

 **FGV ENERGIA**

OUTLOOK DE ÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

AGOSTO 2020



DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Fernanda Delgado

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa do Setor O&G

Magda Chambriard

Coordenação de Pesquisa do Setor Elétrico

Luiz Roberto Bezerra

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Ana Costa Marques Machado

Angélica Marcia dos Santos

Flávia Porto

Gláucia Fernandes

João Teles

Marina de Abreu Azevedo

Paulo César Fernandes da Cunha

Priscila Martins Alves Carneiro

Thiago Gomes Toledo

Estagiária de Pesquisa

Melissa Prado

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Thatiane Araciro

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

AUTORES

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação Técnica

Magda Chambriard

Pesquisadoras

Angelica Marcia dos Santos

Flavia Porto

Priscila Martins Alves Carneiro

Este artigo expressa a opinião do autor, não representando necessariamente a opinião institucional da FGV.

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	4
1. CONTEXTUALIZAÇÃO	6
2. UPSTREAM	10
2.1. Histórico e Perspectivas.....	10
2.2. Cenários	13
2.3. Projeções.....	14
2.3.1. Petróleo e Gás Natural.....	14
2.3.2. Oferta Nacional de Gás Natural.....	16
2.3.3. Demanda por Bens e Serviços	17
2.3.3.1. Poços Offshore	17
2.3.3.2. Sondas de Perfuração Offshore e Barcos de Apoio	18
2.3.3.3. Postos de Trabalho	19
2.3.3.4. Participações Governamentais.....	20
3. MID E DOWNSTREAM	22
3.1. Diesel	22
3.2. Combustíveis do Ciclo Otto (Etanol e Gasolina C)	25
4. COMENTÁRIOS CONCLUSIVOS	28
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	30
GLOSSÁRIO	32

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Outlook de Óleo, Gás e Biocombustíveis da FGV Energia utiliza o desempenho histórico do setor para gerar possíveis cenários de crescimento.

Tais cenários são decorrentes de considerações sobre a disposição das empresas em desenvolver recursos petrolíferos brasileiros, que têm desdobramentos em possíveis demandas por bens e serviços, além de geração de emprego e renda, no período 2020-2030.

Esse estudo não pretende fornecer uma antecipação precisa do porvir, mas tão somente fornecer elementos que permitam a discussão sobre o impacto de ações públicas e privadas no setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Aqui são apresentados cenários que cobrem perspectivas mais ou menos otimistas. Esse exercício não considera todos os possíveis resultados e incertezas relativos ao mercado de energia até 2030.



O objetivo é consolidar os dados históricos e apresentar alguns de seus possíveis desdobramentos.

No segmento Upstream, são estimadas demandas por bens e serviços tais como perfuração de poços, novas plataformas de produção e embarcações de apoio, além de estimativa de arrecadação de participações governamentais e de geração de empregos.

No Mid e Downstream, é analisada a demanda de diesel e possíveis consequências da baixa utilização da capacidade de refino instalada no país. Também são feitas considerações sobre a produção de etanol e sua oferta ao mercado brasileiro.

Através deste Outlook, a FGV Energia busca compartilhar sua visão sobre o setor para, dessa forma, contribuir para a disseminação de conhecimento e eventuais discussões sobre políticas públicas.

Boa leitura!

CONTEXTUALIZAÇÃO



A indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis tem um papel fundamental na economia brasileira.

Muito além de sua participação no PIB, trata-se da maior provedora de energia primária do país. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), as fontes petróleo e seus derivados e gás natural responderam por 57,85% da energia produzida no Brasil e por 46,58% da oferta interna em 2019^[1]. Os derivados da cana-de-açúcar representaram 16,02% e 17,97%, respectivamente.

O setor de transportes, historicamente o maior consumidor nacional de energia, foi responsável em 2019, por 32,71% do consumo total de energia primária do país. Os combustíveis fósseis^a (74,68%), complementados pelos biocombustíveis^b (25,09%) e pela eletricidade (0,23%) supriram integralmente essa demanda^[1].

a Gás natural e derivados de petróleo.

b Biodiesel, etanol anidro e etanol hidratado.

Diesel e gasolina, responsáveis pelas maiores vendas de derivados, representaram 68,12% do total de combustíveis comercializados pelas distribuidoras, alavancando com eles as vendas de etanol anidro e de biodiesel no ano de 2019. Já o etanol hidratado respondeu por 16,09% do total^[2].

Em 2020, no entanto, o setor foi duramente impactado pelo isolamento social decorrente da pandemia do COVID-19. Segundo a FECOMBUSTÍVEIS^c, durante a segunda quinzena de março, as vendas de combustíveis líquidos caíram 60% nos centros urbanos e 40% nas rodovias. Em abril, o preço do petróleo do tipo *Brent* caiu a menos de US\$ 20/bbl, o que representa uma redução de cerca de 31% em relação à média de 2019 (US\$ 64,6/bbl).

Até maio de 2020, a média de vendas de combustíveis pelas distribuidoras havia diminuído 11,89% comparado à média do ano anterior. Diesel e gasolina apresentaram decréscimo de 7,76% e 13,63%, respectivamente^[2].

Em nível mundial, o balanço das petroleiras, referente ao primeiro trimestre de 2020, mostra o tamanho do impacto. Em função da redução da demanda global por combustíveis e dos baixos preços do petróleo e seus derivados, *majors* do setor, como Petrobras^[3], Shell^[4], Equinor^[5], Exxon Mobil^[6], BP^[7], ConocoPhillips^[8] e Eni^[9], amargaram prejuízos da ordem de US\$ 17,49 bilhões.

Prevê-se ainda uma redução dos investimentos globais inicialmente estimados para 2020 em cerca de 29%, de US\$ 539 bilhões para US\$ 383 bilhões^[10]. A Petrobras, por exemplo, anunciou uma redução dos investimentos programados de US\$ 12 bilhões para US\$ 8,5 bilhões^[11].

A história mostra que, em cenário de redução de preços do petróleo, os projetos exploratórios tendem a ser postergados ou cancelados pelas companhias. Nesse contexto, as áreas de alto potencial recentemente licitadas pela ANP para exploração e produção de petróleo e gás natural poderão ter seus investimentos exploratórios adiados.

c Comunicação pessoal.

Destaque-se que tais postergações não são decorrentes da falta de competitividade do país. Do contrário, essas empresas não teriam investido montantes bilionários em bônus de assinatura. Trata-se da usual opção por redução de custos e priorização de projetos de desenvolvimento da produção, principalmente os do primeiro quartil de suas carteiras de projetos, em momentos de drástica redução dos preços do petróleo cru.

No setor de biocombustíveis, a produção e o consumo mundial vêm se expandindo nos últimos anos, com o auxílio de incentivos governamentais que visam reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e diversificar as fontes de energia. No Brasil, país que se empenha em garantir e ampliar a participação do etanol na sua matriz energética desde a década de 70, o incentivo mais recente é o RenovaBio. O programa foi criado com o objetivo de atender ao compromisso de descarbonização assumido pelo país na COP-21 em 2015.

