

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR **ENERGÉTICO**

MAIO • 2017

05

EDITORIAL

Os Preços do Barril de Óleo –
o Caso das Correntes Nacionais

OPINIÃO

Leonam dos Santos Guimarães

A Interdependência entre Energia e Água

Fabio De Gennaro Castro

Construção e segurança em barragens brasileiras

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado de Jesus

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gás

Milas Evangelista de Sousa - Biocombustível

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

Estagiárias

Julia Febraro F. G. da Silva

Raquel Dias de Oliveira

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da
FGV Energia – fgv.br/energia



SUMÁRIO

▷ Opinião	
A Interdependência entre Energia e Água	04
Construção e segurança em barragens brasileiras	07
▷ Editorial	
Os Preços do Barril de Óleo – o Caso das Correntes Nacionais	10
▷ Petróleo	16
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	16
Derivados do Petróleo	21
▷ Gás Natural	24
Dados Gerais	24
Produção e Importação	25
Consumo.....	27
Preços	29
O Futuro	30
▷ Biocombustíveis	31
Produção.....	31
Preços	35
Consumo.....	35
Importação e Exportação de etanol	36
▷ Setor Elétrico	38
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	38
Demanda	39
Oferta.....	39
Intercâmbio de Energia Elétrica	40
Estoque	40
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	42
Demanda	43
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	44
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	46
Tarifas de Energia Elétrica.....	46
Leilões.....	47
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	48



A INTERDEPENDÊNCIA ENTRE ENERGIA E ÁGUA

*Leonam dos Santos Guimarães**

A produção de energia depende da água, principalmente para o resfriamento de usinas termelétricas, mas também na produção, transporte e processamento de combustíveis fósseis. Além disso, cada vez mais a água é usada na irrigação de culturas para produção de biomassa de uso energético. Por outro lado, a energia é vital para o funcionamento de sistemas que coletam, transportam, distribuem e tratam a água, garantindo seu fornecimento para seus diversos usos.

Tanto a energia como a água são recursos que enfrentam demandas e restrições crescentes em muitas regiões

como consequência do crescimento populacional, do desenvolvimento socioeconômico e das mudanças climáticas. Sua interdependência tende, portanto, a amplificar a mútua vulnerabilidade.

Para o setor da energia, as restrições à água podem pôr em causa a confiabilidade das operações das usinas termelétricas existentes, bem como a viabilidade física, econômica e ambiental de futuros projetos. Igualmente importante em termos de riscos relacionados à água enfrentados pelo setor energético, o uso da água para a produção de energia pode afetar os recursos de água doce, tanto na sua quantidade como na sua qualidade. Por outro lado, a dependência dos serviços de abastecimento de água da disponibilidade de energia afetará a capacidade de fornecer água potável e serviços de saneamento às populações.

O *World Energy Outlook WEO 2016*¹, lançado pela Agência Internacional de Energia (IEA) em 16 de

¹ <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>

novembro de 2016, tem um capítulo dedicado ao nexos entre energia e água e analisa como as complexas interdependências entre esses dois recursos se aprofundarão nas próximas décadas. Esta análise atualiza o trabalho anterior realizado em 2012 e avalia as necessidades atuais e futuras de água doce para a produção de energia, destacando potenciais vulnerabilidades e pontos-chave de estresse. Além disso, pela primeira vez, o *WEO 2016* analisa a relação energia-água, analisando as necessidades energéticas para diferentes processos no setor de água, incluindo abastecimento, distribuição, tratamento de águas residuais e dessalinização. Principais conclusões foram divulgadas no *Global Water Forum*² na *COP22*³ em 15 de novembro de 2016.

As interdependências entre energia e água deverão intensificar-se nos próximos anos, uma vez que as necessidades de água do setor energético e as necessidades energéticas do setor de água crescem simultaneamente. A água é essencial para todas as fases da produção de energia: o setor da energia é responsável por 10% das retiradas mundiais de água, principalmente para o funcionamento das centrais termelétricas, bem como para a produção de combustíveis fósseis e biocombustíveis. Estas necessidades aumentam, especialmente para água que é consumida (isto é, que é retirada, mas não devolvida a uma fonte). No setor de energia há uma mudança para tecnologias avançadas de resfriamento que retiram menos água, mas que por sua vez consomem mais.

O crescimento da procura por biocombustíveis aumenta o consumo de água e uma maior utilização da energia nuclear aumenta os níveis de retirada e de consumo. No outro lado da equação energia-água, a análise do *WEO 2016* fornece uma primeira estimativa global sistemática da quantidade de energia usada para fornecer água

aos consumidores. Em 2014, cerca de 4% do consumo global de energia elétrica foi utilizado para extrair, distribuir e tratar água e esgoto, juntamente com 50 milhões de toneladas de óleo equivalente de energia térmica, principalmente diesel, usado para bombas de irrigação, e gás em usinas de dessalinização.

Durante o período até 2040, a quantidade de energia usada no setor de água é projetada para mais do que o dobro. A capacidade de dessalinização aumenta acentuadamente no Oriente Médio e no Norte da África e a demanda por tratamento de águas residuais (e níveis mais altos de tratamento) cresce especialmente nas economias emergentes. Em 2040, 16% do consumo de eletricidade no Oriente Médio está relacionado ao fornecimento de água.

A gestão das interdependências água-energia é crucial para as perspectivas de realização bem-sucedida de uma série de metas de desenvolvimento e de mitigação das mudanças climáticas. Há várias conexões entre os novos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas⁴ (SDG) sobre água limpa e saneamento (SDG 6⁵) e energia limpa e acessível (SDG 7⁶) que, se bem geridos, permitam alcançar os dois conjuntos de metas.

Existem também muitas oportunidades economicamente viáveis para economias de energia e água que podem aliviar as pressões sobre ambos os recursos, se considerados de forma integrada. Os esforços para combater as alterações climáticas podem exacerbar o estresse hídrico ou serem limitados pela disponibilidade de água em alguns casos. Algumas tecnologias de baixas emissões de carbono, como a energia eólica e solar, requerem muito pouca água; mas quanto mais uma via de descarbonização se baseia nos biocombustíveis, concentrando a energia solar, a captura de carbono ou a energia nuclear, mais água é consumida.

² <http://www.globalwaterforum.org/>

³ <http://www.cop22-morocco.com/>

⁴ <http://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/>

⁵ <http://www.un.org/sustainabledevelopment/water-and-sanitation/>

⁶ <http://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>

⁷ http://www.fgv.br/fgvenergia/coluna_leonam_geopolitica/files/assets/common/downloads/Coluna_Leonam_Geopolitica.pdf

Possivelmente, a gestão combinada e harmônica da energia e da água seja o maior desafio para uma efetiva transição para uma economia de baixo carbono, requerida pela mitigação das mudanças climáticas. Tendo em vista que a gestão desses recursos tem um forte componente transnacional, os efeitos geopolíticos dessa transição⁷ se tornarão cada vez mais pronunciados.

Note-se, finalmente, que a água do mar é um recurso praticamente inesgotável. Seu efetivo uso, entretanto, depende da disponibilidade de energia abundante e a baixo custo para dessalinização e posterior transporte e

distribuição para os locais carentes em água doce. Isto abre um amplo campo para a aplicação da dessalinização em grande escala, para a qual a energia nuclear seria uma alternativa viável⁸.

Com efeito, a energia nuclear já está sendo usada para dessalinização⁹ e tem potencial para um uso muito maior. A dessalinização nuclear¹⁰ é muito competitiva em termos de custos e somente os reatores nucleares são capazes de fornecer as copiosas quantidades de energia necessárias para projetos em grande escala no futuro.

* Doutor em Engenharia Naval e Oceânica pela USP e Mestre em Engenharia Nuclear pela Universidade de Paris XI, é Diretor de Planejamento, Gestão e Meio Ambiente da Eletrobrás Eletronuclear, membro do Grupo Permanente de Assessoria em Energia Nuclear do Diretor-Geral da Agência Internacional de Energia Atômica – AIEA, membro do Conselho de Representantes da *World Nuclear Association* – WNA, membro no Conselho Empresarial de Energia Elétrica da FIRJAN/CIRJ e Presidente da Seção Latino Americana da Sociedade Nuclear Americana. Foi Diretor Técnico-Comercial da Amazônia Azul Tecnologias de Defesa SA – AMAZUL, Assistente da Presidência da Eletrobrás Eletronuclear e Coordenador do Programa de Propulsão Nuclear do Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo – CTMSP.



⁷ http://www.fgv.br/fgvenergia/coluna_leonam_geopolitica/files/assets/common/downloads/Coluna_Leonam_Geopolitica.pdf
⁸ <https://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Main/IAEA-NEWS/articles/2016-05-30-NPTDS.html>
⁹ <http://www.world-nuclear.org/information-library/non-power-nuclear-applications/industry/nuclear-desalination.aspx>
¹⁰ https://www.oecd-nea.org/ndd/workshops/nucogen/presentations/8_Khamis_Overview-nuclear-desalination.pdf



CONSTRUÇÃO E SEGURANÇA EM BARRAGENS BRASILEIRAS

*Fabio De Gennaro Castro**

O Brasil tem um dos maiores potenciais de recursos hídricos do planeta, que utiliza racionalmente desde longa data. Isso nos garantiu até agora uma preponderância da hidroeletricidade na matriz energética. Do uso desses recursos é que vem a disponibilidade de água em nossas casas, a energia elétrica renovável, a irrigação, o controle de cheias e mesmo os fins recreativos a eles associados.

Como consequência da alta disponibilidade hídrica, no Brasil foram construídas algumas das maiores barragens do mundo. São obras complexas desde a fase de projeto até a construção, exigindo constante aprimoramento técnico.

Reconhecido mundialmente pelo alto padrão tecnológico de suas barragens, o País tem buscado adequar os materiais

disponíveis no entorno de cada um dos empreendimentos e verificar suas características para otimizar segurança, economia e prazos de construção.

O Comitê Brasileiro de Barragens tem tido uma missão fundamental nesse processo. Fundado em 1962, busca desde então agregar técnicos das mais variadas especializações da área de recursos hídricos, mais especificamente da área de barragens, além de promover regularmente eventos como seminários nacionais e simpósios sobre pequenas e grandes barragens e sobre o aproveitamento de usinas reversíveis. E, por meio de suas 12 comissões técnicas, tem estudado profundamente temas do setor com a emissão de boletins técnicos.

A entidade também atua junto aos poderes públicos e a sociedade. Assim foram os esforços que resultaram na Lei de Segurança de barragens, 10.334, de 20 de setembro de 2010. Outra bandeira ainda não totalmente implantada é a da utilização de reservatórios de regularização, reservatórios esses que propiciam um melhor aproveitamento de nossos recursos hídricos, firmando mais energia e controlando cheias, por exemplo.

É bom destacar também que as usinas reversíveis podem complementar de forma limpa e renovável nossa matriz. Deve aqui ser lembrada a alta qualificação de nossa indústria, assim como de nossa engenharia de projetos e construção, sem contar que existem muitos locais bastante propícios para tal implantação.

Esse processo ainda requer o estabelecimento de competente regulamentação que venha garantir a possibilidade de venda da energia de ponta. Nesse ponto, destaca-se que existem grupos de estudo muito atuantes neste campo, sob a liderança da Eletrobras e com a participação ativa do CBDB.

No setor elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL vem desenvolvendo esforços consideráveis para normalizar as condições de segurança das estruturas dos empreendimentos e a Agência Nacional de Águas - ANA para os demais usos. Para tanto, o CBDB desenvolve constantes ações de conscientização e capacitação das equipes que atuam nesses empreendimentos.

É importante ressaltar que as novas fontes como eólicas, a própria termoelectricidade e a cogeração com o bagaço de cana são bem-vindas; porém, as barragens hidrelétricas são imprescindíveis e seus benefícios irrefutáveis.

EVENTOS NACIONAIS

Sem receio de cometer uma atitude ufanista, pode-se afirmar que desde 1962 nossa engenharia de barragens não só se firmou como presente no País em todos os setores com projetos, construção e toda a indústria necessária para prover equipamentos, como manteve um grau de excelência em gestão e operação reconhecidos internacionalmente.

As discussões sobre o setor têm sido altamente relevantes. Tanto assim que neste mês de maio aconteceram em Belo Horizonte quatro eventos simultâneos capitaneados pelo CBDB. As novas edições do Seminário Nacional de Grande Barragens, do Simpósio Internacional de Barragens de

Enrocamento, em parceria com a China, e do Seminário de Gestão de Riscos e Segurança de Barragens de Rejeitos, além do I Workshop sobre Barragens em Sítios com Rochas contendo Sulfetos, tiveram representantes do Brasil, Cone Sul, América do Norte, Europa e China.

Esses eventos podem ser considerados uma demonstração concreta da nossa atuação, oferecendo exposições de alto padrão, discussões técnicas compatíveis às mesmas, reconhecimento internacional de nível de excelência de barragens de enrocamento, com outorga de prêmios. Isto tudo em um ambiente onde a troca de experiências e o aumento de relacionamento podem levar à criação de novos negócios.

Os debates foram da geologia e geotecnia aplicada com modelos tridimensionais de implantação de projetos, a discussões qualificadas da hidráulica de modelos computacionais, os aspectos climáticos e efeitos do tempo nos materiais naturais de construção e propostas inovadoras para se valorizar a geração hidrelétrica. Também foram analisados reservatórios de acumulação e a sua importância no planejamento da expansão do setor elétrico.

INOVAÇÕES

A troca de experiências com vistas ao desenvolvimento de futuros projetos de barragens com alturas cada vez maiores, principalmente no Brasil, integraram os debates. Para se ter uma ideia, a China está planejando projetos para alturas superiores a 300 metros. Acredita-se que futuramente na América Latina e África projetos de barragem com alturas até superiores a 300 metros serão desenvolvidos.

Por tudo isso, aqueles que participaram dos grandes eventos do CBDB estiveram em dia com o estado da arte de um dos setores mais importantes da infraestrutura nacional e mundial. Esses fóruns contribuem para ampliar o conhecimento de pesquisadores e profissionais, além de trazer novas soluções compatíveis com as necessidades sempre emergentes da sociedade.

* Fabio De Gennaro Castro é engenheiro civil, trabalhou na Companhia Energética de São Paulo (CESP) por 15 anos, onde foi chefe do Departamento de Engenharia Civil. Trabalhou com Canambra, consórcio de empresas dos Estados Unidos e do Canadá que realizou o primeiro planejamento energético das regiões Sul e Sudeste do Brasil. Foi também presidente do CNEC e da Arcadis Ambiental. Desde 2015 representa o CBDB no *Multi Purpose Commission da International Commission on Large Dams (ICOLD)*.





EDITORIAL

OS PREÇOS DO BARRIL DE ÓLEO – O CASO DAS CORRENTES NACIONAIS

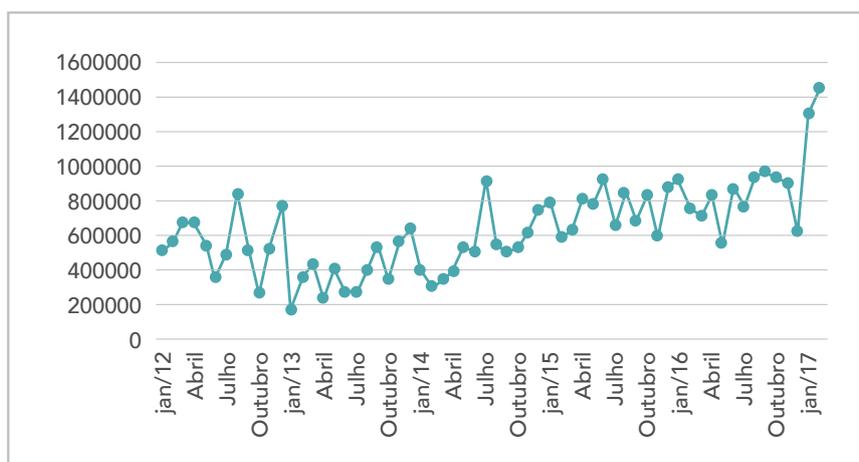
O preço do barril de petróleo tem afetado de forma relevante a economia dos países produtores, dado o seu impacto direto na arrecadação de Royalties e Participações Especiais e nas receitas advindas da exportação da *commodity*. Por esta dependência dos recursos advindos do petróleo, os exercícios de previsões de preços têm merecido cada vez mais destaque. No caso do Brasil, o setor petrolífero representa 13% do PIB nacional¹¹ e o país

tem ambições exportadoras, conforme o Planejamento Estratégico da Petrobras 2017-2021 (vide site Petrobras, 2017), que almeja alcançar a produção de 3,21MMboe/d (Brasil + exterior) em 2021. A nova condição exportadora do Brasil não passará despercebida, posto que o incremento recente da produção é relevante e sustentado.

Apesar da queda de preços a partir de 2014, o Brasil continuou aumentando a produção doméstica e a participação no comércio internacional. Segundo os dados da ANP (2017), a produção total registrada em fevereiro de 2017 cresceu 14,6% em comparação ao mesmo mês do ano anterior, alcançando 2,68 MMbbl/d. Vale destacar (Figura 1) que as exportações brasileiras de óleo bruto registraram respectivamente 1,3 MMbbl/d e 1,45 MMbbl/d em janeiro e fevereiro de 2017. O aumento das exportações pode ser explicado, parcialmente, pela recessão econômica, que se traduziu

¹¹ A título de comparação vale destacar que esse percentual é de 40% na Noruega (2016).

