorrentes não poderão ser adquiridos por um mesmo comprador ou empresas de um mesmo grupo econômico, tais como: RLAM e RNEST; REPAR e REFAP; REGAP e RLAM.

O cronograma e o cumprimento dos compromissos assumidos serão acompanhados por um agente

externo, a ser contratado pela Petrobras, segundo especificações a serem definidas de comum acordo entre as duas partes.

Por fim, mas não menos importante, cabe ressaltar aqui a decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) que, em 6 de junho último, reverteu decisão cautelar em Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI 5624), na parte em que condicionava as operações de venda de controle acionário de subsidiárias e controladas de empresas estatais à prévia autorização legislativa e ao processo licitatório nos termos da Lei nº 13.303/2016.

Todos esses movimentos permitiram à Petrobras divulgar, em 28 de junho de 2019, as oportunidades de investimento (*teasers*) em quatro dos oito primeiros conjuntos de ativos de refino e logística ("*clusters*"), a saber:

- Pernambuco: RNEST (130 Mbpd, ampliável para mais 130 Mbpd com a conclusão do segundo trem), 101 km de oleodutos e Terminal de Suape;
- Bahia: RLAM (333 mil Mbpd), 669 km de oleodutos, Terminais de Madre de Deus, Candeias, Itabuna e Jequié;
- Paraná e Santa Catarina: REPAR (208 Mbpd), 467 km de oleodutos, Terminais de Paranaguá (PR), São Francisco do Sul (SC), Guaramirim (SC), Itajaí (SC) e Biguaçu;
- Rio Grande do Sul: REFAP (208 Mbpd), 260 km de oleodutos, Terminais de Tramandaí e Niterói.

Os demais conjuntos de ativos terão seus *teasers* divulgados ao longo do 2º semestre de 2019.

Ao final desse processo, a Petrobras continuará posicionada em ativos de refino e logística nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, próximos às suas principais áreas de produção *offshore* de petróleo e gás

natural, especialmente da província do pré-sal, foco dos investimentos da Petrobras em exploração e produção.

Dessa forma, a Petrobras estará presente no Rio de Janeiro em toda a cadeia de valor do petróleo e seus derivados, desde a produção de petróleo e gás, passando pela logística em dois importantes terminais (Baía de Guanabara e Angra dos Reis) e produção de derivados na REDUC.

O Programa de Reestruturação de Negócios de Refino contribuirá para redinamizar o mercado de derivados de petróleo no Brasil, com a participação de novos atores, mais investimentos, principalmente em infraestrutura logística, inovação, melhores níveis de serviço e produtos de melhor qualidade a preços

competitivos, o que será um vetor importante para a retomada do crescimento industrial no País e, em especial, no Rio de Janeiro, considerando as vocações naturais deste Estado.

Outras medidas de ordem regulatória e tributária também serão necessárias para garantir a justa competição em todos os elos da cadeia de valor do *downstream* petrolífero, visando a reduzir os custos de transação, eliminar as assimetrias tributárias e a evasão fiscal e coibir as fraudes na comercialização de derivados de petróleo, principalmente de combustíveis. Nesse sentido, várias proposições já se encontram em estudo por representantes da indústria, da ANP, do CNPE e do Congresso Nacional.

Gráficos e Tabelas

TABELA 9. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE E TAXA DE OCUPAÇÃO DE REFINO NO RIO DE JANEIRO

Fonte: MME, 2019.

REFINARIAS DO RJ E UNIDADES DA FEDERAÇÃO	2005	2006	2007	2008	2009
Manguinhos (mil bbl/dia)	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
Reduc (mil bbl/dia)	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2
Nível de ocupação do refino no RJ	86%	86%	82%	87%	82%
Total Rio de Janeiro (mil bbl/dia)	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
% do Brasil	13%	13%	12%	12%	12%
Total São Paulo (mil bbl/dia)	840	840	847	865	897
Total Bahia* (mil bbl/dia)	323	323	323	297	282
Total Rio Grande do Sul (mil bbl/dia)	206	206	206	206	206
Total outros Estados** (mil bbl/dia)	420	420	432	452	452
Total Brasil*** (mil bbl/dia)	2.044	2.044	2.064	2.077	2.093

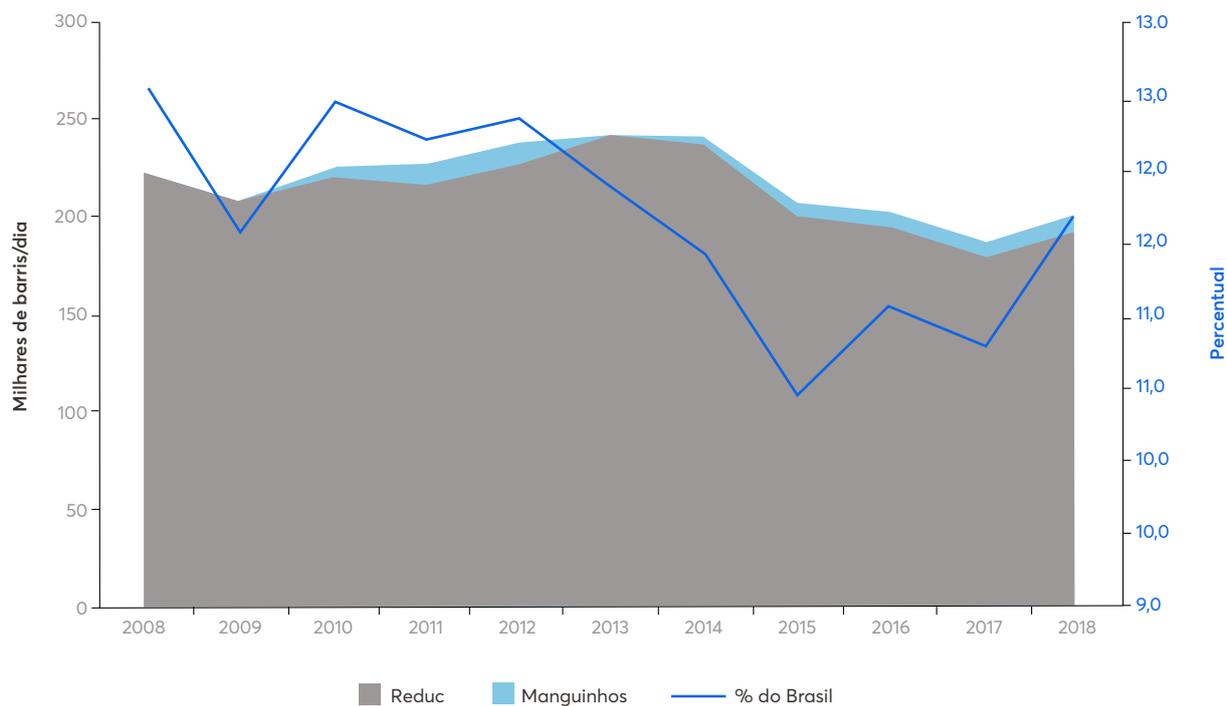
*A refinaria RLAM da Bahia possui uma fábrica de asfalto com capacidade de 3.773,9 barris/dia

** Inclui as refinarias LUBNOR (CE), REGAP (MG), REMAN (AM), REPAR (PR), RPCC (RN) e RNEST (PE).

*** Considera a capacidade nominal em barris/dia

GRÁFICO 15. HISTÓRICO DO REFINO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.



2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	14,0	14,0	14,0	14,0
242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	251,6	251,6	251,6
88%	89%	93%	95%	94%	81%	76%	71%	83%
256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,2	265,6	265,6	265,6
12%	12%	12%	12%	11%	11%	11%	11%	11%
897	899	899	899	918	927	923	928	928
282	282	282	379	379	379	379	380	380
206	218	218	218	218	237	237	237	237
452	460	450	450	539	580	596	581	581
2.093	2.116	2.106	2.203	2.311	2.374	2.402	2.391	2.391

TABELA 10. PRODUÇÃO POR DERIVADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO E TOTAL POR REFINARIA

Fonte: ANP, 2019.

PRODUTO (mil m ³)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Óleo diesel	2.634,17	2.542,94	2.683,05	2.684,07	3.231,35	2.933,60	3.031,02	2.742,68	3.070,81
Óleo combustível	2.361,67	2.359,19	2.771,82	2.833,16	3.038,20	2.935,29	3.010,44	3.045,66	2.900,10
Gasolina A	2.548,65	2.491,21	2.528,26	2.282,56	2.294,10	2.218,03	2.055,94	1.843,17	1.819,58
Querosene de aviação	831,99	697,54	643,29	805,43	904,68	980,27	741,30	773,42	885,13
GLP	771,61	794,40	949,03	1.303,38	1.399,39	1.424,30	1.184,69	1.075,88	1.159,72
Gasolina de aviação	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	19,56	43,01	31,33	12,66	6,13	3,49	2,13	1,38	1,73
Outros energéticos	-	-	-	-	-	-	-	-	201,58
Nafta	896,90	988,80	1.016,70	1.163,15	1.210,58	1.348,84	1.701,76	1.578,74	1.788,89
Outros não energéticos	120,79	161,98	260,98	215,58	211,15	362,68	845,41	861,11	833,57
Coque	-	-	-	-	-	-	-	-	264,94
Lubrificante	723,16	695,45	653,47	679,58	619,74	662,71	615,59	462,00	571,87
Asfalto	181,34	171,13	162,07	75,33	121,34	95,29	157,41	179,69	221,62
Parafina	38,56	37,75	37,65	40,86	40,16	42,32	36,55	15,93	21,99
Solvente	45,91	45,90	119,44	227,53	291,05	213,54	67,81	43,09	22,60
Total Reduc	10.462,45	10.188,84	11.067,50	11.385,73	12.461,48	12.769,13	13.282,40	12.544,54	13.740,54
Total Mangueiros	711,89	840,46	789,59	937,56	906,38	451,22	167,64	78,20	23,59
Total Rio de Janeiro	11.174,34	11.029,29	11.857,08	12.323,30	13.367,87	13.220,35	13.450,04	12.622,74	13.764,13
Total Brasil	93.061,07	97.427,42	94.999,75	95.007,89	100.459,66	101.789,80	103.440,28	105.735,04	105.438,54
% do RJ no Brasil	12%	11%	12%	13%	13%	13%	13%	12%	13%

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
3.039,23	3.474,26	3.469,05	3.462,76	3.882,58	3.374,10	2.992,32	3.089,15	2.686,17	3.066,30
1.940,30	1.890,04	2.187,62	2.584,32	2.904,75	2.873,76	2.467,12	1.777,08	1.886,46	1.902,42
1.962,36	2.403,05	2.800,24	2.624,14	2.261,16	2.482,07	2.202,92	2.357,54	2.243,09	2.111,54
966,44	1.050,01	1.194,74	1.177,00	1.318,08	1.324,24	1.214,87	1.402,48	1.326,73	1.427,49
1.216,72	1.048,60	1.150,08	1.056,88	977,94	953,08	863,45	1.117,43	1.366,73	1.331,79
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,76	14,44	236,01	204,32	30,34	27,42	-	-	-	-
1.564,03	1.470,97	1.219,04	1.666,14	1.501,75	1.648,79	1.407,75	1.157,95	1.268,23	1.502,85
715,40	909,22	1.082,22	924,20	841,90	801,64	730,75	782,43	682,73	868,68
397,89	455,55	535,23	601,21	612,16	520,23	493,25	523,62	470,27	482,94
449,86	459,90	403,81	432,93	532,55	510,83	486,19	470,96	464,90	483,09
144,84	180,48	206,23	262,97	218,69	316,32	91,33	79,58	70,86	64,49
11,10	5,80	14,37	9,09	10,59	15,83	16,00	13,80	11,94	20,65
7,87	2,49	17,06	2,86	-	-	-	-	-	0,18
12.362,93	12.992,95	13.916,01	14.409,48	15.076,50	14.690,96	12.571,41	12.310,98	12.024,79	12.688.971,64
59,88	371,85	599,68	599,34	15,98	157,36	394,53	461,03	453,34	573.449,66
12.422,81	13.364,80	14.515,70	15.008,81	15.092,47	14.848,32	12.965,94	12.772,02	12.478,12	13.262,42
106.540,71	106.840,62	111.496,02	117.327,81	123.905,34	126.468,03	118.448,72	110.856,75	105.841,30	104.195.591,96
12%	13%	13%	13%	12%	12%	11%	12%	12%	13%

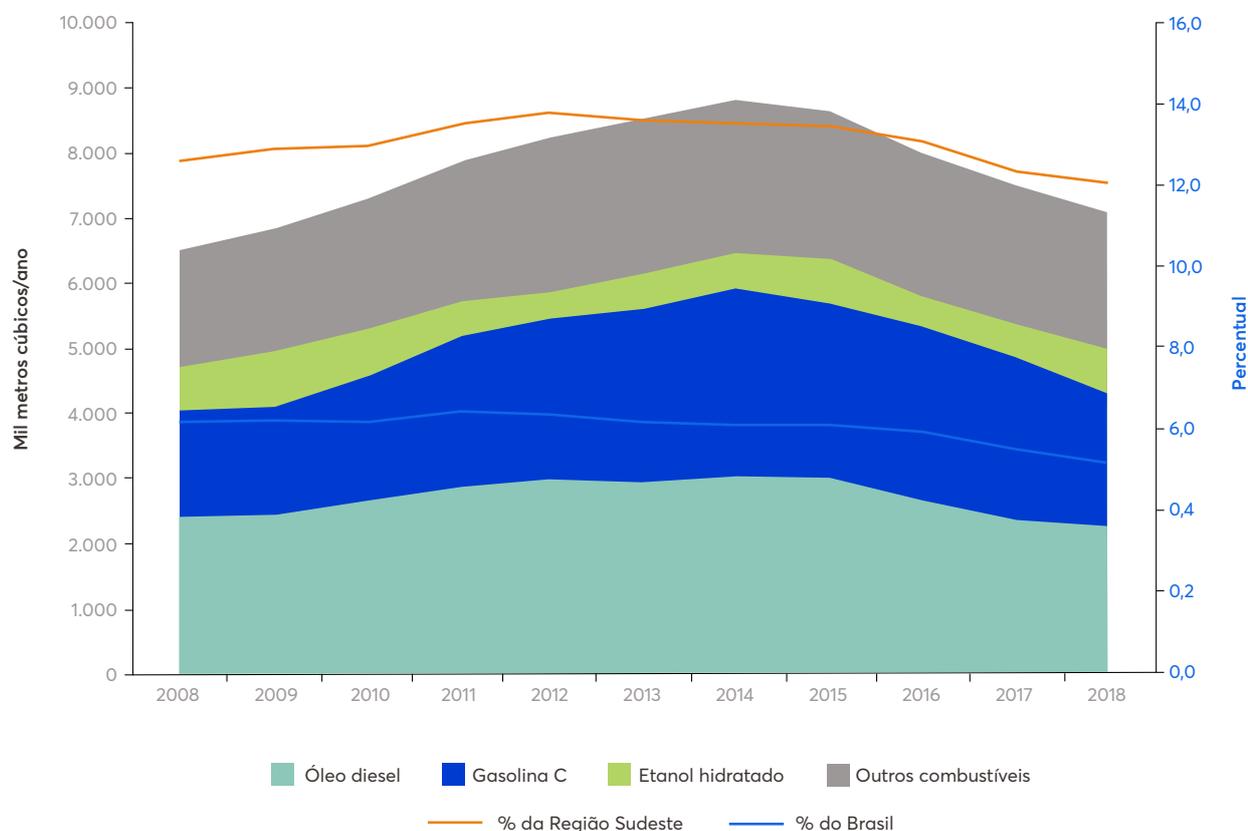
TABELA 11. HISTÓRICO DA VENDA DE DERIVADOS COMBUSTÍVEIS NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