Em relação ao etanol, a safra 2020-2021 de cana-de-açúcar tem boa perspectiva de produção. Até a segunda quinzena de julho, a moagem de cana alcançou 551,9 milhões de toneladas, um aumento de 6% em comparação com mesmo período do ano anterior, reflexo das boas condições climáticas^[12].

Entretanto, até maio de 2020, observou-se um recuo de 8,8% nas vendas de etanol em relação à média observada no mesmo período de 2019^[2]. A redução na demanda, associada às altas no preço

do açúcar no mercado internacional, apontam para uma queda de 10,3% na produção do combustível e um incremento de 18,5% na produção de açúcar^[13] na safra atual.

Como reflexo deste cenário, a fabricação de etanol registrou uma queda de 5,9% em relação à safra 2019/2020 (acumulado até 16 de julho), com uma produção de 24,3 bilhões de litros, dos quais 17,3 bilhões de litros de etanol hidratado e 7,0 bilhões de litros de etanol anidro^[12].

Visando a contribuir com uma visão integrada do setor, a FGV Energia apresenta, neste documento, projeções de produção de petróleo e gás natural, bem como demanda de diesel e combustíveis do Ciclo Otto para a próxima década (2021-2030). Também são estimadas demandas por bens e serviços, assim como quantidade de postos de trabalho a serem gerados pelo segmento de E&P no Brasil.

As projeções aqui realizadas se baseiam em informações públicas, principalmente nos dados disponibilizados pelo MME, ANP, EPE e IBGE, consolidados em base de dados própria.

A FGV Energia acredita que, com este Outlook, está contribuindo para a disseminação da discussão sobre temas essenciais ao planejamento do país na próxima década. Espera-se que este trabalho estimule o diálogo entre os diversos segmentos da sociedade, em prol da promoção da retomada do crescimento econômico e do desenvolvimento do país.

UPSTREAM

2

2.1. HISTÓRICO E PERSPECTIVAS

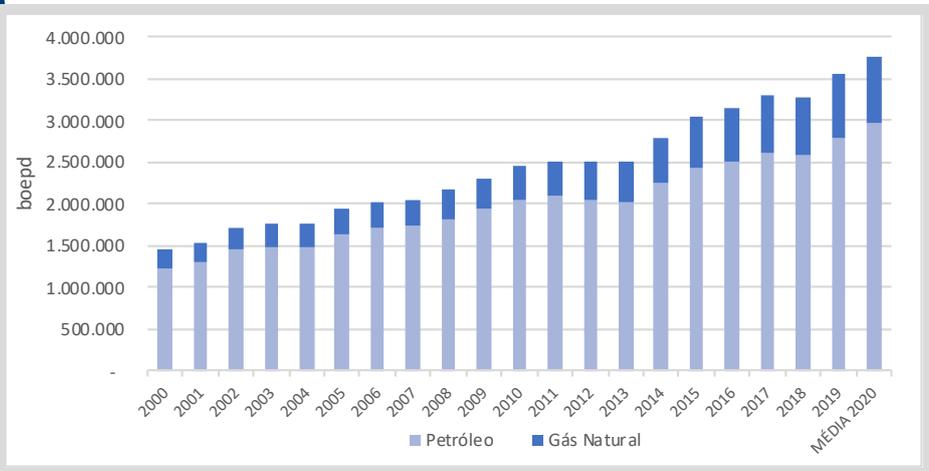
O Brasil vem mantendo sua trajetória de crescimento da produção de petróleo e gás natural, com a contribuição direta do pré-sal.

Desde 2019, foram instaladas cinco plataformas do tipo FPSO de grande porte para ampliar a produção dos campos de Lula, Berbigão, Búzios e Atapu, todos eles produtores de horizontes do pré-sal e operados pela Petrobras. Essas unidades contribuíram para que fossem produzidos, de janeiro a maio de 2020, a média de 3,757 MM boepd^[2] (Figura 1), apesar da queda na produção imposta pela pandemia do COVID-19.

FIGURA 1

Histórico de Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil.

Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP^[2].



Com o objetivo de construir sua visão sobre o setor na próxima década, a FGV Energia elaborou cenários de produção de petróleo e gás natural no país, considerando os recursos petrolíferos já contratados diretamente e através das licitações da ANP, bem como as restrições impostas pela pandemia do COVID-19.

A crise atual, que segundo a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*), tem proporções superiores a sete vezes a crise financeira ocorrida em 2008^[14], derrubou os preços do petróleo (o petróleo do tipo Brent chegou a valores inferiores a US\$ 20/bbl e o do tipo WTI a valores negativos no mês de abril) e obrigou às empresas a cortar custos e postergar investimentos, principalmente os exploratórios, para proteger seus caixas.

Espera-se, no entanto, que após investirem bilhões de reais em bônus de assinatura, as petroleiras tenham pressa em explorar e produzir os recursos recém adquiridos, pois será esse apetite que definirá o ritmo dos investimentos para a produção de petróleo no Brasil nessa década.

Sendo a Petrobras o principal *player* do setor no Brasil, seu plano de negócios 2020-2024 se constitui no maior compromisso de investimentos no país em prol do aumento da produção. Nele são previstas instalações de 13 novas plataformas de produção: uma em 2020, duas em 2021, três em 2022 e 2023, e quatro em 2024.

Dessa forma, as previsões de produção aqui apresentadas, sejam elas referentes aos cenários otimista, moderado ou pessimista, partem do pressuposto que tais investimentos serão realizados. No caso da hipótese pessimista, considera-se que as plataformas previstas para 2021 e 2022 terão suas instalações atrasadas em um ano, em decorrência de potenciais impactos do COVID-19 nas suas construções. Nos demais cenários, se considera que todas as unidades entram em produção na época prevista.

Comparando-se a atual disposição de investimento da petroleira com o demonstrado após 2016, quando os planos de negócios da empresa acenavam com a implantação de 19 plataformas do tipo FPSO no quinquênio, o atual informa a pretensão de instalação de 13 unidades. Em média anual, os planos 2017-2021 e 2018-2022 acenavam com 3,8 FPSO's/ano enquanto o plano 2020-2024 tem a perspectiva de instalação de 2,6 FPSO's/ano, justificada pelo esforço da empresa de atingir suas metas de equilíbrio econômico-financeiro.

Entende-se, portanto, que o desempenho da Petrobras, durante a pandemia do COVID-19, será um elemento importante para definir a possibilidade da mesma assumir compromissos de investimentos que levem à aquisição de plataformas de produção para desenvolvimento dos recursos petrolíferos licitados num ritmo de quatro por ano após 2024^d.

^d No atual plano de negócios (2020-2024), 2024 é o único ano para o qual se prevê a instalação de 4 plataformas.

2.2. CENÁRIOS

As previsões apresentadas a seguir consideram três diferentes cenários: otimista, moderado e pessimista, sobre os quais se faz algumas considerações relevantes.

Todos os cenários consideram como premissa a estimativa de que o Brasil possui um potencial petrolífero de cerca de 25 a 30 bilhões de barris de petróleo, incluindo-se os a descobrir e os a desenvolver, nas áreas até então contratadas (incluídos todos os campos contratados sob o regime de cessão onerosa e seus excedentes).