Gráfico 1: Evolução do Volume Exportado Óleo 2012-2017 (kbbbl/d)



Fonte: ANP, 2017

em um menor ritmo de crescimento da demanda por combustíveis no mercado interno. Note que a partir de 2014 o volume de óleo nacional exportado cresce substancialmente. Entretanto, o valor arrecadado com essas vendas caiu, dada a depressão em que se encontram os preços no mercado internacional (Gráfico 2, valores do WTI).

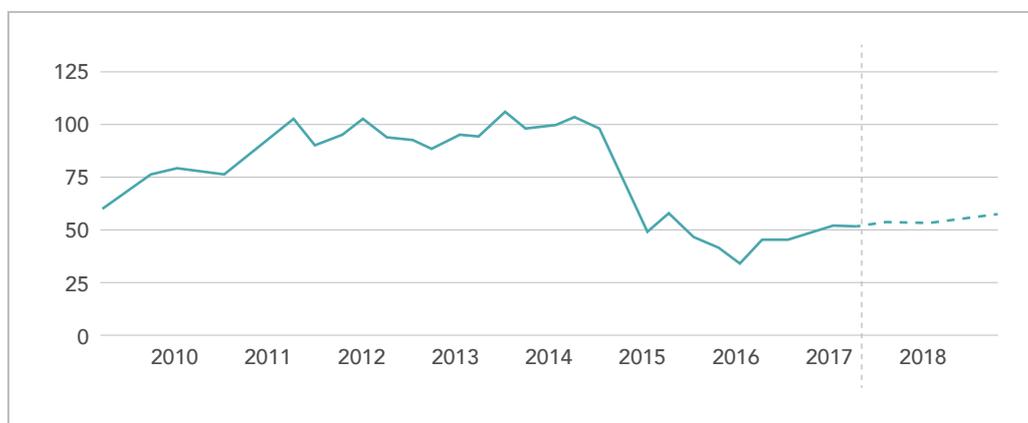
Desta forma, propõe-se aqui, a realização de um exercício de preços para algumas das principais correntes de óleo brasileiro, tomando por base relatórios e análises importantes para o mercado internacional, como o World Energy Outlook de 2016 e o *Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities*, do Banco Mundial (2005), que propõe uma interessante *rule of thumb*¹² (que será analisada abaixo) para cálculos de prêmios e descontos em relação aos óleos marcadores internacionais.

Não obstante, vale destacar que a Nota técnica N° 045/2015/SPG da ANP (www.anp.gov.br), estabelece, os critérios oficiais nacionais para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações (como Royalties e Participações Especiais).

Isso posto, a reflexão que se pretende trazer não objetiva antever receitas advindas da exportação desses excedentes de cru, mas criar um arcabouço de conhecimento das razões que explicam a desvalorização do óleo nacional em relação aos marcadores internacionais tão amplamente difundidos quando se trata de “preço do petróleo”, conforme o senso comum. Adicionalmente, trata-se de um ensaio de cenários para as principais correntes brasileiras a partir de projeções e análises do preço do barril do WTI (óleo base dos cenários do IEA – *International Energy Agency*) no mercado internacional.

¹² *Rule of Thumb*, ou “regra de dedão” significa uma regra estabelecida a partir de simulações de modelos simplificados, como forma de estabelecer regras práticas.

Gráfico 2: Série histórica óleo marcador WTI (U\$/Barril)



Fonte: EIA, 2017

O óleo cru não é um produto homogêneo, e, a grosso modo, seu preço é um mix do reflexo de suas qualidades físico-químicas e de sua localização de produção. Não cabe aqui esgotar todas as questões que envolvem as relações internacionais de oferta e demanda, nem todos os problemas geopolíticos já considerados inerentes à indústria do petróleo, e sim ater-nos a um ensaio para algumas correntes brasileiras a partir de projeções e análises do preço do barril do WTI no mercado internacional.

Assim, simplificadamente, uma primeira classificação dos crus os divide em dois grupos principais: os leves e os pesados. Os leves têm grau API¹³ maior que 38°, e os pesados têm este grau inferior a 22°. Em refinarias do tipo *hydroskimming*¹⁴, óleos mais leves derivam mais produtos leves, como gasolina (com maior valor de mercado) do que óleos mais pesados, que derivam produtos mais pesados, como óleo de calefação e asfaltos (com menor valor de

mercado). Existem três crus marcadores principais: Brent (origem: *North Sea*), WTI (West Texas Intermediate, origem EUA), e o Dubai Fateh (origem: Oriente Médio). Esses crus são considerados benchmarks para preços spot no mercado internacional, definindo prêmios e descontos para os óleos com maiores ou menores qualidades.

Uma segunda classificação divide os óleos em doces e ácidos conforme o teor de enxofre. Óleos ditos "doces" (*sweet*) tem teor de enxofre menores que 0,5% de sua massa, e os "ácidos" (*sour*) tem teor de enxofre maiores que 0,5% em massa. Adicionalmente, a acidez¹⁵ do óleo também tem função relevante quanto à caracterização do cru (para maiores detalhes vide Fundamentos do Refino do Petróleo, Szklo, 2012).

Com isso, é necessário analisar comparativamente as características físico-químicas de um óleo marcador usando a referência de mercado para os relatórios

¹³ O grau API, criado pelo *American Petroleum Institute*, é apenas uma forma de expressar a densidade do petróleo, através de um índice adimensional. Quanto maior for a densidade do petróleo, menor será seu grau API, ou mais pesado será o petróleo, como mostra a expressão abaixo $API = [141,5/dr(60/60)] - 131,5$, onde $dr(60/60)$ é a densidade da amostra a 60° F, em relação à densidade da água a 60° F (densidade relativa). De acordo com o instituto, óleos com API superior a 31,1 são leves; 22,3 a 31,1, médios; 22,3 a 10 API, pesados; API inferior a 10, extrapesados. Então, quanto maior o grau API, maior o valor comercial do petróleo, pois com óleos leves é possível produzir, em princípio, uma parcela maior de derivados nobres, de elevado valor comercial, tais como a gasolina, o diesel e o GLP, relativamente a outro tipo de óleo, mais pesado (SZKLO, 2005).

¹⁴ Uma refinaria simples *Hydroskimming* é composta pela unidade de destilação atmosférica, reforma catalítica, isomerização e hidrotratamento de destilados; trata-se de uma refinaria com unidades em série.

¹⁵ TAN – *total acid number*, mede o índice de acidez naftênica e expressa a quantidade de KOH (hidróxido de potássio), em miligramas, necessária para retirar a acidez de uma amostra de 1g de óleo bruto

Tabela 1: Preço Real e Projeção (U\$/Barril)

Petróleo	Bacia	° API	Enxofre %	° Acidez
WTI	Texas, USA	40	0,3	0
Jubarte	ES	23,20	0,44	2,9
Cabiúnas Mistura	RJ	25,50	0,47	0,67
Marlim	RJ	20,30	0,74	1,01
Marlim Leste	RJ	24,70	0,55	1,11
Marlim Sul	RJ	20,50	0,68	0,6
Roncador	RJ	22,80	0,59	0,07
Lula (pré-sal)	Santos	31,00	0,32	0,24
Sapinhoá (pré-sal)	SP	30,10	0,35	0,23

Fonte: elaboração própria a partir de ANP, 2017

da Agência Internacional de Energia (IEA, 2016), o WTI, a referência da análise estatística do Banco Mundial¹⁶ e os óleos das correntes brasileiras que serão aqui discutidas.

De acordo com as estimativas do Banco Mundial – *rule of thumb* - (2005), a cada grau API extra (de um óleo não marcador) há um aumento de US\$ 0,007 por dólar em relação ao preço do WTI. A cada 1 % a mais de enxofre, há uma redução de US\$ 0,056 por dólar do barril do WTI. E a cada grau extra de acidez há uma redução do preço em US\$ 0,051 por dólar do barril do marcador. É importante destacar que há uma relação intrínseca

entre o grau API e o enxofre de um óleo, uma vez que quanto mais pesado este for, maior será também seu conteúdo de enxofre. Contudo, este modelo do Banco Mundial não considera em seus cálculos esta particularidade química dos óleos, mas, para fins deste ensaio, as simplificações adotadas serão suficientes.

Assim, usando estas estimativas e supondo o preço do WTI a US\$ 50,00/b (Gráfico 2), foi possível calcular os diferenciais de características e qualidade de forma a derivar os descontos aplicados à cada corrente nacional, formando o preço final específico em relação ao valor do WTI:

¹⁶ Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities: a statistical analysis. Banco Mundial, outubro, 2005.

Tabela 2: Desconto das Correntes Nacionais em relação ao WTI (U\$/Barril)

Desconto total em relação ao Brent	Δ° API	$\Delta\%$ S	Δ° TAN	Δ total em U\$/b	Preço final U\$/b
Jubarte	-16,8	0,14	2,9	-7,01	42,98
Cabiúnas Mistura	-14,5	0,17	0,67	-5,70	44,27
Marlim	-19,7	0,44	1,01	-8,35	41,65
Marlim Leste	-15,3	0,25	1,11	-6,33	43,66
Marlim Sul	-19,5	0,38	0,6	-8,02	41,97
Roncador	-17,2	0,29	0,07	-6,09	43,90
Lula (pré-sal)	-9,0	0,02	0,24	-3,26	46,73
Sapinhoá (pré-sal)	-9,9	0,03	0,23	-3,60	46,39

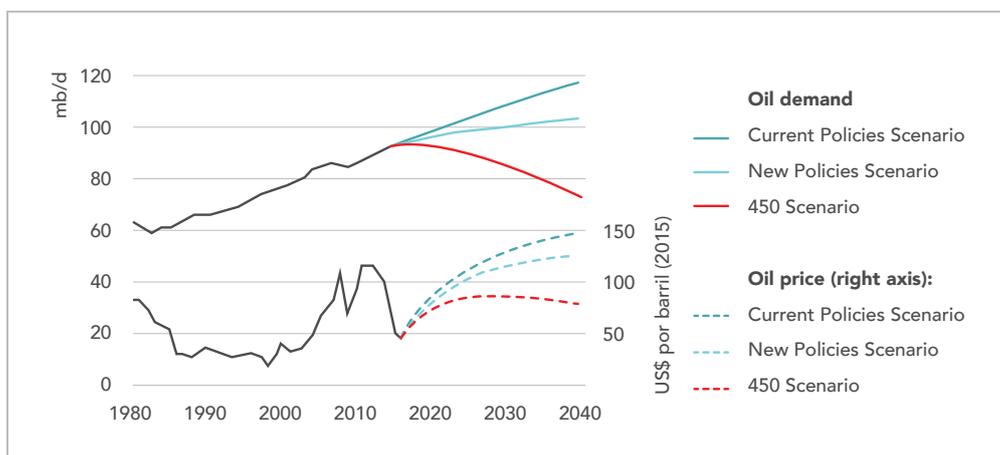
Fonte: elaboração própria

Segundo as análises do IEA 2016, não é trivial prever os preços dos energéticos de uma forma geral, já que estes são influenciados por uma miríade de fatores como: crescimento econômico dos países, avanços tecnológicos, mudanças climáticas e exigências ambientais, assim como decisões de políticas públicas futuras em termos energéticos e ambientais. Os dados históricos demonstram uma variabilidade substancial nos preços do petróleo.

As consequências da queda dos preços do petróleo nos últimos anos, da instabilidade em muitos estados

produtores e da reentrada do Irã no cenário internacional contribuíram para tumultuar os mercados. Os principais eventos por trás da queda dos preços em 2014 foram o extraordinário aumento da produção de *tight oil* nos Estados Unidos (assim como sua resiliência em relação à depressão dos preços) e a decisão dos principais membros da OPEP de não restringir a produção para apoiar a depressão destes. Adicionalmente, a queda dos investimentos foi acompanhada por uma redução dos custos de produção do cru e do desenvolvimento de novos campos.

Gráfico 3: Demanda Mundial de óleo e Cenários de Preços (U\$/Barril)



Fonte: IEA, 2017

Conseqüentemente, a partir do exposto acima, o IEA estabeleceu três cenários de preços futuros. O cenário *Current Police Scenario* (Cenário de Políticas atuais) leva o preço do WTI a ~US\$ 150/b em 2040 (em dólares de 2015). Neste cenário, a demanda por óleo cresce aceleradamente a uma média anual de aproximadamente 1 MMb/d até 2040, o que joga os preços para cima pelos próximos 25 anos para equilibrar o mercado.

O segundo cenário, *New Polices Scenario* (Cenário de Novas Políticas), considera o surgimento de padrões ambientais mais rígidos (com estímulos a biocombustíveis, eletricidade e gás natural), que levam o preço do cru a ~US\$ 130/b, de forma mais regionalizada na China, na União Europeia e nos Estados Unidos.

E por fim, o cenário *450 Scenario*, no qual a demanda global de óleo chega ao pico em 2020, em aproximadamente 93 MMb/d, considera o preço do cru a ~US\$ 70/b em 2040. O declínio da demanda se acelera ano a ano até 2020, decrescendo 1MMb/d por ano, devido à maior preocupação com as questões ambientais. Os países da OCDE registram a maior alteração em relação aos atuais níveis de consumo, com redução de demanda de aproximadamente 20 MMb/d (para maiores detalhes vide *World Energy Outlook*, IEA, 2017).

A partir destes cenários propostos pela Agência Internacional de Energia, pode-se repetir o exercício anterior, sendo agora elaborados cenários de preços futuros para as correntes nacionais:

Tabela 3: Desconto das Correntes Nacionais em relação aos cenários propostos pelo IEA, 2016 (US\$/Barril)

Cenários e Preços US\$/b	WTI	Jubarte	Cabiúnas Mistura	Marlim	Marlim Leste	Marlim Sul	Roncador	Lula	Sapinhoá
Maio 2017	50,00	42,98	44,27	41,65	43,66	41,97	43,90	46,73	46,39
IEA Current Police Scenario by 2040	150,00	128,96	132,84	124,95	130,98	125,92	131,70	140,2	139,18
IEA New Polices Scenario by 2040	130,00	111,77	115,12	108,29	113,52	109,13	114,14	121,5	120,62
IEA 450 Scenario by 2040	70,00	60,18	61,99	58,31	61,12	58,76	61,46	65,4	64,95

Fonte: elaboração própria

Com isso é possível concluir que o espectro de variação dos preços das correntes nacionais ao longo do tempo, pelas projeções acima apresentadas, é muito largo, indo de US\$ 58/bbl a US\$ 140/bbl em 2040 (de acordo com o exercício proposto), mas nunca alcançando o valor do óleo marcador. Adicionalmente pode-se refletir também que as correntes advindas das áreas de pré-sal, como Lula e Sapinhoá, por terem melhores características físico-

químicas, e logo, produzirem derivados de maior valor agregado, manterão valores maiores quando da variação dos preços dos marcadores ao longo dos cenários propostos. Tal observação é de extrema relevância para se entender a estratégia da Petrobras em privilegiar os investimentos em exploração e desenvolvimento nas áreas de pré-sal, em detrimentos de outras áreas (vide Boletim de Conjuntura FGV Energia Abril de 2017).

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getulio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia.



PETRÓLEO

Júlia Febraro/Fernanda Delgado

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de março de 2017 apresentou produção diária de 2,5 milhões de barris (MMbbl/d), enquanto que em fevereiro a produção foi de 2,6 MMbbl/d, caindo pelo segundo mês consecutivo. Porém, com relação a março de 2016, cuja produção foi de 2,2 MMbbl/d, houve aumento considerável. (Tabela 2.1). Em relação à

produção absoluta observamos um crescimento de 5,5% da produção de óleo bruto em relação ao mês anterior, e de 12,6% em relação ao mesmo mês de 2016¹⁷.