Produto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Etanol hidratado	232.189,44	155.572,41	157.566,84	98.177,87	109.816,56	180.528,03	224.254,94	359.404,27
Gasolina C	1.847.747,04	1.772.336,57	1.971.934,25	1.764.595,11	1.848.172,40	1.739.318,62	1.660.802,99	1.635.151,71
Óleo diesel	2.009.407,79	2.177.979,77	2.253.093,12	2.184.689,66	2.139.262,19	2.188.716,30	2.185.277,21	2.355.824,07
Gasolina de aviação (m³)	1.506,53	1.469,96	1.185,38	1.130,12	1.170,74	1.027,02	1.127,03	1.391,18
GLP (m³)	959.481,37	950.375,39	956.475,14	955.223,09	974.654,23	952.325,81	950.930,15	1.017.120,36
Óleo combustível (m³)	990.907,51	904.583,96	568.415,31	213.069,78	131.155,33	130.132,48	62.772,66	55.308,20
Querosene de aviação (m³)	611.964,76	699.449,12	636.557,92	519.763,26	575.757,12	653.801,21	637.434,04	739.972,26
Querosene iluminante (m³)	14.003,78	20.387,41	22.907,52	8.626,60	6.559,11	2.215,49	1.396,44	1.540,78
Venda total de combustíveis	6.667.208,21	6.682.154,58	6.568.135,49	5.745.275,48	5.786.547,69	5.848.064,97	5.723.995,45	6.165.712,82
% da Região Sudeste	14%	14%	15%	14%	14%	13%	13%	13%
% do Brasil	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%

GRÁFICO 16. HISTÓRICO DA VENDA DE DERIVADOS COMBUSTÍVEIS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.



2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
677.059,60	872.813,85	746.457,54	531.759,96	435.277,07	583.074,86	590.305,33	664.315,16	480.808,20	473.762,91	746.351,29
1.616.429,48	1.636.890,68	1.867.262,45	2.280.077,81	2.470.659,32	2.616.821,21	2.861.013,38	2.733.573,24	2.684.903,52	2.522.844,54	2.001.603,03
2.437.017,43	2.482.817,83	2.681.353,94	2.911.125,70	3.012.725,67	2.994.134,51	3.056.342,64	3.006.992,11	2.693.299,74	2.395.031,23	2.280.226,64
1.293,58	1.431,03	873,68	757,01	1.248,18	1.752,68	1.587,46	1.236,61	961,28	1.017,84	891,86
953.916,58	939.740,93	972.766,95	1.002.220,31	1.007.498,80	1.004.884,56	1.013.770,60	995.802,74	1.005.056,44	1.008.900,53	1.003.182,42
63.832,01	47.046,85	44.379,52	42.595,96	29.268,36	31.017,41	28.206,36	21.863,91	14.722,36	33.409,83	11.015,09
793.209,62	851.160,77	968.722,66	1.134.095,69	1.329.814,67	1.302.283,07	1.273.409,98	1.230.295,51	1.176.461,74	1.095.103,65	1.067.517,75
962,31	17,02	5,83	24,39	0,04	0,53	6,76	13,46	592,10	462,10	351,73
6.543.720,62	6.831.918,95	7.281.822,57	7.902.656,82	8.286.492,12	8.533.968,82	8.824.642,51	8.654.092,74	8.056.805,39	7.530.532,61	7.111.139,80
13%	13%	13%	14%	14%	14%	14%	13%	13%	12%	12%
6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%

TABELA 12. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS PARA DISTRIBUIDORA E PARA O CONSUMIDOR

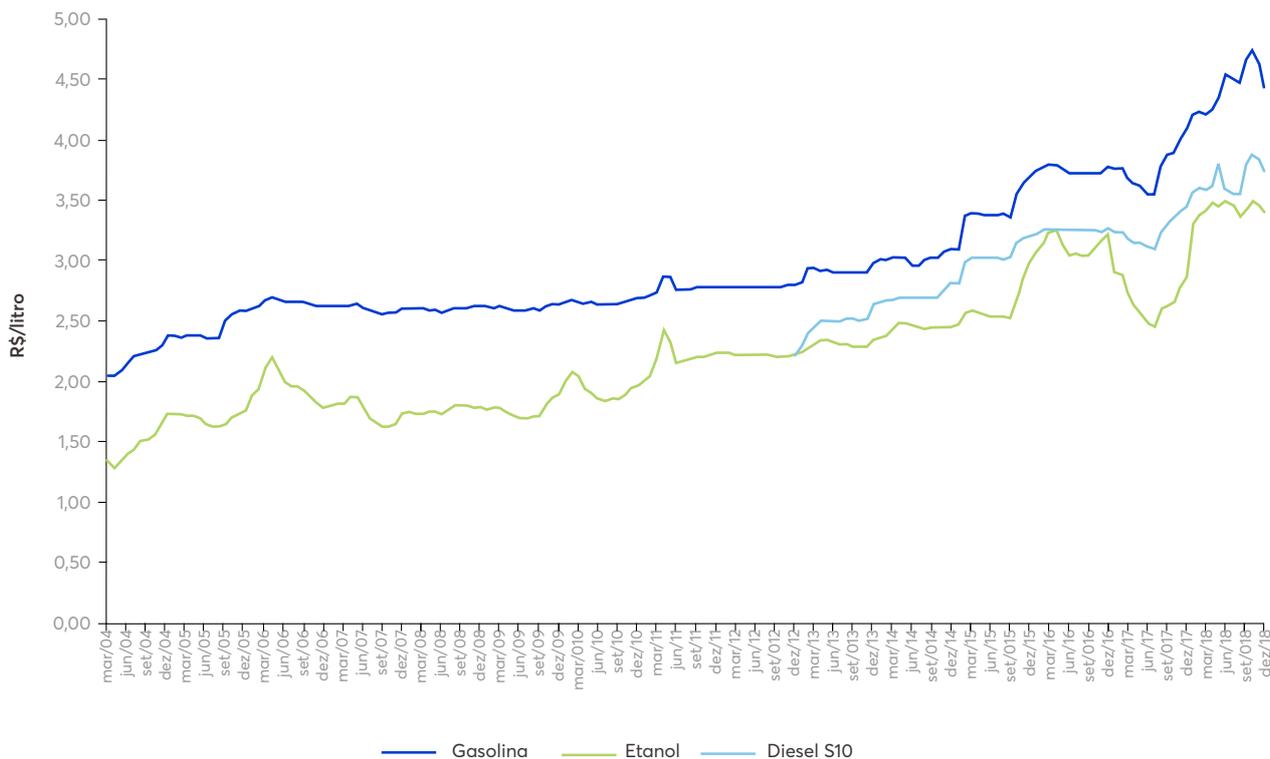
Fonte: ANP, 2019.

PRODUTO	LOCAL	2004	2005	2006	2007	2008
Gasolina	R\$/l					
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	1,89	2,11	2,32	2,27	2,26
	Brasil	1,85	2,09	2,28	2,21	2,22
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	2,12	2,34	2,56	2,53	2,55
	Brasil	2,18	2,44	2,65	2,60	2,60
Etanol	R\$/l					
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	1,05	1,37	1,66	1,44	1,43
	Brasil	1,12	1,45	1,69	1,47	1,50
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	1,29	1,56	1,88	1,70	1,68
	Brasil	1,47	1,70	1,97	1,75	1,77
GNV	R\$/m ³					
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	0,65	0,65	0,68	0,75	1,03
	Brasil	0,80	0,86	0,96	1,03	1,20
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	1,10	1,10	1,15	1,27	1,56
	Brasil	1,14	1,24	1,38	1,47	1,66
Diesel	R\$/l					
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	1,27	1,51	1,64	1,65	1,81
	Brasil	1,31	1,56	1,69	1,70	1,84
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	1,49	1,76	1,90	1,89	2,05
	Brasil	1,45	1,70	1,84	1,83	2,01
GLP	R\$/13 kg					
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	24,04	24,29	25,66	25,76	25,41
	Brasil	26,54	26,53	28,05	28,35	28,18
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	28,70	29,31	31,03	31,84	31,73
	Brasil	31,73	31,77	33,70	34,46	34,68

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
2,28	2,33	2,49	2,48	2,60	2,72	3,05	3,42	3,60	4,36
2,23	2,29	2,42	2,40	2,50	2,61	2,95	3,28	3,34	3,96
2,57	2,65	2,83	2,85	3,00	3,13	3,55	3,92	4,11	4,86
2,61	2,66	2,78	2,78	2,91	3,02	3,42	3,75	3,81	4,42
1,44	1,58	1,95	1,91	1,94	2,11	2,27	2,80	2,85	3,06
1,49	1,64	1,93	1,94	2,01	2,11	2,23	2,73	2,75	2,52
1,71	1,87	2,24	2,23	2,29	2,45	2,73	3,24	3,31	3,53
1,77	1,94	2,20	2,23	2,31	2,44	2,62	3,13	3,18	2,89
1,10	1,12	1,22	1,27	1,32	1,34	1,41	1,44	1,61	1,97
1,29	1,28	1,31	1,36	1,42	1,49	1,59	1,70	1,78	1,97
1,54	1,56	1,66	1,66	1,68	1,74	1,95	2,10	2,25	2,70
1,73	1,72	1,72	1,80	1,88	1,98	2,18	2,40	2,48	2,73
1,83	1,74	1,76	1,82	1,99	2,17	2,45	2,68	2,78	3,14
1,84	1,76	1,79	1,86	2,08	2,26	2,56	2,76	2,78	3,13
2,08	2,02	2,04	2,10	2,27	2,47	2,80	3,06	3,22	3,58
2,06	2,01	2,03	2,07	2,37	2,56	2,89	3,11	3,20	3,49
26,24	27,89	27,95	27,59	27,01	27,44	28,97	34,04	38,09	46,73
29,24	30,47	30,97	31,80	32,98	34,43	37,53	41,38	45,09	50,83
34,02	37,92	37,58	37,88	39,22	42,20	45,97	50,45	55,77	62,87
36,60	38,69	39,22	40,12	42,34	44,80	50,55	56,65	61,82	68,08

GRÁFICO 17. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS PARA O CONSUMIDOR NO BRASIL

Fonte: ANP, 2019.



64

GRÁFICO 18. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS PARA O CONSUMIDOR NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