CENÁRIO OTIMISTA

Construído a partir da produção média^e de petróleo e gás natural observada em 2020^[2], considera a produção decorrente da realização do Plano de Negócios da Petrobras; da entrada em produção de uma unidade de 220.000 bpd de capacidade de processamento em 2023 no campo de Bacalhau^f, operado pela Equinor; e de quatro plataformas de 180.000 bpd por ano, de 2025 a 2030.

CENÁRIO MODERADO

Construído a partir da produção média^e de petróleo e gás natural observada em 2020^[2], considera a produção decorrente da realização do Plano de Negócios da Petrobras; da entrada em produção de uma unidade de 220.000 bpd de capacidade de processamento em 2023 no campo de Bacalhau, operado pela Equinor; e de quatro plataformas de 150.000 bpd por ano, de 2025 a 2030.

CENÁRIO PESSIMISTA

Construído a partir da produção média^e de petróleo e gás natural observada em 2020^[2], considera a produção decorrente da realização do Plano de Negócios da Petrobras; da entrada em produção de uma unidade de 220.000 bpd de capacidade de processamento em 2023 no campo de Bacalhau, operado pela

e Média de janeiro a abril de 2020.

f O prospecto Carcará teve sua declaração de comercialidade em 26/12/2019 pela Equinor e foi nomeado como campo Bacalhau.

Equinor; e de três plataformas de 150.000 bpd por ano, de 2025 a 2030. Além disso, nesse cenário as FPSO's da Petrobras, previstas para 2021 e 2022 têm seu primeiro óleo postergado em um ano, em função de possíveis atrasos de construção decorrentes da pandemia do COVID-19.

Importa destacar que as previsões foram baseadas na constatação de que em passado recente o Brasil desenvolveu projetos de águas profundas que demandaram entre três e quatro plataformas de grande porte por ano, razão da opção por esse ritmo de desenvolvimento.

A capacidade média de processamento de petróleo de 180.000 bpd a partir de 2025, considerada no cenário otimista, é fruto da constatação da grande produtividade do pré-sal e do anúncio da Equinor e da Petrobras de adoção de plataformas de capacidade superior a 200.000 bpd.

No caso do cenário moderado, a intenção de investimentos da Petrobras no desenvolvimento do Pré-Sal, explicitada no Plano de Negócios 2020-2024, prevê FPSO's de portes diversos o que, associado à capacidade de 150.000 bpd, adotada para os replicantes^g, levou à consideração da capacidade de 150.000 bpd, a partir de 2025.

2.3. PROJEÇÕES

2.3.1. PETRÓLEO E GÁS NATURAL

As previsões de produção de óleo, gás natural e de oferta de gás natural ao mercado estão apresentadas a seguir, nos cenários otimista, moderado e pessimista (Figura 2 e Figura 3).

^g Tratam-se de 8 plataformas do tipo FPSO, contratadas pela Petrobras para o desenvolvimento do pré-sal, todas elas com capacidade de processamento de 150.000 bpd de petróleo.

Até 2030, estima-se um incremento entre 46% (pessimista) e 84% (otimista) na produção nacional de óleo em relação à observada em 2019. No cenário moderado, a estimativa é de que seja atingida a marca de 4,6 MM bpd (67%) até 2030 (Figura 2).

Em relação à produção de gás natural, as projeções apontam para um aumento de produção da ordem de 68%, no cenário pessimista, e 102%, no cenário otimista. Ressalta-se, entretanto, que essas previsões consideram a totalidade do gás produzido, incluindo CO₂ e as parcelas destinadas a consumo e queima nas próprias unidades de produção. As projeções acerca do gás natural passível de disponibilização ao mercado são apresentadas no item a seguir.

FIGURA 2

Previsão de Produção de Óleo.

Fonte: FGV Energia.

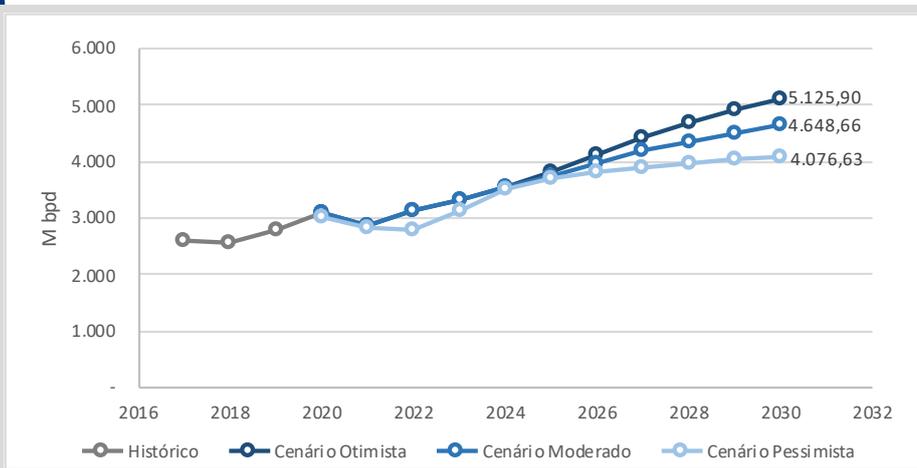
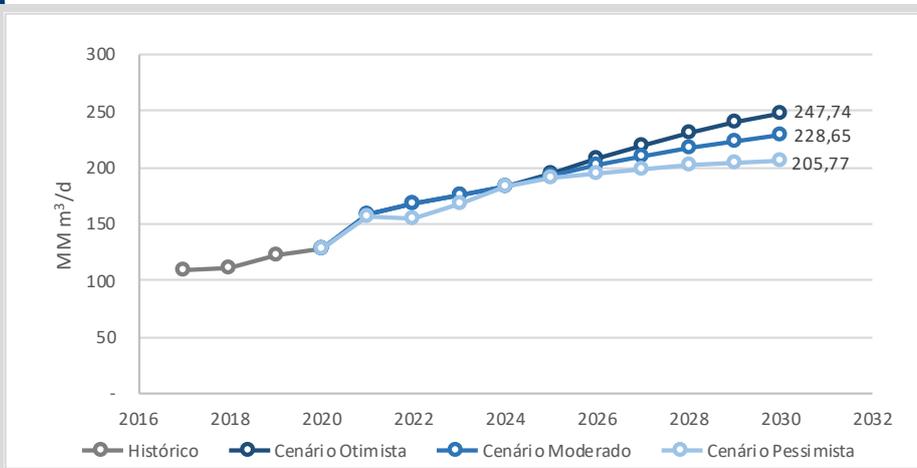


FIGURA 3

Previsão de Produção de Gás Natural.

Fonte: FGV Energia.



2.3.2. OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL

A Figura 4 apresenta as previsões de oferta de gás natural nacional e o histórico de disponibilização do mesmo ao mercado. As análises consideram que parte do gás produzido é composta por CO₂, a ser reinjetado, parte será consumida ou queimada nas unidades de produção (e, portanto, estará indisponível) e parte será consumido nas UPGN's. Portanto, essas parcelas são desconsideradas para fins de contabilização do potencial de gás natural a ser disponibilizado ao mercado.