Segundo dados da ANP, 94,9% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,3% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. A produção de março de 2017 derivou de 8.404 poços, sendo 806 marítimos e 7.598 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 95,5% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em março foi oriunda de 69 poços e totalizou 1,2 MMbbl/d de óleo e 46,2 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,5 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 47% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.105.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendência 12 meses	fev-17	mar-16
Produção	79.048.971	5,52%	12,62%		74.914.013	70.191.138
Consumo Interno	52.376.368	11,80%	-5,14%		46.847.037	55.214.167
Importação	1.365.533	-77,83%	-80,73%		6.160.189	7.087.954
Exportação	28.020.422	-35,70%	32,38%		43.579.581	21.167.305

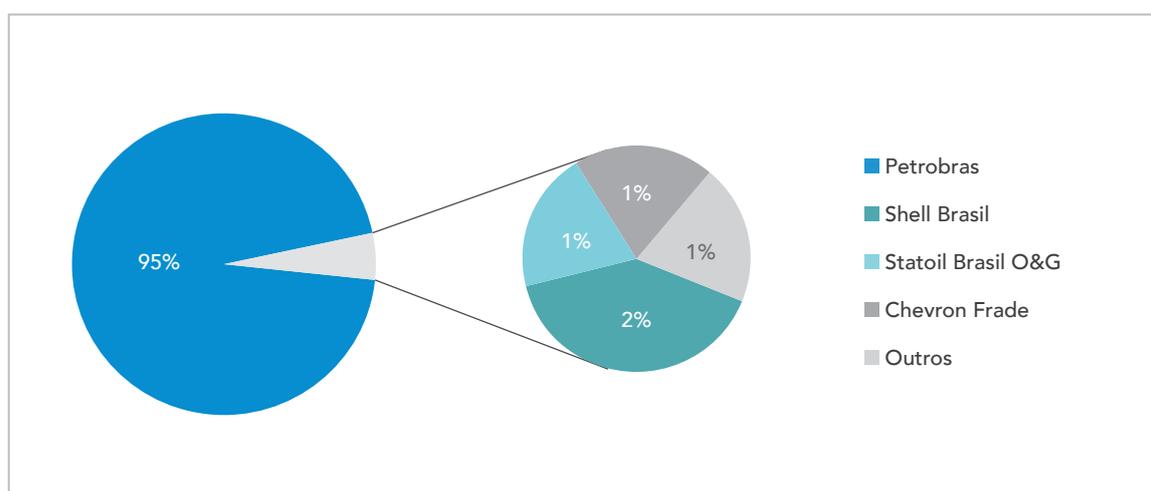
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

¹⁷ Apesar da produção total ter sido maior, na comparação diária, a produção em fevereiro foi ligeiramente superior, por ser um mês com menos dias.

Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, vale destacar que a Petrobras aumentou seu percentual de participação na produção de 93% (fevereiro de 2017) para 95%, seguida pela Shell, com participação de 2%. O Gráfico 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil. Percebe-se a notória posição da Petrobras no setor, entretanto, o governo brasileiro iniciou, ao final de 2016, uma série de intervenções e revisões no arcabouço regulatório, buscando aumentar a atratividade do Brasil na disputa por investimentos.

Dentre eles está o fim do papel da Petrobras como operadora única do pré-sal, a revisão (para baixo) dos percentuais de conteúdo local e o novo calendário de rodadas, como já comentamos no Boletim de abril (2017). Vale destacar que o estabelecimento de um calendário de rodadas atende a uma demanda da indústria por previsibilidade, e com isso, o compromisso de proporcionar acesso a determinadas áreas, permitindo que as empresas se preparem técnica e financeiramente para participar.

Gráfico 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

Como mencionamos acima, segue a tendência de queda na produção diária, o que se deve principalmente às paradas nos campos do pré-sal da Bacia de Santos que, desde janeiro deste ano, deixou de compensar as perdas na Bacia de Campos. Esta, por sua vez, registrou queda mensal de 6,9% em março de produção em relação ao mês anterior, a maior em valores absolutos desde setembro de 2015. Apesar do boletim deste mês mostrar os valores para março, já antecipamos que, em abril, com nova queda de produção na Bacia de Campos, a província chegou ao seu menor patamar de produção desde dezembro de 2004, comprovando o já sabido declínio da produção desta que foi a maior província petrolífera brasileira.

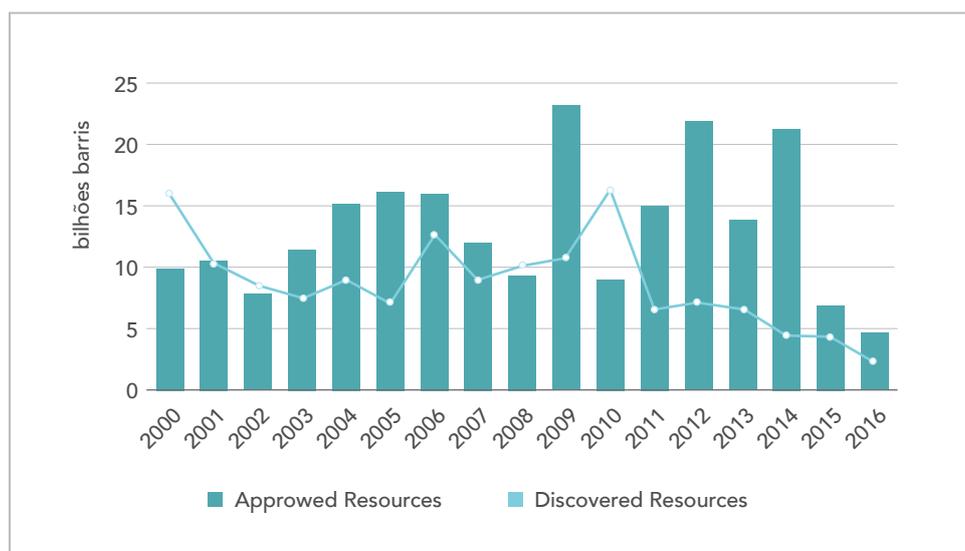
O declínio na produção da bacia de Campos ajuda a explicar a ansiedade da Petrobras em dar maior celeridade à produção do pré-sal: na comparação com 2016, a operação já é 50% maior, graças às FPSO cidades de Saquarema e cidade de Caraguatatuba, que entraram em operação no período, além do crescimento da produção nas plataformas cidades de Maricá, Paraty e Itaguaí.

Apesar da maior operação no pré-sal, o Brasil completou, em 23 de abril de 2017, 500 dias sem novas descobertas *offshore* (Brasil Energia, 2017). As perfurações com notificação de indícios estão caindo a uma taxa de 38% desde 2011, reflexo da redução de

investimentos exploratórios, levando ao quinto ano de queda no número de perfurações. A última descoberta feita por poço pioneiro ocorreu em dezembro de 2015. Importante destacar que esta é uma tendência mundial, observada em várias áreas, como destaca o gráfico do IEA (2017), muito explicada pela queda

dos investimentos devido à depressão dos preços. Entretanto, a queda no setor de petróleo convencional contrasta com a resiliência da indústria de xisto dos EUA. Os investimentos subiram de forma acentuada e a produção aumentou, com redução dos custos de produção em 50% desde 2014.

Gráfico 2.2: Descoberta de óleo cru anuais



Fonte: IEA 2017

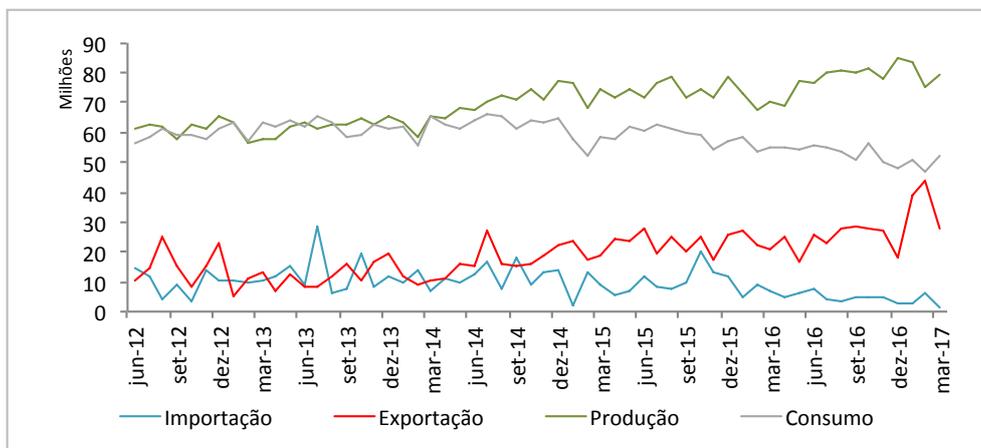
Paralelo à queda da produção, e à falta de descobertas, ocorreu com sucesso a 4ª Rodada de Licitações de Áreas com Acumulações Marginais, primeiro e menor leilão dos programados para 2017 no Brasil. Com foco em pequenas e médias empresas, oito das nove áreas ofertadas foram negociadas, arrecadando um total de R\$ 7,9MM (para maiores detalhes vide site da ANP). Como comparação, na última rodada de campos marginais, realizada em 2015, o governo arrecadou um valor total de R\$ 4MM.

Adicionalmente, em 18 de abril (2017), aconteceu a audiência pública para pedido de *waiver* da Petrobras para plataforma a operar no Campo de Libra, ou seja, a

ANP ouviu o mercado sobre o pedido de exoneração do compromisso de conteúdo local previstos em contrato para a construção da plataforma que produzirá o primeiro óleo no campo de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos. O resultado da contenda ainda não foi divulgado.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações apresentaram fortes quedas tanto na comparação mensal, de mais de 77%, (de 6.160.189 para 1.365.533) como na comparação anual, de mais de 80%. Essas quedas levaram as importações ao menor valor dos últimos 12 meses. Com relação às exportações, também houve queda na comparação mensal, de 35%, mas na comparação anual houve crescimento de 32%.

Gráfico 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

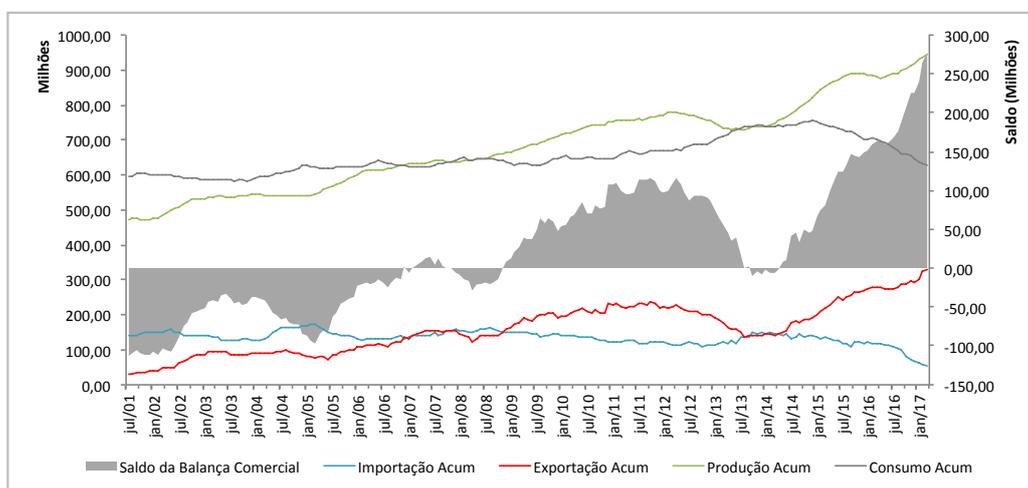


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 11º mês consecutivo. A conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações

e Importações, também continuou a trajetória crescente no acumulado 12 meses, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em março (Gráfico 2.3).

Gráfico 2.4: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



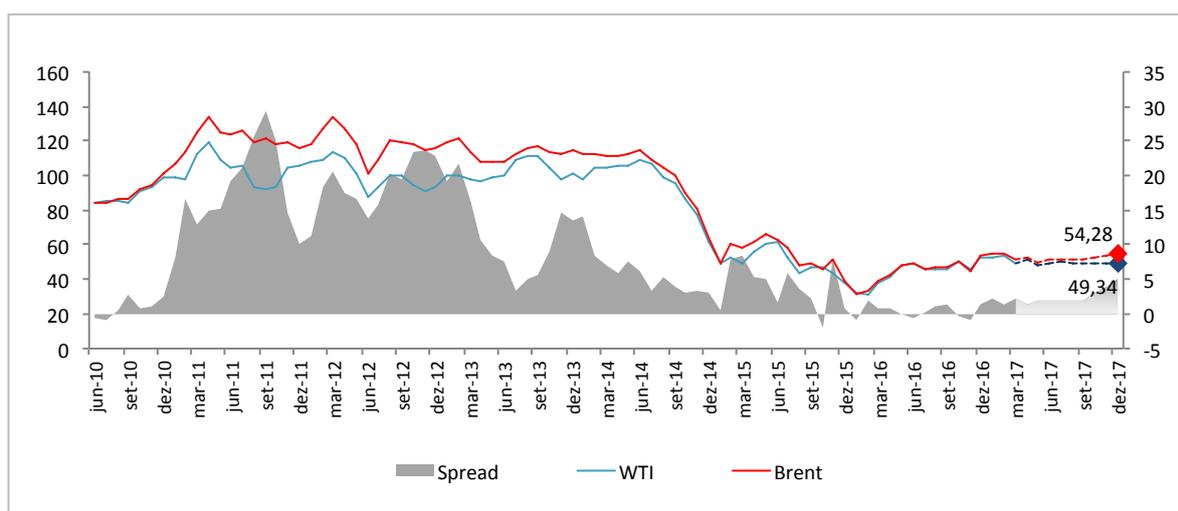
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O Editorial desse mês trata da importância do óleo cru na balança comercial, avaliando como as características físico-químicas das principais correntes brasileiras com seus graus API¹⁸ e respectivos teores de enxofre impactam no valor final do barril. Como dissemos, essas características determinam os prêmios e descontos nos valores do óleo cru em relação ao cru marcador de referência do mercado.

Segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent caiu quase US\$ 3/bbl em relação à média de fevereiro, alcançando US\$ 51,6/bbl. Esta queda interrompeu uma sequência de três aumentos consecutivos na média do Brent. O WTI

também segue em março uma trajetória descendente, com queda de US\$ 4/bbl, após três aumentos nos últimos meses. Em abril ainda, a AIE (Agência Internacional de Energia) afirmou que a possível extensão de cortes na produção de petróleo poderá não ajudar a reduzir os estoques globais da *commodity* para os níveis desejados. Em seu relatório mensal, a agência informou que os estoques dos países mais industrializados diminuíram cerca de 1 MMbbl por dia em março. As perdas foram limitadas porque o mercado continua a digerir a declaração conjunta da Arábia Saudita e da Rússia, que apoiaram uma extensão no acordo de redução da oferta dos membros da Opep e de outros grandes produtores até o fim de março de 2018.

Gráfico 2.5: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US)

Neste mês de março de 2017, apenas o estado do Maranhão apresentou queda na produção com relação ao mês anterior, o que o levou ao menor nível em 12

meses. Destaca-se o aumento na produção de São Paulo, de 14% com relação a fevereiro, que fez o estado atingir o maior valor dos últimos 12 meses. (Tabela 2.2).

¹⁸ Grau API é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados de petróleo. Foi criada pelo *American Petroleum Institute* (API) e é utilizada para medir a densidade relativa de líquidos.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendência 12 meses	fev-17	mar-16
AL	Onshore	97.874	12,93%	-25,65%		86.668	131.635
	Offshore	5.551	185,73%	-4,76%		1.943	5.828
AM	Onshore	624.129	8,25%	-17,88%		576.569	760.008
	Offshore	16.822	8,87%	-38,53%		15.451	27.367
BA	Onshore	1.004.564	8,40%	-9,49%		926.761	1.109.889
	Offshore	16.822	8,87%	-38,53%		15.451	27.367
CE	Onshore	37.574	6,69%	-30,12%		35.216	53.768
	Offshore	129.344	5,36%	-26,33%		122.762	175.567
ES	Onshore	319.792	1,72%	-22,64%		314.371	413.366
	Offshore	11.881.674	9,26%	13,10%		10.874.938	10.505.854
MA	Onshore	38	-91,88%	-94,67%		471	717
RJ	Offshore	52.247.124	2,95%	14,20%		50.750.708	45.749.636
RN	Onshore	1.374.228	8,07%	-14,00%		1.271.557	1.597.920
	Offshore	183.939	14,51%	-7,74%		160.635	199.375
SP	Onshore	10.371.369	14,32%	22,15%		9.072.000	8.490.377
	Offshore	580.281	5,44%	-21,11%		550.362	735.549
SE	Onshore	174.666	13,71%	-25,45%		153.601	234.281
	Offshore	174.666	13,71%	-25,45%		153.601	234.281
Total		79.048.971	5,52%	12,62%		74.914.013	70.191.138

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

O mercado brasileiro de derivados de petróleo é fruto de um modelo de transporte rodoviário, e por tal, o parque de refino está voltado para a produção de diesel. A capacidade total de refino do país é aproximadamente 2,3MMbbl/d em 17 refinarias existentes. Essa capacidade de produção deriva percentuais tais que: 45% diesel, 22% gasolina, 10% nafta petroquímica, 9% GLP, 6% QAV

e 5% óleo combustível, sendo menores os percentuais de asfaltos, coque e solventes.