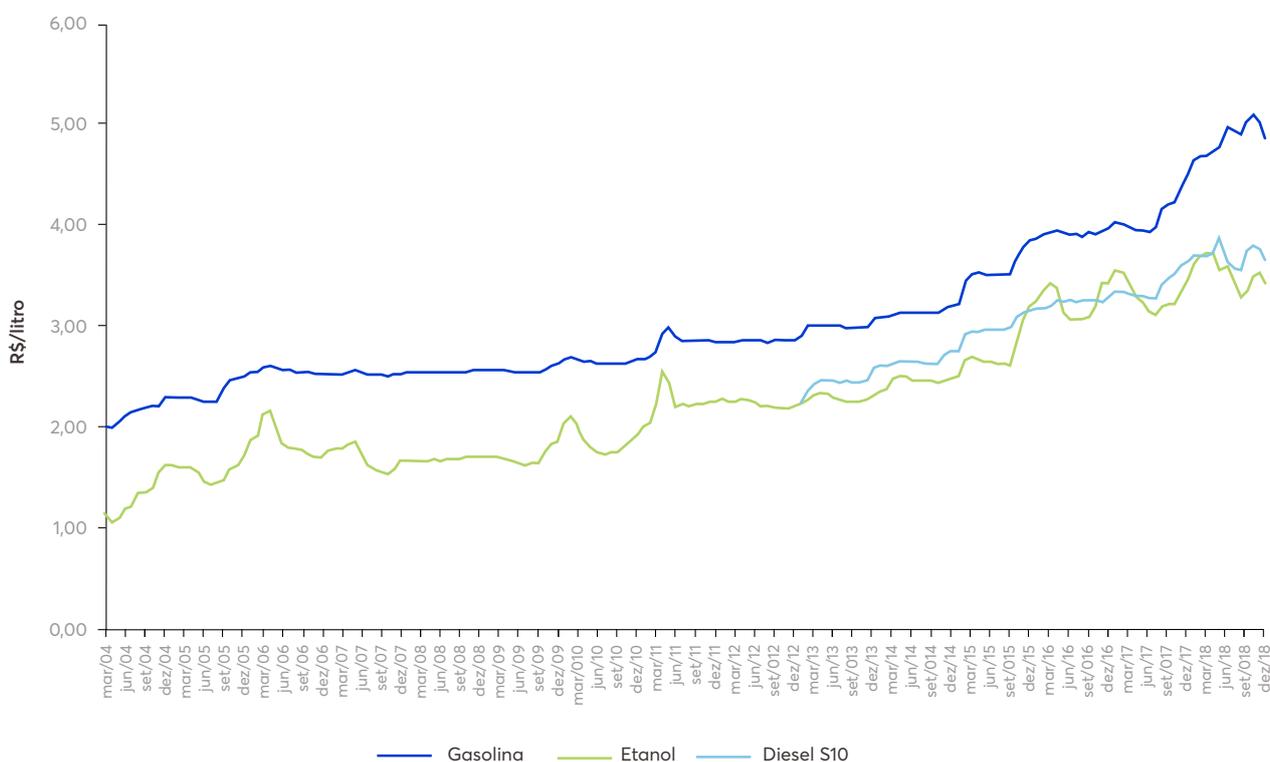
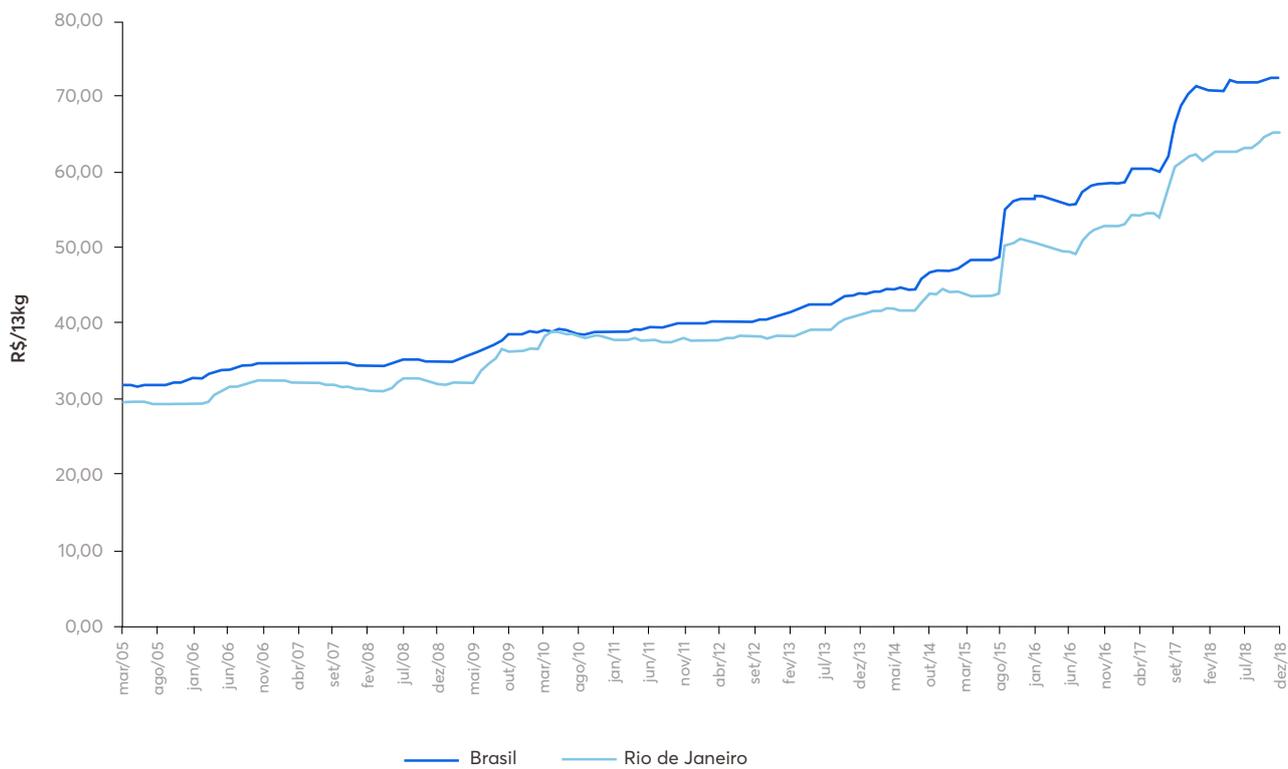
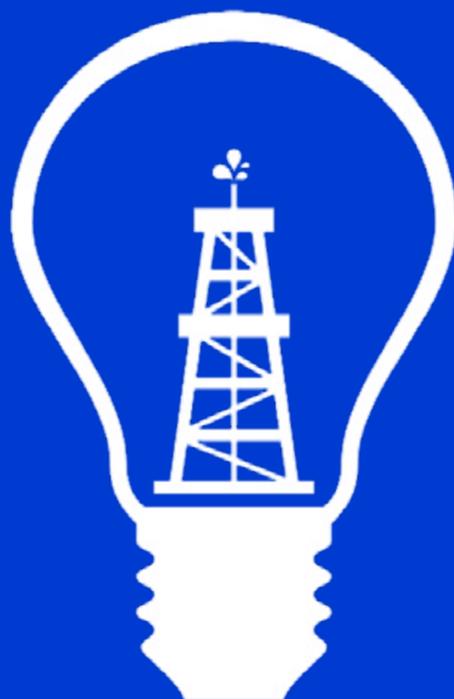


GRÁFICO 19. PREÇOS MÉDIOS DO GLP PARA O CONSUMIDOR NO BRASIL E RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.



Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação



Sistema automatizado de soldagem através de robô antropomorfo

Elaborado pela Firjan SENAI

O cenário brasileiro de soldagem possui um grande desafio para modernizar as aplicações com tecnologias de soldagem automatizada nas áreas de Petróleo e Gás e seus segmentos afins. Atualmente, os processos de soldagem manual e semiautomático possuem um alto índice de aplicação pela falta de opções no desenvolvimento de processos alternativos mecanizados ou automatizados que possam ser utilizados na soldagem de campo e que garantam a repetibilidade das operações de soldagem, qualidade e integridade da junta soldada. Associado a estas aplicações automatizadas destacamos a preservação da segurança pessoal e operacional no que tange aos soldadores, instalações e uma redução de custos com profissionais envolvidos na formação da equipe.

68

Em 2013, a Petrobras nos apresentou um desafio de modernização com um conceito inovador para um processo de soldagem capaz de atender às demandas cada vez mais exigentes de processos ágeis, seguros e produtivos. Com o projeto "Sistema Automatizado de Soldagem através de Robô Antropomorfo" (PROJETO ROBÔ DE SOLDAGEM – 6000.0087.7495.13.9), o Instituto Senai de Tecnologia Solda desenvolveu os movimentos e critérios que um robô de soldagem precisaria adotar para emular o trabalho de um profissional soldador qualificado.

Na indústria, os robôs estão restritos a aplicações em ambiente fabril e linhas de produção, mesmos os robôs industriais de menor porte não são adequados para uso em campo, devido ao seu peso, flexibilidade, necessidade de uma base rígida e exigências de qualidades de suprimentos. A realidade da aplicação em campo em um país continental como o Brasil é muito distinta da indústria, com regiões ainda sem nenhuma infraestrutura e com um clima tropical insalubre. Nestas condições, a construção dutoviária utiliza mão de obra intensa, operando, na maioria das vezes, sob condições precárias.

O Robô Antropomorfo foi desenvolvido com o objetivo de facilitar as operações de soldagem em campo, aumentando a produtividade e podendo ser aplicado ainda em locais de risco à segurança do soldador. Sendo um conceito inovador, quando consideramos toda a tecnologia aplicada, e também alinhado com as diretrizes da Indústria 4.0.

RESULTADO OBTIDO

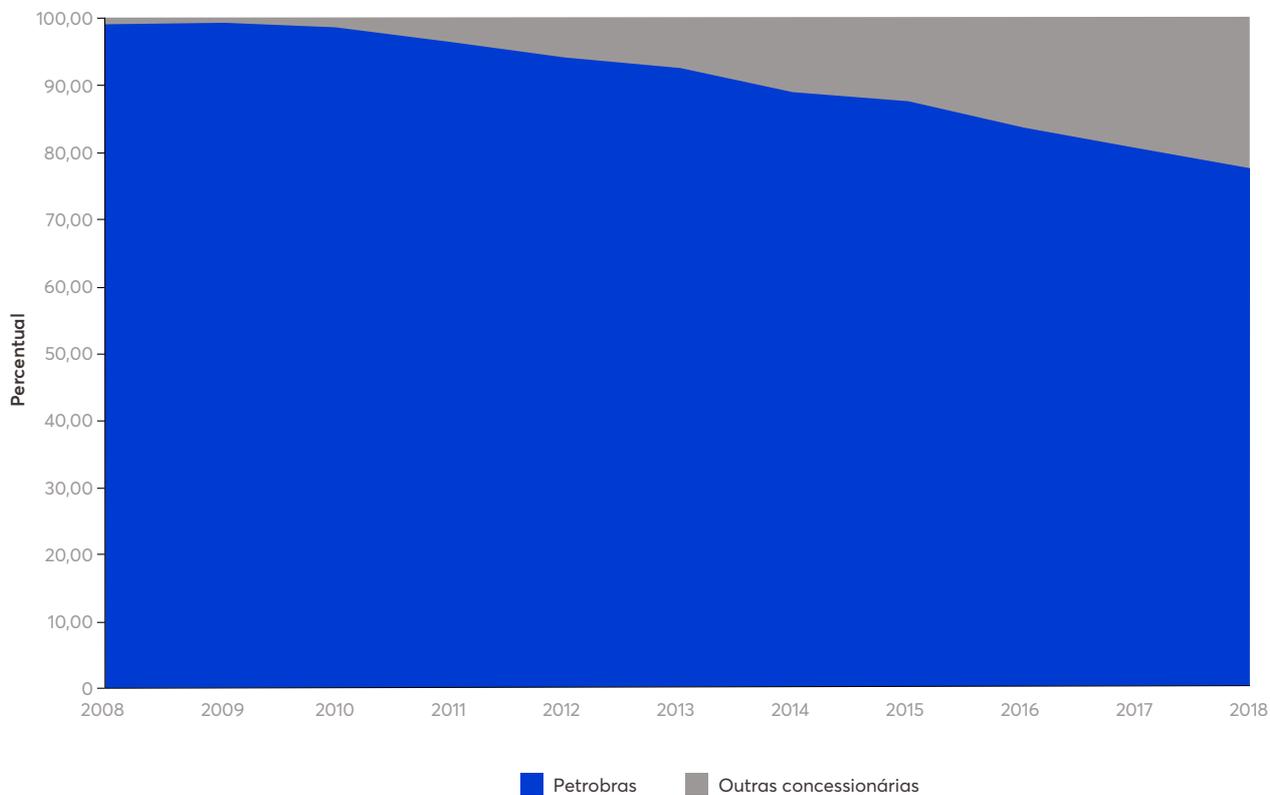
Baseado em inteligência artificial a partir de algoritmos específicos, o robô é capaz de tomar decisões na regulagem dos parâmetros de soldagem conforme o perfil da junta a ser soldada. Para isso, o Robô é equipado com um sensor *laser* que realiza a leitura *on-line* durante a atividade. Este conceito facilita operações de soldagem em campo, aumentando a produtividade e podendo ser aplicado ainda em locais de risco à segurança do soldador. Além disso, o equipamento conta com um *software* que integra e promove a sinergia de todos os equipamentos periféricos, que automatiza um grande número de variáveis de soldagem, reduzindo a necessidade de decisão e intervenção do operador, permitindo reproduzir os parâmetros desenvolvidos nos laboratórios. Destaca-se também a portabilidade do conjunto para aplicações na soldagem de campo. É um conceito inovador, quando consideramos toda a tecnologia aplicada, e também totalmente alinhado com o conceito da Indústria 4.0.

O Instituto Senai de Tecnologia Solda (IST Solda), como instituição integradora do desenvolvimento desta tecnologia, envolveu o conhecimento fundamental da técnica desenvolvida e irá difundir bem o seu emprego junto às necessidades de formação profissional, do desenvolvimento da indústria, e pesquisas e desenvolvimentos que possam contribuir para as aplicações de soldagem no segmento de Petróleo e Gás, entre outras demandas dos demais segmentos da indústria.

Gráficos e Tabelas

GRÁFICO 20. OBRIGAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM P,D&I DA PETROBRAS E OUTRAS CONCESSIONÁRIAS

Fonte: ANP, 2019.



69

TABELA 13. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I E APLICAÇÃO EM PROJETOS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

RECURSOS EM (R\$)	2016	2017	2018
Total de recursos P,D&I	861.964.182,76	1.292.454.942,61	2.017.254.490,26
Total autorizado pela ANP*	67.511.286,37	93.662.857,24	83.860.556,38
% autorizado no Rio de Janeiro*	50%	64%	61%

* de acordo com a RT3/2015

TABELA 14. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I INVESTIDOS POR ESTADO DO BRASIL

Fonte: ANP, 2019.

ESTADOS	2016	2017	2018
Rio de Janeiro	21.080.845,52	550.383.812,95	925.033.890,53
São Paulo	2.909.000,60	121.116.946,75	287.132.704,07
Bahia	5.553.796,23	40.147.599,76	156.337.013,14
Rio Grande do Sul	-	13.946.251,49	149.890.481,88
Santa Catarina	12.115.023,33	30.019.181,48	88.959.866,67
Minas Gerais	-	11.670.484,41	93.225.150,82
Paraná	-	28.036.947,60	38.469.236,79
Outros*	118.221,60	47.763.656,20	156.069.770,78

*De acordo com a RT3/2015

** Outros inclui: RS, AL, GO, RN, PE, SE e PB.

TABELA 15. RECURSOS P,D&I INVESTIDOS POR OPERADORA

Fonte: ANP, 2019.

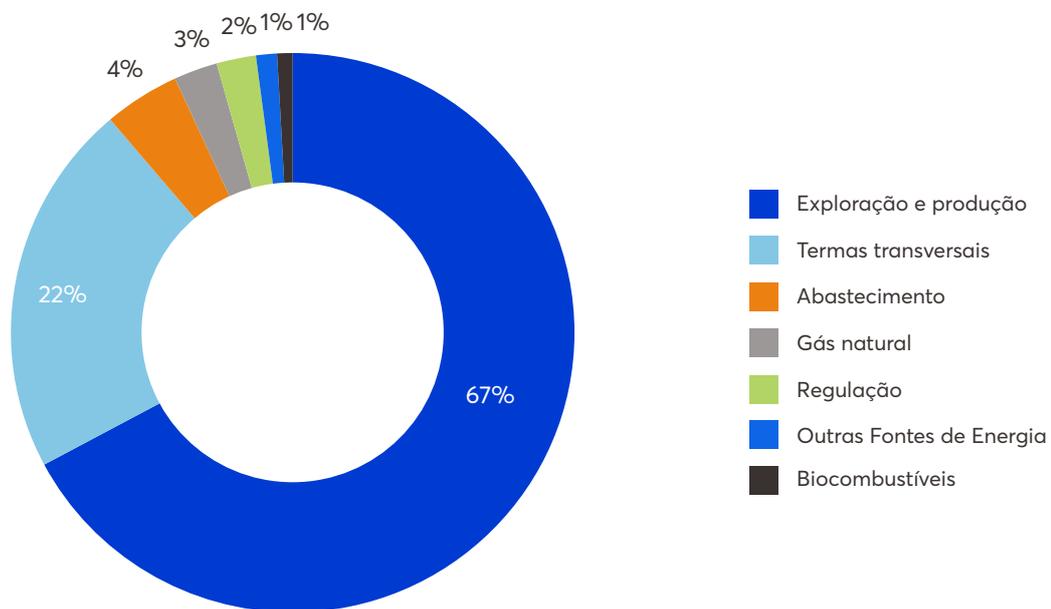
OPERADORA	2016	2017	2018	TOTAL 2016-2018*	% RJ NO TOTAL
Petrobras	-	423.455.112,58	1.395.330.534,65	1.818.785.647,23	54%
Shell	-	178.264.784,09	368.520.464,33	546.785.248,42	46%
BG	2.826.551,10	209.908.298,12	-	212.734.849,22	89%
Petrogal	21.597.943,40	8.149.174,20	70.559.008,99	100.306.126,59	17%
Repsol	14.325.170,58	9.620.990,75	37.943.204,87	61.889.366,20	52%
Equinor	-	-	19.072.747,83	19.072.747,83	11%
Statoil	3.027.222,20	9.432.323,47	-	12.459.545,67	76%
Queiroz Galvão**	-	3.113.938,35	904.822,68	4.018.761,03	84%
Parnaíba Gás Natural	-	1.140.259,08	2.659.339,33	3.799.598,41	70%
Frade Japão Petróleo	-	-	127.992,00	127.992,00	-

*Valores de 2018 de acordo com RT3/2015

**Atualmente Enauta.

GRÁFICO 21. INVESTIMENTO DOS RECURSOS DE P,D&I POR ÁREA – 2016 - 2019

Fonte: ANP, 2019.