Merece destaque a comparação da oferta atual de gás natural nacional com a previsão para 2030. Trata-se de pelo menos dobrar o volume passível de oferta nacional durante a próxima década, o que significa a necessidade de pelo menos três ou quatro novas rotas de escoamento de gás natural para a costa, incluindo a Rota 3, com conclusão prevista para 2021.

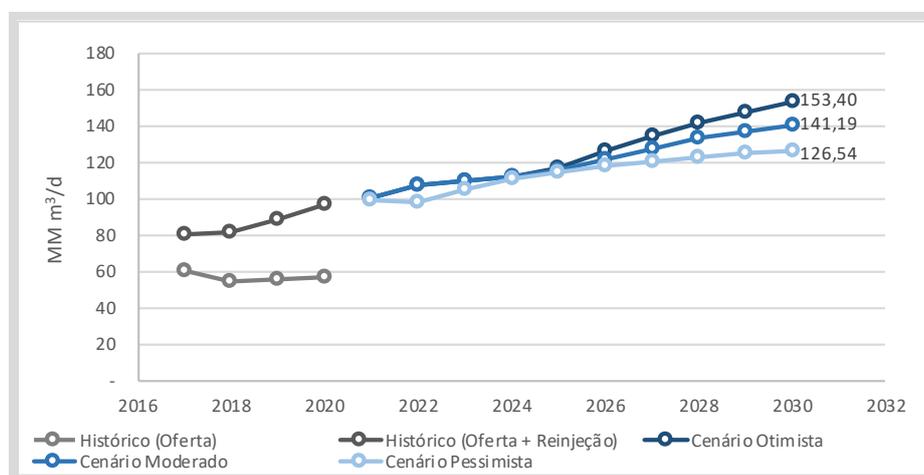


FIGURA 4

Previsão de disponibilização de Gás Natural ao mercado.

Fonte: FGV Energia.

2.3.3. DEMANDA POR BENS E SERVIÇOS

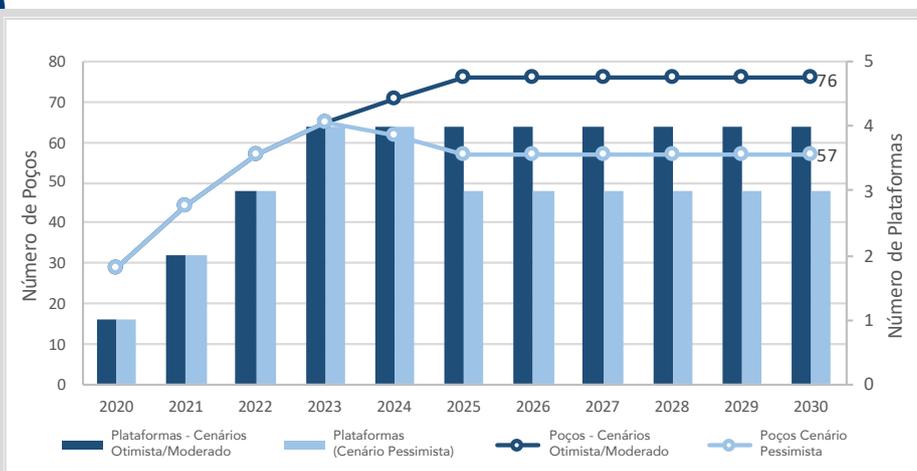
2.3.3.1. Poços Offshore

No que diz respeito às projeções de demanda por bens e serviços, os cenários otimista e moderado se equivalem na quantificação de equipamentos, uma vez que a diferença entre ambos reside apenas na capacidade de produção dos poços e das unidades, o que não interfere diretamente nessas previsões.

As estimativas consideram as diferenças entre projetos do pré-sal e pós-sal, tanto em tempo de perfuração dos poços, quanto em número de poços interligados à cada plataforma. Utilizou-se como premissa que a perfuração de metade dos poços alocados a cada plataforma se dá no ano do seu primeiro óleo e a outra metade no ano anterior. As previsões de poços a serem perfurados por ano, até 2030, são apresentadas na Figura 5.

FIGURA 5

Previsão de perfuração de poços.



Fonte: FGV Energia.

2.3.3.2. Sondas de Perfuração Offshore e Barcos de Apoio

Estima-se que a demanda por sondas para perfuração de poços, nos cenários otimista/moderado e pessimista (Figura 6), será equivalente ao número de unidades atualmente em atividade no Brasil (20). Conclui-se, portanto, que o número desses equipamentos não será significativamente alterado ao longo da próxima década, assim como não será significativamente alterado o número de barcos de apoio que suportam a atividade de perfuração exploratória no mar.

No que diz respeito às embarcações de apoio às atividades de produção, porém, há expectativa de que seu número cresça ao longo dos anos, à medida que as novas plataformas forem sendo instaladas e suas produções iniciadas. Mesmo no cenário pessimista, as previsões indicam um aumento de cerca de 96 barcos, até 2030. Na hipótese moderada, esses barcos adicionais podem chegar ao total de 114.

As previsões consideraram que todas as plataformas instaladas (que em princípio serão do tipo FPSO) estarão em operação até 2030, e que em 2031 ainda haverá recursos petrolíferos a desenvolver no mar territorial brasileiro de igual monta ao ano anterior.

Os resultados aqui obtidos apontam para a possibilidade de formulação de políticas públicas de incentivo ao setor, similares às adotadas com sucesso entre os anos de 2000 a 2010, quando o governo brasileiro viabilizou uma série de incentivos, inclusive financiamentos, para a construção de barcos de apoio no Brasil: foram mais de 100 os construídos no país^[15]. O resultado dessas políticas aparece como contribuição à evolução do número de empregos gerados pelo setor no período, evolução essa observada na Figura 6, apresentada seguir.

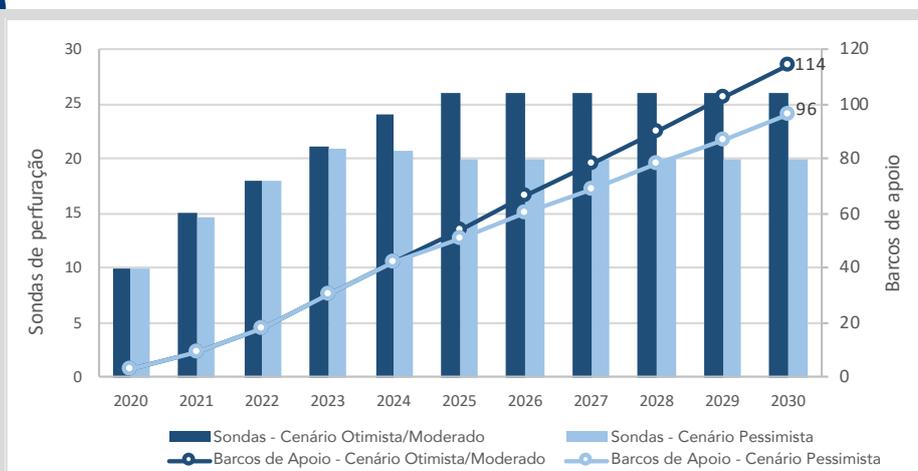
É razoável, portanto, que se pense em aproveitar a proposta da ANP, em consulta pública a partir de 07/07/2020, de trocar multas de contratos findos por novos investimentos, para viabilizar apoio à indústria nacional, a fim de que ela possa, de forma competitiva, gerar empregos e renda nesse momento delicado da economia brasileira.