No mês de março, dentre os principais derivados de petróleo, apenas houve queda na produção do óleo combustível, de 7,47%, com relação a fevereiro de 2017. No caso da gasolina, o aumento de 14,8% com relação ao mês anterior, levou ao maior valor produzido dos últimos 12 meses.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

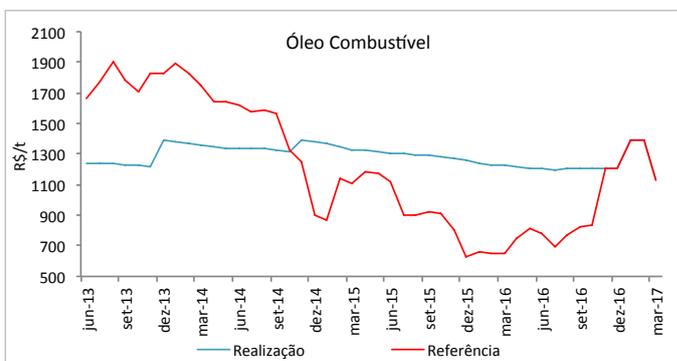
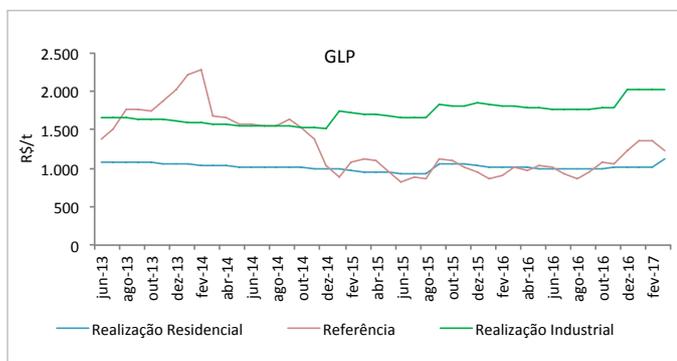
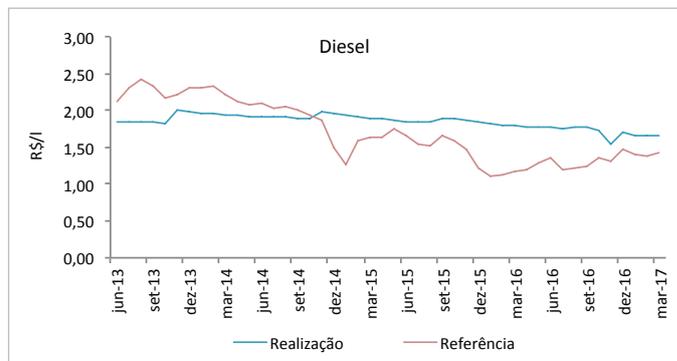
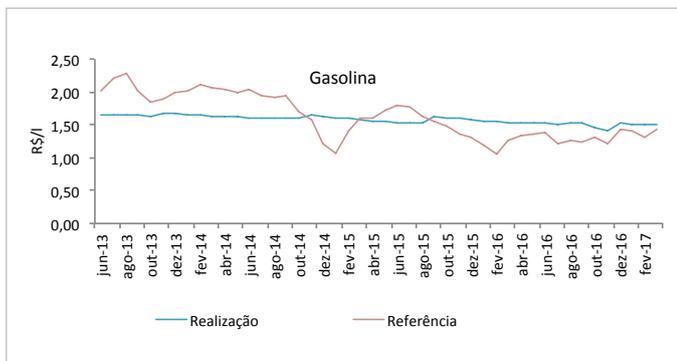
Combustível	Agregado	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendência 12 meses	fev-17	mar-16
Gasolina	Produção	14.845.752	14,82%	2,95%		12.929.715	14.420.909
	Consumo	24.833.962	11,32%	45,13%		22.308.877	17.111.175
	Importação	3.215.033	-28,81%	54,81%		4.516.014	2.076.707
	Exportação	234.300	1,92%	-		229.893	60.501
Diesel	Produção	22.098.883	13,60%	-10,30%		19.453.715	24.637.552
	Consumo	30.516.636	20,19%	9,98%		25.390.361	27.747.358
	Importação	5.245.809	-28,35%	-11,62%		7.321.389	5.935.347
	Exportação	382.700	-	-		0	434.429
GLP	Produção	3.656.684	1,90%	-8,08%		3.588.603	3.978.122
	Consumo	7.428.821	22,01%	6,02%		6.088.759	7.006.783
	Importação	1.017.987	-69,97%	-16,89%		3.389.494	1.224.854
QAV	Produção	3.182.034	3,13%	8,75%		3.085.554	2.925.925
	Consumo	3.529.938	12,15%	-1,79%		3.147.382	3.594.265
	Importação	490.876	-	-		166.605	759.911
	Exportação	28.162	-	-		0	28.770
Óleo Combustível	Produção	6.022.495	-7,47%	-5,63%		6.508.684	6.381.542
	Consumo	1.804.691	47,84%	-4,52%		1.220.692	1.890.143
	Importação	49.446	-	68,36%		0	29.369
	Exportação	2.493.832	-13,10%	12,15%		2.869.845	2.223.665

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em março de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional no caso da gasolina e do diesel. Com relação ao mês anterior, houve redução destas diferenças entre os preços desses dois derivados. No caso do GLP, os preços de referência

estão superiores aos de realização internacional, mas neste mês de março houve uma ligeira queda nesta diferença. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado.

Gráfico 2.6: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



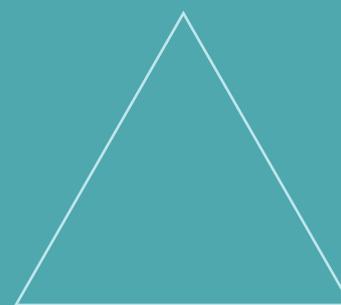
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

MENSAGEM AOS LEITORES

Devido ao atraso na periodicidade em que os dados do setor de gás natural estão sendo disponibilizados pelo Ministério de Minas e Energia ao longo destes últimos dois meses, de forma a não atrasar o lançamento de nosso Boletim de Conjuntura da FGV Energia, essa edição apresenta a análise setorial referente ao mês de fevereiro de 2017.

Esperamos que a publicação dos dados se normalize para que a FGV Energia possa voltar a periodicidade habitual¹⁹.

¹⁹ Até o dia 28 de maio de 2017 ainda não foi divulgado o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural referente ao mês de março de 2017, por parte do MME.





GÁS NATURAL

Larissa Resende / Fernanda Delgado

A) DADOS GERAIS

A produção de gás natural no mês de fevereiro apresentou queda de 3,0% em relação ao mês de janeiro, fechando em 106,6 MMm³/dia. Essa queda na produção é, em parte, reflexo da redução de investimentos exploratórios no offshore brasileiro, que caminha para o quinto ano de queda no número de perfurações.

A oferta de gás nacional, acompanhando a queda da produção, foi de 57,1 MMm³/dia. Esse volume, embora tenha sido 3,5% menor do que aquele ofertado no mês de janeiro, é 10,7% superior aquele disponibilizado ao mercado no mesmo período de 2016.

Quanto ao gás importado, através de gasodutos e de importação de GNL, esse montante registrou aumento de 16,9% em relação a janeiro, estando em 19MMm³/dia, o que é 52,7% inferior ao que foi importado no mesmo período de 2016.

O consumo de gás natural no mês de fevereiro, sobretudo devido ao reestabelecimento do regime hídrico, atingiu seu menor nível comparado aos últimos doze meses, em um montante de 71,5 MMm³/dia. Esse consumo é 17,3% inferior aquele realizado no mesmo período de do ano anterior (mais detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.)

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	12 meses	jan-17	fev-16
Produção Nacional	106,64	-3,00%	5,39%		109,94	101,19
Oferta de gás nacional	57,11	-3,47%	10,70%		59,16	51,59
Importação	19,17	16,89%	-52,77%		16,40	40,59
Consumo	71,54	-0,60%	-17,27%		71,97	86,47

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Apesar da falta de descobertas *offshore*, que completou em abril (2017) quinhentos dias sem descobertas, o mercado de óleo e gás brasileiro está iniciando uma nova era com a atração de investimentos privados externos, sobretudo para a operação do pré-sal. O gás do pré-sal promete ser a principal fonte de crescimento na produção de gás no país, o que torna importante a busca por soluções para este gás, como a queima ou venda ao mercado, além da possibilidade de instalação de termelétricas nas proximidades da costa²⁰.

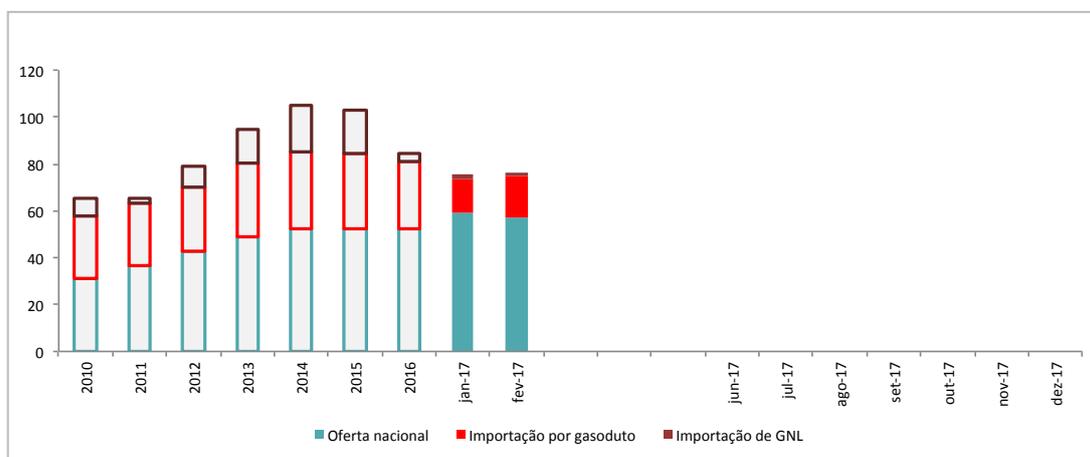
Com detalhamento das respectivas áreas que serão ofertadas, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) apresentou recentemente, em um grande evento do setor realizado em Houston, o calendário de rodadas de licitação com 10 leilões até 2019. Em relação à exploração em terra, a rodada de licitações de campos terrestres que ANP ofertou no mês de maio simbolizou a oportunidade de reabrir as atividades com investimentos no país para geração de empregos.

Além da robusta agenda de leilões, o processo de unitização, a lei do pré-sal, as novas regras de conteúdo local e a renovação do REPETRO são iniciativas em andamento por parte do governo que buscam dar estabilidade para a indústria de petróleo e gás.

Como podemos observar no Gráfico 3.1, embora a oferta de gás natural no Brasil no mês de fevereiro tenha sofrido aumento em relação ao mês anterior, a oferta nacional sofreu diminuição, o que demandou um volume maior de gás importado para atender a demanda.

Já ao se comparar o volume importado no mês de fevereiro com a média dos últimos 7 anos, esse vem sofrendo diminuições consideráveis, ao passo que a oferta nacional vem sofrendo aumentos ano a ano, o que indica uma menor dependência do gás importado.

Gráfico 3.1: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao analisar a Tabela 3.2 podemos observar que no mês de fevereiro, exceto pelo volume consumido internamente em atividades de exploração e produção, todas as outras perdas e consumos internos apresentaram queda, o que é coerente com a queda da produção de gás natural

nacional. Os volumes foram de 27,4MMm³/dia de reinjeção, 3,9MMm³/dia de queima, 13,6MMm³/dia de consumo interno de E&P e 4,6MMm³/dia de absorção em UPGNs. A proporção de oferta nacional no total produzido nacionalmente foi de 54%.

²⁰ Após a resolução das questões tecnológicas relacionadas ao alto índice de CO₂ deste gás.

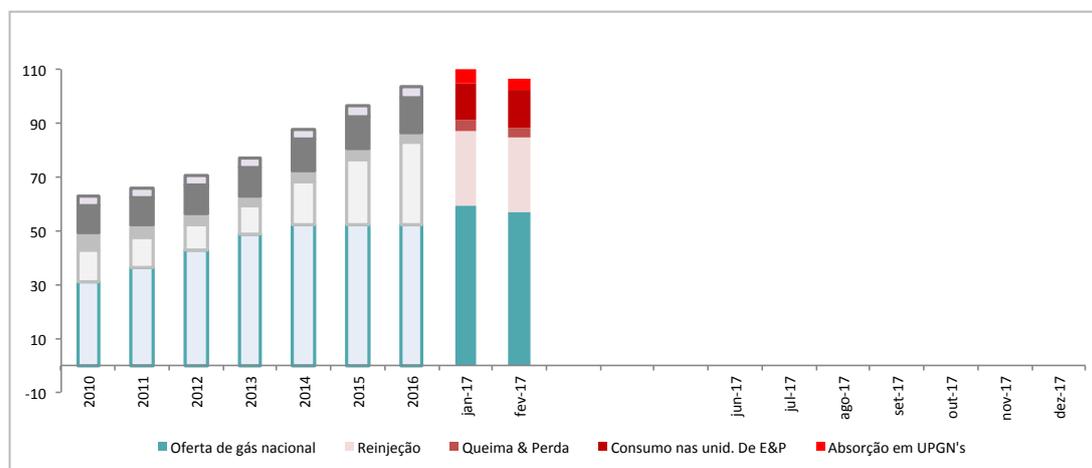
Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	12 meses	jan-17	fev-16
Prod. Nacional Bruta	106,64	-3,00%	5,39%		109,94	101,19
Reinjeção	27,39	-2,18%	-6,71%		28,00	29,36
Queima	3,96	-7,48%	-15,92%		4,28	4,71
Consumo interno em E&P	13,63	0,74%	11,27%		13,53	12,25
Absorção em UPGN's	4,56	-8,25%	39,02%		4,97	3,28
Subtotal	49,54	-2,44%	-0,12%		50,78	49,60
Oferta de gás nacional	57,11	-3,47%	10,70%		59,16	51,59
Ofert nacional/Prod. Bruta	54%	-0,48%	5,04%		54%	51%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao analisar a distribuição da produção nacional bruta de gás natural, apresentada no Gráfico 3.2, podemos observar que a atual taxa de reinjeção, 25% no mês de janeiro e 26% no mês de fevereiro, é bastante superior à taxa média reinjetada nos últimos 7 anos (19%), o que reflete, ainda, a inviabilidade econômica da oferta

de grande parte do gás associado. Esse aumento considerável da parcela reinjetada, somada a moderada diminuição das taxas das demais perdas e consumos internos, fez com que a taxa de aproveitamento do gás nacional tivesse uma queda, passando de uma taxa média de 56% para 54% neste mês de fevereiro.

Gráfico 3.2: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

As importações, que vem sofrendo queda ao longo dos últimos doze meses, apresentaram aumento de 2,8MMm³/dia ao se comparar com o mês anterior, devido ao aumento das importações via gasoduto. Esse gás importado da Bolívia, alvo de grande discussão atualmente devido à proximidade do vencimento de um dos contratos, registrou aumento de 21,5% em relação ao importado em janeiro, estando em 17,66 MMm³/dia, o que ainda é consideravelmente inferior à sua capacidade de transporte, que é de 30 MMm³/dia, e bastante inferior, também, a média do que foi importado no ano de 2016, 28,3MMm³/dia.

O Brasil importa gás natural da Bolívia há 17 anos, sendo toda negociação feita pela Petrobras, que compra e distribui o combustível entre seus clientes. Com a proximidade do vencimento de um dos contratos, somada a entrada de novos agentes no mercado de gás brasileiro, está em estudo a possibilidade de cada empresa negociar e comprar a quantidade do combustível diretamente com a Bolívia.

Entretanto, dado à expectativa de que a produção de gás nacional tenda a aumentar fortemente devido à

reestruturação direcionada pelo programa governamental Gás para Crescer, somado ao fato da Bolívia não ter atualmente capacidade para aumentar as vendas de gás para os países vizinhos, a menos que novos recursos sejam adicionados rapidamente às descobertas existentes, é de se esperar que as importações de gás boliviano caiam.

Enquanto o aumento da produção nacional não ocorra, dado os patamares historicamente baixos do preço internacional do GNL, somado e à reestruturação do setor no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, que pretende melhorar o ambiente regulatório, permitindo a entrada de novos players, investimento em infraestrutura, ampliação de gasodutos e terminais de armazenamento e regaseificação, além da infraestrutura não exclusivamente relacionadas, como portos e rodovias para recebimento e transporte de GNL, espera-se que a importação de GNL aumente.

Maiores detalhes quanto à evolução das importações de gás natural podem ser verificados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	12 meses	jan-17	fev-16
Gasoduto	17,66	21,46%	-42,25%		14,54	30,58
GNL	1,51	-18,82%	-84,92%		1,86	10,01
Total	19,17	16,89%	-52,77%		16,40	40,59

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

Embora o consumo de gás natural para geração elétrica tenha sofrido queda de 6,6% no mês de fevereiro, fechando em um volume de 22,2MMm³/dia, espera-se que essa demanda venha a aumentar dado o agravamento da situação hídrica do país somada a intermitência da geração renovável.

O governo, dentro do programa Gás para Crescer, vem revisando o papel das térmicas a gás, onde está sendo analisado a inserção de térmicas a gás, com baixa inflexibilidade, na base do sistema. Essa inserção é uma grande oportunidade de destravar investimentos em térmicas e facilitar a expansão da oferta do gás natural.

Além disso, ao torna-las âncoras para a formação de um mercado, colocando térmicas com pouca inflexibilidade próximas a centros de carga, será demandada a implantação de uma infraestrutura que poderá ser expandida para atendimento por outras classes de consumo, tal como indústrias, residências e comércio.

Para atendimento desse potencial aumento da demanda, enquanto a oferta interna não cresce em consideráveis proporções, podemos considerar, como já exposto, a aquisição de GNL no mercado spot uma opção relevante.