Reflexos Socioeconômicos



Potencial multiplicador do mercado de petróleo

Elaborado pelo Governo do Estado do Rio de Janeiro

A contribuição da indústria do petróleo na economia fluminense é notória e pode ser observada na expansão de diversas áreas ligadas direta ou indiretamente a esse setor. A cadeia do petróleo é considerada uma das mais dinâmicas de toda a economia, proporcionando um efeito multiplicador de renda, gerado pelas elevadas cifras durante a produção, bem como por um forte incentivo ao incremento da produtividade econômica.

Esse efeito afeta não só aqueles que trabalham na área, mas também o comércio, a rede hoteleira, profissionais liberais e diversos setores envolvidos em atividades de suporte a essa indústria uma vez que, apesar de os investimentos iniciais serem destinados à etapa de exploração, incluindo a construção de FPSOs e de barcos de apoio, passando então pela cadeia de fornecedores de equipamentos, logo são direcionados também para a metalurgia, empresas de logística e escritórios de advocacia. Com o aumento de empregos, há uma oferta ainda maior para profissionais da área, que, por sua vez, também demandam de outros setores, como: imóveis, alimentação e vestuário, aquecendo a economia e ativando o "Efeito-Renda", pelo qual o setor de serviços aumenta ao dar suporte para uma indústria tão complexa, atraindo novos produtores semelhantes. Cidades com capacidade de atrair essa cadeia se transformam em *hubs*, como é o caso de Macaé, que tem sua economia basicamente dependente desta indústria.

A atividade industrial fluminense registrou queda acentuada nos últimos anos, especialmente em atividades relacionadas aos setores de petróleo e naval, ficando este praticamente restrito ao mercado de reparos. A queda no preço das *commodities*, a crise energética e o desenrolar das investigações da Operação Lava-Jato, somados a um período de instabilidade política, culminaram em uma crise generalizada na economia de todo o país. Os efeitos

deste cenário se configuraram em uma crise de confiança. A rentabilidade dos principais projetos de exploração e produção de petróleo (E&P) passou a ser questionada e reavaliada, assim como a capacidade de investimento e gestão da Petrobras sobre seu portfólio, uma vez que ficou latente a total vulnerabilidade do setor ao desempenho de uma única empresa.

Devido ao impacto dos investimentos de E&P, entende-se que o momento é oportuno para o estabelecimento de uma política de aprimoramento do ambiente de negócios, sendo fundamental que suas medidas se voltem para a competitividade de empresas da cadeia produtiva, bem como de fornecedoras de bens e serviços, o que pode impulsionar investimentos, atraindo novos entrantes, reduzindo a dependência interna de abastecimento de um único *player*.

Nesse contexto, um mercado a ser explorado é o de campos maduros. A Petrobras, operadora majoritária desses campos no Brasil, tem demonstrado seu foco em outros projetos, promovendo a venda de seus ativos a outras empresas com capacidade e interesse de atuar nessa seara, o que poderá significar uma nova escala para o Rio de Janeiro, no tocante aos ativos *offshore*, visando a contribuir na produção incremental destes campos, além de estimular a atividade econômica, investimentos e possível desenvolvimento social decorrente nas localidades onde esta atividade ocorra.

Da mesma forma, o fim da obrigatoriedade de operação única da Petrobras no Pré-sal, ao final de 2016, trouxe a oportunidade de acelerar a exploração e o aproveitamento destes reservatórios. Um volume significativamente maior de investimentos será atraído e aplicado, com a promoção de novos entrantes no mercado de E&P. Adicionalmente, a retomada de um calendário de rodadas anuais de leilões, traz regularidade e maior previsibilidade para o investidor,

estando o Rio em vantagem geográfica, uma vez que os principais blocos a serem licitados se localizam neste Estado. As diretrizes se baseiam na prioridade de maximizar a recuperação dos reservatórios, quantificar o potencial petrolífero nacional, intensificar as atividades exploratórias no país e promover a adequada monetização das reservas existentes.

Corroborando com este intuito, busca-se assegurar a política energética e medidas vêm sendo implementadas nos últimos tempos, já começando a mostrar resultados. Diversos programas de governo foram lançados, como: Gás para Crescer, Combustível Brasil e Renovabio, voltados para as áreas de gás e abastecimento. O CNPE publicou, ainda, diretrizes de individualização da produção e o Repetro foi renovado. Contratos de concessão mais atraentes foram desenhados, com novidades como a adoção da fase única de exploração, *royalties* distintos para bacias maduras, redução do patrimônio líquido mínimo para não operadores e incentivos para aumentar a participação de fundos de investimentos. Tal pacote de medidas já surtiu um vasto efeito, com rodadas que superaram as expectativas e refletiram o retorno da confiança dos investidores no Brasil.

Soma-se a isso, alterações na regulação da distribuição do gás natural, as quais deverão atrair e viabilizar investimentos no país, especialmente no Estado do Rio. A intenção do governo federal é acelerar o programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, desenvolvido em conjunto com o Ministério da Economia, ANP, EPE e CADE para a formação do chamado "Novo Mercado do Gás". O programa está fundamentado em quatro pilares: harmonização e aperfeiçoamento da regulação da distribuição, integração com os setores elétrico e industrial, eliminação de barreiras tributárias e promoção da concorrência.

No atual cenário, o Rio de Janeiro, maior produtor de óleo e gás do Brasil, não consome mais gás por falta de oferta a preços competitivos, notadamente no preço da molécula. Estimativas indicam que essas medidas têm potencial de destravar investimentos da ordem de R\$ 140 bilhões nos próximos cinco anos no Estado do Rio, recuperando a atividade industrial, especialmente em segmentos como celulose, cerâmica, fertilizantes, petroquímica e siderurgia.

Demonstrando o compromisso e o alinhamento ao plano do governo federal, recentemente a Agenera, agência reguladora do setor no Rio de Janeiro, aprovou uma série de mudanças na regulamentação da comercialização e distribuição de gás natural no Estado. Dentre as principais medidas está a redução do volume mínimo de consumo de gás para caracterização como agentes livres e o tratamento isonômico entre suas modalidades (consumidor livre, autoprodutor e autoimportador). A expectativa do setor é que isso permita a redução de tarifas de gás e a atração de novas empresas.

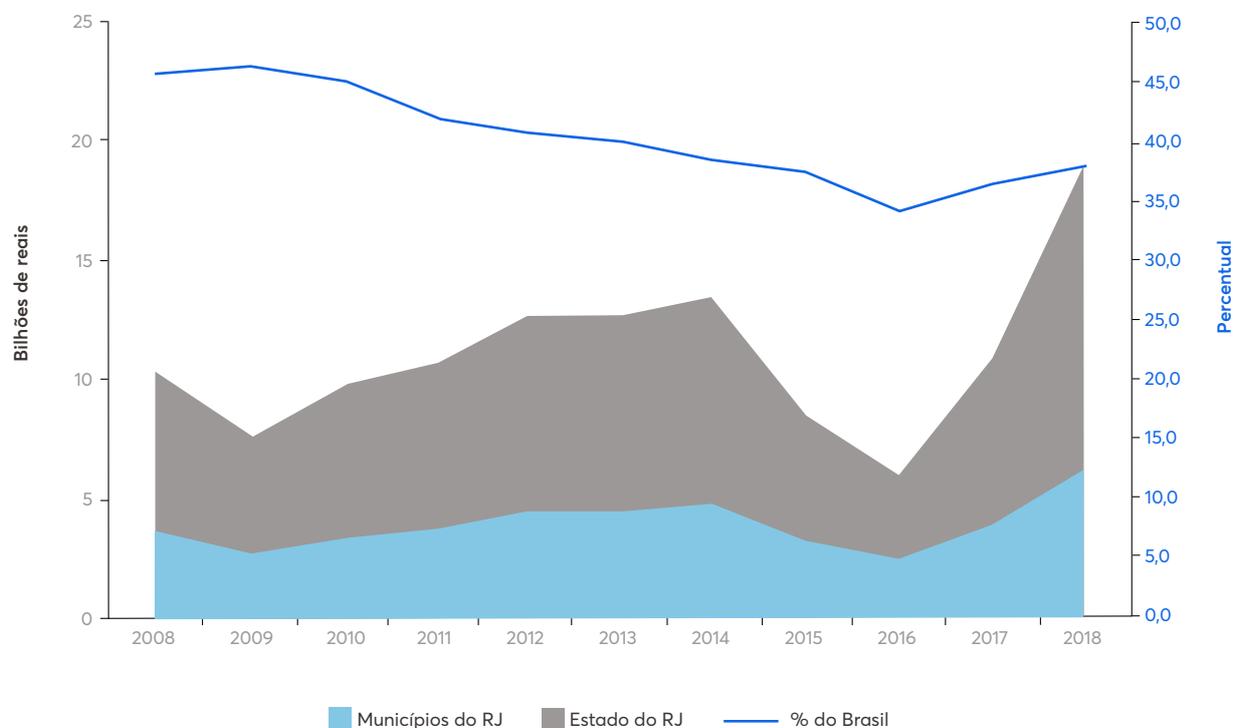
Com o retorno do crescimento da indústria de petróleo, que representa cerca de 30% do PIB do Rio de Janeiro, espera-se não só o aumento da arrecadação tributária, como a retomada da indústria naval, por meio da interface deste setor com o portfólio *offshore* das empresas, aproveitando a janela de oportunidade com novos nichos, como o descomissionamento, construções de embarcações da Marinha de defesa, além da manutenção e reparo.

Dessa forma, a expectativa é que o Rio assuma seu protagonismo como a Capital da Energia, visando o aproveitamento do gás como vetor para a transição energética, inserindo energia mais limpa para a matriz do Estado.

Gráficos e Tabelas

GRÁFICO 22. EVOLUÇÃO DA ARRECADAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO ESTADO E MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.



76

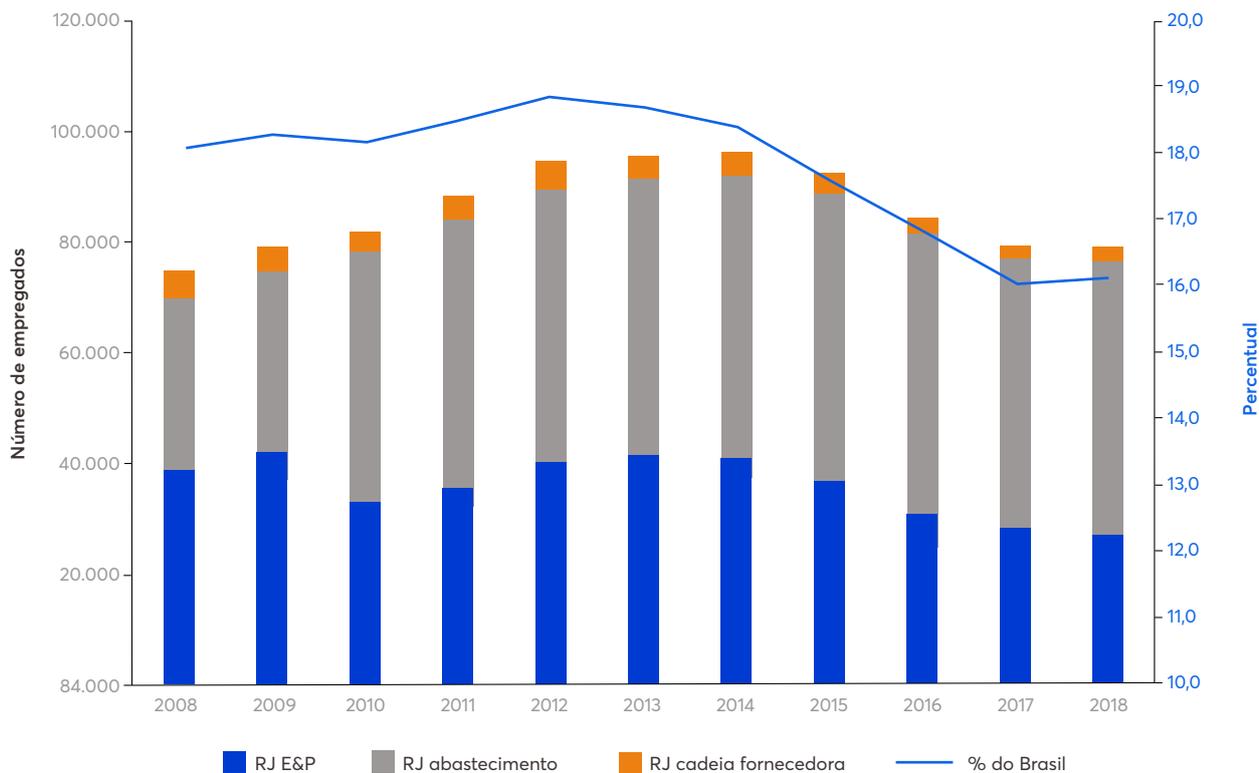
TABELA 16. EVOLUÇÃO DOS EMPREGADOS NO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DO PETRÓLEO

Fonte: RAIS e CAGED.