O aproveitamento do Termo de Compromisso que as operadoras vão assinar com a ANP para sanar as multas de conteúdo local, associado a condições adequadas de financiamento, podem contribuir para a retomada da indústria e a melhoria da arrecadação de estados em crise, como é o caso do estado do Rio de Janeiro. A minuta de resolução que permitirá o Termo de Ajustamento de Conduta foi aprovada pela diretoria da agência em junho de 2020, e seguirá para consulta e audiência públicas.

FIGURA 6

Previsão de sondas de perfuração marítima e de barcos de apoio.

Fonte: FGV Energia.



2.3.3.3. Postos de Trabalho

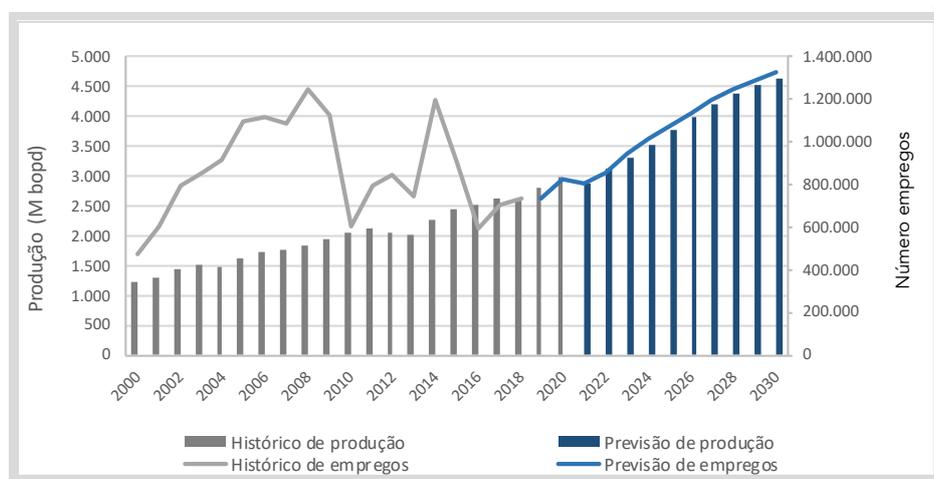
Foram estimados o número de empregos diretos, indiretos e induzidos^h a serem gerados pela indústria do petróleo (Figura 7), até 2030. Para isso, utilizou-se dados do Sistema de Contas Nacionais, publicados pelo IBGE^[16], até o ano de 2017. Para o ano de 2018, as apurações foram feitas a partir de dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), disponibilizados pelo Ministério da Economia^[17]. Em seguida, as estimativas foram calculadas de forma proporcional à relação empregos/produção observada em 2018.

^h Estimados em função dos empregos diretos e indiretos, e da relação desses com os induzidos apurados na indústria do petróleo do Reino Unido pela UK Oil and Gas Industry Association^[18].

Merece observar que o crescimento do número de empregos nos períodos de 2000 a 2008 e de 2010 a 2014 tem a influência de políticas governamentais de incentivo à construção de bens e serviços no Brasil já mencionadas anteriormente.

Estima-se um incremento de até 80% no número de postos de trabalho em relação à 2018, considerando a possibilidade de se chegar a 2030 com cerca de 1,3 milhão de empregos gerados pelo segmento de E&P (Figura 7).

FIGURA 7
Previsão de empregos diretos, indiretos e induzidos na indústria de E&P.
Fonte: FGV Energia.



2.3.3.4. Participações Governamentais

A partir das previsões de produção apresentadas, foram calculadas as previsões de apuração de *Royalties* para as hipóteses moderada e pessimista.

Essas previsões levaram em conta as alíquotas de 10% para os contratos de concessão e de 15% para os contratos de partilha da produção; as estimativas de preço do petróleo do tipo Brent; e do câmbio até 2024, conforme adotado pela ANP em suas previsões (Tabela 1). De 2025 em diante, considerou-se valores fixos e iguais aos assumidos para o ano de 2024. Adotou-se, também, o valor do *blend* do óleo nacional como tendo desconto de 10% em relação ao Brent.

TABELA 1

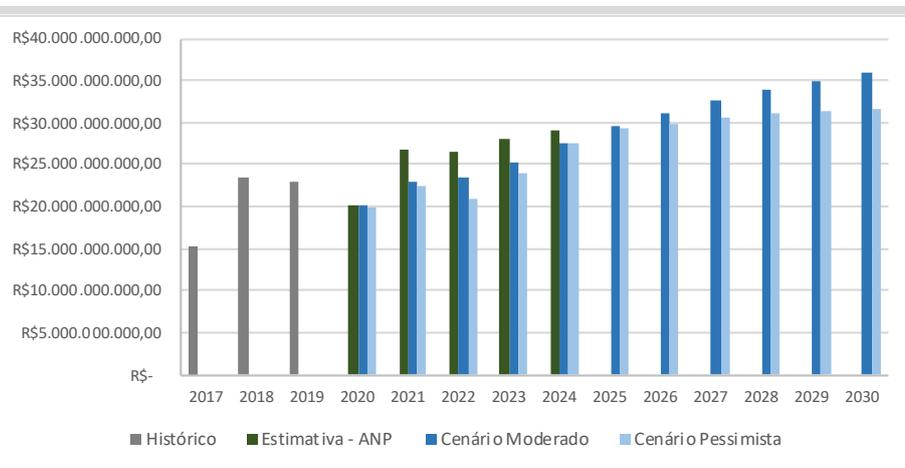
Base de cálculo da ANP para estimativa de arrecadação de royalties.

Base de Cálculo	2020	2021	2022	2023	2024
Brent (US\$) ⁱ	38,02	47,88	47,88	47,88	47,88
Câmbio (R\$/US\$) ^j	5,22	5,03	4,78	4,78	4,81

Fonte: ANP (Maio/2020)

FIGURA 8

Previsão de apuração de royalties.



Fonte: FGV Energia.

O valor do Brent de US\$ 47,88/bbl, adotado a partir de 2021, reflete as incertezas do momento atual e leva à estimativa de *Royalties* de R\$ 35,9 bilhões no cenário moderado, no ano de 2030.

Uma possível elevação dos preços no cenário internacional, levando o petróleo Brent para a faixa dos US\$ 65/bbl, por exemplo, conforme antes da pandemia, já significaria uma arrecadação de R\$ 48,8 bilhões em 2030.

Cabe destacar que, em números de maio de 2020, coube aos estados 27,7% da arrecadação total do tributo, ficando o estado do Rio de Janeiro com 20,4% do total, os estados do Espírito Santo e de São Paulo com 2,4%, cada, e Alagoas, Amazonas, Bahia, Ceará, Maranhão, Paraná, Rio Grande do Norte e Sergipe com os 5% restantes.

ⁱ Petróleo Brent: U.S. Energy Information Administration (US EIA).

^j Taxas de Câmbio: Sistema Expectativas de Mercado - Banco Central do Brasil.

MID E DOWNSTREAM

3

3.1. DIESEL

As vendas de diesel ao consumidor final são influenciadas principalmente pelo consumo do setor de transportes (81,79%), seguido dos setores agropecuário (14,11%), industrial (2,16%) e energético (1,87%). Em 2019, o consumo rodoviário representou 78,89% do total^[1].

A forte contribuição dos transportes rodoviários nessa demanda faz que o crescimento da frota de veículos pesados, assim como sua renovação, sejam relevantes nos estudos que pretendem estimar a demanda futura do energético.

Nesse sentido, observa-se que as vendas de diesel ao mercado brasileiro variam de forma muito similar à variação do PIB do país, notando-se algum descolamento no período 2010-2014 (Figura 9). Tal efeito comprova a oportunidade de se calcular essa demanda baseada nas variações de PIB e frota de veículos pesados.

No entanto, a exacerbação da crise econômica, decorrente da pandemia do COVID-19, e os riscos trazidos pela possibilidade de uma segunda onda da doença, inserem grande incerteza para a construção de cenários de crescimento econômico e de frota.

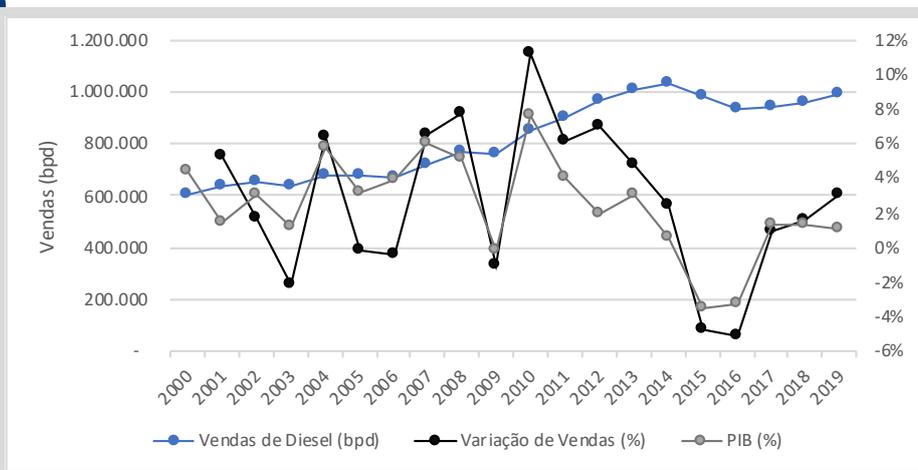
Dessa forma, a título de estimar a demanda de diesel, optou-se por utilizar probabilidade estatística (suavização exponencial tripla), a fim de extrapolar comportamento conhecido, considerando-se demanda, tendência e sazonalidade intrínsecas ao histórico de vendas do produto.

Assim, assume-se que o crescimento do consumo do energético se dará observando as limitações de infraestrutura do país e sem considerar significativas reduções de consumo por veículo.

FIGURA 9

Vendas de Diesel e variação do PIB nacional.

Fonte: FGV Energia.



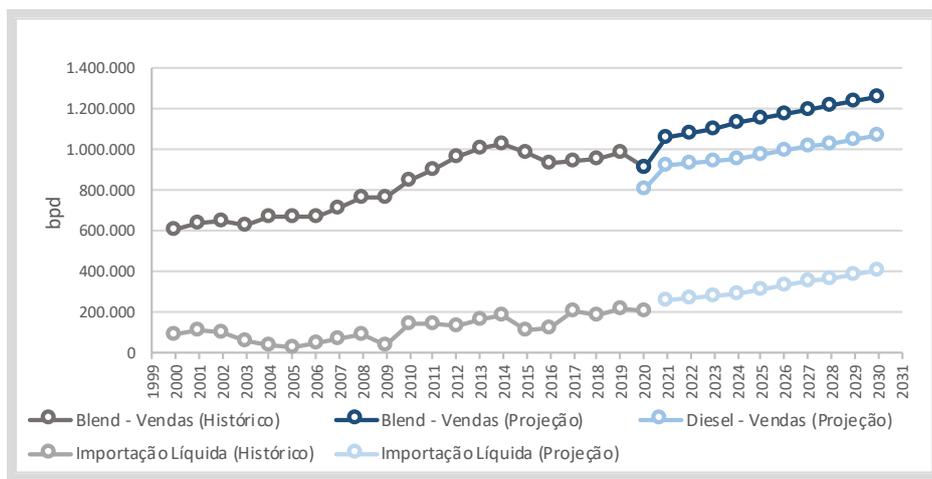
A Figura 10 mostra o histórico de vendas do *blend* diesel + biodiesel ao consumidor final (hoje na proporção 88% diesel e 12% biodiesel), as projeções de demanda do *blend* e do diesel puro^k, além do histórico e previsão de importações.

^k Considerados os aumentos de mistura até 2023, conforme instrução do CNPE^[21].

A previsão realizada indica um consumo de diesel em 2030 da ordem de 28% (intervalo de significância de 95%) superior à média vendida em 2019. Isso significa um crescimento de 2,5% a.a., similar ao considerado pela EPE^[20] antes da pandemia, embora a partir de uma base menor.

Essa estimativa permite algumas considerações a respeito de importações do produto e capacidade instalada.

FIGURA 10
Previsão de vendas e importações de diesel.
Fonte: FGV Energia.



As projeções indicam o crescimento das importações, que podem alcançar 39% do consumo do combustível em 2030, o que, s.m.j., implicaria em alto risco de abastecimento. Tal patamar, em última análise, poderia inclusive se configurar em uma questão de segurança nacional.

É nesse sentido que se alerta que tal situação demandará aumento de estoques, para mitigação dos riscos inerentes à distribuição do derivado e/ou incentivos para que a produção de diesel seja ampliada no país.

Possíveis mitigações desse cenário podem se dar contando, além do aumento da mistura de biodiesel conforme Resolução CNPE nº 16/2018^[21], com a possibilidade de ampliação da utilização do parque de refino instalado de 72,8% em 2019 para pelo menos 90% até 2030 e com uma possível entrada em produção do segundo trem da refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco, hoje em processo de desinvestimento pela Petrobras. Tais investimentos seriam

capazes de reduzir a dependência de importação de 416 M bpd para 181 M bpd em 2030.

3.2. COMBUSTÍVEIS DO CICLO OTTO (ETANOL E GASOLINA C)

A demanda de combustíveis para a frota de veículos leves do Ciclo Otto¹ considera diversos aspectos, como o preço da gasolina C na bomba e a preferência do consumidor entre gasolina C e etanol hidratado no abastecimento de veículos *flex fuel*.

Os consumos desses combustíveis vêm aumentando no país desde a inserção da tecnologia automotiva *flex* em 2003. Em 2019, os combustíveis do Ciclo Otto alcançaram um recorde de vendas de 1,05 MM bpd (0,66 MM bpd de gasolina + 0,39 MM bpd de etanol hidratado). As vendas de etanol total também alcançaram um recorde de 0,57 MM bpd em 2019.