Apesar da queda do consumo de gás para geração elétrica e da queda de 2,0% para cogeração observada em fevereiro, o consumo das classes industrial, automotiva, residencial e comercial apresentaram aumentos de

2,0%, 4,4%, 12,3% e 11,9%, respectivamente, resultando em uma demanda por gás natural de 71,5MMm³/dia, menor nível observado dentre os últimos doze meses. Mais detalhes podem ser vistos na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	12 meses	jan-17	fev-16
Industrial	39,33	2,00%	-2,38%		38,56	40,29
Automotivo	5,43	4,42%	11,96%		5,20	4,85
Residencial	0,91	12,35%	-1,09%		0,81	0,92
Comercial	0,75	11,94%	-6,25%		0,67	0,80
GEE	22,16	-6,66%	-39,12%		23,74	36,40
Cogeração	2,45	-2,00%	-1,21%		2,50	2,48
Total	71,54	-0,60%	-17,27%		71,97	86,47

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O setor de distribuição de gás natural vive a expectativa em torno de uma nova rodada de privatizações, onde, ao menos nove Estados já manifestaram a intenção de buscar apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social (BNDES) na estruturação da venda do controle de suas companhias estaduais, o que pode abrir espaço para entrada de novos operadores. Atualmente, somente Cosan, a espanhola Gas Natural Fenosa, a Gaspetro e Termogás atuam como acionistas controladores.

O objetivo da desestatização das distribuidoras é elevar a capacidade de investimentos das companhias, para expandir a malha de dutos e alcançar novos clientes, além de levantar recursos para os Estados em um momento em que passam por grave crise fiscal.

Ainda, somada a ampliação da capacidade de investimentos das empresas, será possível uma melhoria na regulação do setor, uma vez que na estrutura atual existe conflito de interesses por parte dos Estados, que ora regulam em nome dos consumidores, ora em causa própria, dado que a Constituição de 1988 assegurou aos Estados a competência de explorar, diretamente ou mediante concessão, a distribuição de gás natural.

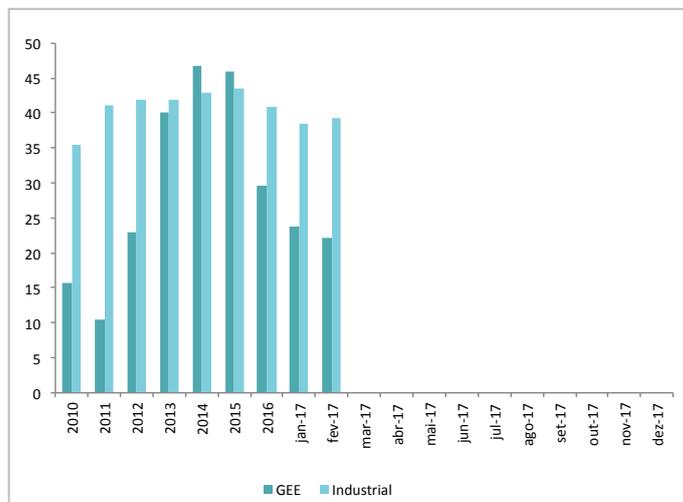
Além do efeito direto na distribuição, essa abertura também poderá ajudar a atrair competidores para a área

de produção, uma vez que, atualmente, todos produtores de gás se veem obrigados a vender seu insumo para a Petrobras, dado a não impossibilidade de competir com a estatal no fornecimento às distribuidoras.

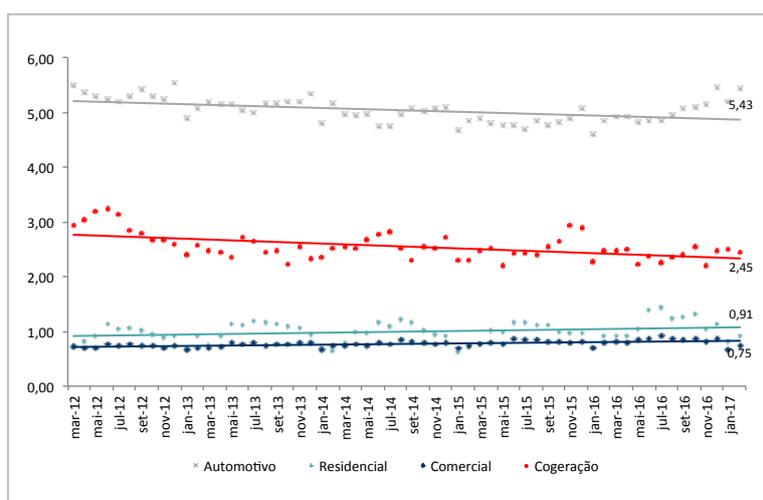
Essa é uma oportunidade de alavancar o consumo de gás natural no país, que atualmente ainda é bastante reduzido. Segundo dados da Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), atualmente o gás natural canalizado é realidade em apenas 440 dos 5.570 municípios brasileiros, estando presentes em apenas três milhões de residências, de um total de 68 milhões de domicílios no país.

Além de dar suporte aos nove Estados na estruturação e desenvolvimento de projetos de privatização, promovendo modernização dos contratos, com objetivo de melhorar a qualidade do serviço, atrair investimentos e possibilitar a expansão da rede, o BNDES também pretende contribuir para uma maior harmonização das regras dos atuais marcos regulatórios estaduais, uma das diretrizes pertencentes ao programa de reestruturação do setor, o Gás para Crescer.

A evolução do consumo para geração elétrica e classe industrial pode ser vista no Gráfico 3.3, enquanto as tendências dos consumidores com menor participação se encontra apresentada no Gráfico 3.4.

Gráfico 3.3: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.4: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) O PREÇOS

O preço do gás natural no mês de fevereiro sofreu aumento não só no mercado nacional, mas também nos mercados do Japão e Europa.

Esse aumento no preço do gás para os consumidores finais foi, na média, de 6%, sendo fornecido a 14,3US\$/MMBTU para faixa de consumo de 2.000 m³/dia, 12,6US\$/MMBTU para faixa de 20.000 m³/dia e 12,2US\$/MMBTU para 50.000 m³/dia. Já no Programa Prioritário Termelétrico, o preço do gás foi de 4,2 US\$/MMBTU e, o Preço da Petrobras

para as Distribuidoras, que é o preço do gás no city gate, de 7,0US\$/MMBTU.

Quanto aos preços internacionais, analisando a Tabela 3.5, enquanto o Henry Hub sofreu queda de 13,5%, situando em 2,8US\$/MMBTU, os preços do gás natural nos mercados europeus e japoneses atingiram seus pontos de máximo, comparado aos últimos doze meses, estando em 6,3US\$/MMBTU e 7,6US\$/MMBTU, respectivamente. Maiores detalhes podem ser analisados na Tabela 3.5 e no Gráfico 3.5.

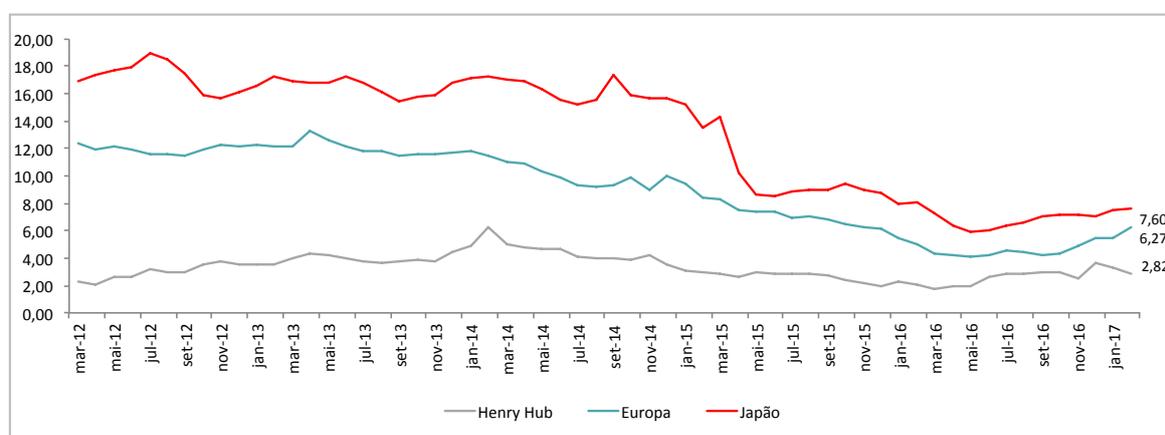
Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	12 meses	jan-17	fev-16
Henry Hub	2,82	-13,52%	40,54%		3,26	2,01
Europa	6,27	14,84%	26,07%		5,46	4,97
Japão	7,60	1,33%	-5,58%		7,50	8,05
PPT *	4,20	0,87%	8,36%		4,16	3,88
Preços na distribuidora (Ref. Sudeste)	No City Gate	7,01	9,58%	31,49%	6,40	5,33
	2.000 m ³ /dia **	14,32	5,83%	20,08%	13,53	11,93
	20.000 m ³ /dia **	12,65	6,12%	19,04%	11,92	10,63
	50.000 m ³ /dia **	12,24	6,14%	18,49%	11,53	10,33

“Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial
Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha”

“* não inclui impostos ** preços c/ impostos em US\$/MMBTU”

Gráfico 3.5: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)



“Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial
Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha”

E) O FUTURO

Além da expectativa de investimentos que o calendário de rodadas de licitação de áreas de exploração proporcionou, o governo manifestou recentemente a intenção de iniciar uma discussão no segundo semestre de 2017 sobre exploração não convencional de petróleo e gás em território nacional. Existe um grande potencial nessa área e, dada a relevância que a exploração não convencional ganhou no mercado global, sobretudo a produção nos EUA, o Ministério de Minas e Energia visa a elaboração de um arcabouço jurídico que crie um ambiente seguro para atrair investidores.

Embora o governo objetive o incentivo a esse tipo de exploração, é importante ressaltar que o crescimento da produção de gás não convencional nos EUA só foi possível devido a uma série de características da experiência americana, como o conhecimento geológico acumulado, a intensiva atividade de perfuração de poços, o grau de liberalização e desenvolvimento do mercado de gás natural e a localização das áreas produtoras, que são próximas aos centros consumidores.



BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman / Fernanda Delgado

A) PRODUÇÃO

A produção de etanol anidro e hidratado em março/2017 superou em 143,5% e 122%, respectivamente, a produção de fevereiro/2017. A maior produção em março decorre da antecipação da colheita da nova safra (2017/2018), que tem início em abril. O mês de março é o último mês da safra de cana de açúcar da região Centro-Sul, que vai de abril a março, mas algumas usinas anteciparam a retomada das atividades, após o período de entressafra. De acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), que representa entidades da região Centro-

Sul, no final do mês de março, 83 unidades produtoras estavam em operação, e até o final da primeira quinzena de abril, esse número deveria chegar a 181. Segundo a agência Reuters, apesar de uma aceleração natural dos trabalhos nesta época do ano, as empresas do Centro-Sul estão entrando em 2017/18 em um ritmo mais lento de processamento do que o visto em 2016/17.

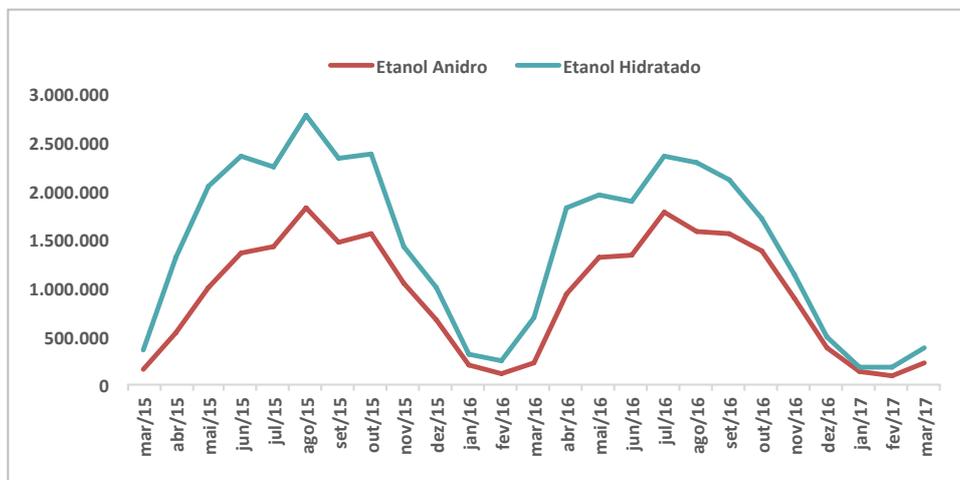
Em relação a março/2016, a produção de etanol hidratado em março/2017 apresentou queda de 44,5%, como resultado da perda de competitividade do biocombustível em relação à gasolina e da preferência dos produtores pela produção de açúcar, pela sua valorização no mercado internacional.

Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (litros)

Biocombustível	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendência 12 meses	fev-17	mar-16
Etanol Anidro	217.348.453	143,5%	-2,2%		89.252.304	222.345.231
Etanol Hidratado	386.351.734	122,0%	-44,5%		174.006.026	696.129.000
Biodiesel	334.506.062	29,2%	3,5%		258.823.006	323.157.662
Total	938.206.249	79,7%	-24,4%		522.081.336	1.241.631.893

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em mil litros



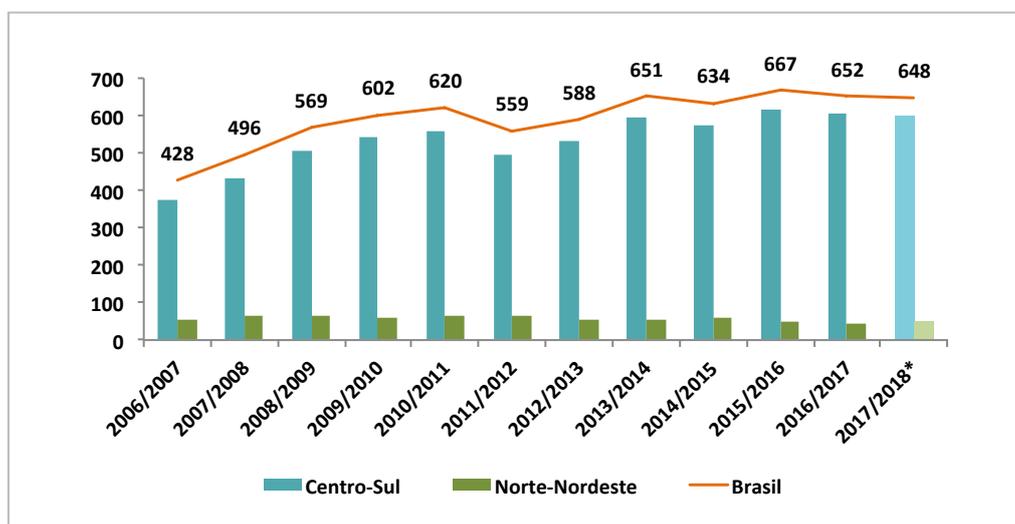
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017

Como o mês de março encerrou a safra 2016/2017, faremos uma breve discussão sobre o seu desempenho, comparando-o ao de anos anteriores, e também apresentaremos algumas estimativas de produção da safra 2017/2018. É importante mencionar que o período de safra da região Norte-Nordeste varia de acordo com o estado produtor, enquanto a região Centro-Sul apresenta esse período definido de 1º de abril a 31 de março.

O Gráfico 4.2 mostra um histórico da produção de cana-de-açúcar por região, onde se verifica que o desempenho

da safra 2016/2017 foi 2,2% inferior à safra anterior e, segundo valores estimados pela Companhia Nacional de Abastecimento (Conab) para a safra 2017/2018, esta será 0,6% inferior à de 2016/2017. A região Centro-Sul é responsável por mais de 90% da produção total no Brasil e registrou redução na moagem da safra 2016/2017. De acordo com a UNICA, a estimativa para uma safra ainda menor em 2017/2018 resulta, sobretudo, da ligeira retração na área disponível para a colheita e da diminuição esperada na produtividade agrícola do canavial a ser colhido no próximo ciclo.

Gráfico 4.2 – Produção de cana-de-açúcar por safra e por região

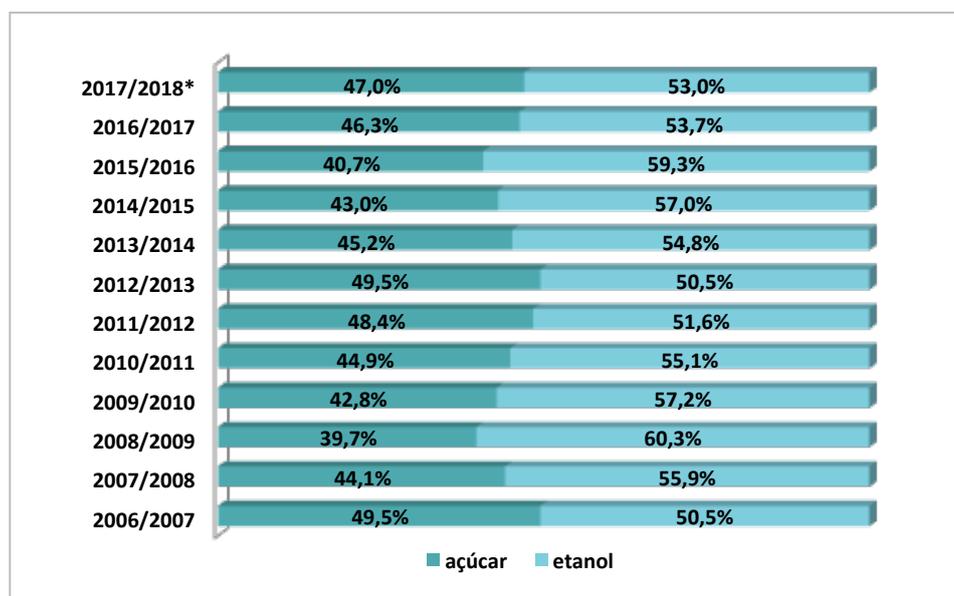


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e Conab, 2017

Do volume total de cana-de-açúcar processada em 2016/2017 na região Centro-Sul, 46,3% foram destinados à produção de açúcar, representando 5,6% a mais na comparação com

a safra anterior, conforme mostra o Gráfico 4.3. Para a safra 2017/2018, a UNICA estima que o percentual destinado à produção de açúcar será ainda maior, chegando a 47%.