Elos da cadeia	2006	2007	2008	2009	2010
E&P	32.397,00	29.381,00	38.631,00	42.050,00	32.909,00
Abastecimento	29.948,00	31.368,00	31.152,00	32.476,00	45.560,00
Cadeia fornecedora	3.467,00	3.269,00	5.017,00	4.388,00	3.392,00
Total	65.812,00	64.018,00	74.800,00	78.914,00	81.861,00
% do Brasil no E&P	63%	58%	61%	63%	64%
% do Brasil no abastecimento	10%	10%	9%	9%	12%
% do Brasil na cadeia fornecedora	69%	63%	72%	68%	56%
% do Brasil no total	18%	17%	18%	18%	18%

GRÁFICO 23. HISTÓRICO DO TOTAL DE EMPREGADOS NO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DO PETRÓLEO

Fonte: RAIS e CAGED.



2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
35.549,00	39.895,00	41.274,00	41.044,00	37.053,00	30.645,00	28.333,00	26.881,00
48.196,00	49.713,00	50.124,00	50.872,00	51.386,00	50.689,00	48.021,00	49.169,00
4.314,00	4.751,00	4.141,00	4.148,00	3.685,00	3.125,00	2.691,00	2.823,00
88.059,00	94.359,00	95.539,00	96.064,00	92.124,00	84.459,00	79.045,00	78.873,00
64%	63%	66%	66%	65%	64%	65%	63%
12%	12%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
58%	59%	50%	47%	34%	35%	33%	51%
18%	19%	19%	18%	18%	17%	16%	16%

**TABELA 17. INFORMAÇÕES PROFISSIONAIS DO ENCADEAMENTO
PRODUTIVO DE PETRÓLEO POR GRANDES GRUPOS**

Fonte: RAIS, 2019.

Perfil das Ocupações - Grandes Grupos	Abastecimento	E&P	Cadeia fornecedora	Total
Serviços e vendas	45,5%	0,8%	1,1%	28,7%
Profissões científicas – nível superior	22,9%	22,9%	17,3%	22,7%
Técnicos de nível médio	7,1%	30,7%	38,3%	16,3%
Sistemas de produção – atividades ligadas à forma do produto	4,8%	16,0%	17,1%	9,0%
Serviços administrativos	9,0%	6,8%	13,0%	8,4%
Sistemas de produção – atividades contínuas	3,9%	14,7%	3,2%	7,5%
Dirigentes e gerentes	5,8%	5,8%	6,3%	5,8%
Manutenção e reparação	1,1%	2,3%	3,6%	1,6%

TABELA 18. OUTRAS INFORMAÇÕES PROFISSIONAIS DO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DE PETRÓLEO

Fonte: RAIS, 2018.

Dez maiores profissões da cadeia	Absoluto	%
Frentista	18.486	23,4
Operador de Exploração de Petróleo	3.497	4,4
Assistente Administrativo	2.406	3,1
Técnico Mecânico	2.321	2,9
Administrador	1.768	2,2
Engenheiro Mecânico Industrial	1.640	2,1
Auxiliar de Escritório, em Geral	1.624	2,1
Engenheiro Químico (Petróleo e Borracha)	1.464	1,9
Técnico em Segurança no Trabalho	1.424	1,8
Engenheiro de Produção	1.277	1,6
Faixa de idade	Absoluto	%
15 a 17 anos	82	0,1
18 a 24 anos	7.990	10,1
25 a 29 anos	10.215	13,0
30 a 39 anos	28.900	36,6
40 a 49 anos	16.820	21,3
50 a 64 anos	14.153	17,9
65 anos ou mais	713	0,9
Escolaridade	Absoluto	%
Analfabeto	9	0,0
Até 5º incompleto	318	0,4
5º completo fundamental	656	0,8
6º a 9º fundamental	1.573	2,0
Fundamental completo	7.449	9,4
Médio incompleto	3.371	4,3
Médio completo	32.727	41,4
Superior incompleto	1.805	2,3
Superior completo	28.780	36,4
Mestrado	2.004	2,5
Doutorado	353	0,4
Rendimento médio	R\$ 11.327	

TABELA 19. HISTÓRICO DA ARRECAÇÃO DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL NO ESTADO E MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2019.

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total de Participações Governamentais	Municípios (milhões em reais)	989,11	1.488,11	1.650,09	2.121,87	2.684,96	2.434,86	3.590,68
	Estado (milhões em reais)	1.667,29	2.869,04	3.086,34	4.018,84	5.100,60	4.362,15	6.717,13
	Total Brasil (milhões em reais)	5.694,17	9.393,81	10.314,80	13.173,08	16.543,53	14.668,15	22.647,70
	% do Brasil	47%	46%	46%	47%	47%	46%	46%
Participação Especial	Municípios (R\$)	248,91	490,32	511,17	675,06	863,47	699,65	1.113,59
	Estado (R\$)	995,63	1.961,30	2.044,67	2.700,24	3.453,87	2.798,62	4.454,35
	Total Brasil (R\$)	2.510,18	4.997,43	5.271,98	6.967,00	8.839,99	7.177,53	11.710,79
	% do Brasil	50%	49%	49%	49%	49%	49%	48%
Royalties	Municípios (milhões em reais)	740,21	997,79	1.138,92	1.446,81	1.821,49	1.735,21	2.477,09
	Estado (milhões em reais)	671,66	907,74	1.041,66	1.318,60	1.646,73	1.563,53	2.262,77
	Total Brasil (milhões em reais)	3.183,99	4.396,38	5.042,83	6.206,09	7.703,54	7.490,61	10.936,91
	% do Brasil	44%	43%	43%	45%	45%	44%	43%

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
2.665,97	3.328,14	3.766,53	4.479,82	4.469,24	4.782,24	3.217,30	2.532,54	3.885,24	6.264,53
4.884,83	6.406,95	6.949,28	8.232,04	8.222,19	8.705,98	5.294,65	3.493,26	7.115,09	12.872,85
16.436,52	21.600,00	25.629,47	31.491,27	31.805,81	35.358,51	25.174,07	17.739,39	30.469,85	50.574,08
46%	45%	42%	40%	40%	38%	34%	34%	36%	38%

793,86	1.095,08	1.112,48	1.317,11	1.310,04	1.373,05	746,47	408,31	1.084,51	2.277,95
3.175,45	4.380,34	4.480,24	5.268,45	5.240,16	5.492,21	2.985,88	1.507,27	4.464,03	9.111,79
8.452,81	11.670,01	12.641,52	15.855,17	15.497,18	16.827,52	11.310,14	5.910,62	15.167,67	29.626,79
47%	47%	44%	42%	42%	41%	35%	32%	37%	38%

1.872,10	2.233,06	2.654,05	3.162,71	3.159,20	3.409,18	2.470,83	2.124,23	2.800,73	3.986,58
1.709,38	2.026,61	2.469,05	2.963,58	2.982,03	3.213,77	2.308,76	1.985,99	2.651,06	3.761,06
7.983,71	9.929,99	12.987,95	15.636,10	16.308,62	18.530,98	13.863,93	11.828,77	15.302,18	20.947,29
45%	43%	39%	39%	38%	36%	39%	35%	36%	37%

TABELA 20. HISTÓRICO DA ARRECAÇÃO DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL POR MUNICÍPIO DO RJ EM 2018

Fonte: Anp, 2019.

Municípios	Royalties	Participação Especial	Participação Governamental
Angra dos Reis	126.898.759,38		126.898.759,38
Aperibe	7.975.846,75		7.975.846,75
Araruama	37.469.578,78		37.469.578,78
Armação dos Búzios	71.768.785,62	6.426.188,44	78.194.974,06
Arraial do Cabo	67.806.130,23	821.934,40	68.628.064,63
Barra do Piraí	13.673.058,50		13.673.058,50
Barra Mansa	16.930.492,00		16.930.492,00
Belford Roxo	15.192.214,29		15.192.214,29
Bom Jardim	10.254.744,55		10.254.744,55
Bom Jesus do Itabapoana	11.014.355,32		11.014.355,32
Cabo Frio	152.757.402,91	38.015.839,39	190.773.242,30
Cachoeiras de Macacu	27.682.220,42		27.682.220,42
Cambuci	8.735.523,15		8.735.523,15
Campos dos Goytacazes	459.373.812,88	214.329.558,81	673.703.371,69
Cantagalo	9.495.133,83		9.495.133,83
Carapebus	41.911.717,35	241.445,47	42.153.162,82
Cardoso Moreira	8.355.717,79		8.355.717,79
Carmo	9.115.328,50		9.115.328,50
Casimiro de Abreu	72.579.259,05	10.598.330,17	83.177.589,22
Conceição de Macabu	9.874.873,57		9.874.873,57
Cordeiro	9.874.873,57		9.874.873,57
Duas Barras	7.975.912,42		7.975.912,42
Duque de Caxias	82.243.596,71		82.243.596,71
Engenheiro Paulo de Frontin	8.355.717,79		8.355.717,79
Guapimirim	36.225.363,58		36.225.363,58
Iguaba Grande	9.874.873,57		9.874.873,57
Itaboraí	21.453.474,08		21.453.474,08
Itaguaí	61.228.518,67		61.228.518,67
Italva	8.735.457,49		8.735.457,49
Itaocara	9.874.939,23		9.874.939,23
Itaperuna	13.672.992,83		13.672.992,83
Itatiaia	10.634.549,93		10.634.549,93
Japeri	19.815.994,61		19.815.994,61
Laje do Muriae	7.596.107,04		7.596.107,04
Macaé	593.903.222,46	16.929.142,49	610.832.364,95
Macuco	7.596.107,04		7.596.107,04
Magé	38.269.708,67		38.269.708,67
Mangaratiba	49.567.292,27		49.567.292,27
Maricá	519.302.309,60	898.776.410,13	1.418.078.719,73
Mendes	9.115.328,50		9.115.328,50
Mesquita	15.192.214,29		15.192.214,29
Miguel Pereira	23.136.834,05		23.136.834,05
Miracema	10.254.744,55		10.254.744,55
Natividade	8.735.523,15		8.735.523,15

Municípios	Royalties	Participação Especial	Participação Governamental
Nilópolis	15.192.214,29		15.192.214,29
Niterói	457.395.569,66	791.216.223,22	1.248.611.792,88
Nova Friburgo	15.192.214,29		15.192.214,29
Nova Iguaçu	35.555.028,79		35.555.028,79
Paracambi	13.355.378,26		13.355.378,26
Paraty	116.062.844,92	5.000.351,61	121.063.196,53
Paty do Alferes	23.999.644,35		23.999.644,35
Petrópolis	15.192.214,29		15.192.214,29
Pinheiral	9.874.939,23		9.874.939,23
Piraí	11.934.884,64		11.934.884,64
Porciúncula	9.115.328,50		9.115.328,50
Porto Real	9.115.262,83		9.115.262,83
Quatis	8.355.717,79		8.355.717,79
Queimados	14.812.408,97		14.812.408,97
Quissamã	77.260.274,74	1.005.119,59	78.265.394,33
Resende	16.354.317,13		16.354.317,13
Rio Bonito	12.153.771,39		12.153.771,39
Rio Claro	9.115.328,50		9.115.328,50
Rio das Flores	19.389.410,08		19.389.410,08
Rio das Ostras	154.137.609,89	40.673.332,80	194.810.942,69
Rio de Janeiro	175.135.739,87	147.371.376,92	322.507.116,79
Santa Maria Madalena	7.975.912,42		7.975.912,42
Santo Antônio de Pádua	11.773.966,00		11.773.966,00
São Fidelis	11.394.160,66		11.394.160,66
São Francisco de Itabapoana	11.773.966,00		11.773.966,00
São Gonçalo	21.453.474,08		21.453.474,08
São João da Barra	115.375.761,72	49.290.332,60	164.666.094,32
São João de Meriti	15.192.214,29		15.192.214,29
São José de Ubá	7.596.107,04		7.596.107,04
São José do Vale do Rio Preto	9.874.873,57		9.874.873,57
São Pedro da Aldeia	13.672.927,17		13.672.927,17
São Sebastião do Alto	7.596.107,04		7.596.107,04
Saquarema	102.743.654,23		102.743.654,23
Seropédica	13.293.187,45		13.293.187,45
Silva Jardim	22.617.558,03		22.617.558,03
Sumidouro	8.735.523,15		8.735.523,15
Tanguá	10.634.549,93		10.634.549,93
Teresópolis	15.192.214,29		15.192.214,29
Trajano de Moraes	7.975.846,75		7.975.846,75
Valença	12.913.382,10		12.913.382,10
Varre-Sai	7.596.107,04		7.596.107,04
Vassouras	17.974.832,98		17.974.832,98
Volta Redonda	17.826.579,96		17.826.579,96

TABELA 21. EXPORTAÇÃO DO MERCADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO EM MILHÕES DE DÓLARES E % DO BRASIL

Fonte: dados Secex/MDIC, 2019.

Ano	Total	Petróleo bruto	Coque e derivados de petróleo	Produtos de origem petroquímica	Repetráveis		
					Plataformas e embarcações flutuantes	Demais repetráveis	Total produtos do Repetro
2007	10.087,7	8.410,0	865,8	247,6	555,7	8,6	564,3
2008	13.845,1	12.515,7	1.092,5	226,9	0,0	10,0	10,0
2009	10.089,5	9.046,9	822,4	181,1	0,0	39,2	39,2
2010	15.890,1	14.929,4	811,7	146,0	0,0	3,0	3,0
2011	22.596,3	19.979,2	858,4	275,9	1.042,7	440,1	1.482,8
2012	21.984,5	18.467,2	1.755,8	240,5	670,1	851,0	1.521,1
2013	15.032,5	11.709,6	1.218,1	159,9	1.430,3	514,6	1.944,9
2014	16.374,7	12.944,5	829,4	150,8	1.982,9	467,0	2.450,0
2015	11.647,9	8.965,4	462,9	171,6	1.527,9	520,2	2.048,0
2016	12.136,0	7.955,5	230,3	227,4	3.255,7	467,3	3.722,9
2017	15.187,0	13.122,5	558,0	189,0	903,8	413,7	1.317,5
2018	21.679,5	18.837,7	1.127,1	201,8	1.245,9	267,0	1.513,0
% do Brasil							
2007	59%	94%	20%	12%	82%	1%	32%
2008	60%	91%	22%	12%	0%	1%	0%
2009	63%	97%	26%	9%	0%	3%	3%
2010	69%	92%	26%	7%	0%	0%	0%
2011	72%	92%	19%	10%	98%	29%	57%
2012	69%	91%	32%	9%	46%	44%	45%
2013	51%	90%	26%	7%	18%	28%	20%
2014	60%	79%	20%	6%	99%	22%	60%
2015	58%	76%	24%	7%	79%	27%	53%
2016	63%	79%	17%	9%	89%	28%	70%
2017	64%	79%	28%	72%	100%	25%	52%
2018	56%	75%	25%	9%	22%	19%	21%

TABELA 22. IMPORTAÇÃO DO MERCADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO EM MILHÕES DE DÓLARES E % DO BRASIL

Fonte: dados Secex/MDIC, 2019.

Ano	Total	Petróleo bruto	Coque e derivados de petróleo	Produtos de origem petroquímica	Repetráveis		
					Plataformas e embarcações flutuantes	Demais repetráveis	Total produtos do Repetro
2007	2.819,3	2.264,3	270,2	115,7	3,3	165,7	169,0
2008	4.753,0	3.834,4	433,4	190,8	1,0	293,3	294,4
2009	2.857,6	2.177,1	242,6	145,4	22,6	269,9	292,5
2010	3.796,1	2.588,9	646,1	213,7	22,1	325,3	347,4
2011	4.921,6	3.561,3	670,7	253,5	2,1	434,1	436,2
2012	5.104,8	3.940,5	466,0	257,1	6,3	434,8	441,1
2013	4.257,1	2.964,7	407,0	261,3	4,6	619,5	624,2
2014	5.219,0	3.694,4	327,9	274,4	390,0	532,4	922,4
2015	4.018,5	2.026,7	235,8	208,9	1.157,8	389,3	1.547,1
2016	2.294,3	999,5	227,7	206,6	627,3	233,1	860,5
2017	2.238,3	1.473,9	337,6	188,8	1,7	236,3	238,0
2018	13.144,1	2.030,9	600,1	182,7	9.649,4	680,9	10.330,4
% do Brasil							
2007	13%	19%	4%	4%	85%	13%	13%
2008	15%	23%	4%	5%	39%	16%	16%
2009	15%	24%	5%	5%	33%	17%	18%
2010	13%	26%	5%	5%	89%	16%	16%
2011	12%	25%	4%	5%	60%	18%	18%
2012	13%	29%	3%	5%	33%	17%	17%
2013	10%	18%	2%	4%	13%	20%	20%
2014	12%	24%	2%	5%	83%	18%	27%
2015	16%	27%	3%	5%	93%	17%	43%
2016	14%	34%	3%	5%	100%	12%	33%
2017	11%	50%	28%	48%	68%	16%	16%
2018	38%	40%	5%	4%	100%	32%	87%

Considerações Finais

Sem renovação da atuação, não haverá a renovação do mercado

Elaborado pela ONIP

O cenário de incerteza, que dominou o mercado de óleo e gás nos últimos anos e que levou o petróleo a seu nível mais baixo em fevereiro de 2016, já foi superado e abre espaço para um novo ciclo. Os quase quatro anos de crise interna e externa obrigaram a indústria a repensar seu modelo de negócio e elevar o nível de competitividade.

O mercado mudou, a ONIP também. Esse mote não representa apenas uma diretriz de sua reestruturação, mas sim um valor-chave compreendido pela Organização como essencial para os agentes desse mercado neste momento.

O cenário hoje não é mais o mesmo e, por isso, a atuação e as propostas de negócios não podem mais ser as mesmas que antes. Todos os agentes precisam passar por uma reavaliação de como seu planejamento é refletido em suas ações e como os seus negócios precisam ser realizados de agora em diante para multiplicar resultados.

A ONIP, por exemplo, que reúne representantes dos mais diversos elos de valor e da cadeia de produção de petróleo e gás, no seu reposicionamento estratégico, revisitou sua identidade visual e seus meios de interação com o mercado. Isso foi feito com base na visão sobre o fortalecimento das empresas e produção do país, que precisa sempre ser competitiva aqui e no mundo.

Assim, a inovação torna-se uma das áreas de análise de maior importância para o desenvolvimento econômico contemporâneo. Por isso, as ferramentas utilizadas pela ONIP estão passando por um processo de digitalização, com o resultado esperado de que os benefícios para o mercado sejam entregues em tempo real. Celeridade, apoio à conformidade e aproximação entre todos os interessados são norteadores dessas ações.

Este novo ciclo demanda maior convergência de ações colaborativas. Fortalecer parcerias e conhecimento especializado, combinar múltiplas formas de fazer, além de múltiplos parceiros, são desafios dessa nova economia. Nessa dinâmica, a ONIP implantou Comitês Integradores, com o objetivo de aumentar o potencial de negócios para a indústria a partir da união de esforços e compartilhamento do conhecimento, como também na contribuição para visibilidade do país e atração de investimentos.

Esse tipo de pensamento parece estar presente também nos diferentes agentes do governo. É percebido um esforço permanente de agentes federais em atuar em prol do desenvolvimento de ações que mantenham o ambiente de negócios revitalizado.

Algumas frentes acontecem como continuidade e são consenso no mercado, como o Calendário de

Rodadas, incluindo oportunidades para os diferentes perfis de atuação. As *majors* encontram novos ativos em águas profundas, pré-sal e excedente da cessão onerosa. Outras empresas, de menor porte ou não, também podem acessar áreas em águas mais rasas e no modelo de concessão, e são oportunidades de igual grandiosidade para diversas empresas através da Oferta Permanente de Áreas.

O mundo pede novas visões para problemas antigos. Essas inovações são importantes principalmente no que tange duas cláusulas contratuais do contrato de E&P: conteúdo local e pesquisa, desenvolvimento e inovação.

Há um forte compromisso em desburocratizar e acelerar os processos de investimento dos recursos oriundos da cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação dos contratos de E&P. Desse modo, acredita-se que será possível construir uma cultura de inovação em nossa atuação. Somente ela é capaz de garantir nossa capacidade de resposta a novos desafios e, também, de transbordo dessas tecnologias para outros mercados, alcançando verdadeiro efeito multiplicador nos resultados.

No conteúdo local, a ideia de realizar termos de ajustamento de conduta, abreviados de TAC, representará uma oportunidade de revitalizarmos

resultados passados que não se concretizaram para a indústria. Ou seja, a conversão do potencial de multas por não atendimento dos compromissos originais de conteúdo local dos contratos de exploração e produção de petróleo em uma nova oportunidade de se investir e agregar valor para a indústria brasileira.

Outros resultados, que ainda carecem de desenvolvimento, são relacionados à abertura de fato dos mercados de abastecimento de derivados e também do gás natural. São ações em curso, que visam a trazer maior atratividade ao mercado brasileiro, mas que, na verdade, ainda precisam ter os primeiros resultados apresentados para que sejam percebidos para onde esses avanços realmente levarão o país.

No todo, ainda é preciso avançar. Em nosso pensamento de política pública, a melhor coordenação de ferramentas existentes, para viabilizar as vultosas projeções de recursos futuros, deve desdobrar do restante da cadeia de valor e do encadeamento produtivo. É para isso que a ONIP trabalha: construir o verdadeiro ambiente para o desenvolvimento econômico do Brasil.

Apêndice

Glossário

A

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): órgão regulador do mercado de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, valendo destacar que as questões referentes à distribuição de gás natural estão sujeitas a regulação estadual (Vide Agenesra).

Águas rasas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho de 0–300 metros.

Águas profundas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho de 300–1.500 metros.

Águas ultraprofundas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho maior que 1.500 metros.

Asfalto: derivado de petróleo, composto por hidrocarbonetos pesados e regulamento pela Resolução ANP n° 2, de 14/1/2005.

B

Bacia sedimentar: formação geológica onde se acumulam rochas sedimentares, nas quais podem ou não serem encontrados recursos fósseis, como petróleo e gás natural, e aquífero.

Barril de óleo equivalente (boe): unidade de equivalência energética utilizada para representar diferentes energéticos de acordo com o valor energético contido em um barril de petróleo.

Barril de petróleo por dia (bpd): unidade utilizada para referenciar a produção diária de barris de petróleo.

Bloco Exploratório: áreas delimitadas geograficamente referentes à uma bacia sedimentar, onde se desenvolvem atividades de exploração de petróleo e gás natural, realizadas pelos modelos de Concessão, Partilha ou Cessão Onerosa.

Biocombustível: substância obtida a partir de biomassa renovável. É utilizado na geração de energia.

Biodiesel: combustível produzido a partir de óleos

vegetais extraídos de diversas matérias-primas.

Atualmente, por determinação da ANP, o biodiesel está sendo adicionado na proporção de 5% ao diesel de origem fóssil.

Brent: cesta de petróleos produzidos no Mar do Norte, tendo o grau API de 39,4°, teor de enxofre de 0,34% e oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian.

C

Cadeia de valor: conjunto das diversas etapas de produção que agregam valor ao produto final comercializado, considerando como início a produção da matéria-prima.

Campo: área produtora de petróleo ou gás natural, proveniente de um ou mais blocos exploratórios, a partir de reservatórios localizados em diferentes horizontes geológicos.

Cessão Onerosa: modelo de cessão de uma área exploratória para a Petrobras – negociação bilateral, mediante a contrapartida do pagamento de determinado valor, o qual foi regulamentado pela Lei n° 12.276, de 30 de junho de 2010, limitando a exploração em até 5 bilhões de boe.

Commodity: termo em inglês que designa uma mercadoria específica e padronizada em seu estado bruto, que possui importância comercial em nível mundial, como o café, o algodão, o petróleo, os minerais metálicos e não metálicos, entre outros. Estas mercadorias têm o seu preço negociado em bolsas de mercadorias e de futuros.

Concessão: modelo de concessão de uma área para exploração e produção de petróleo e gás natural para uma empresa operadora ou consórcio explorador, realizada através de uma rodada de licitação aberta, organizada pela ANP.

Consórcio: conjunto de empresas que adquirem uma área para realização de atividades de exploração e produção de petróleo e/ou gás natural.

Conteúdo Local: cláusula dos contratos de exploração e produção de petróleo e gás, que determina contratação de parte dos investimentos junto a fornecedores nacionais de bens e serviços, em bases competitivas.

Coque de Petróleo: derivado do petróleo resultante do processo de craqueamento de resíduos pesados (coqueamento), constituído entre 90–95% de carbono. Comumente, utilizado na fabricação de coque calcinado, pela indústria do alumínio e na fabricação de eletrodos, na produção de coque siderúrgico, por exemplo.

Craqueamento: processo de refino de hidrocarbonetos, que visa a reduzir as moléculas maiores e mais complexas em moléculas mais simples e leves, para aumentar a proporção dos produtos mais leves e voláteis. Este processo pode ser realizado através de meio térmico ou catalítico.

D

Derivados de Petróleo: produtos provenientes de processos que visam à transformação físico-química do petróleo.

Descomissionamento: conjunto de ações realizadas para a desativação das instalações de Exploração e Produção ao final da vida útil da área.

Distribuidora: agente cuja atividade caracteriza-se pela aquisição e revenda de produtos, como combustíveis, lubrificantes, asfaltos, outros derivados do petróleo, gás natural e gás liquefeito envasado (GLP), exercida por empresas especializadas, no modo a granel (por atacado) para a rede varejista ou grandes consumidores.

Downstream: refere-se a atividades de transporte e distribuição de produtos da indústria do petróleo, desde a refinaria até as empresas de distribuição (no caso de gás natural e gás liquefeito de petróleo, por exemplo) ou até os pontos de venda ao consumidor final (gasolina, querosene de aviação, óleo diesel,

lubrificantes etc.) ou até os estabelecimentos industriais (fabricantes de borracha sintética, plásticos, fertilizantes, anticongelantes, pesticidas, produtos farmacêuticos etc.).

E

Empresa Operadora: empresa responsável por conduzir e executar a atividades de exploração e produção na área, seguindo os parâmetros estabelecidos no contrato de concessão, partilha ou cessão onerosa celebrado junto à ANP.

Efeito Multiplicador: efeito observado quando um investimento gera um valor adicionado final maior do que o inicialmente aplicado. Este aumento ocorre pois o investimento gera empregos e eleva o poder de compra dos indivíduos, e, como consequência, estimula a demanda por diversos bens e serviços da economia. Um exemplo pode ser visto quando o estabelecimento da indústria do petróleo em um município acaba por estimular também o comércio e os investimentos em infraestrutura, entre outros.

Etanol: biocombustível líquido derivado de biomassa renovável, composto principalmente pelo álcool etílico, podendo ser utilizado em motores a combustão interna com ignição por centelha, em outras formas de geração de energia ou na indústria petroquímica. Atualmente é regulamento pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011.

Etanol Hidratado Combustível (EHC): álcool etílico hidratado combustível ou etanol hidratado combustível é o etanol destinado à venda no posto revendedor para o consumidor final em veículos automotores. Atualmente é regulamentado pela Resolução ANP nº 7, de 9/2/2011 e também a Resolução ANP nº 7, de 21/2/2013.

Etanol Anidro Combustível: álcool etílico destinado a compor a mistura com a gasolina A na formulação da gasolina C, em proporção definida por legislação aplicável.

F

Fator de Recuperação: fração entre o volume recuperável e o volume original de hidrocarbonetos em um reservatório, que pode ser traduzido como percentual do volume original do reservatório.

G

Gás Liquefeito de Petróleo (GLP): mistura de hidrocarbonetos com alta pressão de vapor, obtida do gás natural em unidades de processo especiais, mantida na fase líquida em condições especiais de armazenamento na superfície.

Gás natural: hidrocarbonetos que permaneçam em estado gasoso nas condições atmosféricas normais de temperatura e pressão.

Gás Natural Veicular (GNV): nomenclatura dada para a utilização do gás natural com objetivo de ser um combustível em veículos automotores.

Gasolina A: derivado de petróleo isento de componentes oxigenados, e utilizado combustível em veículos automotivos dotados de motores de ignição por centelha. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP n° 40, de 25/10/2013.

Gasolina C: combustível obtido da mistura de gasolina A e do etanol anidro combustível, nas proporções definidas pela legislação em vigor. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP n° 40, de 25/10/2013.

Gasolina de Aviação: derivado de petróleo utilizado como combustível para aeronaves com motores de ignição por centelha. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP n° 17, de 26/7/2006.

Grau API: escala criada pelo American Petroleum Institute (API) e a National Bureau of Standards, com o objetivo de medir a densidade relativa de líquidos.