Ressaltando seu compromisso com o meio ambiente, o governo federal lançou, em 2016, o programa RenovaBio, em prol dos biocombustíveis. Hoje em vigor, o programa conta com a obrigação das distribuidoras de combustíveis fósseis adquirirem dos produtores de biocombustíveis, Créditos de Descarbonização (CBio), na razão direta das suas emissões.

Ao garantir receita aos produtores de biocombustíveis, através da negociação dos CBios, busca-se garantir a resiliência do setor e gerar recursos inclusive para investimentos em aprimoramentos tecnológicos. Nesse sentido, são várias as possibilidades que poderão ser aceleradas, gerando a ampliação da produção do etanol brasileiro. Dentre elas, pode-se citar as pesquisas para aprimorar o processamento industrial (fermentação de açúcares), os esforços em benefício da viabilidade técnico-econômica do etanol de segunda geração (conversão de biomassa lignocelulósica), dentre outras.

¹ Recebe o nome de Ciclo de Otto, o ciclo termodinâmico que representa o funcionamento de motores de combustão interna, popularmente conhecidos como motores a explosão. O ciclo foi definido e patenteado pelo engenheiro francês Beaus de Rochas, porém, o engenheiro alemão Nikolaus August Otto o implementou, sendo o primeiro a construir um motor com base nesse ciclo.

Entretanto, considerando o atual cenário de poucos investimentos, decorrente da pandemia do COVID-19, e as incertezas do mercado, é difícil vislumbrar quais projetos estruturais serão inseridos na próxima década.

Com essas ponderações, utilizou-se probabilidade estatística (suavização exponencial tripla), a partir da tendência dos dados históricos, para estimar a oferta de etanol até 2030 (Figura 13). Da mesma maneira, estimou-se a demanda de combustíveis do ciclo Otto, a fim de verificar as possibilidades de atendimento ao mercado com produto nacional, até o fim da próxima década (Figura 12).

Considerando que os volumes de importação de etanol são somados à produção nacional para compor a oferta total do energético, extrapolou-se o histórico desses valores. Em 2019, a importação de etanol total alcançou 2,07 bilhões de litros (sendo 0,62 bilhões de litros de etanol hidratado e 1,45 bilhões de litros de etanol anidro). A importação líquida de 0,14 bi l representou 0,4% da oferta nacional de etanol^[2].

Seguindo as tendências de crescimento, espera-se para a oferta de etanol um aumento de 36% nos próximos dez anos (crescimento de cerca de 3% a.a.), com oferta total da ordem de 51 bilhões de litros (Figura 11).

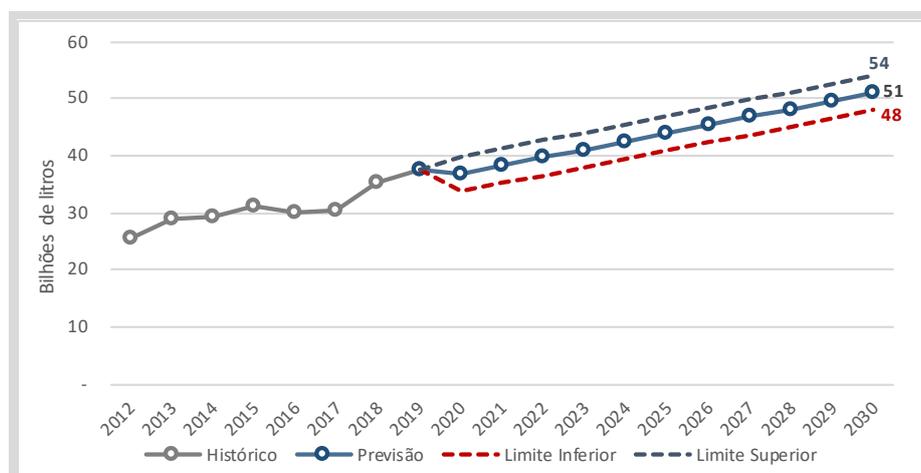


FIGURA 11
 Previsão de oferta total de etanol (produção nacional + importado).
 Fonte: FGV Energia.

Em relação à demanda por combustíveis do ciclo Otto, a dificuldade de se definir a evolução desses elementos em um período atípico como o atual levaram a FGV Energia a construir suas estimativas a partir de probabilidade estatística (suavização exponencial tripla) a fim de extrapolar comportamento conhecido, considerando-se demanda, tendência e sazonalidade intrínsecas ao histórico de vendas dos produtos.

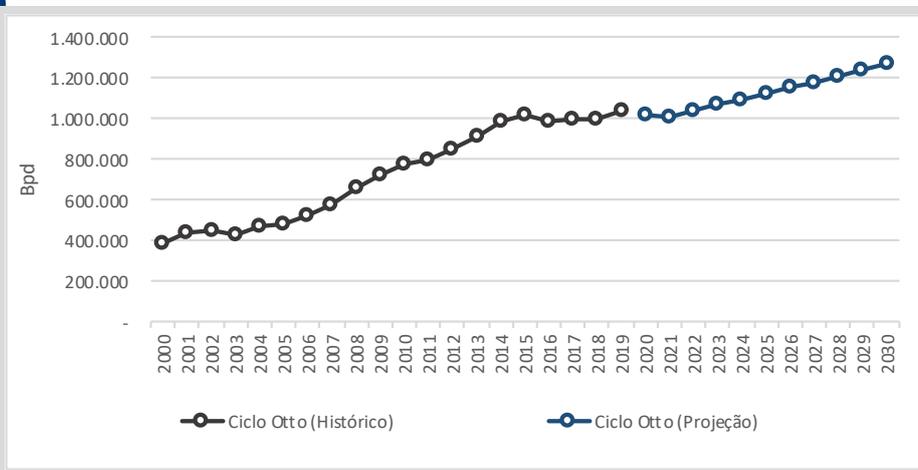
Dessa forma, a partir do histórico de vendas dos combustíveis do ciclo Otto (gasolina C mais etanol hidratado), projetou-se a demanda dos combustíveis para o ano de 2030. O resultado foi a demanda de 1,3 MM bpd^m, o que significa um crescimento de 21% no decênio, ou seja, um incremento da ordem de 2% a.a. em média até 2030 (Figura 12).

Considerando as estimativas de produção de etanol total e de gasolinaⁿ, e a demanda por combustíveis do ciclo Otto antecipa-se a possibilidade de um superávit de 90 M bpd.

FIGURA 12

Previsão de demanda por combustíveis do ciclo Otto.

Fonte: FGV Energia.



^m A evolução da demanda de combustíveis para frota de veículos do ciclo Otto, considera um percentual de mistura de etanol anidro na gasolina C de 27% em todo o período.

ⁿ Adotou-se a produção de gasolina A realizada no ano de 2019, resultante da operação de um parque de refino com 72,8% de utilização de capacidade e da formulação efetuada no período.

COMENTÁRIOS CONCLUSIVOS

4

Apesar das dificuldades impostas pelo COVID-19, o potencial petrolífero do Brasil faz atender à solução de continuidade do desenvolvimento do pré-sal.

Essa continuidade garantirá o crescimento da produção, até o fim da década, possibilitando a produção de pelo menos 4 MM bpd até 2030 e a duplicação da disponibilidade de gás ao mercado, se houver dutos de transferência de gás natural da plataforma continental para terra.

Com essa produção, o consumo de bens e serviços, na proporção atualmente empregada nas plataformas em produção no mar territorial brasileiro, deverá gerar oportunidades significativas para a indústria e para o setor petrolífero como um todo. Estima-se cerca de mais 30 plataformas a serem instaladas e cerca de 100 barcos de apoio para atender à produção de petróleo do país.

Nesse contexto, mantidas as exigências de fornecimento de bens e serviços e o fomento das atividades de produção em terra e águas rasas, espera-se chegar à marca de 1,32 milhão de empregos diretos,

indiretos e induzidos, em decorrência da exploração e produção de petróleo e gás natural (empregos formais e informais).

Em termos de apuração de *Royalties*, é possível se atingir a marca de US\$ 35 bilhões em 2030, com óleo a menos de US\$ 50/bbl ou de quase US\$ 50 bilhões, com óleo em US\$ 65/bbl.

No Downstream, a previsão é de aumento contínuo da demanda de diesel (diesel mais biodiesel), com um crescimento de consumo de quase 30% em relação à média de 2019 e de ampliação das importações a quase 40% da demanda nacional. Tal expectativa no aumento das importações traz preocupações acerca à garantia de abastecimento e ressalta a necessidade de aumento do nível de estoques do produto e/ou investimentos no parque de refino brasileiro.

Em relação à demanda por combustíveis do ciclo Otto, a oferta e a demanda projetadas são de ordem de grandeza equivalentes (diferença a maior de 90 M bpd), o que significa uma condição relativamente confortável para o país no que diz respeito ao atendimento à demanda por esses produtos. Acrescente-se a isso, a progressiva inserção de veículos híbridos e elétricos que certamente ocorrerá no decênio e que contribuirá para atenuar, ainda mais, a demanda por combustíveis do ciclo Otto.

Considerando o estado da arte dos biocombustíveis no Brasil, o protagonismo deverá ser do etanol, cuja disponibilidade ao mercado interno (produção mais importação) deverá crescer 36%, dentre outros motivos, pelo incentivo dos aportes de recursos provenientes da comercialização dos CBios.

As incertezas inerentes ao cenário de pandemia impossibilitaram o estabelecimento de parâmetros para estudos econométricos mais detalhados acerca do consumo de combustíveis. Dessa forma, a título de estimar a demanda de diesel, etanol e ciclo Otto, optou-se por utilizar média exponencial tripla atenuada, a fim de extrapolar comportamento conhecido, considerando-se demanda, tendência e sazonalidade intrínsecas ao histórico de vendas do produto.

Os resultados apontam para crescimento da ordem de 2 a 3% a.a. para o consumo de diesel e disponibilização de combustíveis do ciclo Otto ao mercado interno.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EPE, 2020. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2020: Ano-base 2019. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>
- [2] ANP, 2020a. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Dados Estatísticos. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>
- [3] PETROBRAS, 2020a. Desempenho Financeiro: 1T20. Disponível em: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/8e838bfe-c812-4c07-8601-cc41df316740_RMF%20-%20Reais%20-%20Portugues_v2.pdf
- [4] Royal Dutch Shell PLC, 2020. 1st quarter 2020 unaudited results. Disponível em: https://www.shell.com/investors/financial-reporting/quarterly-results/2020/q1-2020/_jcr_content/par/toptasks_1119141760.stream/1588224328778/fd93861d91e035f990e8c3f8578278266c1eeefd/q1-2020-qa-document-final.pdf
- [5] Equinor, 2020. Press Release: First quarter 2020 results. Disponível em: <https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/quarterly-reports/2020/q1-2020/equinor-press-release-q1-2020.pdf>
- [6] Exxon Mobil, 2020. First quarter earnings supplement. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/investor-relations/quarterly-earnings/earnings-supplements/2020-earnings-supplements/earnings-supplement-1q-2.pdf>

- [7] BP, 2020. First quarter 2020 results. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/first-quarter-2020-results.html>
- [8] ConocoPhillips, 2020. News Release: First-quarter 2020 results. Disponível em: <https://static.conocophillips.com/files/resources/1q20-earnings-release-final.pdf>
- [9] Eni, 2020. First quarter results. Disponível em: <https://www.eni.com/assets/documents/press-release/migrated/2020-en/04/eni-first-quarter-2020-ceo-claudio-descalzi-comments-results.pdf>
- [10] RYSTAD, 2020. Global upstream investments set for 15-year low, falling to \$383 billion in 2020. Disponível em: [https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-upstream-investments-set-for-15-year-low-falling-to-\\$383-billion-in-2020/](https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-upstream-investments-set-for-15-year-low-falling-to-$383-billion-in-2020/)
- [11] Petrobras, 2020b. Comunicado ao Mercado: Petrobras adota ações para reforçar resiliência. Disponível em: https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/76b20989ec6ee6b09a66aaacd121a531f0263ca8061b3f917a411159f012a5687/petrobras_adota_acoes_para_reforcar_resiliencia.pdf
- [12] UNICA, 2020. União da Indústria de Cana-de-Açúcar. Acompanhamento quinzenal da safra na região Centro-Sul: Posição até 16/07/2020. Disponível em: <https://www.unicadata.com.br/listagem.php?idMn=63>
- [13] CONAB, 2020. Companhia Nacional de Abastecimento. Informações Agropecuárias: Série Histórica das Safras. Disponível em: https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/serie-historica-das-safras/item/download/31859_e821df3b35ecef77bb403b4386dbaf42
- [14] IEA, 2020. International Energy Agency. Global Energy Review 2020. The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO₂ emissions. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>
- [15] BNDES, 2016. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. O mercado de apoio offshore – panorama e perspectivas. Construção Naval, BNDES Setorial 43, p. 295-323. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/9581>
- [16] IBGE, 2017. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Sistema de Contas Nacionais. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/servicos/9052-sistema-de-contas-nacionais-brasil.htm>
- [17] Ministério da Economia, 2018. Relação Anual de Informações Sociais: RAIS 2018. Disponível em: <http://www.rais.gov.br/sitio/index.jsf>
- [18] OGUK, 2019. UK Oil and Gas Industry Association. Workforce Report. Disponível em: <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/08/Workforce-Report-2019.pdf>
- [19] ANP, Maio/2020. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Estimativa de Royalties. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/estimativa-royalties>
- [20] EPE. Taxa de crescimento Diesel.
- [21] CNPE, 2018. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução N° 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36074/265770/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf/03661cf7-007d-eb99-10b4-61ee59c30941

GLOSSÁRIO

GLOSSÁRIO

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Empresas que acreditam e investem em pesquisa para o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.

A **FGV Energia** agradece a seus **Mantenedores** o apoio dedicado às suas pesquisas e publicações.

Mantenedor Ouro



Mantenedor Prata





www.fgv.br/energia