Gráfico 4.3 – Destinação da cana-de-açúcar na região Centro-Sul

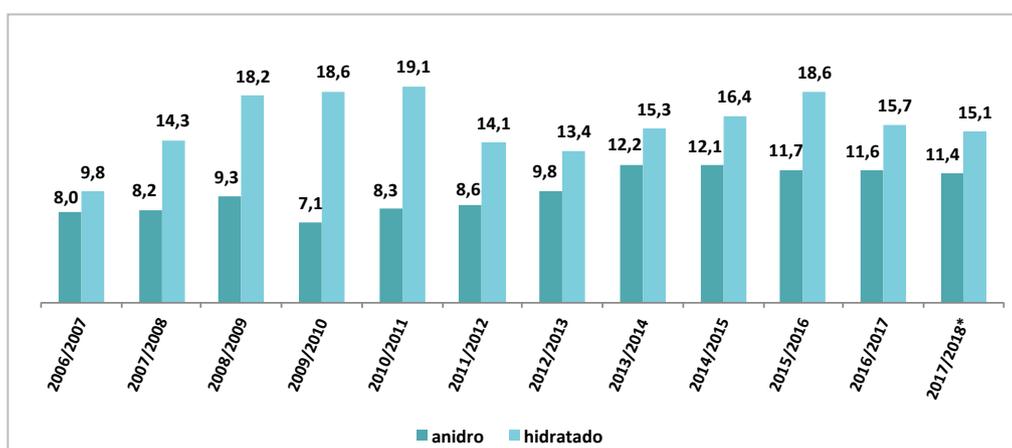


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA, 2017

O Gráfico 4.4 apresenta o histórico de produção de etanol por safra. A produção de etanol hidratado na safra 2016/2017 foi inferior à de 2015/2016 em decorrência de uma forte queda na sua demanda, provocada pela menor competitividade com os preços da gasolina e pela maior

valorização do açúcar. A expectativa da Conab de redução da produção de etanol anidro e hidratado em 2017/2018 leva em consideração a projeção da destinação de uma parcela maior da moagem de cana para produção de açúcar.

Gráfico 4.4 – Produção de etanol por safra

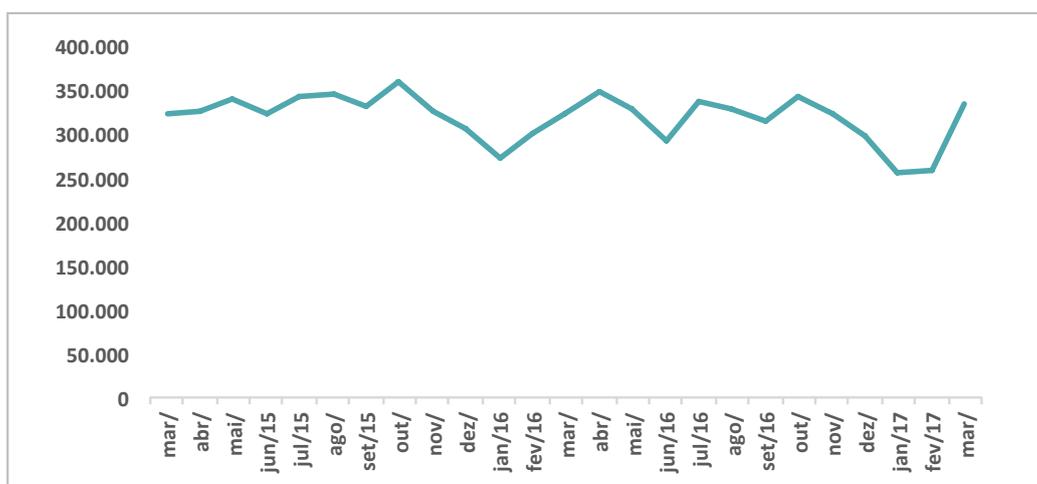


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e Conab, 2017UNICA, 2017

A produção do biodiesel em março/2017 foi 29% superior à produção de fevereiro/2017 (vide Tabela 4.1), em decorrência do aumento do teor obrigatório de mistura, de 7% para 8%, no diesel mineral, que passou a vigorar no dia 1º de março. O 53º Leilão de Biodiesel da ANP, ocorrido em fevereiro de 2017, envolveu a negociação

de 622,1MMl (milhões de litros) de biodiesel, o que representa um aumento de 14% em relação ao volume adquirido no 52º Leilão (545,7MMl). A produção de março (334,5MMl) corresponde a 54% do volume arrematado no leilão, que visa garantir o abastecimento de biodiesel no mercado nacional durante os meses de março e abril.

Gráfico 4.5 – Produção mensal de biodiesel em mil litros

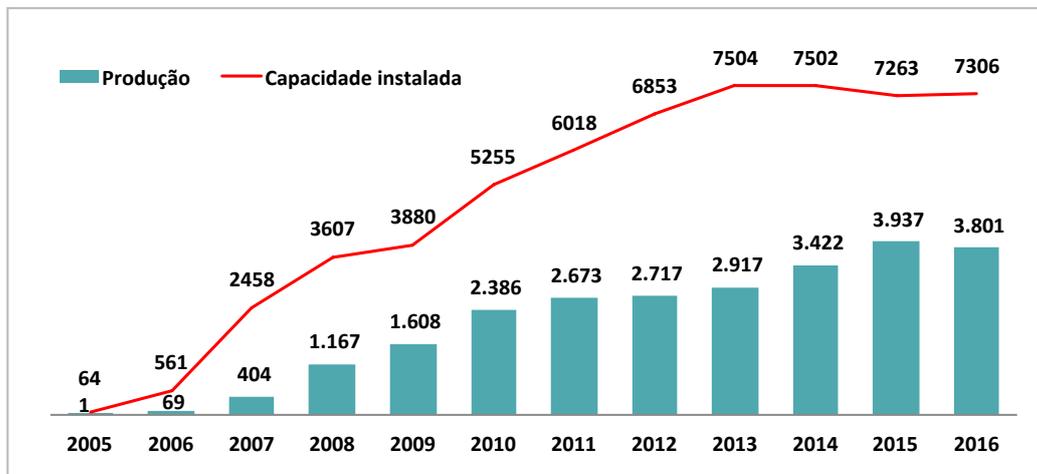


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017

O Gráfico 4.6 mostra que o setor vem atuando com uma capacidade instalada bem acima do nível de produção, sendo que em 2016 a capacidade ociosa foi de 48%. Desde o início do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), o setor foi se preparando para um aumento gradual do mandato de mistura do biodiesel no diesel mineral, mas esse aumento ocorreu de

forma mais lenta do que o crescimento da capacidade do setor. A adição de mais um ponto percentual na mistura obrigatória, estabelecida em março/2017, vai contribuir para a redução da ociosidade, porém, devido à recessão econômica, a demanda pelo combustível fóssil tem sofrido redução, afetando também o setor de biodiesel.

Gráfico 4.6 – Produção e Capacidade instalada de biodiesel em MMI



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do MME, 2017

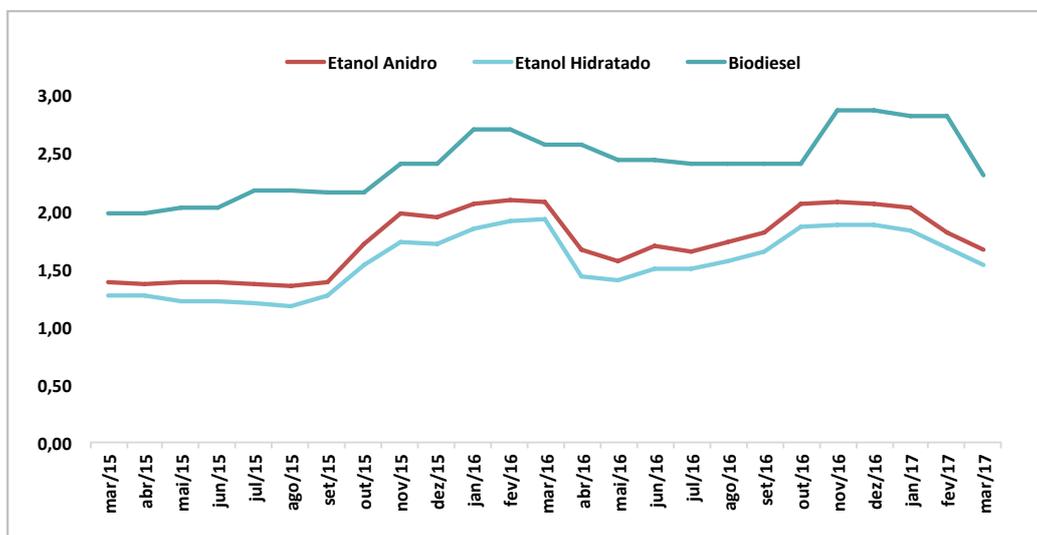
B) PREÇOS

Os preços de etanol anidro e de etanol hidratado, em março/2017, seguiram em queda, caindo 8% e 9%, respectivamente, em relação a fevereiro/2017. O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,67 e o do etanol hidratado foi cotado em R\$ 1,52 (preços médios ao produtor, divulgados pela ESALQ). A queda de preços pode ser explicada pelo início de produção da nova safra e, também, pela existência de estoques da safra 2016/2017, que os produtores não querem carregar para o próximo mês, quando se espera um

aumento de oferta do produto. Além disso, o alto volume de etanol importado gerou um aumento de oferta no mercado interno, pressionando ainda mais os preços de etanol.

O preço do biodiesel, assim como o volume, decorreu da negociação realizada no 53º Leilão de Biodiesel da ANP, para os meses de janeiro de e fevereiro de 2017, alcançando o preço médio de R\$ 2,30 por litro, valor 18% inferior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,81/l). Entre os motivos para os preços menores estão a safra recorde de soja, que barateou a matéria-prima, e, também, a capacidade ociosa da indústria.

Gráfico 4.7 – Preços de etanol e biodiesel em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (biodiesel - posição FOB, com PIS/PASEP e COFINS, sem ICMS, valores médios dos leilões) e ESALQ (etanol - sem PIS/COFINS e sem ICMS, valores médios com base nos preços semanais), 2017

C) CONSUMO

O consumo de etanol anidro em março/2017 foi 11% superior ao consumo do mês anterior e 6% superior ao do mês de março de 2016. O aumento de demanda por combustível do ciclo Otto, entre 2016 e 2017, levou ao aumento de consumo de gasolina e, conseqüentemente, de etanol anidro. O preço do etanol hidratado, no entanto, não foi competitivo em relação ao combustível fóssil na maior parte do ano, fazendo com que o seu consumo caísse 11% entre março/2017 e março/2016. Devido à recente queda de preços do etanol hidratado,

o seu consumo em março/2017 foi 16% superior a fevereiro/2017.

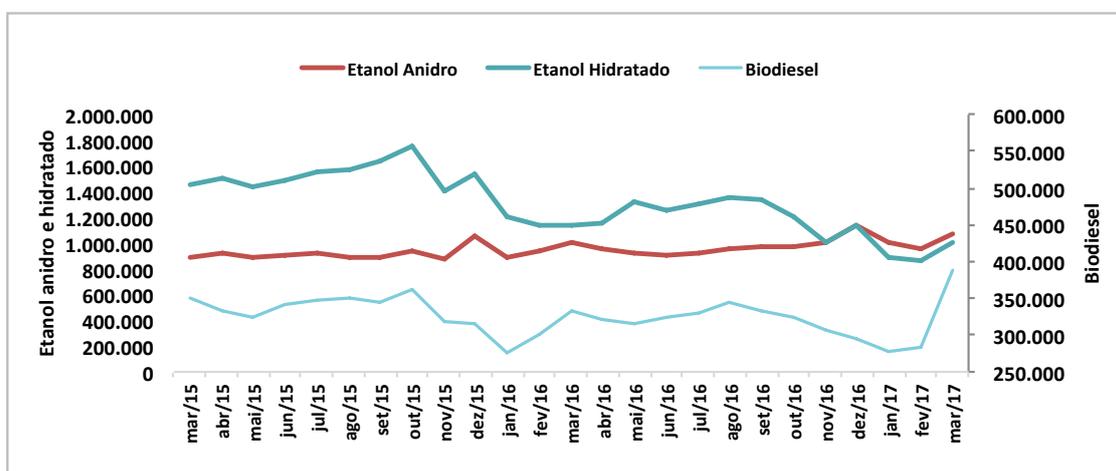
O consumo de biodiesel, que vinha em uma trajetória de queda desde agosto/2016 devido, principalmente, à queda da demanda por diesel, decorrente da recessão econômica, apresentou relevante recuperação no mês de março. O consumo do biocombustível em março/2017 foi 37% superior ao de fevereiro/2017 e quase 17% superior a fevereiro do ano anterior. O aumento do teor de mistura do biodiesel no diesel contribuiu para essa recuperação.

Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil (litros)

Biocombustível	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendência 12 meses	fev-17	mar-16
Etanol Anidro	1.066.036.940	11,3%	5,8%		957.533.375	1.007.819.621
Etanol Hidratado	1.006.018.798	16,3%	-11,1%		865.075.441	1.132.195.007
Biodiesel	388.140.642	37,4%	16,7%		282.423.431	332.595.162
Total	2.460.196.380	16,9%	-0,5%		2.105.032.247	2.472.609.790

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP.

Gráfico 4.8 – Consumo mensal de etanol e biodiesel em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP, 2017

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

O Brasil exportou, em março/2017, quase 54 MMl de etanol, volume 11% inferior ao transacionado em fevereiro/2017 e 74% inferior a março/2016. As expectativas do mercado são de redução das exportações do biocombustível devido ao aumento do direcionamento do setor para a produção de açúcar.

As importações, por outro lado, continuam a trajetória de crescimento, em decorrência dos baixos preços do

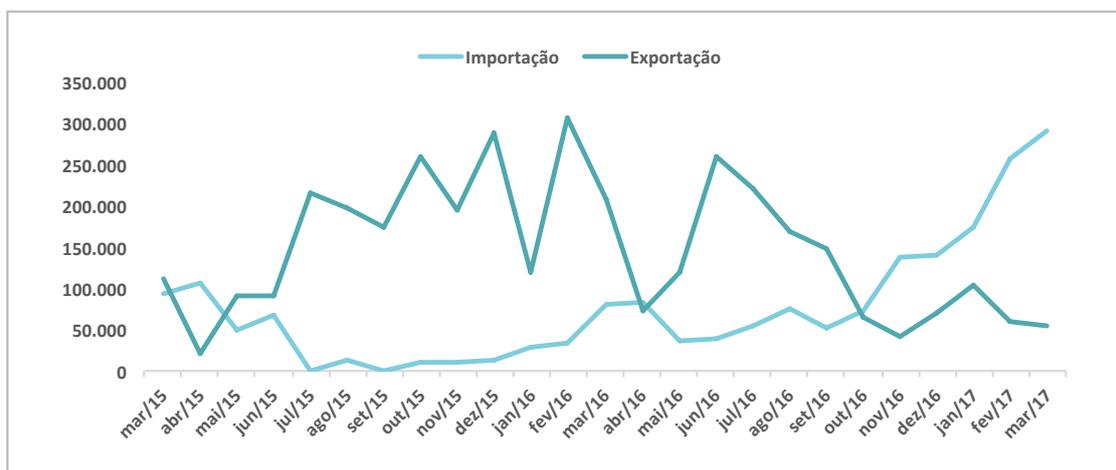
etanol no mercado externo (principalmente nos Estados Unidos). Em março/2017, o volume importado foi 13% superior ao de fevereiro/2017 e 258% superior ao de março/2016. O aumento das importações vem afetando os produtores nacionais, de forma que entidades do setor se manifestaram solicitando a taxaço do produto importado, o que não ocorreu. No entanto, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) decidiu atender a outro pedido do setor sucroenergético, o de estabelecer para os importadores as mesmas regras de manutenção de estoque mínimo às quais os produtores se submetem.

Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (litros).