H

Hidrocarboneto: composto químico constituído apenas por átomos de carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

L

Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas que visam à extração de petróleo e/ou gás natural de um reservatório, assim como do seu preparo para sua movimentação. As atividades de produção de petróleo foram regulamentadas pela Lei n° 9.478, de 6/8/1997.

M

Midstream: segmento da cadeia de valor petróleo que contempla as atividades de refino.

N

Nafta: produto derivado de petróleo utilizado como matéria-prima da indústria petroquímica para produção de eteno e propeno, além de outras frações líquidas, como benzeno, tolueno e xilenos. A nafta também pode ser utilizada para geração de gás para uso doméstico através de um processo industrial.

O

Offshore: termo em inglês que significa localizado no mar.

Onshore: termo em inglês que significa localizado em terra.

Óleo, Óleo cru ou Óleo Bruto: ver Petróleo.

Óleo Combustível: derivado de petróleo composto por frações mais pesadas da destilação atmosférica do petróleo, o qual é largamente utilizado como combustível industrial em caldeiras e fornos.

Óleo Diesel: derivado do petróleo, utilizado como combustível em automóveis, ônibus, SUVs (*Sport Utility Vehicle*), furgões, caminhões, pequenas embarcações marítimas, máquinas de grande porte, locomotivas, navios e geradores elétricos, entre outros.

Óleo Diesel S-10: variação do óleo diesel, o qual é passado por processos para redução do teor de enxofre, limite máximo de 10 mg/kg. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP n° 50, de 23/12/2013.

Óleo Lubrificante: derivado do petróleo comumente utilizado para reduzir o atrito e o desgaste de peças e equipamentos.

ONIP: Organização Nacional da Indústria do Petróleo.

Organização dos Países Exportadores de Petróleo

(Opep): organização multinacional composta pela Angola, Argélia, Líbia, Nigéria, Irã, Iraque, Cote d'Ivoire, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Equador e Venezuela, estabelecida em 1960, visando a coordenar as políticas de petróleo de seus membros.

P

Parafina: derivado do petróleo composto de hidrocarbonetos sólidos parafínicos obtidos no processo a partir de óleos lubrificantes, sendo muito utilizado na indústria de velas, papéis, lonas, baterias, pilhas,

laticínios, frigoríficos e alguns produtos químicos.

Participação Especial: compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários produtores de petróleo e/ou gás natural, nos casos de grande volume de produção, a qual é avaliada trimestralmente. A participação especial é atualmente regulamentada pelo Decreto nº 2.705, de 3/8/1998.

Participações Governamentais: refere-se a todas as apropriações financeiras ou físicas que o governo realiza de acordo com a produção de petróleo e/ou gás natural. Atualmente são as participações governamentais os *royalties*, participação especial, pagamento pela retenção de área e percentual do excedente em óleo – no caso da partilha.

Partilha de Produção: modelo de exploração e produção de petróleo, de gás natural, que prevê não apenas o pagamento de *royalties*, como também a divisão física da produção de hidrocarbonetos descontados o custo incorridos nas atividades de exploração e produção. Atualmente é regulamentado pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010.

Pesquisa ou Exploração: atividades destinadas a avaliar a área, tendo como objetivo a identificação de reservatórios com indícios de hidrocarbonetos.

Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado, o qual tem a sua exploração e produção regulamentado pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997.

Poço Exploratório Pioneiro: caracterizado pelo código 1 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço que visa a testar a ocorrência de hidrocarbonetos em objetivos de um prospecto geológico que ainda não foi perfurado.

Poço Exploratório Estratigráfico: caracterizado pelo código 2 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço que visa a estudar a coluna estratigráfica e obter informações subsuperficiais geológica de região ainda pouco explorada.

Poço Exploratório de Extensão: caracterizado pelo código 3 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço que visa a delimitar as reservas de hidrocarbonetos e estudar contatos entre fluidos e propriedades que o caracterizem.

Poço Exploratório Pioneiro Adjacente: caracterizado pelo código 4 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço que visa a testar a ocorrência de hidrocarbonetos em áreas adjacentes a uma descoberta.

Poço Exploratório para Prospecto Mais Raso:

caracterizado pelo código 5 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço que visa a testar condições geológicas favoráveis em áreas mais rasas, sob Plano de Avaliação de Descoberta ou na Fase de Produção.

Poço Exploratório para Prospecto Mais Profundo:

caracterizado pelo código 6 da nomenclatura de poços da ANP, poço realizado para verificar condições favoráveis em áreas mais profundas, sob Plano de Avaliação de Descoberta ou na Fase de Produção.

Poço Exploratório de Produção: caracterizado pelo código 7 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço que visa a drenar jazidas de um campo.

Poço Exploratório de Injeção: caracterizado pelo código 8 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço com objetivo de injetar fluidos no reservatório visando a maximizar o fator de recuperação.

Poço Especial: caracterizado pelo código 9 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço voltado a outros objetivos, que não se enquadrem nas definições anteriores, como poço piloto para horizontal, poço para captação ou descarte de água, controle de "blow out", e de observação.

Poço de Estocagem: caracterizado pelo código 10 da nomenclatura de poços da ANP, é o poço realizado para permitir a estocagem de gás natural (injeção, retirada e monitoramento).

Pós-sal: formação geológica que se encontra acima da camada de sal.

Pré-sal: formação geológica se encontra abaixo da camada de sal.

Q

Querosene: derivado do petróleo composto por frações de hidrocarbonetos seguintes à gasolina e anterior ao diesel na destilação do petróleo, podendo ser utilizado como combustível para aviões (ver Querosene de Aviação), aquecimento doméstico, iluminação – o Querosene Iluminante, solventes e inseticidas.

Querosene de Aviação (QAV): derivado de petróleo utilizado como combustível em turbinas de aeronaves. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 37, de 1/12/2009.

R

Refino ou Refinação: conjunto de processos que têm como finalidade a transformação do petróleo em subprodutos, chamados de derivado de petróleo.

Repetro: é um regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens que se destina às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural.

Reservas: volumes de petróleo e gás natural considerados comercialmente recuperáveis, comumente categorizados de acordo com o grau de certeza sobre a recuperação destes volumes.

Reservas Totais: soma dos volumes estimados a serem recuperados a partir das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Reservas Provadas: volume de petróleo e/ou gás natural que possuem alto grau de certeza de que a quantidade a ser recuperada será de pelo menos 90% do valor estimado.

Reservas Prováveis: volume de petróleo e/ou gás natural que possui uma menor estimativa de recuperação do que a das reservas provadas.

Reservas Possíveis: volume de petróleo e/ou gás natural que, a partir da análise de dados de geociências, são indicadas como menos provável de se recuperar do que as reservas prováveis e provadas.

Reservatório: formação geológica com propriedades específicas de armazenamento de petróleo e/ou gás natural.

Rodada de Licitações: ação organizada pela ANP que tem como objetivo o leilão entre empresas e consórcios interessados em adquirir áreas exploratórias em concessões ou de partilha.

Rodada Zero: primeira rodada de licitação realizada nos termos do Art. 34 da Lei do Petróleo, na data de 6 de agosto de 1998, para que a Petrobras assinasse contratos de concessão daqueles campos que se encontravam em produção. Para os blocos com

descobertas comerciais a empresa teve garantido os seus direitos de prosseguir com as atividades de exploração e desenvolvimento da produção.

Royalties: compensação financeira paga pelos concessionários mensalmente, independentemente do volume da produção do campo. Os recursos obtidos são distribuídos entre Estados, Municípios, Comando da Marinha do Brasil, Ministério da Ciência e Tecnologia e para o Fundo Especial, administrado pelo Ministério da Fazenda.

S

Shale: em português xisto, refere-se a um petróleo não convencional produzido a partir de fragmentos de xisto betuminoso e através de pirólise, hidrogenação ou dissolução térmica. Estes processos convertem a matéria orgânica no interior da rocha (querogênio) em petróleo e gás sintéticos.

Solvente: derivado do petróleo em forma líquida utilizado como dissolvente de substâncias sólidas e/ou líquidas.

T

TCF (Trillion Cubic Feet): em português, Trilhão de Pés Cúbicos, unidade volumétrica comumente utilizada para medir o volume de produção e reservas de gás natural.

U

Upstream: o segmento de *upstream* da cadeia de valor do petróleo engloba todas as etapas desde a exploração preliminar até a extração e transporte do recurso.

W

WTI (West Texas Intermediate): preço de referência para contratos de compra e venda de petróleo muito utilizado na Bacia do Atlântico, baseado na qualidade do óleo cru produzido no Texas.

Apêndice

Principais Regulamentações

LEI Nº 13.609, DE 10.1.2018 – DOU 11.1.2018 – Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo.

LEI Nº 13.679, DE 14.6.2018 – DOU 15.6.2018 – Altera as Leis nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, e nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010; e dispõe sobre a política de comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos.

LEI Nº 13.723, DE 4.10.2018 – DOU 5.10.2018 – Dispõe sobre a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

DECRETO Nº 9.302, DE 6.3.2018 – DOU 7.3.2018 – Altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

DECRETO Nº 9.308, DE 15.3.2018 – DOU 16.3.2018 – Dispõe sobre a definição das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis e regulamenta o RenovaBio.

DECRETO Nº 9.355, DE 25.4.2018 – DOU 26.4.2018 – Estabelece regras de governança, transparência e boas práticas de mercado para a cessão de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos pela Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras, na forma estabelecida no art. 29, no art. 61, caput e § 1º, e art. 63, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no art. 31 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 que trata a Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017.

DECRETO Nº 9.391, DE 30.05.2018 – DOU 30.05.2018 – Altera o Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível, e o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo e querosene de aviação.

DECRETO Nº 9.392, DE 30.5.2018 – DOU 30.5.2018 – Regulamenta a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel no território nacional por produtores e importadores, a ser concedida pela União, no valor de R\$ 0,07 (sete centavos de real) por litro, até o dia 7 de junho de 2018.

DECRETO Nº 9.403, DE 7.6.2018 – DOU 7.6.2018 – Regulamenta a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel no território nacional por produtores e importadores, a ser concedida pela União, no valor de até R\$ 0,30 (trinta centavos de real) por litro, no período de 8 de junho até 31 de julho de 2018.

DECRETO Nº 9.454, DE 1.10.2018 – DOU 1.10.2018 – Regulamenta o disposto na Medida Provisória nº 838, de 30 de maio de 2018, e na Medida Provisória nº 847, de 31 de julho de 2018, que dispõem sobre a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel rodoviário.

DECRETO Nº 9.601, DE 5.12.2018 – DOU 6.12.2018 – Altera o Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, que dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

DECRETO Nº 9.616, DE 17.12.2018 – DOU 18.12.2018 – Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

DECRETO Nº 9.641, DE 27.12.2018 – DOU 28.12.2018 – Delega competência à ANP para definir blocos em bacias terrestres a serem objeto de licitação, sob regime de concessão, na Oferta Permanente.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 1, DE 21.03.2018 – Estabelece diretrizes para que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP avalie a possibilidade de adotar exigências de Conteúdo Local distintas daquelas vigentes nos contratos assinados até a Décima Terceira Rodada de Concessão, da Primeira e Segunda Rodadas de Partilha de Produção e da Cessão Onerosa.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 2, DE 21.03.2018 – Estabelece diretrizes para definição de Conteúdo Local na Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios sob o Regime de Concessão, no âmbito do processo de Oferta Permanente de áreas a ser iniciado em 2018, sob condução da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 4, DE 04.05.2018 – Definir como estratégicas as áreas de Saturno e Titã, autoriza a realização da Quinta Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção, aprova os parâmetros técnicos e econômicos do certame e atualiza o planejamento plurianual de rodadas.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 5, DE 05.06.2018 – Estabelece as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 6, DE 05.06.2018 – Estabelece a participação da Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras nos blocos da Quinta Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 7, DE 05.06.2018 – Institui Grupo de Trabalho com a finalidade de realizar estudos, análises e apresentar proposições acerca de novo valor para o preço da energia a ser gerada pela Usina Nuclear Angra 3, bem como sugestões de outras medidas necessárias para a viabilização do empreendimento.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 8, DE 05.06.2018 – Autoriza a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a incluir na licitação, sob o regime de concessão, no sistema de Oferta Permanente, as áreas que foram objeto das Rodadas Zero a Seis.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 9, DE 05.06.2018 – Altera a Resolução no 10, de 11 de abril de 2017, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que estabelece diretrizes para o planejamento plurianual de licitações de blocos e campos para exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como para a realização das mesmas no biênio 2018 – 2019, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 10, DE 05.06.2018 – Estabelece diretrizes para o planejamento plurianual de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural no biênio 2020 – 2021.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 11, DE 27.07.2018 – Altera a Resolução nº 4, de 4 de maio de 2018, que define como estratégicas as áreas de Saturno e Titã, autoriza a realização da Quinta Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção, aprova os parâmetros técnicos e econômicos do certame e atualiza o planejamento plurianual de rodadas.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 12, DE 11.09.2018 – Recomendar ao Ministério de Minas e Energia o envio prévio, para análise do Tribunal de Contas da União, das minutas do Edital e do Contrato da Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção para os volumes excedentes aos contratados sob regime de Cessão Onerosa, bem como da minuta de Aditivo ao referido Contrato.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 14, DE 09.10.2018 – Estabelece condições iniciais para a viabilização da usina nuclear Angra 3, e dá outras providências.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 15, DE 29.10.2018 – Estabelece a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 16, DE 29.10.2018 – Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 17, DE 17.12.2018 – Autoriza a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a realizar a Décima Sexta Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural na modalidade de concessão.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 18, DE 17.12.2018 – Autorizar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a realizar a Sexta Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção, aprovar os parâmetros técnicos e econômicos do certame e definir como estratégica a área denominada Bumerangue.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 19, DE 17.12.2018 – Autorizar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a detalhar os estudos dos prospectos indicados para compor a Sétima e a Oitava Rodadas de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção, nos anos de 2020 e 2021, respectivamente.

RESOLUÇÃO ANP Nº 716, DE 17.1.2018 – DOU 18.1.2018 – Regulamenta o uso por terceiros interessados, mediante remuneração adequada ao titular das instalações, de dutos de transporte de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, existentes ou a serem construídos, cuja extensão seja inferior a 15km (quinze quilômetros) e que não tenham origem em área de produção de petróleo e gás natural.

RESOLUÇÃO ANP Nº 717, DE 17.1.2018 – DOU 18.1.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de dezembro de 2017, preços estes calculados conforme a Resolução ANP nº 40/2009.

RESOLUÇÃO ANP Nº 718, DE 17.1.2018 – DOU 18.1.2018 – Ficam estabelecidos os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de dezembro de 2017, preços mínimos estes calculados conforme a Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000.

RESOLUÇÃO ANP Nº 719, DE 21.2.2018 – DOU 22.2.2018 – RETIFICADA DOU 23.2.2018 – Altera a Resolução ANP nº 67, de 9 de dezembro de 2011.

RESOLUÇÃO ANP Nº 720, DE 26.2.2018 – DOU 27.2.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de janeiro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 721, DE 26.2.2018 – DOU 27.2.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleos produzidos no mês de janeiro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 722, DE 8.3.2018 – DOU 9.3.2018 – Altera o artigo 14 da Resolução ANP nº 10, de 15.3.2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 723, DE 20.3.2018 – DOU 21.3.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de fevereiro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 724, DE 20.3.2018 – DOU 21.3.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleos produzidos no mês de fevereiro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 725, DE 5.4.2018 – DOU 6.4.2018 – Regulamenta o Padrão ANP3, que estabelece a forma, os procedimentos e os prazos para a entrega de dados geoquímicos à ANP.

RESOLUÇÃO ANP Nº 726, DE 11.4.2018 – DOU 12.4.2018 – REP. DOU 16.4.2018 – RETIFICADA DOU 16.4.2018 – Estabelece os critérios, requisitos e procedimentos aplicáveis à isenção de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local, bem como as regras gerais dos ajustes de percentual de Conteúdo Local comprometido e

das transferências de excedente de Conteúdo Local, relativos aos Contratos de Concessão a partir da Sétima até a Décima Terceira Rodada de Licitações, de Cessão Onerosa e da Primeira Rodada de Partilha de Produção.

RESOLUÇÃO ANP Nº 727, DE 20.4.2018 – DOU

23.4.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleo produzidos no mês de março de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 728, DE 20.4.2018 – DOU

23.4.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de março de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 729, DE 11.5.2018 – DOU

14.5.2018 – Dispõe sobre os procedimentos de remessa de informações à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, conforme Regulamento Técnico do SIMP.

RESOLUÇÃO ANP Nº 730, DE 17.5.2018 – DOU 18.5.2018

– Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de abril de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 731, DE 17.5.2018 – DOU 18.5.2018

– Estabelece os preços de referência dos petróleo produzidos no mês de abril de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 732, DE 21.6.2018 – DOU

22.6.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de maio de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 733, DE 21.6.2018 – DOU

22.6.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleo produzidos no mês de maio de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 734, DE 28.6.2018 – DOU

29.6.2018 – RETIFICADA DOU 11.7.2018 – Estabelece os requisitos necessários à outorga da autorização para o exercício da atividade de produção de biocombustíveis e da autorização de operação da instalação produtora de biocombustíveis.

RESOLUÇÃO ANP Nº 735, DE 19.7.2018 – DOU 20.7.2018

– Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de junho de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 736, DE 19.7.2018 – DOU 20.7.2018

– Estabelece os preços de referência dos petróleo produzidos no mês de junho de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 737, DE 27.7.2018 – DOU 30.7.2018

– Altera o Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água aprovado pela Resolução ANP nº 65, de 10 de dezembro de 2014.

RESOLUÇÃO ANP Nº 738, DE 31.7.2018 – DOU

1.8.2018 – RETIFICADA DOU 3.8.2018 – Regulamenta a metodologia de cálculo da Conta Gráfica para fins de concessão de subvenção econômica do óleo diesel.

RESOLUÇÃO ANP Nº 739, DE 2.8.2018 – DOU 3.8.2018

– Altera a Resolução ANP nº 30, de 23 de junho de 2016, que dispõe sobre a especificação do óleo diesel BX a B30, suspendendo o limite de especificação para a característica "estabilidade à oxidação".

RESOLUÇÃO ANP Nº 740, DE 15.8.2018 – DOU

16.8.2018 – Altera a Resolução ANP nº 19, de 15 de abril de 2015, que regulamenta as especificações do etanol anidro combustível e do etanol hidratado combustível e as obrigações quanto ao controle da qualidade, no que se refere ao teor de metanol.

RESOLUÇÃO ANP Nº 741, DE 24.8.2018 – DOU 27.8.2018

– Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de julho de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 742, DE 24.8.2018 – DOU

27.8.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleo produzidos no mês de julho de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 743, DE 27.8.2018 – DOU 28.8.2018

– Regulamenta a metodologia de cálculo do preço de referência para a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel para os períodos descritos no Decreto nº 9.454, de 1º de agosto de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 744, DE 30.8.2018 – DOU

31.8.2018 – Revoga a Resolução ANP nº 6, de 5 de fevereiro de 2014, que dispõe sobre o cadastramento de

laboratórios de ensaio de biodiesel, altera a Resolução ANP nº 45, de 25 de agosto de 2014, que dispõe sobre a especificação do biodiesel, e dá outras providências.

RESOLUÇÃO ANP Nº 745, DE 30.8.2018 – DOU

31.8.2018 – Altera a Resolução ANP nº 58, de 17 de outubro de 2014, que regulamenta o exercício da atividade de distribuição de combustíveis líquidos.

RESOLUÇÃO ANP Nº 746, DE 30.8.2018 – DOU

31.8.2018 – RETIFICADA DOU 23.10.2018 – Altera a Resolução ANP nº 10, de 14 de março de 2016, que estabelece os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de Transportador–Revendedor–Retalhista na navegação interior; e a Resolução ANP nº 51, de 30 de novembro de 2016, que trata dos requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de revenda de gás liquefeito de petróleo; e revoga a Resolução ANP nº 671, de 15 de março de 2017, e a Resolução ANP nº 700, de 13 de setembro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 747, DE 20.9.2018 – DOU 21.9.2018

– Estabelece os preços de referência dos petróleos produzidos no mês de agosto de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 748, DE 20.9.2018 – DOU

21.9.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de agosto de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 749, DE 21.9.2018 – DOU 24.9.2018

– Regulamenta o procedimento para concessão da redução de *royalties* como incentivo à produção incremental em campos maduros.

RESOLUÇÃO ANP Nº 750, DE 10.10.2018 – DOU

11.10.2018 – Regulamenta os critérios para a aplicação e o cumprimento de notificação.

RESOLUÇÃO ANP Nº 751, DE 18.10.2018 – DOU

19.10.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleos produzidos no mês de setembro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 752, DE 18.10.2018 – DOU

19.10.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de setembro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 753, DE 25.10.2018 – DOU

29.10.2018 – Altera a Resolução ANP nº 734, de 28 de junho de 2018, que regulamenta o exercício da atividade de produção de biocombustíveis e a autorização de operação da instalação produtora de biocombustíveis, para suspender a disposição transitória para as filiais de produtor de etanol apenas com instalação de armazenamento.

RESOLUÇÃO ANP Nº 754, DE 25.10.2018 – DOU

29.10.2018 – Altera a Resolução ANP nº 49, de 30 de novembro de 2016, que regulamenta o exercício da atividade de distribuição de gás liquefeito de petróleo – GLP, e a Resolução ANP nº 51, de 30 de novembro de 2016, que regulamenta o exercício da atividade de revenda de gás liquefeito de petróleo – GLP, para adiar a vedação da atividade de revenda de GLP pelos distribuidores.

RESOLUÇÃO ANP Nº 755, DE 23.11.2018 – DOU

26.11.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleos produzidos no mês de outubro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 756, DE 23.11.2018 – DOU

26.11.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de outubro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP Nº 757, DE 23.11.2018 – DOU

26.11.2018 – Regulamenta as atividades de aquisição e processamento de dados, elaboração de estudos e acesso aos dados técnicos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras.

RESOLUÇÃO ANP Nº 758, DE 23.11.2018 – DOU

27.11.2018 – Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis de que trata o art. 18 da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e o credenciamento de firmas inspetoras.

RESOLUÇÃO ANP Nº 759, DE 30.11.2018 – DOU

3.12.2018 – RETIFICADO DOU 5.12.2018 – Estabelece critérios para o tratamento diferenciado às microempresas e às empresas de pequeno porte em ações de fiscalização da ANP.

RESOLUÇÃO ANP N° 760, DE 13.12.2018 – DOU 14.12.2018 – Regulamenta a metodologia de cálculo da conta gráfica para fins de concessão de subvenção econômica do óleo diesel, assim como dos resíduos da subvenção econômica e dos custos da PIS/Cofins incidentes sobre a receita da subvenção econômica a serem aplicados no ajuste do preço de referência, bem como outros dispositivos.

RESOLUÇÃO ANP N° 761, DE 14.12.2018 – DOU 17.12.2018 – Estabelece os preços de referência dos petróleos produzidos no mês de novembro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP N° 762, DE 14.12.2018 – DOU 17.12.2018 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de novembro de 2018.

RESOLUÇÃO ANP N° 763, DE 14.12.2018 – DOU 17.12.2018 – Altera a Resolução ANP n° 692, de 17 de julho de 2017, que regulamenta o Programa de Regularização de Débitos, nos termos da Medida Provisória n° 780, de 19 de maio de 2017.

RESOLUÇÃO ANP N° 764, DE 20.12.2018 – DOU 21.12.2018 – Estabelece as especificações dos combustíveis de referência utilizados nos ensaios de avaliação de consumo de combustível e de emissões veiculares para a homologação de veículos automotores novos.

RESOLUÇÃO ANP N° 765, DE 20.12.2018 – DOU 21.12.2018 – Altera a Resolução ANP n° 41, de 5 de novembro de 2013, para incluir nova possibilidade de fornecimento de gás natural veicular e dá outras providências.

LEI ALERJ N° 7.982, DE 6.6.2018 – Altera a Lei ALERJ n° 2.657/1996, de 26 de dezembro de 1996, diminuindo o ICMS sobre o diesel de 16% para 12%.

Apêndice

Gráficos

Gráfico 1. Evolução do preço do petróleo WTI e Brent

Gráfico 2. Histórico das reservas provadas e produção mundial de petróleo

Gráfico 3. Histórico da produção mundial de petróleo

Gráfico 4. Evolução da capacidade mundial de refino

Gráfico 5. Histórico do volume refinado de óleo no Mundo

Gráfico 6. Histórico do consumo mundial de óleo

Gráfico 7. Participação por tipo de combustível no consumo mundial de energia

Gráfico 8. Participação por tipo de combustível no consumo de energia no Brasil

Gráfico 9. Reservas provadas no Rio de Janeiro

Gráfico 10. Reservas prováveis e possíveis no Rio de Janeiro

Gráfico 11. Histórico da produção de petróleo no Rio de Janeiro

Gráfico 12. Evolução da produção no pré-sal no Rio de Janeiro

Gráfico 13. Evolução da atividade perfuratória no Rio de Janeiro

Gráfico 14. Relação R/P no Brasil e no Rio de Janeiro

Gráfico 15. Histórico do refino de petróleo no Rio de Janeiro

Gráfico 16. Histórico da venda de derivados combustíveis no Rio de Janeiro

Gráfico 17. Preços médios de combustíveis para o consumidor no Brasil

Gráfico 18. Preços médios de combustíveis para o consumidor no Rio de Janeiro

Gráfico 19. Preços médios do GLP para o consumidor no Brasil e Rio de Janeiro

Gráfico 20. Obrigação de investimentos em P,D&I da Petrobras e outras concessionárias

Gráfico 21. Investimento dos recursos de P,D&I por área 2016-2019

Gráfico 22. Evolução da arrecadação de participações governamentais no Estado e municípios do Rio de Janeiro

Gráfico 23. Histórico do total de empregados no encadearmento produtivo do petróleo

Apêndice

Tabelas

Tabela 1. Campos em produção sob concessão

Tabela 2. Campos em desenvolvimento sob concessão

Tabela 3. Blocos exploratórios sob concessão e em partilha

Tabela 4. Produção de petróleo no pré-sal por campo, em 2018, no Rio de Janeiro

Tabela 5. Índícios de hidrocarbonetos no Rio de Janeiro

Tabela 6. Histórico de indícios de hidrocarbonetos e declarações de comercialidade

Tabela 7. Relação R/P no Brasil e Rio de Janeiro

Tabela 8. Evolução da atividade perfuratória

Tabela 9. Evolução da capacidade e taxa de ocupação de refino no Rio de Janeiro

Tabela 10. Produção por derivado de petróleo no Rio de Janeiro e total por refinaria

Tabela 11. Histórico da venda de derivados combustíveis no Estado do Rio de Janeiro

Tabela 12. Preços médios de combustíveis para distribuidora e para o consumidor

Tabela 13. Recursos da cláusula de P,D&I e aplicação em projetos no Rio de Janeiro

Tabela 14. Recursos da cláusula de P,D&I investidos por estado do Brasil

Tabela 15. Recursos P,D&I investidos por operadora

Tabela 16. Evolução dos empregados no encadeamento produtivo do petróleo

Tabela 17. Informações profissionais do encadeamento produtivo de petróleo por grandes grupos

Tabela 18. Outras informações profissionais do encadeamento produtivo de petróleo

Tabela 19. Histórico da arrecadação de *royalties* e participação especial no Estado e municípios

Tabela 20. Histórico da arrecadação de *royalties* e participação especial por município do RJ em 2018

Tabela 21. Exportação do mercado de petróleo no Rio de Janeiro em dólares e % do Brasil

Tabela 22. Importação do mercado de petróleo no Rio de Janeiro em dólares e % do Brasil

Referências Bibliográficas

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS.

Endereço eletrônico: <<http://www.anp.gov.br>>

_____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em:
<<http://anp.gov.br/?pg=78136&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1464980650779>>

_____. Banco de dados de exploração e Produção. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/>>

_____. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em:
<<http://anp.gov.br/?pg=80941&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1464980921550>>

_____. Boletim Petróleo e P&D. Disponível em:
<<http://anp.gov.br/?pg=80940&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1464981144275>>

_____. Petroleum & Other Liquids Data. Disponível em:
<<http://www.eia.gov/petroleum/data.cfm>>

BP. Statistical Review of World Energy 2018. Disponível em:

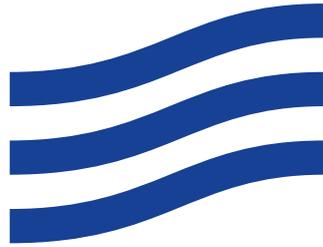
<<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (Estados Unidos). Endereço eletrônico:

<http://www.eia.gov>

Ministério do Trabalho e Previdência Social. **CAGED – Cadastro Geral de Empregados e**

Desempregados. Disponível em: <<http://bi.mte.gov.br/bgcaged/login.php>>



firjan.com.br/publicacoes