Etanol anidro	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendência 12 meses	fev-17	mar-16
Importação	291.209.710	13,2%	257,6%		257.360.695	81.445.389
Exportação	53.882.333	-10,7%	-74,0%		60.310.812	207.100.887

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ÚNICA e ANP

Gráfico 4.9 – Volumes de importação e exportação de etanol em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ÚNICA e ANP, 2017



SETOR ELÉTRICO

Bruno Moreno | Mariana Weiss

A) MUNDO FÍSICO

a) Disponibilidade

Tabela 5.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	abr-17		abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendências 12 meses	mar-17		abr-16	
SE	38.663,00	72,68%	-15,85%	5,07%		45.947,00	68,58%	36.796,00	71,56%
S	5.547,00	83,80%	-7,40%	-42,56%		5.990,00	84,87%	9.657,00	146,29%
NE	2.892,00	24,24%	-15,51%	3,88%		3.423,00	23,46%	2.784,00	23,21%
N	12.773,00	65,97%	-9,69%	61,50%		14.143,00	83,85%	7.909,00	49,56%
Total	59.875,00	-	-13,85%	4,78%		69.503,00	-	57.146,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, representada pela Energia Natural Afluente – ENA total, apresentou queda de 13,85%, na comparação mensal, como demonstra a Tabela 5.1. Tal resultado já era esperado, devido à tendência hidrológica do SIN, o qual, geralmente, apresenta maior disponibilidade hídrica durante o verão e menor durante o inverno.

Todas as regiões recuaram, SE 15,85%, S 7,40%, NE 15,51% e N 9,69%. Na comparação anual, a ENA total aumentou 4,78%. Somente a região S registrou redução, expressivos 42,56%. Tal resultado se deve ao fato de no ano passado a ENA em S ser 46% maior que a MLT da região. As demais regiões incrementaram SE 5,07%, NE 3,88% e N 61,50%.

b) Demanda

Tabela 5.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendências 12 meses	mar-17	abr-16
SE/CO	35.809,26	-9,15%	-6,55%		39.415,87	38.319,29
S	10.407,50	-10,67%	-6,89%		11.650,93	11.177,04
NE	10.342,36	-3,43%	2,12%		10.709,26	10.127,92
N	5.290,42	-1,92%	-2,11%		5.394,23	5.404,48
Total	61.849,54	-7,92%	-4,89%		67.170,29	65.028,73

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mês a mês, a carga de energia total recuou 7,92%, de acordo com a Tabela 5.2. Possivelmente, tal resultado tem forte influência da redução da temperatura média no SIN. Todos os subsistemas reduziram a carga de energia SE/CO 9,15%, S 10,67%, NE 3,43% e N 1,92%.

Da mesma forma, na comparação anual a carga de energia total recuou 4,89%. Possivelmente, tal resultado retrata ainda a estagnação da atividade econômica do país. Somente N aumentou no indicador, 2,12%. Os demais recuaram SE/CO 6,55%, S 6,89% e N 2,11%.

c) Oferta

Tabela 5.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendências 12 meses	mar-17	abr-16
SE/CO	Hidráulica	21.574,42	-12,59%	12,60%		24.680,87	19.159,99
	Nuclear	1.998,23	12,53%	0,78%		1.775,74	1.982,85
	Térmica	5.716,16	28,18%	48,12%		4.459,38	3.859,06
	Total	29.288,81	-5,26%	17,15%		30.915,99	25.001,90
S	Hidráulica	5.252,90	-28,63%	-50,81%		7.360,42	10.677,76
	Térmica	1.108,27	12,30%	21,95%		986,85	908,80
	Total	6.859,82	-22,11%	-42,88%		8.806,78	12.009,58
NE	Hidráulica	2.131,48	-5,13%	-12,12%		2.246,74	2.425,44
	Térmica	2.734,34	-10,55%	-13,08%		3.056,99	3.145,99
	Eólica	2.679,31	38,02%	3,92%		1.941,25	2.578,18
	Total	7.545,13	4,14%	-7,42%		7.244,98	8.149,61
N	Hidráulica	8.594,12	-10,13%	19,93%		9.562,32	7.165,93
	Térmica	615,82	13,65%	-64,80%		541,84	1.749,41
	Total	9.209,94	-8,85%	3,30%		10.104,16	8.915,34
Itaipu		8.752,24	-11,71%	-18,37%		9.912,52	10.722,18
Total	Hidráulica	46.305,16	-13,87%	-7,67%		53.762,87	50.151,30
	Térmica	12.172,82	12,49%	4,52%		10.820,80	11.646,11
	Eólica	3.177,96	32,37%	5,89%		2.400,76	3.001,20
Total		61.655,94	-7,95%	-4,85%		66.984,43	64.798,61

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

De acordo com a Tabela 5.3, para acompanhar a tendência da carga, a geração total de energia recuou 7,95%, na comparação mensal. Com a redução de ENA total e a expectativa de redução de disponibilidade hídrica nos próximos meses, a geração hidráulica recuou 13,87%. A geração eólica cresceu 32,37%, por estarmos mais próximos dos meses de maior pico desse tipo de geração no SIN em outubro/setembro. Para complementar e

reduzir o deplecionamento dos reservatórios, a geração térmica aumentou 12,49%. Na comparação ano a ano, a geração total também sofreu queda, 4,85%. A geração hidráulica recuou 7,67%, devido a um volume menor de água nos reservatórios do SIN (Tabela 5.5). Com a entrada em operação de novos parques, a geração eólica incrementou 5,89%. Por fim, a geração térmica foi 4,52% maior que abril de 2017.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendências 12 meses	mar-17	abr-16
S - SE/CO	-3.354,07	-26,17%	-415,63%		-2.658,27	1.062,65
Internacional - S	0,30	-101,08%	-100,46%		-27,77	-65,62
N - NE	2.351,85	-18,63%	39,24%		2.890,41	1.689,10
N - SE/CO	1.567,67	-13,84%	-13,95%		1.819,52	1.821,76
SE/CO - NE	445,39	-22,39%	54,01%		573,88	289,20

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com a queda de ENA na região (Tabela 5.1), S importou 3354 MWmed de SE/CO e 0,3 MWmed a partir de intercâmbio internacional em abril deste ano. SE/CO

importou 1567 MWmed de N e exportou 445 para NE, que também importou 2351 MWmed de N.

e) Estoque

Tabela 5.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

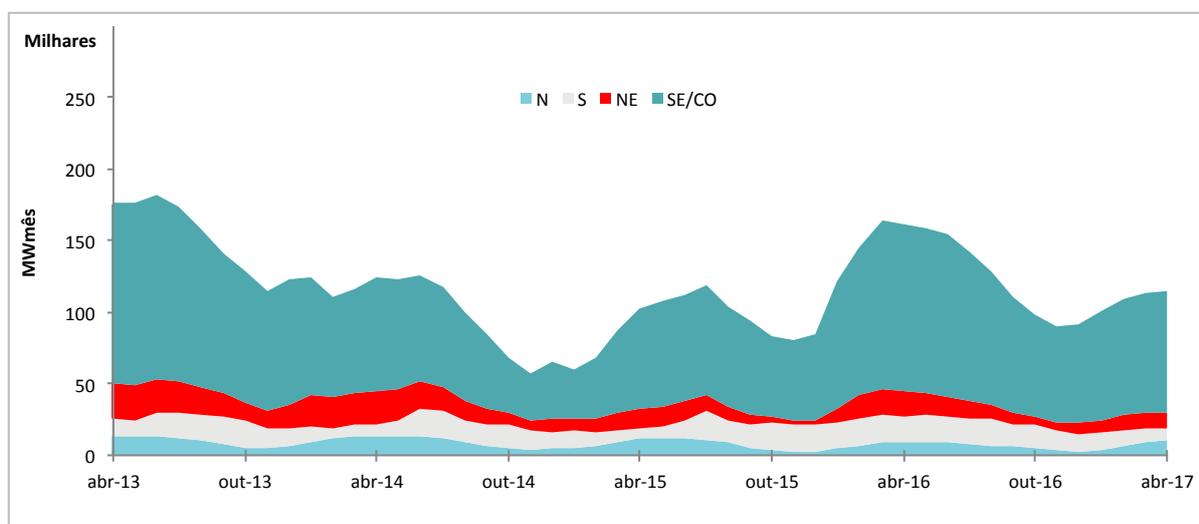
	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendências 12 meses	mar-17	abr-16
SE/CO	85.068,00	41,83%	0,84%	-27,13%	84.357,00	57,55%
S	8.532,00	42,45%	-1,73%	-51,78%	8.682,00	88,66%
NE	11.257,00	21,73%	0,19%	-34,39%	11.236,00	33,12%
N	9.923,00	65,97%	3,44%	2,56%	9.593,00	64,32%
Total	114.780,00	39,54%	0,80%	-28,82%	113.868,00	55,68%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Armazenada total cresceu 0,80% em abril deste ano em relação ao mês anterior, apesar da queda de ENA em todo SIN (Tabela 5.1), alcançando 39,94% do volume total. Tal resultado se deu a partir da manobra operativa de redução do despacho hidráulico e acionamento das térmicas verificado na Tabela 5.3. O único subsistema que recuou a EAR foi S, 1,73%. Os demais aumentaram 0,84% SE/CO, 0,19% NE e 3,44% N. Apesar de ser o segundo sistema

com maior capacidade de armazenamento, NE apresenta o menor percentual do volume total de armazenamento, 21,73%. No entanto, se compararmos com os valores do mesmo mês do ano passado, observamos que a EAR total recuou 28,82%. SE/CO, S e NE recuaram expressivamente, 27,13%, 51,78% e 34,39%, respectivamente. Somente N cresceu, porém de forma marginal, 2,56%. O histórico da EAR no SIN pode ser acompanhado no Gráfico 5.1.

Gráfico 5.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) Oferta

Tabela 5.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
Hidráulica > 30MW	49.570,21	-4,49%	3,55%		51.901,22	47.868,77
Térmica a Gás	4.702,51	25,31%	21,51%		3.752,56	3.870,12
Térmica a Óleo	813,01	99,25%	57,24%		408,03	517,06
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	128,31	-58,85%	-69,78%		311,79	424,57
Térmica a Carvão Mineral	1.478,38	26,16%	-15,40%		1.171,84	1.747,56
Térmica Nuclear	1.625,72	-0,56%	-11,44%		1.634,88	1.835,67
Total Térmica Convencional	8.747,92	20,18%	4,20%		7.279,10	8.394,98
Total Convencional	58.318,13	-1,46%	3,65%		59.180,32	56.263,75
Eólica	2.689,95	-15,31%	0,65%		3.176,40	2.672,60
Hidráulica CGH	98,54	2,20%	-5,57%		96,42	104,36
Hidráulica PCH	2.718,63	-3,74%	-11,00%		2.824,38	3.054,51
Térmica a Biomassa	1.135,58	69,98%	5,42%		668,05	1.077,22
Total Alternativa	6.642,70	-1,81%	-3,85%		6.765,25	6.908,68
Térmica - Outros	332,16	29,06%	-19,35%		257,37	411,83
Total	65.292,99	-1,37%	2,69%		66.202,94	63.584,26

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

* "Térmica - Outros" inclui térmica solar, fotovoltaica e outros tipos de geração não convencionais.

A geração total de energia elétrica em março de 2017 foi de 65.292,99 MWmed, o que representou uma redução de 1,37% na comparação mensal e um crescimento de 2,69% na comparação anual.

Já, a geração térmica convencional em março de 2017 cresceu significativamente na comparação mensal (+20,18%) e na comparação anual (+4,20%). Este aumento em relação a março de 2016 foi influenciado especialmente pelo crescimento verificado na geração por térmicas a gás (+21,51%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pelo crescimento na geração por térmicas a óleo (+57,24%). Na comparação mensal, as térmicas a gás aumentaram sua geração em 25,31%, ao passo que as térmicas a óleo geraram 99,25% a mais. A geração por térmicas nucleares se manteve relativamente estável em relação ao mês anterior (-0,56%), enquanto que em relação ao ano anterior foi verificada uma queda de 11,44%.

A geração hidráulica em março de 2017 aumentou 3,55% em relação a março de 2016. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve uma queda de 4,49% na geração hidráulica com potência instalada superior a 30 MW. Por outro lado, as PCHs e CGHs reduziram sua geração na comparação anual em respectivamente -11,00% e -5,57%. Já, na comparação mensal, as PCHs apresentaram queda de 3,74% em sua geração ao passo que nas CGHs houve aumento de 2,20%.

A geração por fontes alternativas foi reduzida em 1,81% na comparação mensal e em 3,85% na comparação anual. Apesar disso, a geração por térmicas à biomassa registrou aumento de 5,42% na comparação anual e de 69,98% na comparação mensal devido à aproximação do início do período de safra da cana de açúcar nas Regiões Sudeste e Centro-oeste²¹. Já a geração eólica apesar de ter registrado queda de 15,31% na comparação mensal, na comparação anual se manteve relativamente estável (+0,65%).

²¹ Na região Centro-sul, a safra de cana de açúcar ocorre no período que vai de abril a novembro. Já nas regiões Norte e Nordeste, a colheita ocorre de novembro a abril. Nos períodos de entressafra, em que não ocorre colheita nem moagem de cana em cada uma das regiões, é feito o plantio e a reforma dos canaviais.

Tabela 5.7: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)*

		mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
Sistemas Isolados	Residencial	154,57	4,67%	-31,81%		147,67	226,68
	Industrial	14,78	-2,76%	-37,47%		15,20	23,64
	Comercial	55,11	-5,54%	-37,13%		58,34	87,65
	Outros	88,71	-1,24%	-17,67%		89,82	107,75
	Total	313,17	0,69%	-29,74%		311,04	445,72
N	Residencial	977,15	3,60%	3,77%		943,23	941,66
	Industrial	1.810,48	3,11%	2,84%		1.755,89	1.760,43
	Comercial	500,00	-4,37%	-0,25%		522,87	501,24
	Outros	434,14	-7,36%	0,26%		468,63	432,99
	Total	3.721,77	0,84%	2,35%		3.690,60	3.636,31
NE	Residencial	2.825,27	6,48%	1,50%		2.653,39	2.783,49
	Industrial	2.477,15	-0,62%	-2,42%		2.492,62	2.538,58
	Comercial	1.513,44	-4,88%	-1,86%		1.591,14	1.542,08
	Outros	1.561,83	-4,88%	-1,97%		1.641,87	1.593,26
	Total	8.377,69	-0,02%	-0,94%		8.379,03	8.457,41
SE/CO	Residencial	9.647,85	7,26%	8,88%		8.994,56	8.860,89
	Industrial	10.650,54	-8,17%	-0,61%		11.598,62	10.716,11
	Comercial	6.658,60	-7,46%	1,79%		7.195,65	6.541,37
	Outros	4.442,20	-7,05%	1,26%		4.779,18	4.387,05
	Total	31.399,19	-3,59%	2,93%		32.568,01	30.505,41
S	Residencial	2.797,04	7,07%	16,73%		2.612,28	2.396,24
	Industrial	3.610,22	-6,38%	5,05%		3.856,13	3.436,57
	Comercial	1.955,65	-5,11%	7,18%		2.060,85	1.824,70
	Outros	2.090,05	-9,42%	8,00%		2.307,53	1.935,15
	Total	10.452,96	-3,54%	8,97%		10.836,80	9.592,66
Total	Residencial	16.401,88	6,84%	7,84%		15.351,13	15.208,95
	Industrial	18.563,17	-5,86%	0,48%		19.718,47	18.475,33
	Comercial	10.682,80	-6,53%	1,77%		11.428,85	10.497,03
	Outros	8.616,94	-7,22%	1,90%		9.287,03	8.456,20
	Total	54.264,78	-2,73%	3,09%		55.785,49	52.637,51

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

*Outros: Rural, Iluminação Pública, Serviço Público, Poder Público, Consumo Próprio.
Industrial: Cativo + Livre.

b) Demanda

O consumo total de energia em março de 2017 foi de 54.264,78 MWmed. O consumo de energia apresentou crescimento na comparação anual (+3,09%), apesar da queda na comparação mensal (-2,73%). Embora NE tenha permanecido estável e N e Sistemas Isolados tenham apresentado uma pequena elevação do consumo de energia elétrica em relação ao mês anterior (+0,84% e +0,69% respectivamente), SE/CO e S presenciaram uma retração do consumo de energia elétrica na ordem de 3,5%. Por outro lado, na comparação anual, somente os Sistemas Isolados e o NE retraíram sua demanda (-29,74% e -0,94% respectivamente).

Em março de 2017, o consumo residencial cresceu 7,84% em relação ao mesmo mês do ano anterior e 6,84% em relação a fevereiro de 2017. Todos os subsistemas aumentaram a demanda de energia elétrica na comparação mensal.

Em relação ao mesmo mês do ano anterior, somente os sistemas isolados apresentaram queda na demanda de energia do setor residencial (-31,81%).

O consumo de energia do setor comercial em março de 2017 recuou 6,53% na comparação mensal, enquanto que na comparação anual foi verificado um aumento de 1,77%. Neste setor, foi registrado queda no consumo em relação ao mês anterior em todos os subsistemas. Na comparação anual, somente SE/CO e S apresentaram crescimento da demanda de energia do setor comercial (+1,79% e +7,18%, respectivamente).

A indústria em março de 2017, apesar de ter apresentado demanda de energia relativamente estável (+0,48%) em relação a março de 2016, registrou queda de 5,86% na comparação mensal. O consumo da indústria apresentou taxa de crescimento positivas apenas no N (+3,11%) na

comparação mensal. Na comparação anual, o consumo da indústria cresceu apenas no N e no S (+2,84% e +5,05%, respectivamente). Esses dados refletem os resultados da Sondagem Industrial do IBRE/FGV²². Segundo este estudo, embora o Índice de Confiança da Indústria (ICI) tenha aumentado 2,9 pontos entre fevereiro de 2017 e março de 2017, passando de 87,8 para 90,7 pontos, o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) permaneceu em um patamar baixo (74,4%) mostrando que o mercado interno continua enfraquecido.

Por outro lado, no mercado livre, o consumo industrial apresentou resultados positivos em março de 2017, crescendo 2,14% em relação ao mês anterior e 32,19% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Na comparação mensal, somente os setores Bebidas, Saneamento e Minerais não Metálicos apresentaram queda do consumo de energia na comparação mensal. Na comparação anual, todos os setores apresentaram crescimento do consumo de energia no mercado livre.

Tabela 5.8: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
Metalurgia e Produtos de Metal	3.665,03	0,70%	11,96%		3.639,69	3.273,63
Químicos	1.828,05	2,02%	9,32%		1.791,86	1.672,27
Madeira, Papel e Celulose	1.229,08	3,59%	18,41%		1.186,43	1.037,99
Minerais Não Metálicos	1.112,78	-0,52%	21,34%		1.118,58	917,09
Alimentícios	1.613,82	5,28%	82,41%		1.532,92	884,71
Manufaturados Diversos	1.392,24	4,36%	58,91%		1.334,02	876,13
Extração de Minerais Metálicos	787,09	1,57%	9,05%		774,96	721,79
Serviços	1.087,07	1,91%	103,66%		1.066,68	533,75
Veículos	720,42	5,60%	35,79%		682,21	530,56
Têxteis	555,09	2,50%	30,97%		541,55	423,85
Comércio	683,95	1,04%	136,34%		676,90	289,39
Transporte	214,64	0,88%	7,49%		212,78	199,68
Bebidas	198,11	-5,25%	46,52%		209,08	135,21
Saneamento	208,70	-0,49%	82,01%		209,72	114,66
Telecomunicações	185,23	3,37%	83,93%		179,18	100,71
Total Geral	15.481,30	2,14%	32,19%		15.156,58	11.711,41

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Segundo a CCEE, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro cujo objetivo é compartilhar os riscos que afetam as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS e otimizar os recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). O MRE realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram

abaixo. Os débitos e créditos, apurados pelo processo de contabilização das operações do mercado pela Câmara de Comercialização, são valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 51.558,91 MWmed em março de 2017, o que representou queda de 4,47% na comparação mensal e aumento de 2,78% na comparação anual. Já, a garantia física para o mês de março de 2017 foi estimada em 49.964,98 MWmed, um

²² IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

valor 2,90% superior ao do mês anterior e 6,06% inferior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 103,2% em março de 2017, apresentando redução de 7,17% na comparação mensal e crescimento de 9,41% na comparação anual.

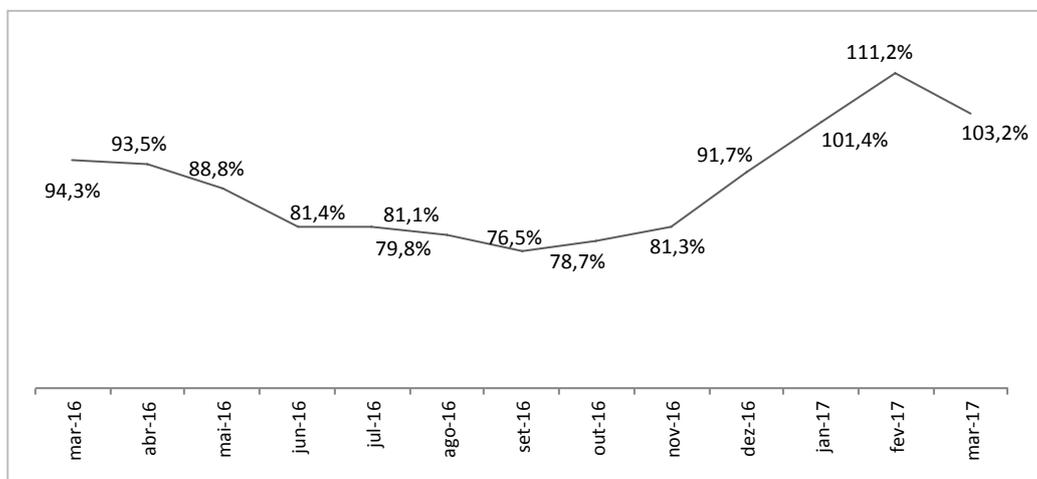
Aliquidação financeira referente a março de 2017 foi realizada no mês de maio e movimentou 1 bilhão de reais, de um total de 2,85 bilhões de reais contabilizados nas operações. Do valor não pago, R\$ 1,58 bilhão está relacionado com liminares de GSF no mercado livre (ACL) e R\$ 270 milhões representam outros valores em aberto da liquidação.

Tabela 5.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
Energia Gerada (MWmed)	51.558,81	-4,47%	2,78%		53.973,20	50.164,79
Garantia Física (MWmed)	49.964,98	2,90%	-6,06%		48.556,14	53.187,29
Geração/Garantia Física	1,032	-7,17%	9,41%		1,112	0,943

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Gráfico 5.2: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

d) Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Em março de 2017, o PLD médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou aumento de 67,95% nos subsistemas SE/CO e S, alcançando o patamar de R\$216,24/MWh. No NE, o PLD médio mensal chegou a R\$284,01/MWh, o que representou um aumento de 72,05% em relação a

fevereiro de 2017. N foi o único subsistema a apresentar queda na comparação mensal (-59,12%) e o PLD chegou ao patamar mínimo de R\$33,68. Na comparação anual, com exceção do N que apresentou redução de 14,64%, todos subsistemas tiveram seus PLDs alavancados. O PLD entre março de 2016 e março de 2017 cresceu 448,07% no SE/CO e S, enquanto que no NE o crescimento foi de 9,03%.

Tabela 5.10: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh)

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
SE/CO	216,24	67,95%	448,07%		128,75	39,45
S	216,24	67,95%	448,07%		128,75	39,45
NE	284,01	72,05%	9,03%		165,07	260,50
N	33,68	-59,12%	-14,64%		82,39	39,45

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

Foi verificado processo de revisão tarifária em 3 distribuidoras ao longo do período.

Em sua Quarta Revisão Tarifária Periódica, a distribuidora CELPE, que atende 3,5 milhões de unidades consumidoras em Pernambuco, teve reajuste de 4,85% na alta tensão e 8,87% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 7,62% das tarifas. As novas tarifas entraram em vigor em 29/04/2017.

Atendendo a 142 mil unidades consumidoras localizadas em 14 municípios do estado de Sergipe, a distribuidora Companhia Sul Sergipana de Eletricidade (Sulgipe) também em sua Quarta Revisão Tarifária Periódica apresentou aumento de 5,34% e de 9,03% nas tarifas dos consumidores da baixa tensão e alta tensão respectivamente, gerando em média um crescimento de 6,65% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 22/05/2017.

A concessionária Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda (UHENPAL) atende 15 mil unidades consumidoras localizadas 9 municípios do Rio Grande do Sul (RS) teve suas tarifas de energia elétrica revisadas a partir de 22 de maio em -19,24% em média, sendo -17,04% para os consumidores da alta tensão e -19,77% para os consumidores da baixa tensão.

Estava previsto no período também o reajuste das tarifas de energia referentes às áreas de concessão das distribuidoras Empresa Elétrica Bragantina S.A.-EEB, Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.-EDEVP, Companhia Nacional de Energia Elétrica-CNEE e Caiuá Distribuição. Contudo, com a aprovação do agrupamento dessas concessionárias junto à Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO, a partir de 1º de julho de 2017, a Caiuá Distribuição de Energia S.A. assume o controle societário das demais e a data de reajuste e revisão tarifária passa para 12 de julho de 2017.

Tabela 4.11: Revisões Tarifárias (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	7,62%	29/04/17
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	6,65%	22/05/17
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	RS	-19,24%	22/05/17

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

f) Leilões

O Leilão de Transmissão nº 5/2016 realizado em 24/04/2017 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) propiciará R\$ 12,7 bilhões de investimentos em transmissão nos seguintes estados: Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraná, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Sergipe. O certame resultou no arremate de 7068 km de linhas de transmissão e subestações com 13.132 MVA de potência e 30 anos de concessão a partir da assinatura dos contratos. A Receita Anual Permitida (RAP) contratada foi de R\$ 1,6 bilhão a partir da operação comercial dos empreendimentos, que deve ocorrer em um prazo de 36 a 60 meses. Dos 35 lotes ofertados, 31 foram arrematados com um deságio médio de 36,47% em relação ao preço inicial ofertado, representando uma economia de R\$ 24,2 bilhões para os consumidores ao longo do período de concessão. A empresa que mais arrematou lotes do leilão foi a CTEEP (COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA), sendo 4 lotes individualmente (lotes 5,6,25,29) e um em consórcio (lote 1). O lote 10 arrematado

pela STERLITE POWER GRID VENTURES LIMITED foi o que apresentou maior deságio no leilão (58,87%). Já o maior investimento do leilão (R\$ 1,9 bilhão) ficou por conta do lote 1, que foi arrematado pelo CONSÓRCIO COLUMBIA (TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. 50% E CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA 50%). Os lotes 12,16, 17 e 24 localizados nos estados do Maranhão, Tocantins, Piauí, Rio Grande do Sul e São Paulo foram os únicos a não serem licitados.

A ANEEL aprovou a abertura de audiência pública para colher contribuições sobre a proposta de edital do leilão de hidrelétricas nº 1/2017. O certame negociará outorgas de concessões de quatro usinas hidrelétricas da estatal mineira Cemig que tiveram seus contratos de concessão vencidos e não renovados pela empresa. As hidrelétricas São Simão (GO/MG), Jaguará (MG/SP), Miranda (MG) e Volta Grande (MG/SP) totalizam 2,9 GW de potência instalada e 1,9 GW de garantia física. O Leilão está previsto para ser realizado no dia 22/09/2017 e a expectativa do governo é arrecadar ao menos R\$ 10,1 bilhões.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Esta lista registra somente os principais leilões e consultas públicas divulgados

Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 08/2017	
Descrição	Divulgar a proposta da Resolução que estabelece as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional.	
	Etapa	Data
	Consulta Pública - Prazo para contribuição	Até 09/05/2017
	Audiência Pública	01/06/17
Objeto	ANP - 4ª Rodada de Acumulações Marginais	
Descrição	Outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de reabilitação e produção de petróleo e gás natural em áreas inativas com acumulações marginais, nos termos da Lei nº 9.478/97, da Lei nº 12.351/10 e da Resolução ANP nº 18/2015	
	Etapa	Data
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão	19/01/17
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	03/02/17
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/04/17
	Sessão pública de apresentação das ofertas	11/05/17
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)	12/05 a 22/05/2017
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 20/07/2017
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/04/17
	Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	21/07 a 31/07/2017
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	21/07 a 22/08/2017
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 31/08/2017
Objeto	ANP - 14ª Rodada de Licitações	
Descrição	Exploração e produção de petróleo e gás natural. Serão ofertados 287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, totalizando uma área de 122.622,40 km².	
	Etapa	Data
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão	18/05/17
	Início do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	18/05/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	18/05/17
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de concessão e término da consulta pública	19/06/17
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro)	27/06/17
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão	20/07/17
	Seminário técnico	01/07/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	01/07/17
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	04/08/17
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	12/09/17
	Sessão pública de apresentação das ofertas	27/09/17
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)	02/10/17
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 07/12/2017
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso ²	22/12/17
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 22/12/2017
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 31/01/2018

Petróleo & Gás Natural

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

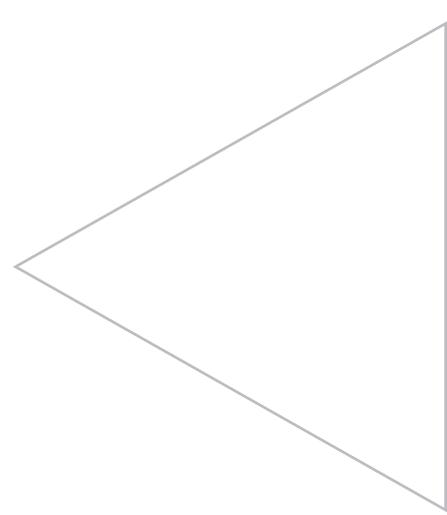
► Continuação

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 2ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Desenvolvimento de estudos para viabilizar a realização da 2ª Licitação de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção, em áreas unitizáveis na região do polígono do pré-sal.	
	Etapa		Data
	Autorização para a realização da rodada		02/02/17
	Organização da Rodada pela ANP		Em andamento
	Objeto	ANP - 3ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção no pré-sal. No certame serão ofertadas quatro áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central.	
	Etapa		Data
	Autorização para a realização da rodada		11/04/17
	Organização da Rodada pela ANP		Em andamento
	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapuru, na Bacia de Santos, e os blocos exploratórios C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709, situados na Bacia de Campos.	
	Etapa		Data
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).
	Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
Etapa		Data	
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019	
Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos		
Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias marítimas da Foz do Amazonas (setores SFZA-AP1, AP2, AR1 e AR2), do Ceará (setores SCE-AP2 e AP3) e Potiguar (setores SPOT-AP1, AP2 e AR2), de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP1), e das bacias terrestres do Paraná (setores SPAR-N e CN) e do Parnaíba (setores SPN-SE e N), além de blocos de setores terrestres das Bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
Etapa		Data	
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018	
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos		
Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP5) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
Etapa		Data	
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019	
Objeto	ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais		
Descrição	-		
Etapa		Data	
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018	
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais		
Descrição	-		
Etapa		Data	
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão de Energia Elétrica - nº 05/2016	
Descrição	Concessão de SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, pela menor RECEITA ANUAL PERMITIDA proposta, de forma individualizada para cada LOTE, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura do respectivo CONTRATO DE CONCESSÃO	
	Etapas	Data
	PUBLICAÇÃO DO EDITAL (em Português) e divulgação do resumo a que se refere o item 10.9.6 do Edital	09/03/17
	Disponibilização do Edital e respectivos Anexos nos idiomas Inglês e Espanhol	17/03/17
	Disponibilização do MANUAL DE INSTRUÇÃO	17/03/17
	Prazo para solicitação de esclarecimentos sobre o Edital	27/03/17
	Prazo para solicitação de visita às instalações existentes	31/03/17
	Prazo para respostas aos esclarecimentos sobre o Edital	07/04/17
	Prazo para realização de visita às instalações existentes	07/04/17
	INSCRIÇÃO (on-line)	10/04/2017 até 11/04/2017
	Aporte de Garantia de Proposta (on-line)	10/04/2017 até 11/04/2017
	Entrega na BM FBOVESPA das garantias que não possuem certificação digital; e entrega à ANEEL das garantias	11/04/17
	Prazo para impugnação do Edital	13/04/17
	REALIZAÇÃO	24/04/17
	Entrega na BM FBOVESPA dos Documentos de Habilitação das PROPONENTES vencedoras, em duas vias	10/05/17
	Entrega na CEL/ANEEL, em Brasília-DF, de uma via dos documentos que atestam a viabilidade e exequibilidade do Plano de Negócios da PROPONENTE, conforme previsto nos itens 9.18 e 9.19 do Edital	02/06/17
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL	10/06/17
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União	23/06/17
	Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto	27/06/17
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	14/07/17
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	14/07/17
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	02/08/17
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO	11/08/17
Objeto	ANEEL - Leilão 001/2017	
Descrição	Leilão de Concessões não prorogadas. Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência nos termos da Lei n. 12.783/2013, alterada pela Lei nº 13.203/2015	
	Etapas	Data
	Disponibilização de informações sobre os aspectos contábeis, ambientais, fundiários, bem como de operação, manutenção, fiscalização, investimento, outorga, risco e gestão de pessoas, relativos às Usinas Hidrelétricas a serem licitadas nº Leilão nº 01/2017	18/05/17
Objeto	ANEEL - Consulta nº 005/2017	
Descrição	Obter subsídios para as propostas dos Procedimentos de Comercialização - PdCs: 1.1 Adesão à CCEE; 1.2 Cadastro de agentes; 1.4 Atendimento; 1.5 Desligamento da CCEE; 3.1 Contratos do Ambiente Livre; 3.2 Contratos do Ambiente Regulado; 3.6 Liquidação Financeira relativa à contratação de Angra 1 e 2; 3.7 Liquidação Financeira relativa às cotas de garantia física; 7.1 Apuração da Energia de Reserva; 7.3 Cessão de Energia de Reserva; e 8.1 MCSD mensal, trocas livres e 4%.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	08/06/17



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura
Tel.: +55 21 3799 6100
fgv.br/energia

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:

