

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

JULHO • 2017

07

EDITORIAL

Carros elétricos: o que o Brasil pode aprender com o resto do mundo?

OPINIÃO

Victor Gomes

A Frustração de Projetos de Geração e a Expansão do SIN

**Fernanda Delgado e Júlia Febraro,
Mariana Cals e Paulo Melo**

A nova metodologia de cálculo dos royalties de petróleo no Brasil

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Pesquisadores

André Lawson

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado de Jesus

Julia Febraro F. G. da Silva

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

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

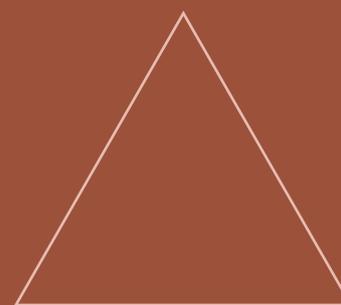
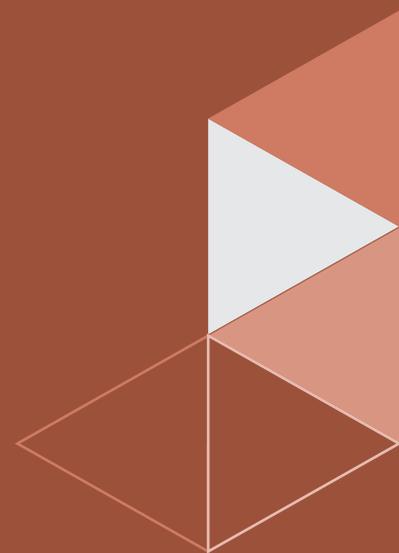
Estagiárias

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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



SUMÁRIO

▷ Opinião	
A Frustração de Projetos de Geração e a Expansão do SIN	04
A nova metodologia de cálculo dos royalties de petróleo no Brasil	08
▷ Editorial	
Carros elétricos: o que o Brasil pode aprender com o resto do mundo?	16
▷ Petróleo	20
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	20
Derivados do Petróleo	25
▷ Gás Natural	27
Dados Gerais	27
Produção e Importação	28
Consumo.....	31
Preços	33
O Futuro	34
▷ Biocombustíveis	36
Produção.....	36
Preços	39
Consumo.....	40
Importação e Exportação de etanol	41
▷ Setor Elétrico	43
Disponibilidade.....	43
Demanda	45
Oferta.....	47
Balanço Energético.....	49
Estoque.....	50
Custo Marginal de Operação – CMO	51
Micro e Minigeração Distribuída.....	52
Expansão	52
Tarifas de Energia Elétrica	53
Leilões.....	55
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	56
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	58



OPINIÃO

A FRUSTRAÇÃO DE PROJETOS DE GERAÇÃO E A EXPANSÃO DO SIN

Victor Gomes
BCF Advogados

A contratação centralizada de energia elétrica para os consumidores regulados do Sistema Interligado Nacional (SIN), por Leilões sob as diretrizes do Poder Concedente, foi o ponto central do modelo setorial introduzido em 2003/2004 pelo governo federal.

Com o novo modelo, o governo passou a ter maiores poderes (e responsabilidades) na expansão da geração do sistema e no equilíbrio entre a oferta e demanda de energia no SIN, em oposição ao desenho setorial anterior, em que a expansão era resultado dos sinais econômicos decorrentes do preço da energia no mercado spot¹.

Os Leilões do atual modelo foram divididos em Leilões de Energia Nova e Leilões de Energia Existente. Nos Leilões de Energia Nova, concebidos para a construção de novos empreendimentos de geração, as distribuidoras indicam ao Ministério de Minas e Energia - MME sua demanda de energia para o ano de suprimento. O Poder Concedente, por sua vez, emite as regras e diretrizes dos Leilões, como fonte a ser contratada, preço teto, volume que cada gerador pode vender, de acordo com critérios de confiabilidade do suprimento, dentre outros. Podem participar

¹ As Regras do MAE e a Resolução ANEEL 290/2000 previam a implantação gradual de elementos para aperfeiçoar os sinais de preço para a expansão, tais como: preço spot horário, preço ex-ante e ex-post e pagamento de encargo de capacidade.

dos Leilões os geradores que tenham seus projetos habilitados pela EPE. Por fim, os vencedores celebram contratos de longo prazo (CCEARs) com cada uma das distribuidoras que participaram do certame.

FRUSTRAÇÃO DOS PROJETOS EM LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Desde 2005, considerando apenas os certames com início de suprimento dos CCEARs até 2018 foram realizados 24 Leilões de Energia Nova, com a contratação de 53,7 GW de nova capacidade. De acordo com dados compilados do ONS, ANEEL e CCEE, apenas 31,4 GW de nova capacidade instalada se encontram em operação comercial, 11,8 GW em construção (incluindo 8 GW da UHE Belo Monte) e 10,4 GW de capacidade instalada frustrada. Esta última rubrica inclui projetos que tiveram outorga revogada; com outorga, mas que não serão construídos; ou ainda que operam com capacidade menor do que a planejada.

Nesse quadro, cerca de 20% da capacidade contratada nos Leilões de Energia Nova não se concretizou. A proporção da frustração pode ser até maior se considerado o período de suprimento de 2019 e 2020, em que há diversos projetos de médio e de grande porte com sérias dificuldades de viabilização. Uma “taxa de mortalidade” dessa magnitude em um modelo com planejamento centralizado certamente traz relevantes implicações para o consumidor e a sociedade, seja por aumento dos preços no mercado de curto prazo, seja pelo risco de insuficiência do suprimento de energia.

Uma análise pormenorizada dos mais de 10 GW de capacidade não viabilizada revela o principal motivo da frustração dos empreendimentos: a contratação de projetos com duvidosa racionalidade técnica e econômica em face do preço teto determinado pelo

MME. A habilitação técnica realizada pela EPE antes de cada Leilão, conforme as regras da referida Pasta, não conseguiu barrar projetos com essas características.

É importante ter em mente que o principal objetivo da habilitação técnica é certificar que apenas participarão dos Leilões de Energia Nova projetos com viabilidade devidamente demonstrada. No entanto, criou-se uma cultura consideravelmente cartorial na fase de habilitação, com uma série de requisitos e obrigações formais para a aprovação dos projetos, sem preocupação com a real viabilidade técnico-econômica dos projetos. Tais requisitos trazem, de um lado, custos e trabalho para os agentes interessados e para a própria EPE, e de outro, não criam barreiras efetivas para projetos técnica e economicamente irracionais.

Além disso, é de se ressaltar que o arcabouço jurídico de execução de garantias na ANEEL ainda requer aprimoramentos diversos, de modo a torná-las efetivas. A fragilidade do atual mecanismo pode ser ilustrada, por exemplo, pela tentativa de execução de garantias de agentes sem a abertura de processo de apuração de danos para o SIN, a despeito da recomendação da própria Procuradoria Federal especializada em diversos Pareceres Jurídicos sobre o tema. Nesse contexto, os agentes que eventualmente discordam da execução das garantias vêm conseguindo revertê-las judicialmente. Isto induz, ao menos teoricamente, a comportamentos mais arriscados nos Leilões, já que os agentes sabem que a eventual intenção da ANEEL em executar suas garantias dificilmente afetará o patrimônio do gerador inadimplente.

O questionamento que se coloca é o que poderia ser feito para assegurar a expansão da geração, ou ao menos para impedir que projetos sem racionalidade técnica-econômica sejam escolhidos e contratados para a expansão do sistema.

² Esse valor não considera os empreendimentos que já tinham sido construídos anteriormente aos respectivos Leilões, como algumas usinas botox (art. 17, Lei 10.848/2004) e algumas usinas a biomassa que comercializaram energia em Leilões de Fontes Alternativas.

³ Para a pesquisa, foram compilados dados dos Relatórios da SFG/ANEEL, de processos administrativos de revogação na ANEEL, de planilhas da CCEE com os resultados dos Leilões, e dados do PMO e IPDO do ONS. Os dados têm como base abril de 2017.

POSSÍVEIS SOLUÇÕES PARA O PROBLEMA

Nos últimos meses, muito se tem discutido sobre alterações estruturais e profundas no desenho de mercado do setor elétrico. Em 2016, a ANEEL abriu Chamada Pública 20, com o objetivo de selecionar projeto de P&D para o aperfeiçoamento do ambiente de negócios no setor elétrico brasileiro. A contratação não se concretizou, mas recentemente, o MME abriu a Consulta Pública 33, que propõe uma ampla reforma no setor elétrico brasileiro, incluindo uma alteração radical na expansão da geração, mediante a separação entre lastro (produto confiabilidade), em modelo semelhante aos mercados norte-americanos de capacidade (p. ex. PJM, NYISO e ISO *New England*).

Em relação à contratação de energia, a proposta ministerial deixa a opção de contratação centralizada para atendimento às distribuidoras (por meio de Leilões de Energia), mas abre o caminho para um modelo em que a contratação de energia ao atendimento de todo o sistema (e, por consequência, a expansão do sistema) ficará a cargo do mercado livre, na medida em que permite que o MME reduza a obrigação de contratação de energia pelas distribuidoras.

A reforma também propõe redução gradual da exigência de carga para contratação de energia no mercado livre (que provoca sobrecontratação das distribuidoras) e a privatização das usinas hidrelétricas com descotização da energia das distribuidoras (o que pode provocar subcontratação das distribuidoras).

A calibração do governo em relação ao nível exigido de contratação antecipada de energia pelas distribuidoras combinada com a dinâmica de migração ao mercado livre e os resultados da privatização responderão qual será o nível de interferência e direcionamento governamental para a expansão do sistema.

De qualquer modo, para o presente artigo, importa apenas deixar claro que a solução para o problema da frustração de projetos de geração necessários à expansão do sistema depende intrinsecamente do desenho de mercado que se adotará para o SIN e do papel do Estado no futuro modelo.

CAMINHOS PARA GARANTIR EXPANSÃO EM UM MODELO DE PLANEJAMENTO CENTRALIZADO

Em um primeiro cenário, se contratação de energia para o varejo continuar sendo realizada de forma centralizada e com forte planejamento estatal, com PPAs de longo prazo, dois caminhos alternativos poderiam ser trilhados para assegurar a construção dos projetos.

O primeiro é aumentar o rigor na fase de habilitação técnica. Sugere-se que projetos que possam causar impactos na matriz (por exemplo, projetos com mais de 200 MW) passem por um processo de habilitação técnica mais detalhada na EPE, com auditoria dos custos projetados, da logística de suprimento de combustível, da estruturação financeira e da bancabilidade, ou seja, que seja demonstrada a sua real viabilidade técnico-econômico-financeira. A EPE certamente tem os instrumentos e profissionais qualificados para realizar esse tipo de auditoria.

Além disso, para diminuir a carga de trabalho da EPE com avaliação de projetos que nunca sairão do papel, poder-se-ia cobrar uma taxa, ou antecipar o aporte do *bid bond* para a fase de habilitação. Qualquer das alternativas reduziria os pedidos de análise de projetos com baixa viabilidade técnica-econômica, liberando os técnicos da EPE para análise mais profunda dos projetos remanescentes. As alterações relacionadas ao processo de habilitação técnica são de fácil implementação, por não dependerem de ato normativo de hierarquia superior à governança setorial.

O segundo caminho seria desvincular totalmente a obrigação de suprimento da obrigação de construção da usina, padronizando os CCEARs apenas na modalidade quantidade e acabando, assim, com a distinção entre energia nova e energia existente. Qualquer agente poderia participar do Leilão (com ou sem novos projetos), desde que aportem as garantias necessárias. Tais medidas trariam maior liquidez aos contratos.

Atualmente a comercialização de CCEARs é possível, mas a liquidez é baixa, devido à despadronização dos CCEARs. Para vender um CCEAR por disponibilidade, o agente

que não consegue implantar determinado projeto tem que contar com a sorte de encontrar outro agente com um projeto de características muito parecidas. O aumento da liquidez, portanto, aumentaria a possibilidade de cumprimento das obrigações contratuais de suprimento, seja pelo agente que participou no Leilão, seja por terceiro que comprou o PPA.

Por fim, no modelo de contratação centralizada, mostra-se urgente o aprimoramento do arcabouço de execução de garantias, seja por meio da previsão normativa de um processo de apuração de danos pelo regulador, na linha da sugestão da Procuradoria Federal da ANEEL, seja por meio de pré-fixação de perdas e danos nos Editais dos Leilões.

MODELO DE EXPANSÃO DITADA PELO MERCADO: SOLUÇÃO PELOS PRÓPRIOS AGENTES

No segundo cenário, caso a mudança do desenho setorial tenha por consequência um modelo com a expansão da geração ditada pelo mercado, sem PPAs de longo prazo garantidos pelo governo, os próprios compradores da energia (comercializadores/supridores) dos novos projetos de geração farão *due diligences* para assegurar que os projetos de geração que dão suporte a seu suprimento de energia serão implementados, na medida em que serão afetados se o projeto não se concretizar, comprando energia

no mercado spot para cumprir com suas obrigações de suprimento. E ainda, se o mercado estiver maduro para viabilizar projetos de geração *merchant*, sem compradores de longo prazo, esse papel será, em grande medida, dos financiadores.

Nesse cenário, não haveria necessidade de um aparato estatal para avaliação dos projetos de geração. Apesar de também estar sujeita a erros de avaliação, haveria menor chance de frustração de projetos nesse modelo, na medida em que uma auditoria superficial poderia trazer grandes prejuízos aos agentes econômicos envolvidos (compradores/financiadores), o que, por si só, traz incentivo suficiente para que sejam investidos recursos humanos e financeiros em detalhada *due diligence* antes do efetivo fechamento da estruturação comercial e financeira dos projetos.

Portanto, há diversas formas de aprimoramento da legislação setorial para evitar a contratação de projetos de geração de energia sem viabilidade técnico-econômica para a expansão do sistema, as quais dependem intrinsecamente do nível de interferência estatal na expansão do sistema. Essa questão mais abrangente depende basicamente, na reforma proposta pelo governo, da calibração pelo MME do nível exigido de contratação antecipada de energia pelas entidades distribuidoras, combinada com a dinâmica de migração ao mercado livre e os resultados das privatizações.



Victor Gomes é advogado do BCF Advogados. Tem mais de 10 anos de atuação no setor elétrico. Foi Especialista em Regulação e Comercialização na MPX E.ON e na Eneva S.A. e Gerente de Regulação da Cia Positiva. Autor de diversos artigos e capítulos de livros na área de regulação e comercialização de energia. Lecionou em disciplinas relacionadas à regulação e contratos do setor elétrico em cursos de pós-graduação na FGV-RJ e em outras instituições.



OPINIÃO

A NOVA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS ROYALTIES DE PETRÓLEO NO BRASIL

*Fernanda Delgado e Júlia Febraro, FGV Energia
Mariana Cals e Paulo Melo, RSM Brasil*

No Boletim de Conjuntura de Junho de 2017 foi publicado um artigo que analisou a crise do setor petrolífero brasileiro atual (site FGV Energia). Dentre os pontos analisados e que contribuem para a instabilidade do setor estão as constantes mudanças regulatórias propostas pelo governo e que passam uma sensação de insegurança para o investidor. Dentre as mudanças citadas está a alteração da metodologia de cálculo de royalties a partir do Decreto 9.042 de 02/05/2017. A partir disso, esse texto buscará analisar

este Decreto, que estabelece novos critérios para o cálculo e cobrança dos royalties, que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018. Este decreto propõe alteração do cálculo dos royalties baseado no novo perfil das correntes nacionais, mais leves e por tal, mais competitivas no mercado internacional. Esse trabalho visa organizar um guia de fácil entendimento sobre ditas alterações.

CONTEXTO HISTÓRICO

Em 1953, por meio da Lei 2.004 o então presidente Getúlio Vargas iniciou a política de monopólio do petróleo que perpetuaria até o adendo da Emenda Constitucional (EC) nº 9 em 1995. Esta, por sua vez, alterou o artigo 177 da Constituição permitindo que empresas privadas participassem nas atividades da E&P, exceto no que tange às reservas minerais que continuaram sob o domínio da União.

Tal EC foi regulamentada pela Lei 9.478/1997, a chamada Lei do Petróleo, a qual tinha como objetivo estimular a concorrência, reger as participações governamentais e tornar o país um centro de investimentos na produção de

energia. Neste sentido, as alíquotas básicas de royalties passaram de 5%¹ para 10%² do valor da produção.

Ainda seguindo a linha histórica de cálculo dos royalties, chamamos a atenção para o Decreto nº 2.705/1998, que, ao regulamentar a lei, trouxe uma metodologia distinta para o cálculo das participações governamentais, criando três novas formas de arrecadação, quais eram: o bônus de assinatura³, o pagamento pela ocupação ou retenção da área⁴ e a participação especial⁵.

Além disso, o decreto estipulou um critério de cálculo para o preço de referência, que considerava o preço do petróleo no mercado internacional.

FÓRMULA DE CÁLCULO ESTABELECIDADA PELO DECRETO 2705/1998

A partir do implemento deste decreto e mediante as Portarias nº 155 e 206 da ANP os critérios para os royalties foram estabelecidos levando em consideração a seguinte fórmula:

$P_{min} = TC \times 6,2898 \times (PBrent + D)$, em que:

- P_{min} – equivale ao preço mínimo do petróleo nacional no campo, em reais por metro cúbico;
- TC – equivale ao valor médio mensal das taxas de câmbio diárias para a compra do dólar americano, fixadas mensalmente pelo Banco Central;
- P_{Brent} – equivale ao valor médio mensal dos preços diários do petróleo Brent, cotados na PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, em dólares americanos por barril, para o mês;

- D – equivale ao diferencial físico-químico entre os preços do petróleo nacional e do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

Assim, os concessionários recolhem estes valores em favor da União que auferem a distribuição entre estados e municípios, conforme percentuais definidos em lei.

CONTEXTO ATUAL

Tendo em vista a descoberta do pré-sal, seu potencial e o baixo risco geológico envolvido, esta proporção de aferição de royalties entre os estados foi posta em debate em 2008, dado que os estados não produtores de petróleo iniciaram uma discussão acerca do direito relacionado ao usufruto dos recursos arrecadados em função de dita exploração, uma vez que argumentavam que o petróleo seria uma riqueza nacional e não somente pertencente aos estados nos quais se desse a exploração.

Foi então que, em 2012, a ora presidente Dilma Rousseff aprovou a lei que ampliou o repasse para estados e municípios não produtores de 7% e 1,25%, respectivamente, para 21%. Sendo que, em 2020, este percentual passaria para 27% do que a União tivesse arrecadado. Portanto, a partir dessa alteração, os estados produtores tiveram sua arrecadação reduzida de 26,25% para 20%. E os municípios de 26,25% para 15%.

Ocorre que, em 2015, segundo dados da ANP, a receita total diminuiu em R\$ 4,67 bilhões em meio à queda acumulada em 35% do preço do barril, o que gerou uma queda na arrecadação de 25% em comparação ao ano anterior. Dada esta circunstância, unida à redução

¹ Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, da Lei 2004/1953.

² Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural, da Lei 9.478/1997.

³ Pagamento oferecido na proposta para a celebração da concessão.

⁴ Pagamento anual feito pelos concessionários, tendo como base inicial o valor estabelecido no edital da licitação e no contrato de concessão.

⁵ Compensação financeira extraordinária devida pela pelos concessionários quando diante de grande volume de produção ou intensa rentabilidade.

⁶ Diário de petróleo bruto e avaliações de preços, como Brent, Dubai, Omã e WTI. <https://www.platts.com/about>.

do percentual da parcela referente aos royalties, o Rio de Janeiro registrou um prejuízo de R\$ 900 milhões em sua arrecadação (O Globo, 2017⁷).

Outros estados também sofreram com a queda do preço do barril do petróleo e com a redução do percentual de distribuição da parcela referente aos royalties, como o Espírito Santo, Bahia e Sergipe, que registraram um baque em suas contas de R\$837, R\$260, R\$ 176 e R\$ 166 milhões, respectivamente⁸.

Como resposta à queda na arrecadação, no final de 2015, o estado do Rio de Janeiro sancionou leis que dilataram impostos e taxas sobre a produção. Dentre as medidas estão:

- i) Aumento da alíquota do Fundo de Combate à Pobreza, de 1% para 2%, incidente sobre os produtos submetidos à cobrança de ICMS;
- ii) Aumento da alíquota de ICMS sobre o óleo diesel;
- iii) Criação de uma taxa única para serviços tributários;
- iv) Aumento do imposto sobre heranças de 4% para 4,5%

A expectativa por meio dessas alterações era arrecadar R\$ 4.4 bilhões (O Tempo, 2017⁹).

Destaca-se que existem Ações Diretas de Inconstitucionalidade no STF que discutem taxaço inconstitucional de recursos naturais pelos estados.

Entretanto, a partir dos fatos que vieram à tona na Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) na Assembleia Legislativa do Rio de Janeiro, os quais encontraram indícios de “má gestão da Petrobras”, a ANP iniciou uma consulta pública com o mercado com o intuito de reavaliar os preços de referência usados para o cálculo dos royalties. Tendo em vista a intenção de alteração deste cálculo, chegou-se à uma nova fórmula, que, de acordo com o Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE, 2017¹⁰), tendo como base a arrecadação de

2015, acarretaria em uma ampliação na receita de arrecadação de R\$ 1 bilhão por ano.

Tal proposta elevaria em 7% o preço de referência dos 20 maiores campos do país, responsáveis por quase 90% da produção nacional.

Depois de algumas idas e vindas dentro do sistema jurídico, o presidente Michel Temer publicou o Decreto 9.042/2017, que altera a regra de cálculo indo, portanto, na contramão do formulado pelo Executivo do Rio de Janeiro, que requeria que a ANP estabelecesse as novas regras. Desta forma, de modo a dar seguimento à novas diretrizes, a ANP afirmou que a consulta pública sobre a revisão na regulamentação da metodologia de cálculo dos royalties da exploração de petróleo, pagos à União, Estados e municípios, será lançada em julho e deve ser concluída entre setembro e outubro.

A NOVA FÓRMULA DE CÁLCULO ESTABELECIDO PELO DECRETO 9.042/2017

O Decreto 9.042/2017, passou a determinar que o preço referência do petróleo a ser aplicado mensalmente passará a ser estabelecido pela ANP mediante uma cotação média da reunião de até quatro tipos de petróleos cotados no mercado internacional e será introduzido de forma gradual, em quatro anos, a partir de 1º de janeiro de 2018.

Todavia, o Rio de Janeiro permaneceu inconformado com o novo cálculo, afirmando que o prejuízo a partir da nova legislação será brutal nas contas públicas do estado.

Nesse sentido, o secretário estadual da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico afirmou que o estado manterá a ação no STF com o intuito de modificar a nova medida a fim de que a revisão dos royalties de petróleo devidos pelas petroleiras ao estado não prejudique ainda mais a situação financeira do Rio.

⁷ <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/01/arrecadacao-com-royalties-do-petroleo-cai-25-em-2015.html>

⁸ <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/01/arrecadacao-com-royalties-do-petroleo-cai-25-em-2015.html>

⁹ <http://www.otempo.com.br/capa/economia/rio-sanciona-lei-que-taxa-setor-de-petr%C3%B3leo-ind%C3%BAstria-amea%C3%A7a-recorrer-1.1202310>

¹⁰ <http://www.cbie.com.br/2014/>

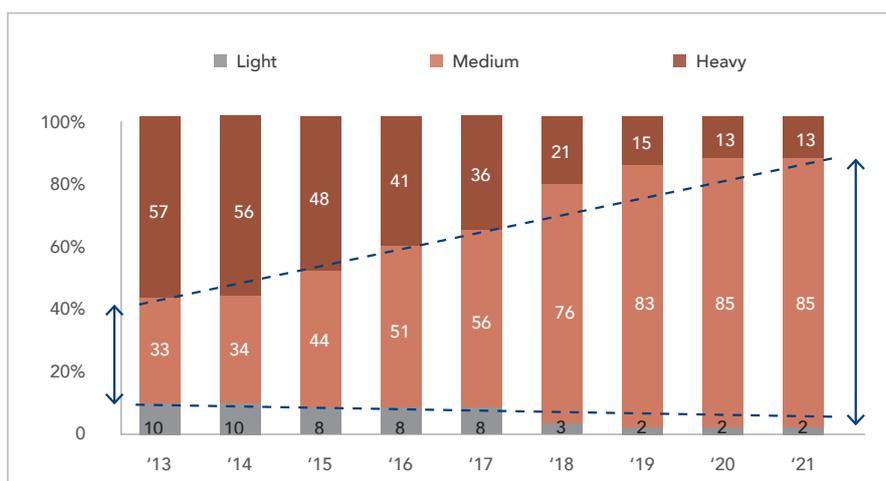
AVANÇO BRASILEIRO NA EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

A partir da descoberta da camada pré-sal, o Brasil vivenciou um shift nas questões de qualidade, tanto da extração quanto na própria qualidade dos óleos nacionais, pois foram feitos investimentos massivos em tecnologia de ponta e em conhecimento técnico de modo a proporcionar um aumento na eficiência dos projetos e na redução do custo médio da extração. Assim, como consequência, o Brasil passou a experimentar um avanço no seu setor de refino, potencializando a produção de gasolina, diesel, gás liquefeito e lubrificante.

Tal feito se deve em razão da qualidade físico-química superior que o óleo cru encontrado nessa camada possui em comparação ao que o país sempre extraiu. E, portanto, passou-se a argumentar que fosse refeito o cálculo dos royalties a serem repassados para o governo.

Desde que foi viabilizada a extração de óleo cru, a produção de óleos do tipo médio (vide Boletim de Conjuntura da FGV Energia de maio de 2017), de grau API entre 22o e 31o, vem ganhando cada vez mais espaço, de modo que se espera que em 2021 ele corresponda a 85% da produção nacional, ao passo que se projeta que o tipo pesado representará apenas 13%, conforme dados fornecidos pela Petrobras:

Figura 1: Produção de óleo cru por tipo (em relação ao grau API)



Fonte: Petrobras, 2017¹¹.

Neste sentido, a partir da extração do óleo do pré-sal, o Brasil passou a ter um produto com menor concentração de acidez e enxofre, culminando num maior rendimento de derivados que possuem um valor agregado maior, como a gasolina, diesel e querosene de aviação.

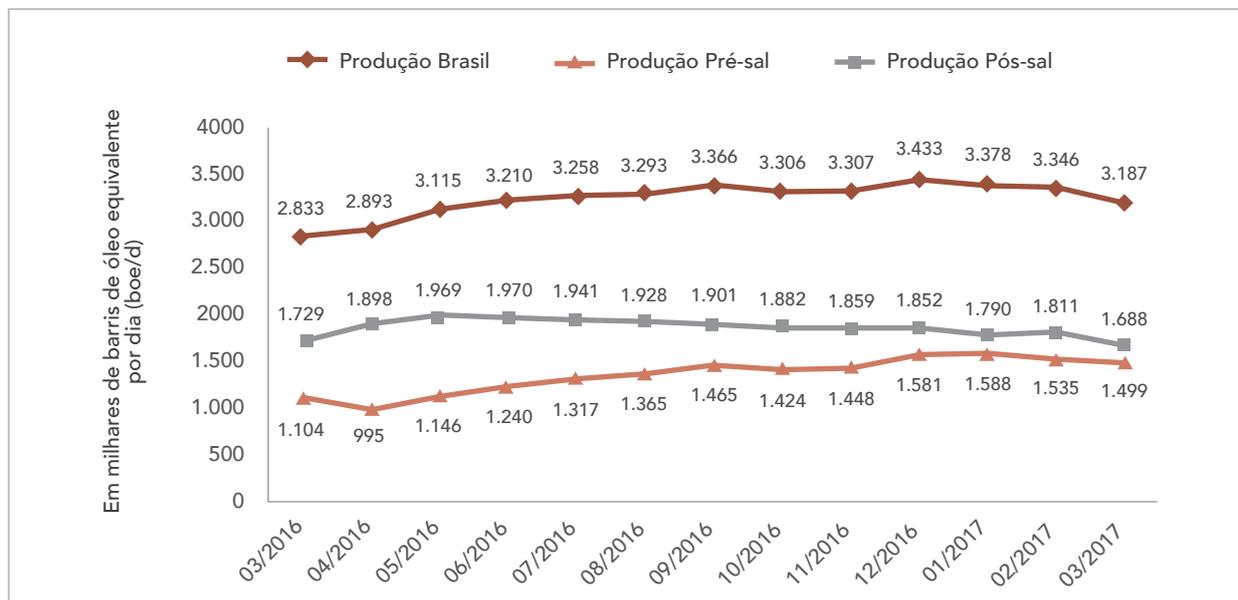
- Redução de custos operacionais e logísticos, já que se passou a usar mais o óleo nacional;
- Redução de importação de petróleo mais leve;
- Maior aproveitamento das refinarias; e
- Aquecimento da exportação de óleo cru.

E, como consequência da melhoria na qualidade da produção do petróleo oriundo do pré-Sal, se observa:

Conforme dados fornecidos pela ANP (2017)¹², é possível observar a evolução mensal da produção de petróleo:

¹¹ <http://www.petrobras.com.br/en/>

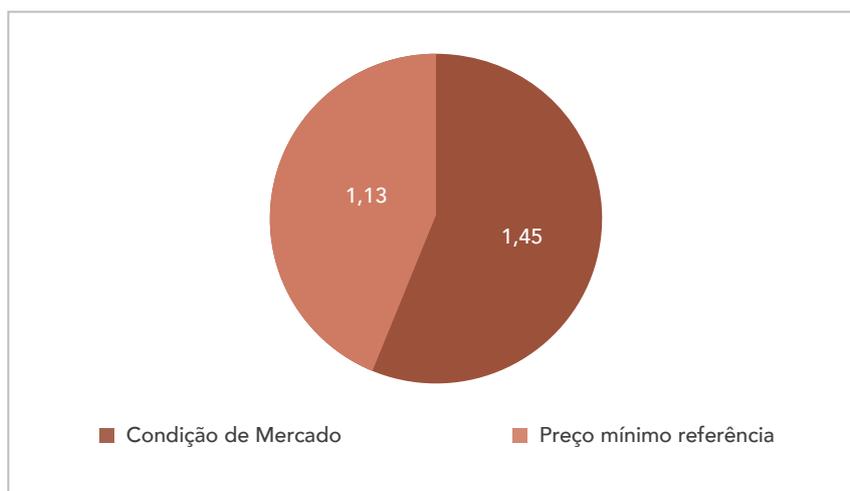
¹² <http://www.anp.gov.br/wwwanp/>

Figura 2: Produção pré-sal e produção pós-sal (MMboe/d)


Fonte: ANP, 2017.

Destaca-se que, ainda que o país tenha sofrido uma queda de aproximadamente 4% em quantidade de barris no mês de março de 2017, frente ao mês anterior, em razão de paradas programadas para manutenção realizada pela Petrobras, do total, o pré-sal foi responsável por 47% (FGV Energia, 2017¹³). Isto posto, conforme citado no início deste boletim, o governo

utiliza como base o maior valor entre o do mercado e o do preço de referência. Ocorre que, a partir dos dados da Figura 2, segundo a ANP, em 2016, dos 2,58 MMbbl/d produzidos no Brasil, 56,35% da produção estariam sujeitos à comparação entre preço de venda em condições normais de mercado e preço mínimo na definição do preço de referência.

Figura 3: Produção de petróleo no Brasil (Bbbl/d)


Fonte: ANP, 2017.

¹³ <http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-junho2017>

Desse modo, não há que se falar em impacto direto a ser sofrido de possíveis alterações no preço mínimo, tão somente se este for superior ao preço de venda.

Portanto, resta clara importância de se estabelecer uma forma de cálculo dos royalties do petróleo adequada tendo em vista os investimentos tecnológicos e técnicos que foram feitos no intuito de alavancar tal setor, o que proporcionou um crescimento nas exportações de óleo de melhor qualidade, abastecimento e desenvolvimento do mercado interno e diminuição na importação de óleos mais leves – e, conseqüentemente, mais caros.

COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES FORMAS DE CÁLCULO DOS ROYALTIES

Cálculo até dezembro de 2017

A legislação atual a ser aplicada até o final do ano está concentrada no Decreto 2.705/1998, o qual regulamenta o cálculo e a cobrança das participações governamentais e demonstra que o cálculo dos royalties incide sobre a produção mensal de cada campo, como já comentamos, e consiste na multiplicação de três fatores:

- Alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
- Produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
- O maior dentre o preço de referência ou preço de venda destes hidrocarbonetos no mês.

Desta forma, o Governo calcula o valor devido com base no que for maior entre: o valor de mercado e o preço mínimo na definição do preço de referência, sendo este calculado mensalmente pela ANP considerando o volume extraído e o preço do petróleo de cada campo, que varia de acordo com a qualidade do petróleo em comparação com a média mensal do preço do petróleo tipo Brent, em dólares por barril, conforme Portaria ANP 206/2000. Portanto, o preço de referência era único e valorizava os óleos mais leves, como é o caso do extraído do pré-sal, em detrimento daqueles mais pesados, como os da Bacia de Campos, por exemplo.

Cálculo a partir de janeiro de 2018

Ocorre que, em maio de 2017, o Governo Federal publicou:

- A resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE nº 5), de 16 de março de 2017, que estabelece diretrizes para alteração da metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo; e
- Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017, o qual altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo do preço de referência para a cobrança das participações governamentais de que trata a Lei do Petróleo (L. nº 9.478 de 1997), aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

A partir dessa mudança, que entrará em vigor em janeiro de 2018, não será mais possível optar pelo mais vantajoso entre o preço de mercado e o preço mínimo referencial no que tange ao preço de referência do petróleo extraído de cada campo.

O novo preço referencial a ser fixado pela ANP terá como base o valor médio mensal de uma cesta-padrão elaborada pelo concessionário, composta por até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido.

Além disso, o concessionário deverá fornecer à ANP as informações técnicas que servirão para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive por meio do preenchimento de formulário específico fornecido pela agência.

Destaca-se que o concessionário abará os riscos dessa seleção e deverá respeitar o prazo mínimo de vinte dias contados da data de início da produção de cada campo para o envio dessa cesta-padrão.

Ademais, os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos com base em uma média mensal da taxa de câmbio fixada pelo Banco Central para o mês anterior ao da emissão da consolidação do preço de referência.

A nova fórmula nos preços de referência terá novas premissas específicas como:

- Possibilidade de escolha, por parte da ANP, entre diferentes agências de informação de preços para o

fornecimento de cotações dos preços de petróleo e seus derivados no mercado internacional;

- Deságio para os petróleos com teor de enxofre maior que 0,60% m/me de elevada acidez¹⁴;
- Estabelecimento de apenas uma mesma faixa de corte para todos os petróleos, independentemente do grau API;
- Atualização dos derivados utilizados para o cálculo do diferencial de preço em relação ao Brent, com objetivo de utilizar derivados de maior liquidez no mercado internacional;
- Adequação da forma utilizada para o cálculo do preço mínimo dos petróleos, para as concessionárias do tipo "C" e "D"¹⁵, passando a se calcular as frações de derivados leves, médios e pesados desses petróleos a partir de seu API e não de acordo com a curva PEV¹⁶ desse petróleo.

O novo preço de referência do petróleo será implementado de forma gradual, no período de quatro anos, a partir de 1º de janeiro de 2018 e será revisto num prazo de oito anos.

CONCLUSÕES

Quanto aos impactos que essa alteração pode significar para Estados e Municípios, especialistas ainda não chegaram a uma conclusão. Enquanto alguns entendem que a futura metodologia poderá dificultar a entrada de investimentos novos, pois o pagamento de royalties deve aumentar, outros vislumbram um cenário oposto, no qual as novas regras atrairiam mais investimentos de modo a elevar a produção de petróleo e, como consequência, a arrecadação.

Em que pese o Rio de Janeiro ter iniciado a discussão que culminou nesta alteração legal, o Estado afirma ter sido prejudicado com o Decreto promulgado pelo Governo Federal, afirmando que a nova norma, ao extinguir os preços

de mercado como critério para pagamento de royalties, trará insegurança jurídica e prejudicará a capacidade dos estados e municípios no balizamento do planejamento das suas finanças, já que mediante o novo critério corre-se o risco de o royalty não refletir o preço do mercado.

Observa-se que a fórmula de preços usada no cálculo será previamente definida pela ANP, diferentemente do que acontece até então, onde o cálculo é realizado após a venda e mediante apresentação, pelas empresas, das notas fiscais das vendas.

Ainda que se espere acabar com as diversas investigações às quais foi submetida à ANP, devido a divergências entre o preço estabelecido pela mesma e os valores que se encontravam nas notas fiscais, fato é que, apesar de na teoria parecer simples, considerando que o Brasil possui atualmente 291 campos em atividade (ANP, 2017¹⁷), essas novas regras parecem estar indo na "contramão do simples".

A existência de tantos preços de referência e fórmulas de cálculo diferentes se mostra confuso e complexo, uma vez que a nova sistemática, ao utilizar vários tipos de petróleo similares, deverá levar em consideração a existência de variáveis que poderão distorcer a comparabilidade entre os tipos de petróleo, como:

- Aspectos relacionados à logística de produção e transporte e seus impactos no valor de mercado do petróleo;
- Liquidez no mercado internacional.

Finalmente, destacamos que a regulamentação deve obedecer ao princípio maior que é a segurança jurídica e, principalmente, no que tange à garantia de estabilidade regulatória. No mesmo sentido, qualquer alteração regulatória deve sempre respeitar a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos investimentos e contratos de concessão que já foram celebrados.

¹⁴ Petróleos com alto teor de enxofre (proporção de enxofre superior a 1,5%) são denominados azedos. Óleos com baixa participação do elemento em sua estrutura (menos de 0,5%), por outro lado, são ditos doces.

¹⁵ As concessionárias tipo "C" estão qualificadas para operar somente em blocos situados em terra. Já as do tipo "D" estão qualificadas para atuar em consórcio.

¹⁶ A Curva PEV – Ponto de Ebulição Verdadeiro corresponde a dado de caracterização do petróleo sendo usado na definição dos royalties do petróleo pagos à ANP e aperfeiçoamento das unidades do refino.

¹⁷ <http://www.anp.gov.br/wwwanp/>

Fernanda Delgado é pesquisadora na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Experiente na concepção e construção de planos de negócios para empresas de óleo e gás, estudos de viabilidade financeira de projetos e avaliação de empresas. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico-financeira e inteligência competitiva.



Júlia Febraro é pesquisadora na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Experiência na área de mobilidade urbana, tendo contribuído para o projeto "Demanda por investimentos em mobilidade urbana no Brasil" do Departamento de Mobilidade Urbana do BNDES. Na FGV Energia, suas áreas de atuação são petróleo, transição energética, veículos elétricos e políticas industriais relacionadas ao setor energético. Além disso, também estuda as implicações para o Brasil e o mundo das políticas energética e ambiental norte-americanas.



Mariana é Gerente Tributário Sênior na RSM Brasil, no escritório do Rio de Janeiro. Mariana iniciou a carreira em 1998 na PwC, no Rio de Janeiro, como trainee. Em 2011 ingressou na Deloitte, também no Rio de Janeiro, onde trabalhou por quase 5 anos até o nível de Gerente Sênior de Tributos Indiretos e Comércio Exterior (VAT & Customs). Mariana possui mais de 15 anos de experiência no ramo de Consultoria Tributária. Possui vasta experiência no atendimento a clientes; liderança em equipes de consultoria e auditoria fiscal em operações nacionais e internacionais de empresas de grande porte; desenvolvimento de planejamento fiscal relacionados a tributos indiretos; Due Diligences; e revisão de obrigações acessórias relacionadas a tributos indiretos. Mestrada em Tributação pela CEF – Centro de Estudios Financieros, Madrid - Espanha e Doutoranda em Direito Internacional Privado – Universidade de Burgos - Espanha.



Paulo é Sócio Líder das práticas de Internacional Tax and Transaction Advisory Services na RSM Brasil. Iniciou a carreira na Arthur Andersen e trabalhou por 13 em Big4 até o cargo de Diretor, atuando nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Possui mais de 17 anos de experiência coordenando projetos de consultoria tributária para diversas empresas, principalmente dos setores de Petróleo e Gás, Energia, Recursos Naturais e Private Equity. Tem sido um palestrante frequente em treinamentos e eventos, no Brasil e no exterior, entre os quais podem ser mencionados o International Tax Forum of Houston, a International Association of drilling Contractors(IADC) tax Conferences. É autor de artigos publicados na International Tax Review e em Oil&Gas Tax Newsletters. Paulo estudou na Universidade Federal do Rio de Janeiro e é Bacharel em Administração de Empresas pela UCB.





EDITORIAL

CARROS ELÉTRICOS: O QUE O BRASIL PODE APRENDER COM O RESTO DO MUNDO?

No dia 24 de maio de 2017, ocorreu, na FGV, o lançamento do *Caderno FGV Energia – Carros Elétricos*. Por meio dessa publicação, a FGV Energia iniciou uma linha de pesquisa neste importante tema da transição energética no setor de transportes, que é relevante para o setor energético por causa do seu potencial para alterar significativamente a maneira como consumimos energia. Além do setor energético, os setores ambiental e automotivo também serão transformados pelo desenvolvimento dos carros

elétricos (ou veículos elétricos – VE). O *Caderno FGV Energia – Carros Elétricos* visou, portanto, discutir como essa nova tecnologia impactará esses setores por meio de uma análise do desenvolvimento atual dos carros elétricos em vários países. Ao fazer essa análise, podemos entender melhor como o Brasil deve se posicionar no mundo futuro da mobilidade elétrica.

Como discutido no *Caderno*, em alguns países do mundo, os carros elétricos já se encontram em estágio de desenvolvimento mais avançado. China e Estados Unidos lideram o estoque mundial de carros elétricos – que ultrapassou 2 milhões de unidades em 2016, de acordo com o recém lançado *Global EV Outlook 2017*, da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês). A versão atualizada do relatório da IEA também aponta para outra importante novidade: em 2016, a China ultrapassou os EUA e se tornou o país com o maior estoque de carros elétricos no mundo, contabilizando aproximadamente 1/3 desses veículos existentes no planeta. Além disso, o país asiático também é líder

em eletrificação em outros modais de transporte, com mais de 200 milhões de motocicletas elétricas, 3 a 4 milhões de *low-speed electric vehicles* e mais de 300 mil ônibus elétricos¹⁸.

Essa grande evolução da mobilidade elétrica, não só na China, mas em vários outros países, é decorrente da implementação de políticas de incentivos para maior adoção dos carros elétricos. Como discutido no *Caderno FGV Energia – Carros Elétricos*, os maiores responsáveis pelo crescimento dos carros elétricos são incentivos para aquisição, seguidos por outras iniciativas regulatórias que estimulam os motoristas a optar por esse tipo de veículo, fazendo com que seja mais vantajoso ter e dirigir um VE. Cabe ressaltar que esses incentivos são necessários enquanto os carros elétricos permanecerem mais caros que veículos convencionais. Uma vez que a paridade de custos entre carros elétricos e veículos à combustão interna for atingida, espera-se que os consumidores optem pelos automóveis elétricos, dada sua tecnologia mais avançada e maior eficiência energética. Essa paridade de custos será conseguida quando o preço das baterias, responsável por 1/3 do custo de um carro elétrico, atingir um valor competitivo – esse valor foi estabelecido em US\$100/kWh, se encontrando hoje por volta US\$190/kWh¹⁹. A evolução da tecnologia, que possibilitará a produção de baterias com maior densidade energética, também endereçará outra questão considerada uma limitação para a maior adoção dos carros elétricos: sua menor autonomia quando comparada à dos veículos convencionais.

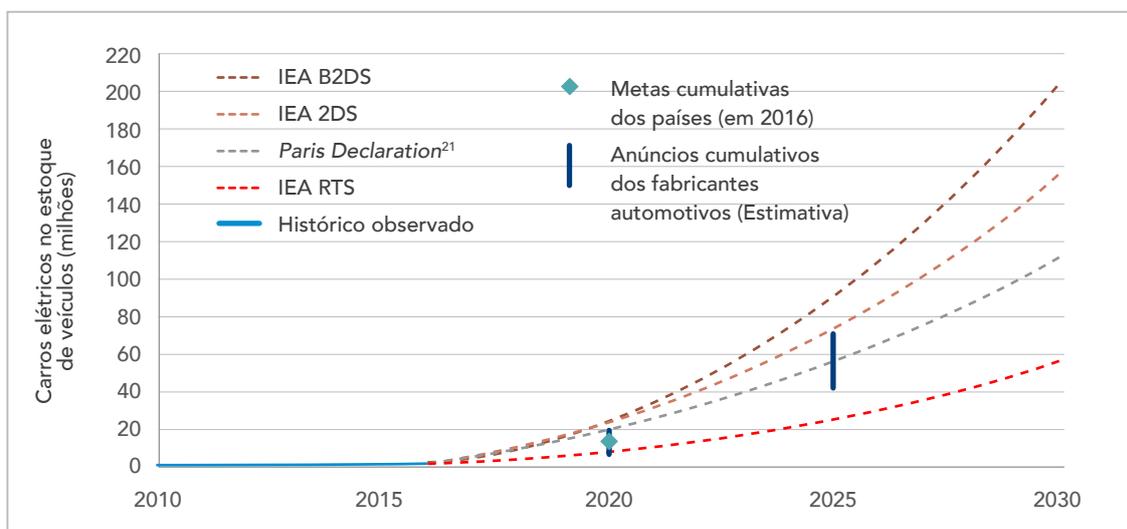
A redução dos custos das baterias está ocorrendo, inclusive, mais rápido do que previamente antecipado. Com isso, várias instituições já estão revendo suas projeções para adoção dos carros elétricos. A *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), por exemplo, agora afirma que os carros elétricos representarão 50% das vendas de novos veículos em 2040 – valor que era de 35% em relatório anterior, lançado em 2016²⁰. Essa nova estimativa é baseada não apenas em uma redução no valor das baterias, mas também em um barateamento de todos os outros componentes dos carros elétricos, além de um esperado encarecimento dos veículos à combustão interna, que passarão a custar mais, comparativamente, à medida que novas restrições a emissões de gases de escape passarem a ser implementadas em diversos países. Além disso, vários fabricantes de veículos já vêm considerando cada vez mais a mobilidade elétrica nos seus planejamentos futuros. O exemplo mais impactante foi dado pela Volvo, que anunciou recentemente que todos os seus carros fabricados a partir de 2019 serão híbridos ou totalmente elétricos. Cada vez mais, espera-se que outras montadoras sigam esse caminho – o início das entregas do *Tesla Model 3*, ainda este ano, pode vir a confirmar a existência de uma demanda cada vez maior por carros elétricos, também podendo, por consequência, contribuir para uma aceleração na oferta de modelos elétricos por parte das montadoras. Assim, levando essas projeções mais otimistas em consideração, é cada vez maior a possibilidade de que as metas estipuladas para desenvolvimento dos carros elétricos, que são decorrentes de metas que visam a limitação da emissão de gases de efeito estufa (GEE), sejam alcançadas (Figura 1).

¹⁸ *Global EV Outlook 2017*, IEA.

¹⁹ *Caderno FGV Energia – Carros Elétricos*.

²⁰ <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>

Figura 1: Cenários de implementação do estoque de carros elétricos até 2030



Fonte: *Global EV Outlook 2017*, IEA.

Nota: o cenário IEA RTS incorpora melhorias tecnológicas em eficiência energética e escolhas modais que suportam políticas que foram anunciadas ou estão em consideração. O cenário IEA 2DS é consistente com uma probabilidade de 50% de limitar o aumento esperado da temperatura média global em 2°C. O cenário IEA B2DS leva em consideração a ambição do Acordo de Paris de limitar o aumento médio da temperatura global em 1,75°C.

Outro fator considerado chave para disseminação dos carros elétricos é a disponibilidade de infraestrutura pública de recarga, principalmente em um momento de transição, no qual motoristas ainda estão acostumados a abastecer seus veículos em postos de combustíveis. O relatório da IEA aponta que em 2016 houve um aumento anual de 72% na disponibilidade de infraestrutura pública de recarga no mundo²². No Brasil, mesmo tendo um estoque de carros elétricos ainda pequeno – cerca de 3.200 veículos em dezembro de 2016, de acordo com dados da Associação Nacional de Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) já vem estudando como se dará a regulação da eletricidade para recarga pública dos veículos elétricos, por meio da Audiência Pública 029/2017. A proposta da Agência é permitir a recarga de

veículos elétricos de propriedade distinta do titular da unidade consumidora, inclusive para fins de exploração comercial da atividade de recarga de veículos elétricos, a preços livremente negociados. Contribuições para a Audiência Pública foram recebidas até 31/07/2017.

Ajustar a regulação, visando se preparar para o desenvolvimento em maior escala dos carros elétricos no país, é uma das medidas que o Brasil pode buscar neste momento. Além disso, o país também pode fazer a diferença na seara tecnológica, investindo no aperfeiçoamento da tecnologia elétrica híbrida *flex*, a etanol e gasolina – dado que a demanda por veículos elétricos híbridos ainda existirá por algumas décadas. Também podemos investir no aprimoramento da tecnologia da Célula de Combustível de Óxido Sólido

²¹ A *Paris Declaration on Electro-Mobility and Climate Change and Call to Action* estabelece um objetivo global de implantação de 100 milhões de carros elétricos e 400 milhões de 2-wheelers e 3-wheelers (motos e triciclos elétricos) em 2030.

²² *Global EV Outlook 2017*, IEA.

(SOFC), na qual uma reação química produz hidrogênio a partir de etanol. O Brasil tem potencial para ser um pioneiro no desenvolvimento dessa tecnologia, que já apresenta resultados promissores, mas ainda precisa ser aprimorada para que os automóveis elétricos à célula de etanol se tornem comercialmente viáveis em um futuro próximo. Investimentos em tecnologia e inovação seguem esse caminho, de constantes melhorias e aperfeiçoamentos. Dada sua vantagem comparativa em biocombustíveis, o Brasil pode liderar essa iniciativa, que pode trazer bons resultados para o país em um futuro não muito distante.

Em suma, os carros elétricos já vêm tomando, a uma velocidade cada vez maior, as ruas e estradas de diversos

países do mundo. Ficar atento a essas experiências internacionais é uma grande oportunidade para aprender com os desafios superados por outros países. Além disso, o Brasil ainda pode contribuir para a mobilidade elétrica mundial por meio de investimentos em tecnologias que utilizam etanol em carros elétricos. Dado que escolhemos descarbonizar nossa matriz de transportes utilizando biocombustíveis, a evolução dos carros elétricos no Brasil seguirá uma velocidade menor do que em outros países. Mesmo assim, essa é uma tendência mundial que se concretizará porque os carros elétricos são a evolução natural da tecnologia veicular, que vem, cada vez mais, buscando uma maior eficiência energética. Da mesma forma que o carro do início do século XX era o *Ford Model T*, o carro da segunda metade do século XXI será elétrico.

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



PETRÓLEO

Júlia Febraro/Fernanda Delgado

A) PETRÓLEO

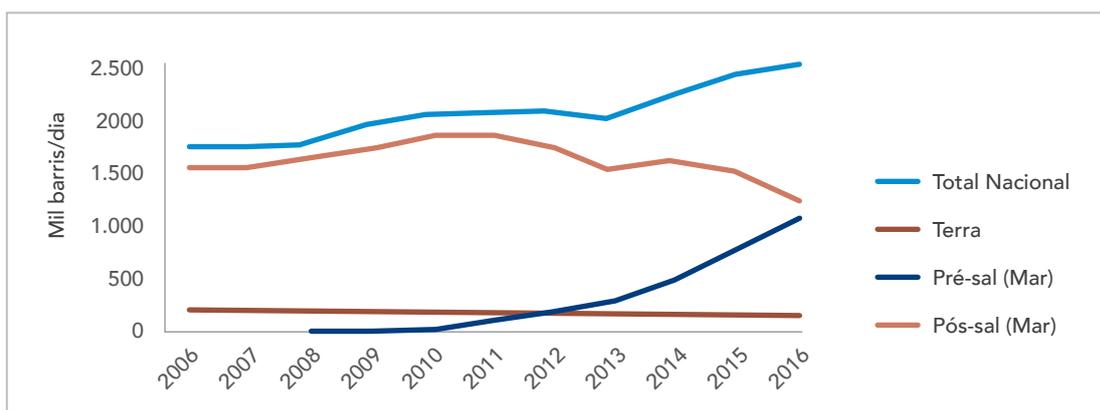
a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de maio de 2017 apresentou produção diária de 2,65 milhões de barris (MMbbl/d), o que representou

um aumento de quase 8% com relação à produção de abril. Na comparação anual também houve aumento da produção neste mês de maio, 6,7% acima da produção de 2016 para esse mês, que havia sido de 2,48 MMbbl/d. (Tabela 2.1).

Segundo dados da ANP, 95,2% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 84% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 8.306 poços, sendo 748 marítimos e 7.558 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94,2% do total de óleo e gás natural. (Figura 2.1).

Figura 2.1: Evolução da produção de petróleo no Brasil por ambiente exploratório



Fonte: IBP, 2017.

Com relação ao pré-sal, sua produção em maio foi oriunda de 75 poços e totalizou 1,26 MMbbl/d de óleo e 49 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,57 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 47,5% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.112. Apesar deste boletim tratar sobre dados do mês de maio, já adiantamos que em junho a produção do pré-sal bateu recorde e atingiu 1,35 MMbbl/d. O resultado se deve principalmente ao retorno da produção da plataforma

P-43 localizada nos campos de Barracuda e Caratinga, e do FPSO Cidade de Mangaratiba no campo de Lula. Ambos retornaram após parada programada.

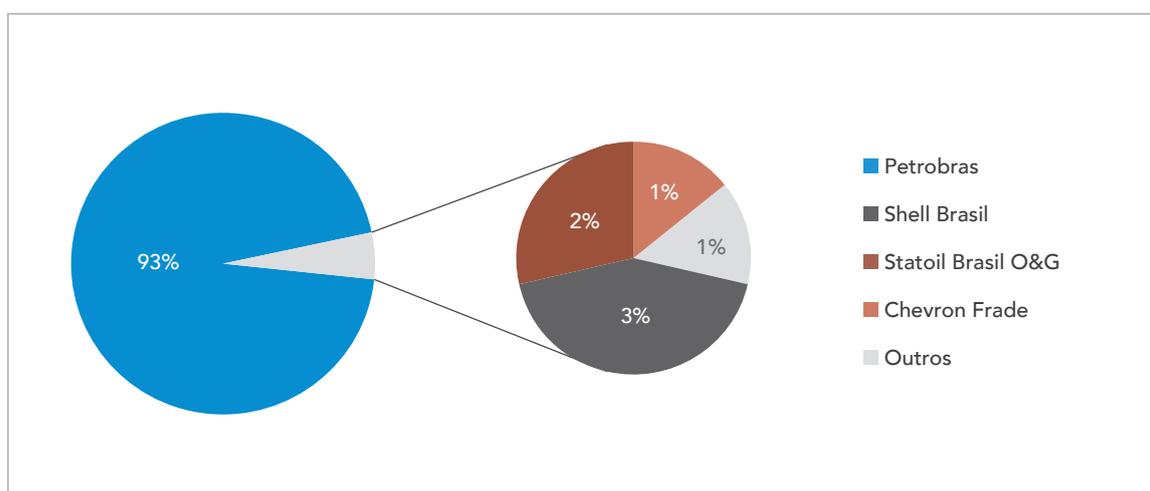
Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, a participação delas na produção permaneceu a mesma do mês de abril. Petrobras permanece com 93% da produção, seguida pela Shell, que responde por 3%. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participaram da produção no Brasil no mês de maio (2017).

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendência 12 meses	abr-17	mai-16
Produção	82.251.505	7,99%	6,68%		76.169.147	77.100.536
Consumo Interno	51.666.950	0,16%	-5,23%		51.584.841	54.516.338
Importação	5.337.327	41,43%	-14,04%		3.773.730	6.209.233
Exportação	24.709.769	11,56%	50,29%		22.149.174	16.441.917

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

De acordo com a edição 2017 do BP "Statistical Review of World Energy", o Brasil superou a produção da Venezuela e do México em 2016, com média diária de 2,6 MMbbl/d no ano passado, superior às médias de 2,41 MMbbl/d e 2,45 MMbbl/d produzidos na Venezuela e no México, respectivamente. Esse novo cenário se deve

tanto pelo aumento da produção brasileira quanto queda da produção mexicana e venezuelana.

Essa tendência deve ser reforçada ao longo deste ano de 2017 e o Brasil permanecerá no topo do ranking de produtores de petróleo da América Latina. Segundo

a ANP, em abril o Brasil produziu uma média de 2,5 MMbbl/d e, como mostrado na Tabela 2.1, em maio essa produção alcançou 2,65 MMbbl/d. Para efeito de comparação, a produção na Venezuela caiu para 2,19 MMbbl/d, segundo dados da OPEP, enquanto que a do México ficou em 2,012 milhões de barris diários, de acordo com a Pemex.

Se por um lado México e Venezuela sofrem com a falta de investimentos em exploração, e isso tem explicado as quedas na produção destes países, no Brasil o cenário tem se mostrado mais otimista. No último dia 6 de julho, o governo publicou no Diário Oficial da União a resolução que estabelece a política de exploração e produção de petróleo e gás natural, definindo as diretrizes e orientações para o planejamento e a realização das rodadas de licitação. O calendário e as novas regras aprovadas pelo CNPE para as rodadas foram detalhados na edição de junho deste Boletim de Conjuntura.

De acordo com reportagem da Brasil Energia (2017), dentre os principais objetivos dessa nova política está o aumento do fator de recuperação dos projetos de E&P, a intensificação da atividade exploratória para identificar o potencial petrolífero brasileiro e a busca para dar maior previsibilidade aos investidores com as bases para um calendário quinzenal de leilões.

A publicação da nova política de E&P é mais um sinal dos esforços que vêm sendo feitos pelo governo para ampliar a atratividade do setor, retomando o ciclo de investimentos e dar maior previsibilidade e segurança nos próximos anos.

Adicionalmente, de acordo com Valor Econômico (2017), já no próximo leilão, em setembro, 60% dos 287 blocos ofertados terão alíquotas de royalties diferenciadas para estimular investimentos em novas fronteiras exploratórias e bacias maduras de maior risco. Para essas últimas, a alíquota mínima estabelecida foi de 5%. A alíquota intermediária foi fixada em 7,5%. Para os campos mais rentáveis, que vierem a pagar participação especial, a ANP

definiu que o royalty será de 10%. Para o diretor geral da ANP, Décio Oddone, a diferenciação dos royalties está incluída nas iniciativas para aumentar a competitividade da rodada, tendo em vista a concorrência com leilões promovidos por outros países.

Ainda com relação aos leilões, a renovação do Repetro (regime aduaneiro que facilita a importação e exportação de bens para a indústria de petróleo), que tinha vencimento previsto para 2019, acontecerá antes da realização da 14ª rodada da ANP, agendada para 27 de setembro. A importância dessa renovação é a sinalização aos investidores internacionais que as ações para garantir mais certeza e previsibilidade para as concessões não acabaram apesar da crise política que o país enfrenta. Os investimentos diretos dessas áreas podem atingir US\$ 83 bilhões (ANP 2017). O governo brasileiro também concedeu algumas outras vantagens para os investidores estrangeiros, como reduzir a necessidade de usar equipamentos e serviços locais para explorar áreas petrolíferas e acabar com a exclusividade da Petrobras para operar campos petrolíferos na camada de pré-sal.

Ainda sobre royalties, foi publicado no DOU no dia 06 de julho, resolução do CNPE que estabelece que a ANP, no cumprimento de suas atribuições para a implementação da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, deverá conceder, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos existentes, uma redução de royalties, para até 5%, sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos. Novamente, sobrepesa a intenção de garantir a atração de investimentos, contando com a extensão da vida útil dos campos.

Segundo analistas estrangeiros, o aumento da produção e a alta produtividade dos campos do pré-sal ajudarão o governo a atrair investimentos das grandes operadoras internacionais nos próximos leilões de petróleo. Segundo a EnergyWay (2017), a ExxonMobil, a Petronas e a Rosneft e a Gazprom da Rússia deverão "vir com tudo".

Figura 2.3: Planejamento das rodadas de licitações



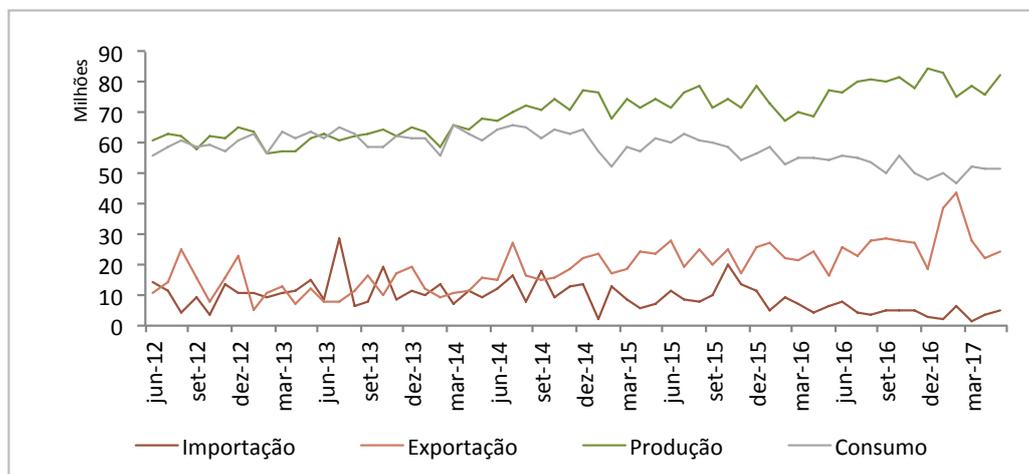
Fonte: EnergyWay (2017)

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações seguiram a trajetória de abril e continuaram a subir no mês de maio. Houve aumento de quase 42% na comparação mensal e as importações chegaram a 5,7 MMbbl. Por outro lado, na comparação anual, houve queda de 14%. Com relação às exportações, tanto na comparação mensal quanto na anual, o mês de maio apresentou aumento de 11,56% e 50,29%, respectivamente, interrompendo a trajetória de queda que vinha desde fevereiro.

Já adiantamos que, em junho, a tendência de crescimento

das exportações continua e cresce 75% com relação aos números de maio. Esse valor também é 67% superior ao exportado em junho de 2016. Com esse aumento as exportações já se aproximam do recorde histórico, que foi registrado em fevereiro deste ano. De acordo com José Mauro Coelho, diretor da EPE, diante das expectativas de elevação da demanda de combustíveis nos próximos anos, o Brasil poderá se consolidar como exportador líquido de petróleo. Na opinião da empresa, o sucesso exploratório e a alta produtividade da área do pré-sal podem determinar o crescimento da produção nos próximos anos.

Figura 2.4: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

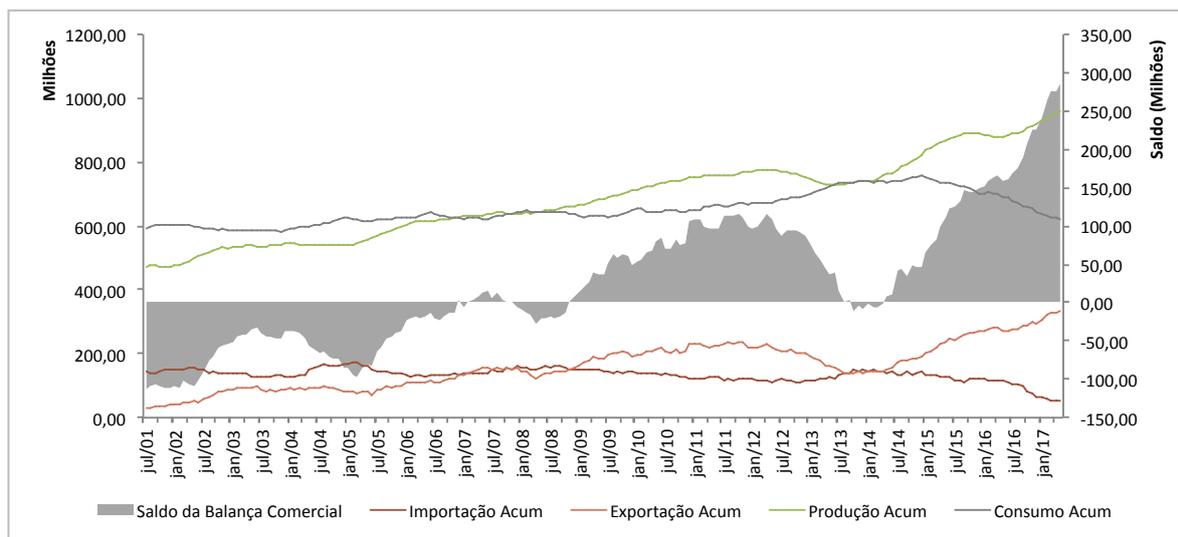


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 13º mês consecutivo. Já a conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações

e Importações, reverte a tendência de queda no acumulado 12 meses, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em maio. (Figura 2.5).

Figura 2.5: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)

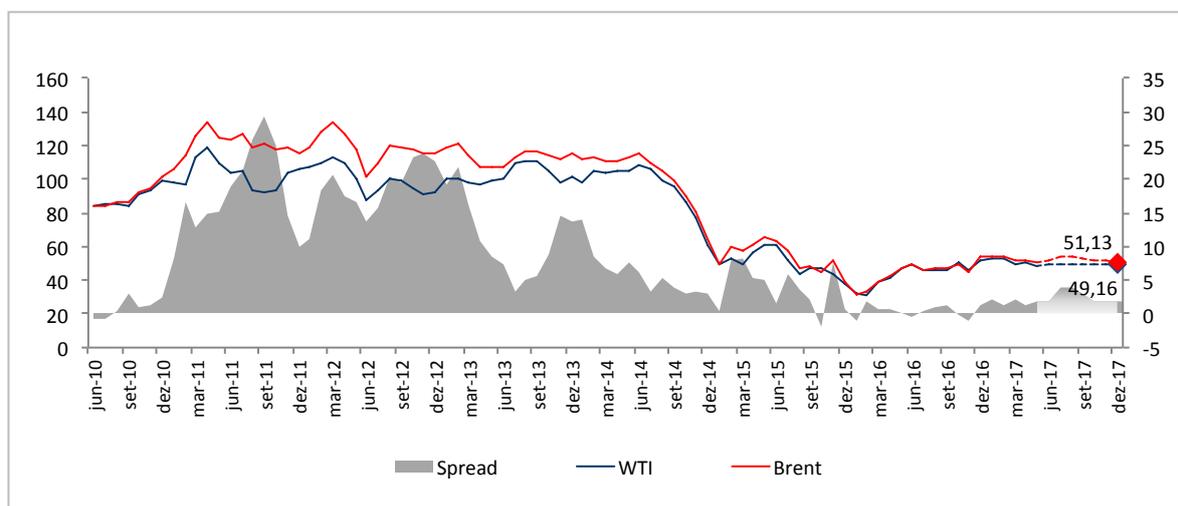


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent caiu quase US\$ 2/bbl em relação à média de abril, chegando a US\$ 50,3/bbl. Após aumento do mês anterior, em maio a média do Brent voltou a cair. O WTI também segue em maio uma trajetória descendente, com redução de quase US\$ 3/bbl, após aumento em

abril. Executivos reunidos no Congresso Mundial do Petróleo, na Turquia, em Istambul fizeram previsões pouco animadoras: a visão geral é que os preços do petróleo permanecerão baixos pelo menos até 2020. Mesmo com a Opec reduzindo sua produção, analistas estão reduzindo suas projeções de preços para os próximos anos (Brasil Energia, 2017).

Figura 2.6: Preço Real e Projeção (\$/Barril).

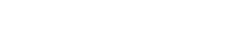
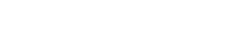


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US)

Neste mês de maio de 2017, após as fortes quedas de abril, a produção da maioria dos estados brasileiros voltou a crescer. A exceção foram os estados do Amazonas e a

produção offshore do Rio Grande do Norte. O destaque foi o estado do Maranhão, com crescimento de mais de 700% em maio. (Tabela 2.2)

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendência 12 meses	abr-17	mai-16
AL	Onshore	105.211	15,06%	-29,75%		91.441	149.757
	Offshore	5.633	25,70%	33,70%		4.481	4.213
AM	Onshore	620.580	-0,06%	-19,24%		620.953	768.412
	Offshore	981.587	2,43%	-10,63%		958.290	1.098.309
BA	Onshore	19.838	34,18%	-28,79%		14.785	27.857
	Offshore	37.361	2,33%	-29,20%		36.509	52.767
CE	Onshore	130.474	6,46%	-20,47%		122.561	164.056
	Offshore	308.918	4,64%	-23,76%		295.233	405.206
ES	Onshore	12.286.814	8,77%	0,50%		11.296.384	12.225.538
	Offshore	84	702,31%	-90,87%		10	919
MA	Onshore	55.151.351	8,86%	8,08%		50.661.549	51.026.327
	Offshore	1.339.620	3,49%	-16,17%		1.294.395	1.598.001
RN	Onshore	145.153	-14,06%	-25,35%		168.901	194.453
	Offshore	10.358.637	4,33%	22,62%		9.928.917	8.447.897
SP	Onshore	592.979	14,64%	-15,60%		517.256	702.590
	Offshore	167.266	6,21%	-28,59%		157.481	234.235
Total		82.251.505	7,99%	6,68%		76.169.147	77.100.536

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em maio, dentre os principais derivados de petróleo, gasolina e querosene de aviação (QAV) apresentaram quedas na produção com relação a abril. Os volumes de gasolina e QAV produzidos foram 8,53% e 9,12% inferiores, respectivamente. Os demais, diesel, GLP e óleo combustível, tiveram variações positivas na produção deste mês.

O destaque deste mês foram as importações de diesel. De acordo com Reuters (2017), as importações deste derivado registraram recorde histórico no acumulado do ano até maio. Nos primeiros cinco meses do ano, as importações de diesel cresceram 60% com relação ao mesmo período do ano anterior, atingindo o nível histórico de 4,44 bilhões de litros, segundo dados da ANP. Esse recorde

foi atingido mesmo em um período em que as vendas no mercado interno estão em baixa, indicando queda de participação de mercado da Petrobras. Ainda de acordo com Reuters (2017), com a queda nos preços no mercado internacional e valores mais altos praticados pela estatal, outras empresas aproveitaram a oportunidade para elevar suas importações de combustíveis.

Apesar do otimismo com relação ao aumento da produção de petróleo para os próximos anos, como destacado no final da seção anterior, ele não será acompanhado por crescimento do refino de derivados. Segundo a EPE (2017), não se vê muitas mudanças em um horizonte de 10 anos para o setor de refino do país caso os investimentos no parque nacional não venham a se materializar.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

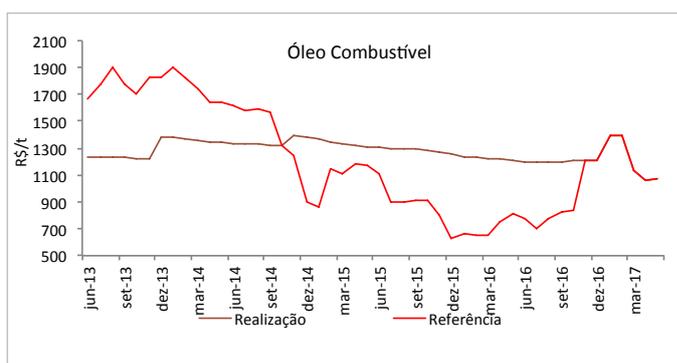
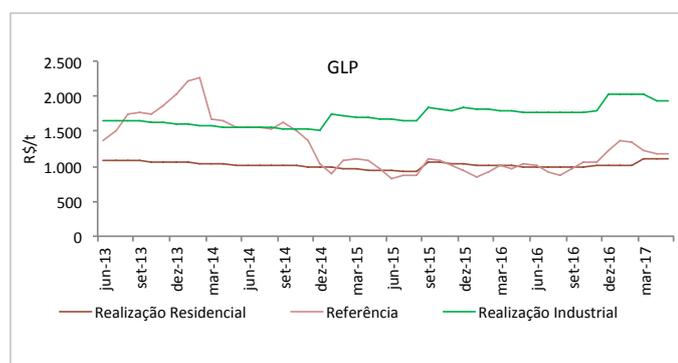
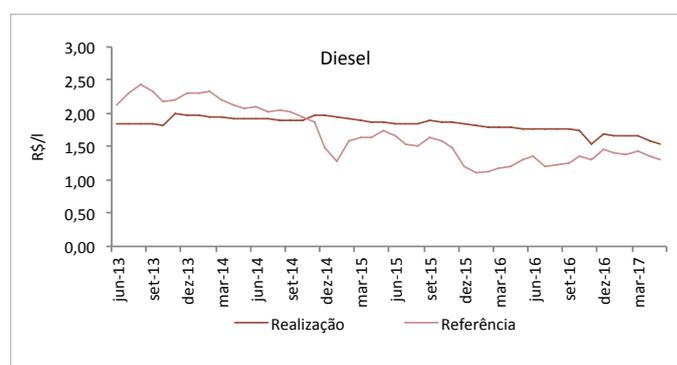
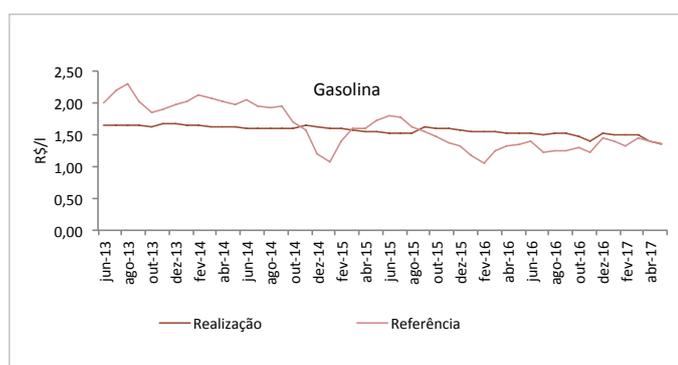
Combustível	Agregado	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendência 12 meses	abr-17	mai-16
Gasolina	Produção	13.097.970	-8,53%	-5,87%		14.319.983	13.914.069
	Consumo	23.797.799	3,68%	51,17%		22.954.037	15.742.491
	Importação	1.785.019	-31,74%	22,82%		2.615.043	1.453.308
	Exportação	42.052	-43,19%	-		74.023	468.351
Diesel	Produção	22.030.027	0,87%	-10,10%		21.840.794	24.506.386
	Consumo	29.020.214	11,29%	10,26%		26.076.917	26.320.021
	Importação	5.053.625	0,10%	20,76%		5.048.440	4.184.942
GLP	Produção	310.456	-	-		0	657.489
	Consumo	3.693.521	1,66%	-6,76%		3.633.384	3.961.481
	Importação	7.390.996	13,82%	2,74%		6.493.839	7.193.689
QAV	Produção	951.185	49,30%	-64,92%		637.086	2.711.769
	Consumo	2.838.535	-9,12%	16,57%		3.123.545	2.435.105
	Importação	3.375.869	4,12%	-2,25%		3.242.356	3.453.462
	Exportação	318.781	-	-		0	1.925.174
Óleo Combustível	Produção	0	-	-		27.680	82.004
	Consumo	6.581.243	0,55%	25,27%		6.545.172	5.253.770
	Importação	1.329.253	-8,29%	-15,27%		1.449.333	1.568.872
	Exportação	26	-	-99,55%		75	5.874
		2.494.175	7,03%	27,91%		2.330.294	1.949.941

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

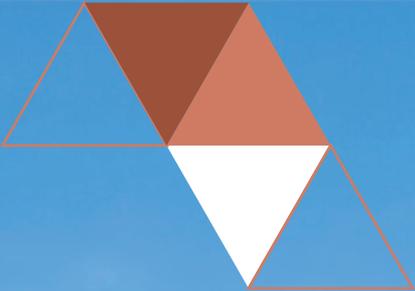
Em maio de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional para o caso do diesel. Para a gasolina, a diferença entre os preços está cada vez menor, após duas quedas consecutivas dos preços domésticos em abril e maio. No caso do GLP, os preços de referência estão superiores aos de realização internacional. Após forte queda no

valor dos preços de referência em abril, reduziu a diferença, esta voltou a subir em maio. Apesar disso, os preços do GLP estão muito mais próximos do que aqueles observados no final de 2016 e nos três primeiros meses de 2017. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado.

Figura 2.7: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



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



GÁS NATURAL

Larissa Resende / Fernanda Delgado

A) DADOS GERAIS

No mês de maio de 2017, a produção de gás natural apresentou o primeiro aumento dos últimos meses, totalizando um volume de 104 MMm³/dia, montante 2% superior ao produzido em abril desse ano.

Conseqüentemente, a oferta nacional passou de 51,9MMm³/dia para 56,89MMm³/dia, que representa aumento de 2% em relação a abril. Comparando esse volume ofertado com aquele do mesmo período do ano anterior, podemos observar que houve um aumento de quase 11%.

Já a demanda apresentou no mês de maio uma queda de 1,1%, atingindo o nível de 84,2 MMm³/dia.

A retomada do crescimento da oferta nacional levou a uma redução de 6,6% no volume importado do mês de abril para o mês de maio, totalizando 31,10MMm³/dia de gás natural, que é 16,2% superior aquele importado no mesmo período do ano anterior.

Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	12 meses	abr-17	mai-16
Produção Nacional	104,78	2,14%	4,98%		102,58	99,81
Oferta de gás nacional	56,81	2,14%	11,22%		55,62	51,08
Importação	31,10	-6,66%	16,22%		33,32	26,76
Consumo	84,23	-1,13%	15,99%		85,19	72,62

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

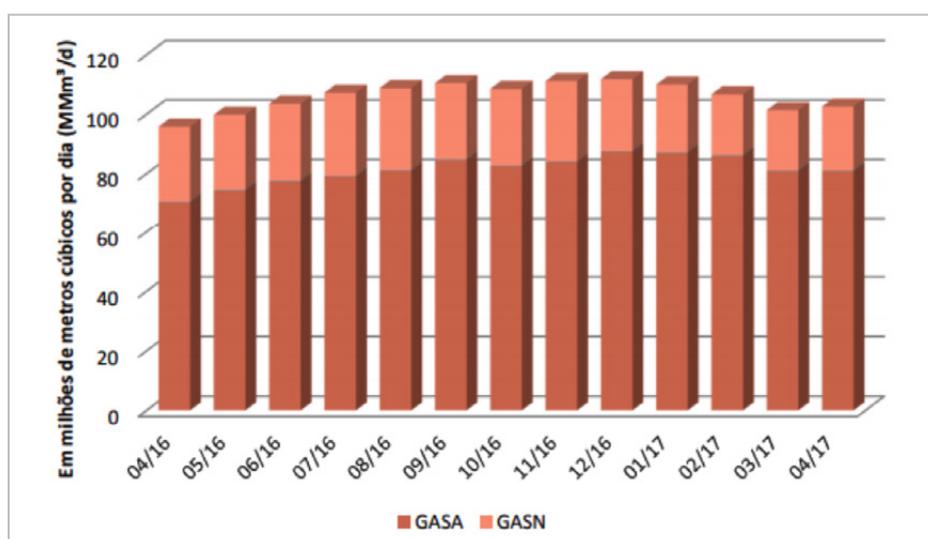
B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção nacional aumentou de 102,6 para 104,8 MMm³/d, influenciada principalmente pelo incremento da produção nos FPSOs Cidade de Angra dos Reis e Cidade de Mangaratiba (campo de Lula, Rio de Janeiro). Vale destacar também que redução da oferta de gás importado, traduzida na menor importação de gás boliviano, devido ao cenário de redução da demanda total com aumento da

oferta nacional. A importação boliviana caiu de 30,2 para 27,0 MMm³/d.

O histórico de produção de gás natural, decomposto em gás natural associado (GASA) e gás natural não-associado (GASN), pode ser analisado na Gráfico 3.1. Como se pode ver, a produção de GASA se manteve no mesmo patamar da produção do mês de abril, em torno de 78MMm³/dia.

Gráfico 3.1 – Histórico de Produção de Gás Natural



Fonte: ANP (2017).

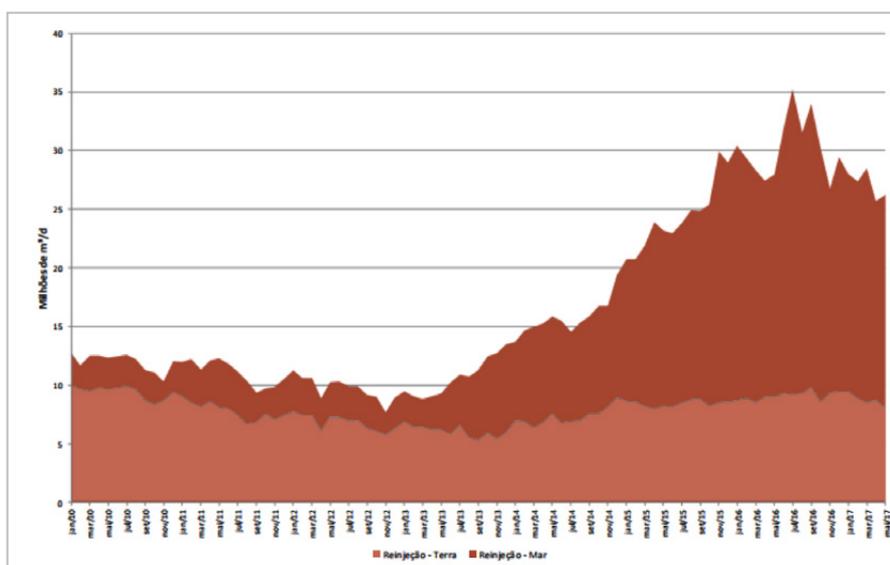
Devido ao desenvolvimento das áreas no pré-sal, podemos observar aumento de aproximadamente 5,0% na produção de gás nacional, se comparado com o mesmo período do ano anterior. Enquanto que em março de 2016 foram produzidos nacionalmente 90,4 MMm³/dia de gás natural, em maio deste ano essa produção foi de 104,8MMm³/dia, sendo o percentual de produção em campos marítimo de 83,0% desse total, onde 45,92 MMm³/dia foram advindos do pré-sal.

Em relação à produção nacional de gás natural indisponível ao mercado, no sentido oposto à produção nacional, podemos destacar o aumento no volume queimado, que em maio foi de 3,5 MMm³/d, representando um

aumento de 2,5%, se comparada ao mês anterior. No total, o aproveitamento do gás natural no mês foi de 96,5%.

Especialmente nestes últimos anos, o aumento da oferta nacional de gás natural não ocorreu no mesmo ritmo do aumento da produção de óleo, devido ao elevado índice de reinjeção de gás. Entre os diversos desafios de monetização do gás do pré-sal, podemos citar os altos níveis de contaminação de CO₂ e a grande distância da costa, que impactam em elevados custos de separação e escoamento do gás. A evolução no volume reinjetado em terra e em mar pode ser observada no Gráfico 3.2.

GRÁFICO 3.2 – Evolução do Volume de Gás Natural Reinjetado



Fonte: MME (2017).

Por outro lado, analisando a Tabela 3.2, podemos observar que houve aumento de 4,5% na perda de gás natural por queima, de 0,23% no consumo interno em E&P e de 12,8% na absorção em UPGN's, resultando em um total de produção nacional indisponível ao mercado de 45 MMm³/dia. O consumo interno em E&P

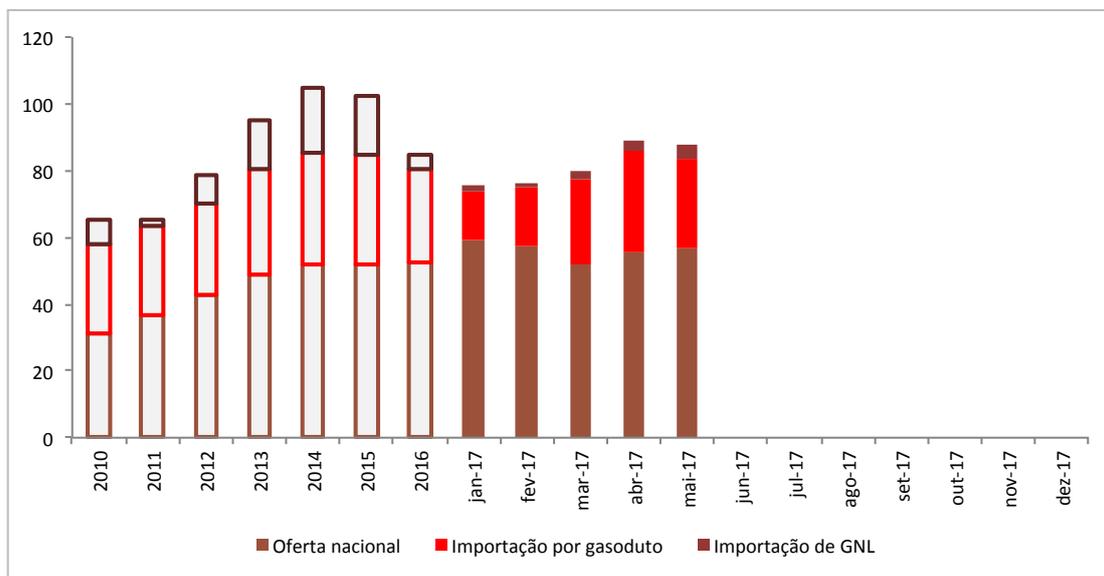
foi de 13,17MMm³/dia, ficando atrás apenas do volume reinjetado (26,25MMm³/dia). O volume de gás natural queimado foi de 3,7MMm³/dia. A decomposição da produção nacional bruta do mês de maio, assim como a dos períodos anteriores, encontra-se apresentados no Gráfico 3.3.

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

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	12 meses	abr-17	mai-16	
Produção Indisponível	Prod. Nacional Bruta	104,78	2,14%	4,98%		102,58	99,81
	Reinjeção	26,25	2,22%	-6,18%		25,68	27,98
	Queima	3,71	4,51%	1,09%		3,55	3,67
	Consumo interno em E&P	13,17	0,23%	3,05%		13,14	12,78
	Absorção em UPGN's	4,85	5,43%	12,79%		4,60	4,30
	Subtotal	47,98	2,15%	-1,54%		46,97	48,73
	Oferta de gás nacional	56,81	2,14%	11,22%		55,62	51,08
Ofert nacional/Prod. Bruta	54%	-0,01%	5,94%		54%	51%	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.3: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)

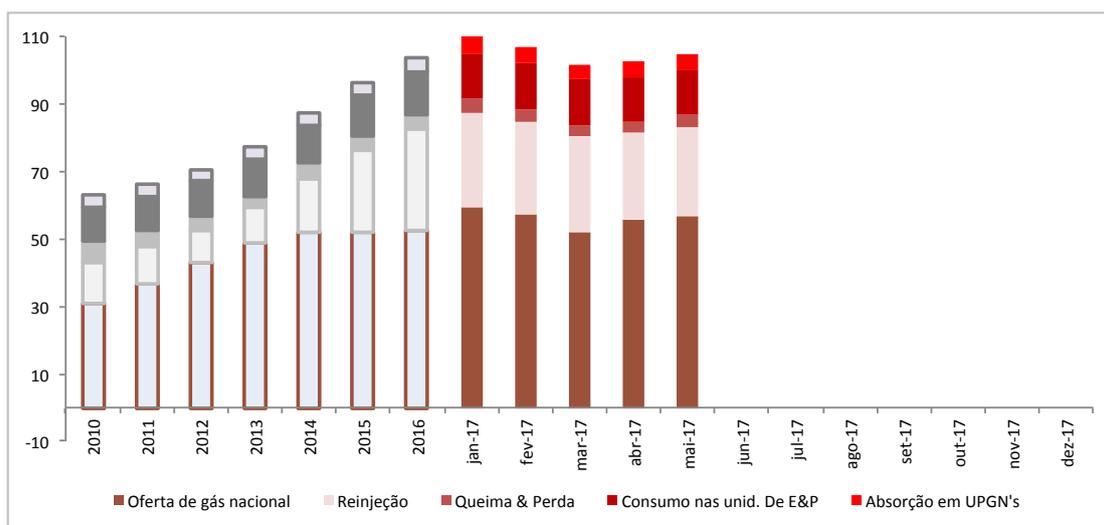


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Pudemos observar uma redução para 87,9 MMm³/dia na oferta nacional, se comparado com o mês de abril de 2017, 88,9MMm³/dia em fevereiro para 51,9MMm³/dia em março.

Como pode ser observado no Gráfico 3.4. O aumento da importação de GNL e da oferta nacional se opõem à queda na importação por gasoduto.

Gráfico 3.4: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação ao volume de gás natural importado, foi observada uma queda de 27MMm³/dia em abril de 2017 para 28,2MMm³/dia no mês de maio. A regaseificação de

GNL também sofreu aumento, passando de 3,13MMm³/dia para 4,11MMm³/dia no mês de maio, sendo a maior parte do volume regaseificado no Terminal de Pacém.

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

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	12 meses	abr-17	mai-16
Gasoduto	26,99	-10,60%	3,41%		30,19	26,10
GNL	4,11	31,31%	522,73%		3,13	0,66
Total	31,10	-6,66%	16,22%		33,32	26,76

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

Devido à redução do consumo de gás natural pelo segmento industrial e de geração de energia elétrica, o consumo total de gás natural sofreu uma queda de 1,13% no mês de maio, passando de um montante de 84,23MMm³/dia.

Embora o consumo dos segmentos automotivo, residencial, comercial e de cogeração tenha aumentado, a demanda por gás natural no setor industrial passou de um volume de 41,8 MMm³/dia para 41,3 MMm³/dia no mês de maio e, no

segmento de geração elétrica, esse volume demandado de gás natural foi de 32,31MMm³/dia, que representou uma queda de 2,48% em comparação a abril. Maiores detalhes podem ser analisados na Tabela 3.4 e nos Gráficos 3.5 e 3.6.

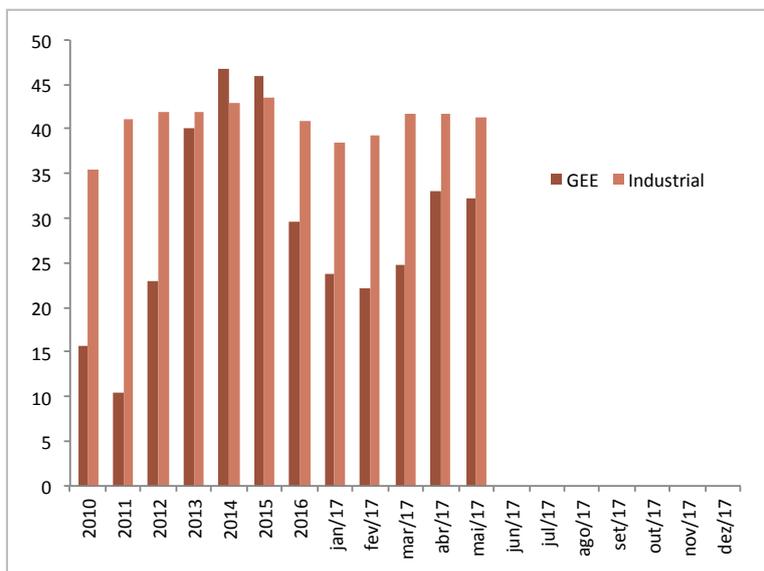
O consumo de gás natural cresceu 10,6% em abril ante março e 8,46% na comparação igual mês de 2016, informou ontem a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), citando uma melhora na atividade econômica.

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

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	12 meses	abr-17	mai-16
Industrial	41,36	-1,03%	1,72%		41,79	40,66
Automotivo	5,24	0,58%	8,71%		5,21	4,82
Residencial	1,29	9,32%	25,24%		1,18	1,03
Comercial	0,78	1,30%	-7,14%		0,77	0,84
GEE	32,31	-2,48%	44,43%		33,13	22,37
Cogeração	2,75	7,84%	23,87%		2,55	2,22

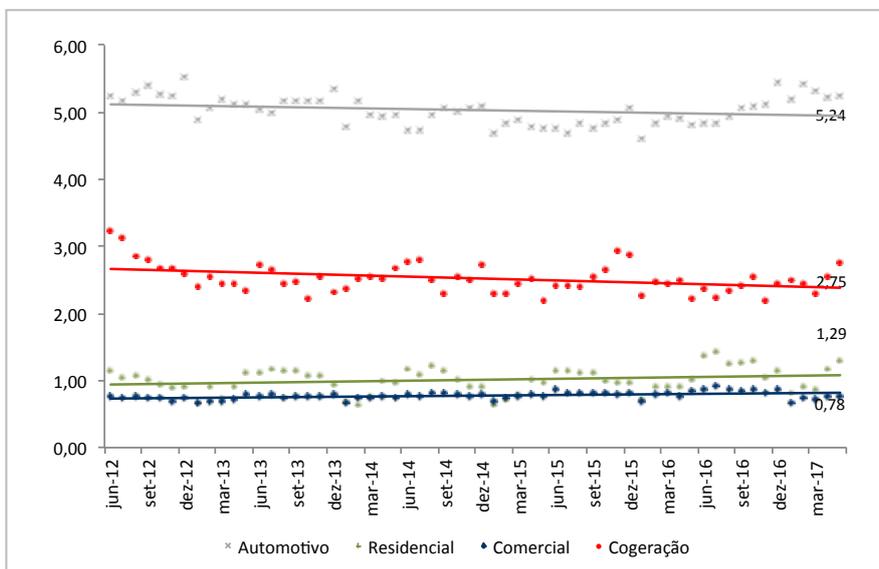
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.5: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.6: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)



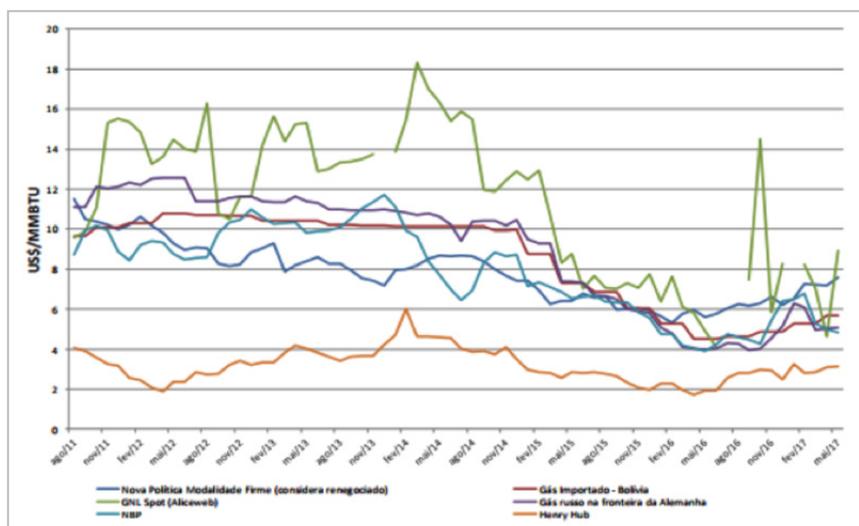
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) O PREÇOS

Fazendo uma análise no preço do gás natural no mês de maio, foi possível verificar um aumento de 3,8% no preço médio nacional do gás no city gate, que é o preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras, que passou de 6,95\$/MMBTU em abril para 7,23US\$/MMBTU em maio²³. Já o decréscimo no preço do gás no Programa Prioritário Termelétrico (PPT) foi de 1,5%, fechando em 4,17US\$/MMBTU.

Analisando o histórico de preços do gás natural apresentado no Gráfico 3.8, pode-se observar que o preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras na Nova Política Modalidade Firme, visto que desde novembro de 2015 não é aplicado desconto provisório pela Petrobras sobre os preços contratuais, é equivalente a 68% do preço do óleo combustível A1 (preços para distribuidoras). Em relação ao preço do gás importado por gasoduto, da Bolívia, o gás boliviano é 73% do valor do gás natural da Petrobras.

GRÁFICO 3.8 – Histórico de Preços do Gás Natural



Fonte: MME (2017)

Também registrou leve baixa o preço do gás natural das distribuidoras para o consumidor final da indústria, que ficou entre 12US\$/MMBTU e 14,3US\$/MMBTU, com tributos, a depender do volume comercializado. Comparando com os preços para a indústria no mesmo período do ano passado, se pode observar que o aumento registrado foi, na média, de 5,6%.

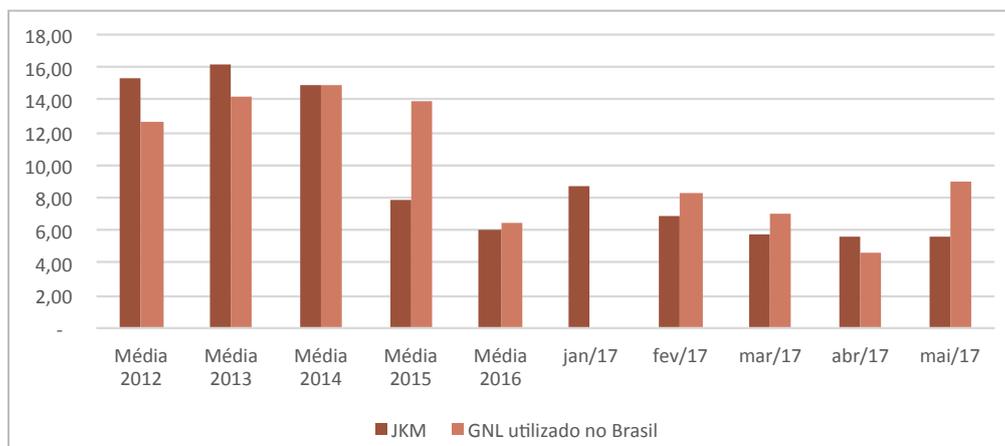
Em relação ao preço do GNL, enquanto que o preço de referência *Japan Korea Marker (JKM)*²⁴ foi de 5,6US\$/MMBTU no mês de maio, o preço FOB do GNL utilizado no Brasil foi de 8,9US\$/MMBTU. Como pode ser analisado no Gráfico

3.9, ao passo que houve uma variação no patamar de preços JKM entre os anos 2014 e 2015, sendo registrado uma queda de 47% no preço do GNL, a mudança no patamar dos preços do GNL utilizado no Brasil foi entre os anos 2015 e 2016, onde foi registrado uma queda de 53% no preço do gás. Essa queda foi explicada pelo excesso de oferta no mercado internacional a partir do final de 2015. Vale mencionar que o mundo aguarda preços ainda mais deprimidos para o GNL no mercado internacional, devido, exatamente, a esse excesso de oferta (para maiores detalhes vide Coluna de Opinião “Cenários e Oportunidades Globais para a Indústria Brasileira de GNL”, site da FGV Energia, 2017).

²³ A partir de dezembro de 2016 passaram a vigorar renegociações do contrato Nova Política Modalidade Firme, sendo discriminados os valores de transporte e molécula.

²⁴ O Platts JKM é o preço de referência do GNL para as cargas físicas locais referenciadas em contratos entre países do Nordeste da Ásia e globalmente.

GRÁFICO 3.9 – Preços de Gás Natural Liquefeito - GNL (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME (2017).

Quanto aos preços do gás natural no mercado internacional, enquanto que no mercado europeu o preço subiu 2,3% em relação a abril, estando em 5,3US\$/MMBTU no mês de maio, o Henry Hub sofreu alta de 1,3%, sendo cotado a 3,1US\$/MMBTU, o preço do gás natural no mercado japonês registrou aumento de 3,56%, e o preço na Rússia

sofreu aumento de 0,5%. O preço do gás natural no mercado japonês e russo atingiu seu maior valor dos últimos doze meses, sendo cotado a 8,50US\$/MMBTU e 5,0US\$/MMBTU, respectivamente. Maiores detalhes sobre os preços do gás natural no mercado nacional e internacional podem ser vistos na Tabela 3.5.

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

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	12 meses	abr-17	mai-16	
Henry Hub	3,12	1,37%	59,39%		3,08	1,96	
Europa	5,35	2,29%	30,48%		5,23	4,10	
Japão	8,50	3,56%	49,67%		8,21	5,68	
Rússia	5,07	0,50%	31,12%		5,05	3,87	
PPT *	4,17	-1,49%	3,21%		4,23	4,04	
Preços na distribuidora (ref: Sudeste)	No City Gate	7,23	3,83%	17,41%		6,96	6,16
	2.000 m³/dia **	14,36	-1,94%	34,56%		14,64	10,67
	20.000 m³/dia **	12,48	-2,05%	32,84%		12,74	9,40
	50.000 m³/dia **	12,06	-2,07%	32,84%		12,31	9,08

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

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

E) O FUTURO

A Prumo Logística assinou contrato para assumir a responsabilidade pela construção e futura operação da termelétrica Novo Tempo, com 1,2Gw de capacidade instalada, um empreendimento que pertencia anteriormente à Bolognesi Energia. A celebração deste contrato viabilizará implantação da primeira usina termelétrica no Porto do

Açú, além de fazer parte do desenvolvimento do Açú Gas Hub, localizado estrategicamente no nordeste do Estado do Rio de Janeiro, que pretende oferecer uma solução logística para a comercialização e consumo de gás natural e seus produtos.

O Governo do Estado do Ceará se prepara para lançar em 2018 a segunda termelétrica a gás na área da Zona de

Processamento de Exportações, no Pecém. A nova unidade terá capacidade para gerar 200MW de energia. Enquanto isso, uma segunda térmica, com capacidade superior (1 mil MW), está sendo apresentada como projeto para o Governo do Estado. Ao invés de utilizar água da infraestrutura hídrica, será refrigerada com água do mar. Além de serem movidas a gás, as duas termelétricas vão fornecer energia para empresas instaladas na ZPE, podendo vir a atender outras empresas.

Depois de uma série de consultas ao mercado ao longo dos últimos meses, no âmbito do programa Gás Para Crescer, o governo trabalha na elaboração de propostas para ajustar o marco regulatório do setor de gás natural. Nas mesas do Ministério de Minas e Energia estão, entre outras sugestões, propostas de mudanças importantes no regime de concessão de gasodutos, medidas de redução forçada da concentração da Petrobras no mercado, questões tributárias e a criação de um operador independente do sistema. Mais de seis anos depois da regulamentação da Lei do Gás, a percepção no mercado é que a legislação não foi suficiente para incentivar a entrada de novos agentes e promover investimentos na ampliação da infraestrutura de transporte. Entre alguns segmentos, começam a surgir propostas para flexibilizar o atual regime de concessões para construção de gasodutos. Instituído em 2010, ele

Outro assunto em debate é a desverticalização do setor. Mesmo diante da intenção da Petrobras de vender parte de seus gasodutos, a estatal ainda atua em todos os elos da cadeia do gás. Uma das propostas encaminhadas ao governo é dar previsão legal para que a Agência Nacional de Petróleo (ANP) adote medidas para forçar a desconcentração da indústria. Entre as alternativas, foram discutidas iniciativas como o "gas release", que forçaria a Petrobras, dona de 81% da produção nacional de gás, a vender, em leilão, uma parcela do volume produzido em seus campos para terceiros. A medida reduziria as possibilidades de discriminação no fornecimento por parte da estatal, que também detém participação em distribuidoras e termelétricas.

A EPE sugeriu em estudo que a Petrobras corte pela metade o volume máximo de gás natural contratado com

a estatal boliviana YPFB, em momento em que o mercado de gás no Brasil caminha para ter uma participação de mais agentes privados. O contrato de importação da Petrobras com empresa da Bolívia vence em 2019. A renovação do acordo nos moldes propostos pela EPE abriria espaço para novos importadores, como empresas de distribuição do insumo no país, segundo um documento ao qual a Reuters teve acesso. O estudo, encaminhado a representantes do Ministério de Minas e Energia, defende que, na renovação do contrato, a Petrobras se comprometa com a compra firme de até 16 milhões de metros cúbicos por dia (m^3/dia) de gás para atender o mercado doméstico e, volumes adicionais, que hoje podem chegar a mais 14 milhões de m^3/dia , ficariam disponíveis para outras empresas que poderiam se beneficiar da compra externa.

O governo está avaliando a possibilidade de tocar um projeto piloto para testar a exploração não convencional de petróleo e gás por meio da técnica de fraturamento hidráulico. A informação foi revelada pelo diretor de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (MME), João Vicente de Carvalho, durante evento promovido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), no Rio de Janeiro. Ainda não há uma definição sobre onde será realizado, mas um dos locais em estudo para a realização do projeto é a Bahia. Carvalho disse que a ideia é debater com todos os setores para conhecer as vantagens e os riscos que o fraturamento hidráulico pode trazer.

O gás natural se consolida como base na expansão das termelétricas para o horizonte dos próximos 10 anos, conforme está no Plano Decenal de Energia (PDE) 2026, que entrou em consulta pública. A previsão do órgão planejador é que para o horizonte de estudo, a participação do gás natural na matriz energética será de 4,8 GW em capacidade instalada. Atualmente, a fatia é de 12,5 GW e chegará a 17,3 GW ao fim de 2026. O estudo informa que o gás é o combustível de referência para as térmicas daqui para a frente, com o GNL como o padrão para as novas usinas, e tendo ainda a expectativa de entrada do gás produzido no pré-sal, embora ainda com vista com incerteza pelo planejador.



BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman / Fernanda Delgado

A) PRODUÇÃO

A produção de etanol anidro, em maio/17, foi 117,7% superior à de abril/17 e 8% inferior à de maio/16. No caso do etanol hidratado, o aumento em relação ao mês de abril/17 foi de 38,3%, enquanto a queda em relação ao ano anterior foi de 17,1%. Apesar do aumento de produção de ambos os biocombustíveis em relação ao mês passado, no acumulado do ano (janeiro a maio), a produção em 2017 está abaixo da de 2016 em quase 21%, no caso do anidro, e em 29,2%, no caso do hidratado.

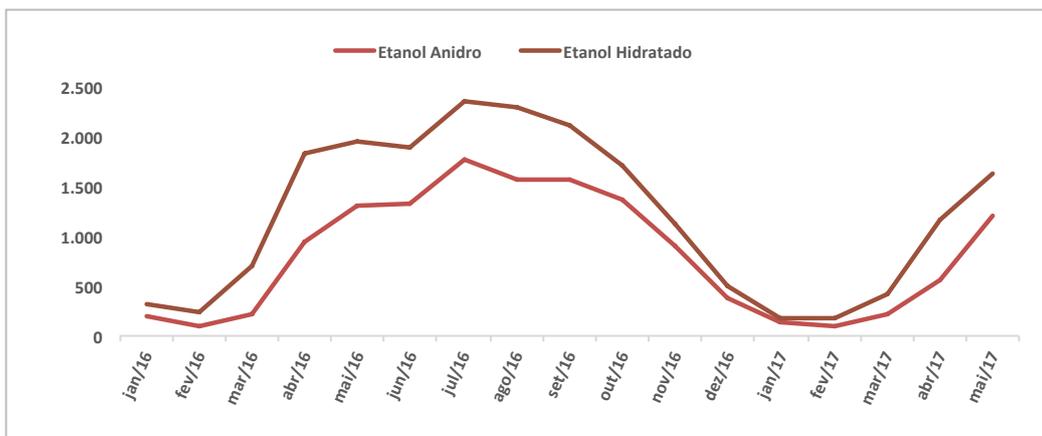
A moagem da cana nessa safra 2017/18 está ocorrendo com atraso em relação à safra passada. De acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), até 1º de junho, 256 unidades produtoras estavam em atividade no Centro-Sul, ante 264 em idêntico período de 2016. A expectativa é de que outras 10 unidades iniciem a safra na primeira quinzena de junho. A ocorrência de chuvas acima da média também contribuiu para o atraso das moagens e, conseqüentemente, para a queda de produção em relação ao ano passado.

Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (MM litros)

Biocombustível	mai-17	acum-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	abr-17	mai-16	acum-16
Etanol Anidro	1.208,1	2.206,7	117,7%	-8,0%	-20,7%		554,8	1.313,0	2.782,2
Etanol Hidratado	1.622,9	3.562,9	38,3%	-17,1%	-29,2%		1.173,4	1.957,9	5.032,7
Total Etanol	2.831,0	5.769,6	63,8%	-13,4%	-26,2%		1.728,2	3.270,9	7.814,9
Biodiesel	369,3	1.565,2	6,6%	12,3%	-0,4%		346,6	328,8	1.571,9

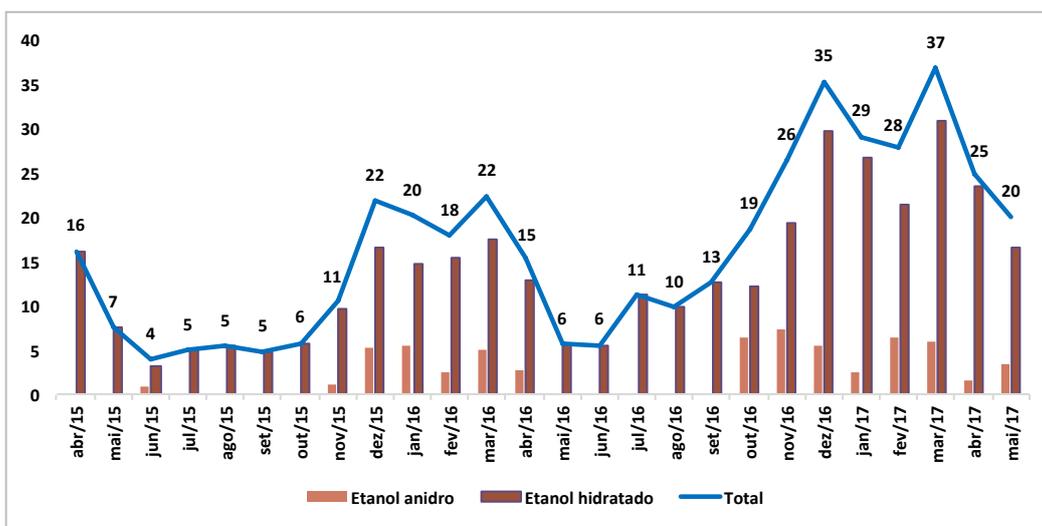
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.2 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

A produção de etanol a partir de milho no Brasil é recente, mas vem crescendo a cada ano. As primeiras usinas começaram a surgir em 2011, operando de forma integrada com a cana-de-açúcar, chamadas de usinas flex. A maior parte da produção de etanol de milho, nessas usinas, ocorre no período de entressafra da cana, entre os meses de dezembro e março. As usinas que utilizam

cana-de-açúcar como matéria-prima operam apenas nos meses de safra, uma vez que não é possível estocar esse material e, por isso, ficam ociosas nos demais meses. A integração com o milho, portanto, aproveita o momento de inatividade para aumentar a produção de etanol, além de outros subprodutos do milho, como óleo e proteínas para ração animal. A região Centro-Oeste é a que concentra

o maior número destas plantas, por possuir vantagens comparativas, já que tem grande produção de milho a preços baixos. A alternativa tem se tornado interessante tanto para os produtores de milho, por dar destinação aos excedentes do grão, quanto para os produtores de etanol de cana, que passam a produzir em um momento de ociosidade da usina. Entre a safra 2015/16 a 2016/17, a produção de etanol de milho passou de 141 MMI para 234 MMI, representando um aumento de 66%.

A produção do biodiesel em maio/17 foi apenas 6,6% superior à produção de abril/17 e 12,3% superior à de maio/16 (vide Tabela 4.1). No acumulado do ano, a produção nos cinco primeiros meses desse ano está em linha com o mesmo período do ano passado, apesar do aumento do teor de adição de biodiesel no diesel, que passou de 7% para 8% em março de 2017. O volume de 369,3 MMI produzido em maio foi um recorde de produção no país. O último pico ocorreu em outubro de 2015, quando foram produzidos 359 MMI.

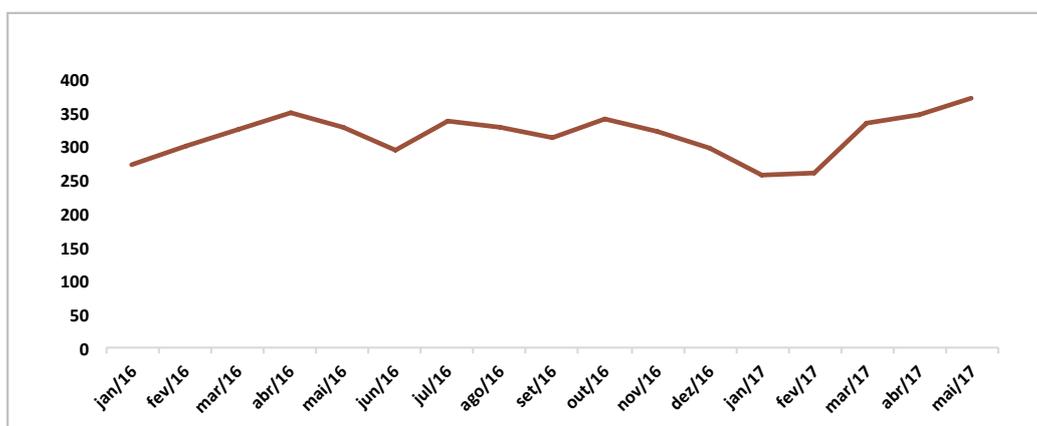
O volume produzido em maio faz parte das negociações ocorridas no 54º Leilão de Biodiesel da ANP, que ocorreu em abril de 2017 e envolveu a negociação de 733,9 MMI (milhões de litros) de biodiesel para os meses de maio e

junho. O volume arrematado foi 18% superior ao do leilão anterior, quando foram negociados 622,1 MMI.

Importante comentar que, segundo a Abiove (2017), o mercado nacional de biodiesel tem demandado o percentual da mistura de biodiesel dos atuais 8% (B8) para 9% (B9) até setembro e para 10% (B10) em março de 2018. A safra recorde de soja e a ociosa capacidade de processamento fomenta um quadro de aumento de mistura que beneficiaria todo o mercado. Além de se diminuir as importações de diesel (vide seção petróleo), o aumento da mistura gera empregos e consome internamente o óleo de soja que hoje, é exportado. Segundo a empresa ADM (2017), o aumento do percentual de 8% para 10% na mistura demandaria mais 800 mil toneladas de óleo de soja e a produção de biodiesel poderia chegar a 5,3 bilhões de litros em 2018, representando economia de 3,2 bilhões de dólares com importação de diesel (para 2017, a fabricação de biodiesel está estimada em 4,2 bilhões de litros).

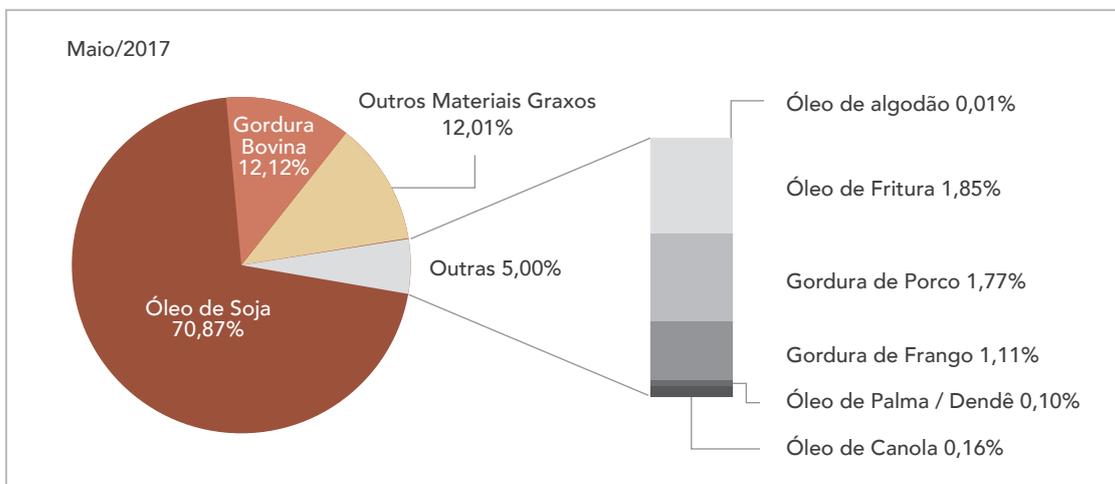
A principal matéria-prima utilizada para a produção de biodiesel é a soja, que representou quase 71% do total em maio/17, seguida da gordura bovina, que respondeu por 12% da produção total do mesmo mês.

Gráfico 4.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.4 – Produção de biodiesel por matéria-prima



Fonte: ANP

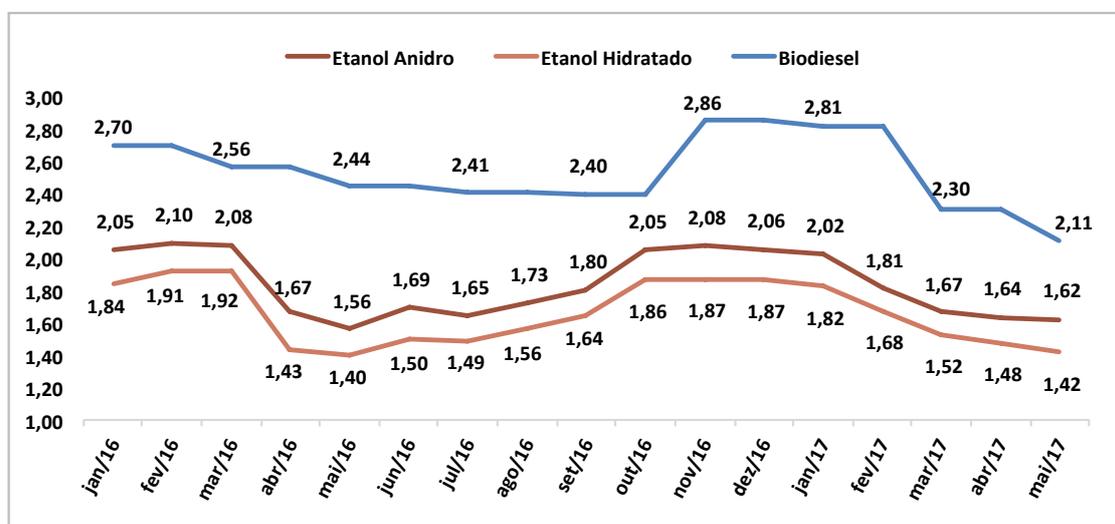
B) PREÇOS

O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,62 em maio/17 (preços médios ao produtor, divulgados pela ESALQ), o que representa uma queda de 0,8% em relação a abril/17 (R\$ 1,64). Já o preço do etanol hidratado caiu 4% em relação ao mês anterior, indo de R\$ 1,48 para R\$ 1,42. Segundo pesquisadores do Cepea, algumas usinas de São Paulo aumentaram o volume ofertado, devido à necessidade de caixa para cobrir despesas de início de mês (Novacana, 2017). Com o aumento da produção, os preços

caíram. Na média brasileira, o preço do etanol hidratado correspondeu a 71,6% do preço da gasolina, em maio/17, sendo que nos estados de São Paulo e Mato Grosso, o preço do biocombustível ficou abaixo de 70% da gasolina.

O preço do biodiesel, negociado no 54º Leilão de Biodiesel da ANP para maio e junho de 2017, foi de R\$ 2,11 por litro, valor 8,4% inferior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,30/l). A safra recorde de soja contribuiu para os preços mais baixos do biocombustível.

Gráfico 4.5 – 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

A demanda por combustíveis e biocombustíveis cresceu em maio/17. O consumo de etanol anidro em maio/17 foi 3,7% superior ao do mês anterior (abril/17) e 10,3% superior ao mesmo mês do ano passado (maio/16). No acumulado, o ano de 2017 apresentou aumento de 6,5% em relação a 2016. Em relação ao etanol hidratado, o consumo em maio/17 foi 5,7% superior ao de abril/17, porém 21,1% inferior a maio/16. A demanda por etanol hidratado acumula uma queda de quase 20% em 2017, na comparação com o ano passado. De forma geral, a demanda por combustíveis do ciclo Otto aumentou em maio, sendo que a gasolina teve um aumento de 10% do seu consumo, na comparação com abril/17.

Apesar de o preço do etanol hidratado não ter sido competitivo com a gasolina durante boa parte do ano de 2016, a relação está um pouco melhor em 2017, o que favorece o aumento de consumo do biocombustível. Em alguns estados, a relação entre os preços do etanol e da gasolina está abaixo de 70%, mas ainda não foi suficiente para aumentar a demanda como esperado.

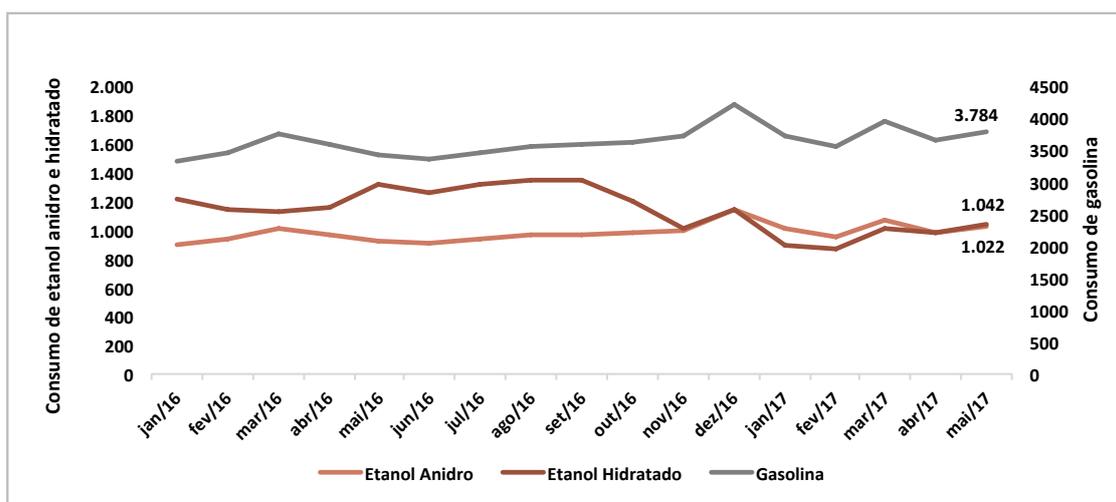
O consumo de biodiesel voltou a subir em maio/17, superando em 11,3% o consumo de abril/17 e em 17,2% o de maio/16. No acumulado do ano, a demanda pelo biocombustível está quase 7% acima do ano passado.

Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	mai-17	acum-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	abr-17	mai-16	acum-16
Etanol Anidro	1.021,6	5.035,4	3,7%	10,3%	6,5%		985,3	925,7	4.730,0
Etanol Hidratado	1.041,8	4.790,7	5,7%	-21,1%	-19,7%		985,4	1.319,9	5.964,9
Total Etanol	2.063,3	9.826,1	4,7%	-8,1%	-8,1%		1.970,7	2.245,7	10.694,9
Biodiesel	369,1	1.648,4	11,3%	17,2%	6,8%		331,7	315,0	1.543,6

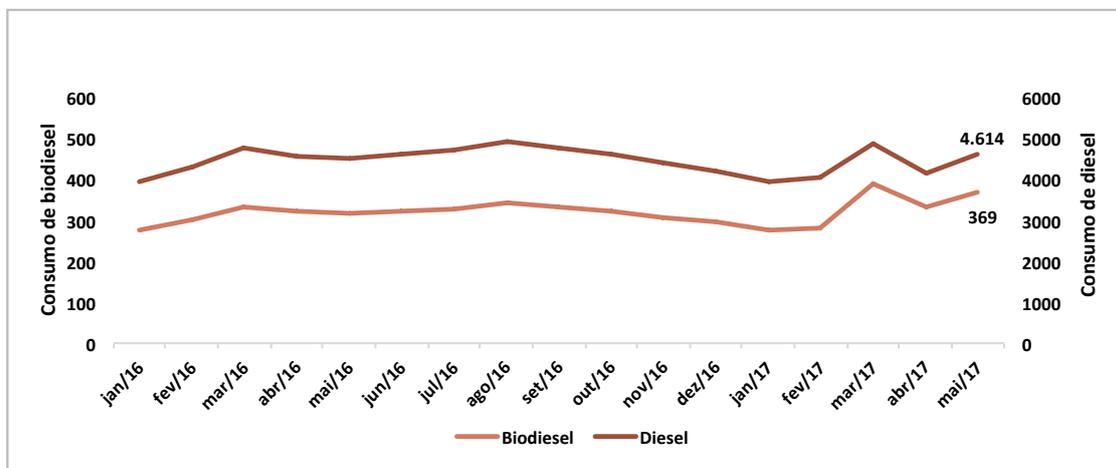
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.6 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



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

Gráfico 4.7 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em maio/17, o Brasil importou 248 MMI de etanol, volume 121,6% superior ao do mês anterior (abril/17) e 565,4% superior ao mesmo mês do ano anterior (maio/16). No acumulado do ano, as importações já ultrapassaram o volume de 1 bilhão de litros, superando em 310,6% o volume importado no mesmo período de 2016.

Praticamente todo o etanol importado é de origem norte-americana e o crescimento do volume trazido se deve aos baixos preços do biocombustível nesse país.

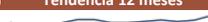
O aumento das importações de etanol fez com que diversos produtores e entidades do setor se manifestassem solicitando a volta da tarifa de importação de etanol, o que ainda será discutido na Câmara de Comércio Exterior (Camex). Apesar de o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) ter aprovado uma resolução que impõe aos importadores as mesmas regras de estocagem exigidas dos produtores nacionais, entidades do setor,

como a UNICA, ainda estão defendendo a alteração da tarifa de importação. Os argumentos utilizados são de que se trata de uma medida para reconhecer a vantagem ambiental do uso de etanol de cana-de-açúcar, que emite menor quantidade de gases responsáveis pelo efeito estufa do que o etanol de milho americano, além das emissões que ocorrem no transporte entre os países.

Neste ano, as importações de etanol não apenas dispararam como também invertem o saldo da balança comercial do combustível (Novacana, 2017).

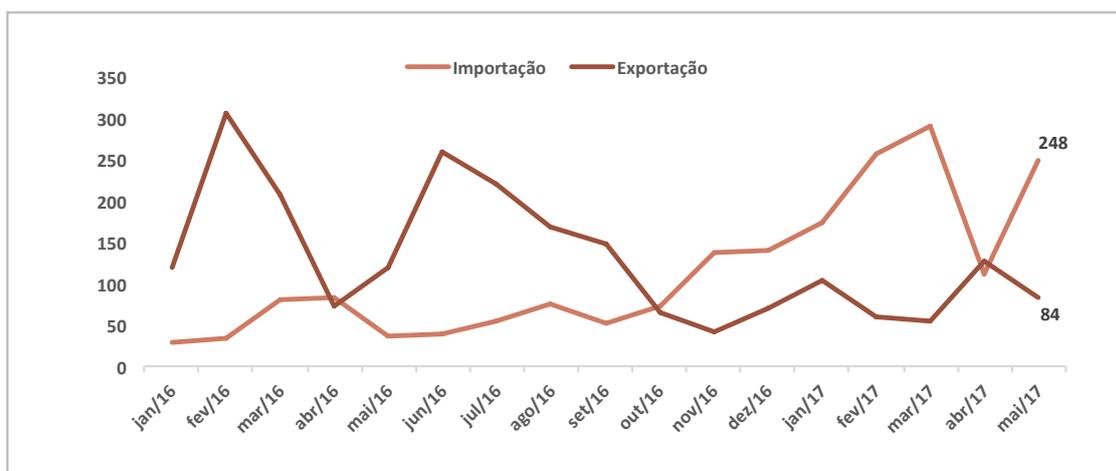
O Brasil exportou 83,6 MMI de etanol em maio/17, volume 34,4% inferior ao mês de abril/17 e quase 30% inferior ao mesmo mês do ano anterior (maio/16). No acumulado do ano, as exportações representaram menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. A redução das exportações era esperada pelo mercado, para este ciclo 2017/2018, prevendo a redução da produção de etanol e um maior direcionamento da produção para o açúcar.

Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol em milhões de litros

Etanol anidro	mai-17	acum-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	abr-17	mai-16	acum-16
Importação	248,0	1.080,9	121,6%	565,4%	310,6%		111,9	37,3	263,2
Exportação	83,6	428,6	-34,4%	-29,9%	-48,0%		127,5	119,3	824,2

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

Gráfico 4.8 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



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



SETOR ELÉTRICO

Mariana Weiss | André Lawson

A) DISPONIBILIDADE

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

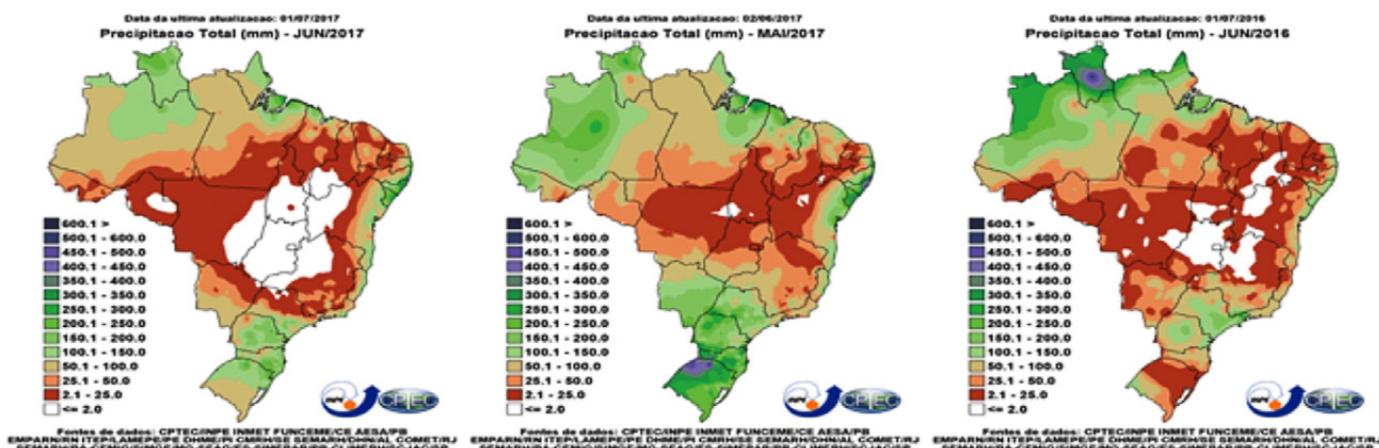
	jun-17		jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17		jun-16	
SE	33.696,00	106,32%	-14,12%	-9,57%		39.235,00	101,21%	37.260,00	120,59%
S	28.402,00	273,40%	95,75%	189,79%		14.509,00	168,34%	9.801,00	95,19%
NE	1.560,00	32,74%	-2,56%	6,27%		1.601,00	22,15%	1.468,00	30,63%
N	3.696,00	63,94%	-47,76%	54,77%		7.075,00	60,12%	2.388,00	41,46%
SIN	67.354,00	-	7,90%	32,28%		62.420,00	-	50.917,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O Sistema Interligado Nacional – SIN, apresentou aumento de 7,90% com relação ao mês anterior na Energia Natural Afluente – ENA, indicador que mede a disponibilidade hídrica total, conforme demonstra a Tabela 5.1. Esse incremento se deu particularmente devido ao resultado da região S, que registrou aumento de 95,75%, atingindo 273,40% da Média de Longo Termo – MLT. Todas as outras regiões registraram queda na ENA. A região NE apresentou redução de 2,56%, enquanto

SE e NE recuaram 14,12% e 47,76%, respectivamente. Analisando-se a Figura 5.1, é possível observar aumento significativo da área cuja precipitação foi inferior a 2.0 mm na região central do país, englobando boa parte do Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste, o que explica essa redução. Já a região Sul, apesar da queda nos índices de precipitação com relação ao mês anterior, registrou valores superiores a 100 mm na maior parte do território, com algumas áreas atingindo a faixa de 200 a 250 mm.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jun/17, mai/17 e jun/16

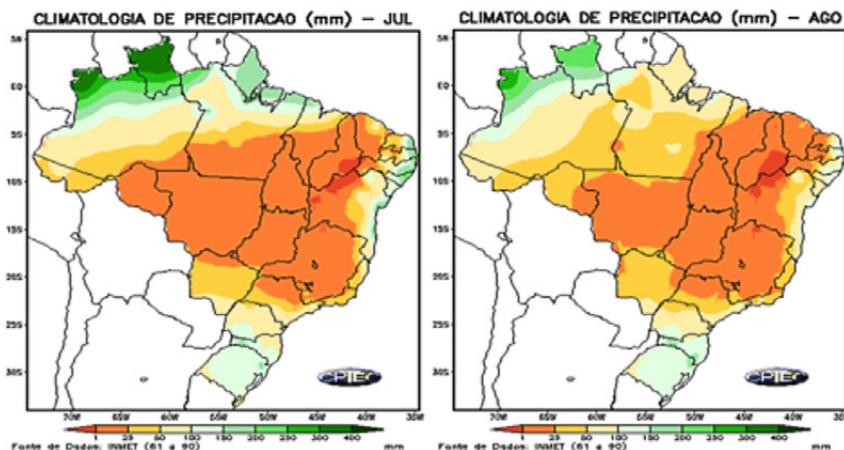


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, o aumento da ENA total foi de 32,28%. Apenas a região SE apresentou queda, no valor de 9,57%. NE registrou incremento de 6,27%, enquanto N e S aumentaram em 54,77% e 189,79%, respectivamente. Tal variação, em boa parte, pode ser explicada pela diferença de precipitação nos dois períodos. Enquanto a região S apresentou aumento significativo nos índices, nota-se também um incremento no litoral da região NE e um aumento da área de precipitação inferior a 2.0 mm no SE. Já a região N, apesar de registrar

diminuição na pluviosidade, contou com um incremento de capacidade de 1,7GW devido à entrada em operação de novas instalações no ano corrente²⁵. Através da Figura 5.2 é possível observar a pluviosidade média para os meses de julho e agosto. Apesar de ser um período seco, nota-se uma diminuição entre julho e agosto da área na faixa entre 1 e 25 mm em parte da região Norte. No entanto, o aumento da área de 25 a 50 mm é significativo. Além disso, as áreas com pluviosidade acima de 150 mm são bastante reduzidas tanto na região Norte como Nordeste.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para junho e julho



Fonte: CPTEC/INPE

²⁵ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed) *

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17	jun-16
SE/CO	33.842,47	-0,47%	-0,64%		34.432,22	33.329,67
S	10.335,53	-8,23%	0,77%		10.259,36	10.570,57
NE	9.858,13	-14,93%	-2,20%		10.232,54	9.833,86
N	5.485,60	28,68%	25,20%		5.592,89	5.171,06
SIN	59.521,73	-1,52%	0,72%		60.517,01	58.905,16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

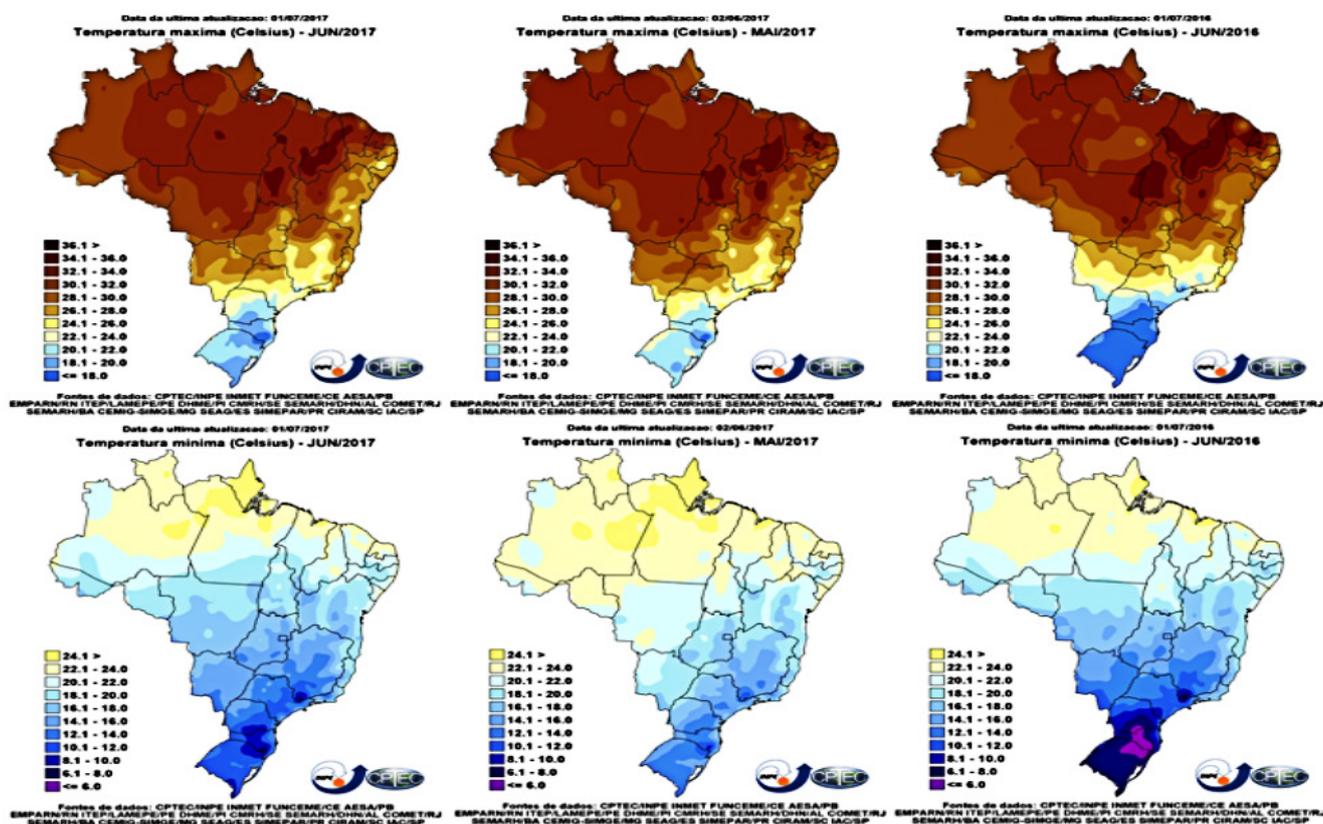
Nota: * Os dados referentes a junho de 2017 foram estimados.

Devido a uma inconsistência nos dados de demanda de energia divulgados pelo ONS para o mês de junho de 2017, o presente estudo estimou os dados de consumo de energia com base nos dados disponibilizados de oferta de energia e de intercâmbio, conforme foi sugerido pelo ONS.

A carga de energia do SIN caiu 1,52% na comparação mensal (Tabela 5.2), enquanto que na comparação anual cresceu 0,72%. Com exceção do N em que o consumo de energia cresceu 28,68% em relação ao mês anterior, todos os subsistemas apresentaram redução na comparação mensal (SE/CO -0,47%, S -8,23%, NE -14,93%). Já, na comparação anual, o N também apresentou um crescimento significativo (+25,20%), ao passo que no S o consumo de energia cresceu a uma taxa bem discreta (+0,77%). Os demais subsistemas apresentaram queda na comparação anual (SE/CO -0,64%, NE -2,20%).

Na comparação mensal, as variações na carga de energia podem ser associadas à redução da temperatura média, principalmente no S e SE (Figura 5.3). Além disso, de maio de 2017 para junho de 2017, a bandeira tarifária passou de vermelha (patamar 1) para verde. Enquanto que na bandeira tarifária vermelha (patamar 1) é acrescentado R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido, na bandeira tarifária verde não há nenhum custo extra para o consumidor. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o retorno da bandeira verde foi possível devido ao aumento das chuvas e do nível dos reservatórios das hidrelétricas em maio e pela perspectiva de redução do consumo de energia elétrica no país. Porém, aparentemente esse sinal de preço não teria colaborado para o aumento do consumo de energia, na comparação mensal.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para jun/17, mai/17 e jun/16.



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, o crescimento da carga de energia pode ser relacionado à ocorrência de temperaturas em média mais elevadas (Figura 5.3). Contudo, vale também ressaltar que parte deste aumento da carga de energia verificado na comparação anual pode ser associado à tendência de recuperação da atividade econômica. Segundo resultados da Sondagem Empresarial do IBRE/FGV²⁶, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial aumentou 8,6 pontos entre junho de 2016 e junho de 2017, passando de 75,3 para 83,9 pontos. Apesar de não terem sido refletidos em uma elevação do nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI), estes resultados podem ser relacionados ao aumento do índice de confiança da indústria, que passou

de 82,1 em junho de 2016 para 89,5 em junho de 2017, e ao índice de confiabilidade de serviços, que entre junho de 2016 e 2017 apresentou um crescimento significativo passando de 72,2 para 81,9.

Entretanto, apesar de seu crescimento na comparação anual, é importante destacar que o Índice de Confiança Empresarial (ICE) caiu 2,1 pontos em relação a maio de 2017, alcançando o menor valor desde fevereiro de 2017. Este resultado pode ser associado ao período de percepção de alta incerteza na economia. O Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV²⁷ subiu 14,4 pontos na comparação mensal e 4,6 pontos na comparação anual, marcando 142,5 pontos em junho 2017. Tal aumento no índice de incerteza pode

²⁶ IBRE, FGV. Índice de Confiança Empresarial. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015D0801580E6FA0>

²⁷ IBRE, FGV. Indicador de Incerteza da Economia Brasileira. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015CF369B58B583A>

ser associado à crise no cenário político nacional, que por sua vez pode vir a colaborar possivelmente para uma redução do nível de investimentos e do consumo de energia nos próximos meses.

Outro ponto importante a ser analisado no que tange à demanda de energia é o fator de carga, que representa a relação entre a demanda média horária de energia elétrica e a demanda máxima. O fator de carga pode variar de 0 a 1. Quanto maior o fator de carga, mais eficiente é o uso da eletricidade, implicando na otimização da utilização dos ativos do setor elétrico e na consequente minimização dos custos da eletricidade.

Em junho de 2017, como de costume, o S foi o subsistema que apresentou menor fator de carga (0,75), enquanto

o N e NE foram responsáveis pelos maiores fatores de carga (0,85). O perfil do fator de carga do Sul pode ser explicado pela maior participação do setor comercial no consumo de energia. Já, o alto fator de carga do N pode ser explicado pela forte presença de indústrias eletrointensivas na área de metalurgia e extração de minerais metálicos, que colaboram para nesta região a indústria ser responsável por aproximadamente 45% do consumo de energia, segundo o anuário estatístico de energia elétrica da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. N e NE apresentaram crescimento do fator de carga na comparação mensal (+0,92% e +3,21%, respectivamente), enquanto que SE/CO e S apresentaram queda (-3,87% e -3,29%, respectivamente). Na comparação anual, apenas o NE aumentou o seu fator de carga (+3,12%).

Tabela 5.3: Fator de Carga

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17	jun-16
SE/CO	0,78	-3,87%	-1,63%		0,81	0,79
S	0,75	-3,29%	-2,63%		0,78	0,77
NE	0,85	3,21%	3,12%		0,82	0,82
N	0,85	0,92%	-3,24%		0,84	0,88

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS.

C) OFERTA

Assim como no consumo, houve uma pequena diminuição na geração total de energia, apresentando recuo de 1,52%, conforme a Tabela 5.4. Observou-se também uma grande diminuição da geração hidráulica nas regiões SE, NE e N enquanto a região S registrou aumento de 86,86%. Este comportamento está de acordo com a tendência hidrológica do período, que prevê diminuição do volume pluviométrico para as regiões SE, NE e N, e aumento para a região S. Como resultado a geração hidráulica do sistema ficou praticamente

estável. Além disso, a região NE apresentou aumento de 36,16% da geração eólica, contribuindo com o incremento de 28,52% no SIN. Esse resultado se deve em parte à entrada de novos parques, que elevaram a capacidade de geração eólica em 269,6 MW²⁸. À exceção da região N, que registrou aumento de 102,46% na geração térmica, todas as outras regiões diminuíram a participação deste tipo de fonte, resultando na queda de 13,89% no sistema, fato que resultou na estimativa de queda de 13,42% no fator de emissão de gases de efeito estufa - GEE (Tabela 5.5).

²⁸ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

Tabela 5.4: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17	jun-16
SE/CO	Hidráulica	17.618,53	-11,29%	-5,61%		19.861,68	18.665,89
	Nuclear	1.748,31	-8,23%	0,77%		1.905,01	1.734,88
	Térmica	3.783,93	-32,98%	0,73%		5.646,12	3.756,58
	Total	23.150,77	-15,55%	-4,17%		27.412,81	24.157,35
S	Hidráulica	10.262,85	86,86%	7,45%		5.492,15	9.551,06
	Térmica	1.036,17	-10,14%	-4,74%		1.153,04	1.087,73
	Eólica	599,86	-5,37%	29,01%		633,89	464,98
	Total	11.898,88	63,47%	7,16%		7.279,08	11.103,77
NE	Hidráulica	1.610,02	-18,80%	-33,44%		1.982,86	2.418,73
	Térmica	2.293,41	-15,10%	1,21%		2.701,41	2.265,91
	Eólica	3.827,94	36,16%	24,43%		2.811,30	3.076,44
	Total	7.731,37	3,15%	-0,38%		7.495,57	7.761,08
N	Hidráulica	5.998,84	-27,54%	75,19%		8.279,20	3.424,15
	Térmica	1.670,11	102,46%	-10,72%		824,92	1.870,68
	Total	7.675,08	-15,70%	44,95%		9.104,65	5.294,83
Itaipu	9.065,63	-0,93%	-15,91%		9.150,96	10.781,16	
Total	Hidráulica	44.555,87	-0,47%	-0,64%		44.766,85	44.840,99
	Térmica	10.531,93	-13,89%	-1,72%		12.230,50	10.715,78
	Eólica	4.427,80	28,52%	25,03%		3.445,19	3.541,42
SIN	59.521,73	-1,52%	0,72%		60.443,07	59.098,19	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação ano a ano, a geração ficou praticamente estável, com um aumento de 0,72%. Tanto a geração hidráulica quanto a térmica apresentaram pouca variação, apresentando uma pequena diminuição de 0,64% e 1,72%, respectivamente. Já a geração eólica, que no ano corrente conta com uma expansão de 586,2 MW²⁹ em sua

capacidade, registrou aumento de 25,03%. Da mesma forma, o incremento de 75,19% na geração hidráulica da região Norte se deu em grande parte pela entrada de novas hidrelétricas, elevando a capacidade de geração em 1717,4 MW³⁰ somente este ano, conforme destacado no boletim anterior.

Tabela 5.5: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)³¹

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17	jun-16
SIN	0,0796	-13,42%	4,70%		0,0919	0,0760

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

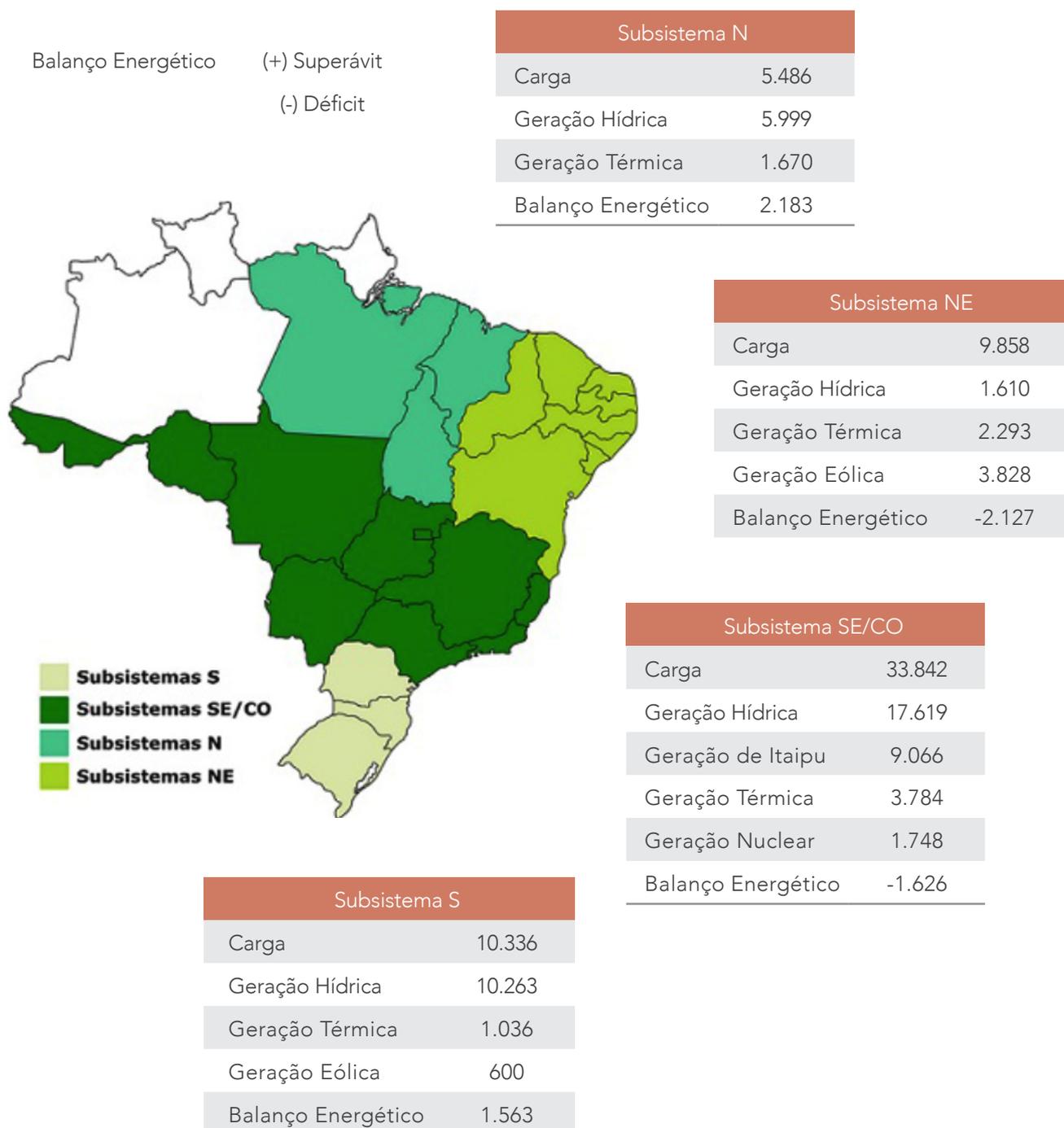
²⁹ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

³⁰ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

³¹ O dado de maio de 2017 foi estimado com base em uma regressão linear entre geração térmica do SIN e o fator de emissão de Gases de Efeito Estufa do SIN, pois este dado ainda não havia sido divulgado pelo MCTI.

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme ilustra a Figura 5.4, o aumento da geração hidráulica na região Sul fez com que esse subsistema se tornasse superavitário, assim como o subsistema N, exportando 1563 MWmed e 2183 MWmed,

respectivamente. Por sua vez, os subsistemas SE/CO e NE foram deficitários, tendo importado 1626 MWmed e 2127 MWmed, respectivamente. A Tabela 5.6 resume o intercâmbio entre cada um dos subsistemas.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17	jun-16
S - SE/CO	1.563,35	153,10%	359,58%		-2.944,13	340,17
Internacional - S	0,00	-100,00%	-100,00%		-32,65	193,03
N - NE	1.847,44	-16,67%	1392,64%		2.216,94	123,77
N - SE/CO	342,04	-73,58%	-		1.294,83	0,00
SE/CO - NE	279,32	-42,08%	-85,67%		482,21	1.949,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

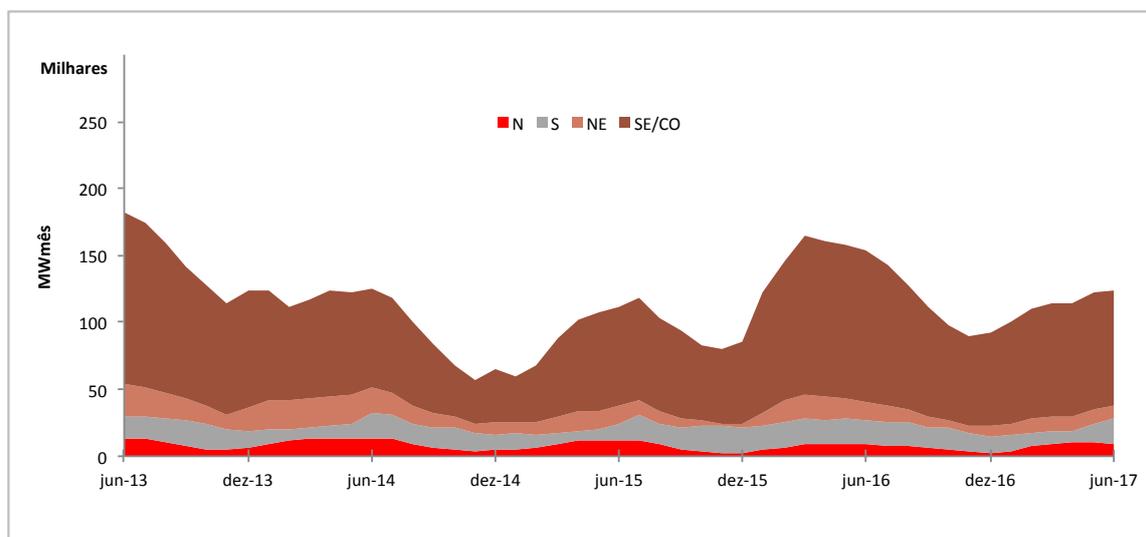
	jun-17		jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17		jun-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	85.708	42,15%	-2,68%	-24,61%		88.070	43,31%	113.689	56,04%
S	18.650	92,79%	29,43%	6,09%		14.409	71,69%	17.579	88,08%
NE	9.617	17,77%	-2,73%	-31,17%		9.887	19,75%	13.973	26,97%
N	9.206	63,94%	-10,04%	2,03%		10.233	65,73%	9.023	59,99%
SIN	123.181	42,19%	0,47%	-20,15%		122.599	42,41%	154.264	53,25%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação com o mês anterior, a Energia Armazenada – EAR do SIN permaneceu praticamente estável, com acréscimo de 0,47%, atingindo 42,19% do nível máximo de estoque. O subsistema S foi o único a apresentar crescimento nesse período, registrando aumento de 29,43% e alcançando 92,79% do reservatório disponível. Todos os outros subsistemas registraram queda na EAR: 2,68% no SE/CO, 2,73% no NE e 10,04% no N. Os reservatórios do NE, que já estavam em 19,75% foram reduzidos a apenas 17,77% da capacidade de armazenamento.

Com relação aos dados do ano anterior, observa-se uma redução de 20,15% na EAR do SIN, mesmo com o aumento de 32,28% da ENA, de acordo com a Tabela 5.1. Os subsistemas S e N apresentaram aumento de 6,09% e 2,03%, respectivamente, enquanto os subsistemas SE/CO e NE tiveram quedas expressivas de 24,61% e 31,17%. Conforme explicitado no boletim anterior, esse comportamento se deve à manobra operativa empregada no biênio 15/16. Nesse período, por motivos de segurança energética diversas térmicas foram despachadas fora da ordem de mérito na tentativa de recuperar os reservatórios do SIN. A Figura 5.5 ilustra o histórico da EAR no SIN.

Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWh/mês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Em comparação com o mês anterior, o CMO médio mensal em junho de 2017 apresentou queda em todos os subsistemas, conforme apresentado na Tabela 5.8. A redução registrada para SE/CO foi de 71,47%, 58,70% no NE e 11,54% no N. Todos esses subsistemas obtiveram o valor de \$111,74/MWh. Já o subsistema

S registrou redução de 90,11%, alcançando o patamar \$38,74. Tal resultado se deu pela forte diminuição da geração térmica no SIN e pelo grande aumento da geração hídrica no subsistema S, apresentado na Tabela 5.3. Com relação ao mesmo período do ano anterior, houve queda somente no subsistema S, no valor de 32,72%. N e NE registraram aumento de 18,13%, enquanto SE, que registrara um valor reduzido, de \$57,57/MWh, apresentou alta de 94,09%.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal – Preços Reais maio/2017 (R\$/MWh)

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17	jun-16
SE	111,74	-71,47%	94,09%		391,66	57,57
S	38,74	-90,11%	-32,72%		391,66	57,57
NE	111,74	-58,70%	18,13%		270,51	94,59
N	111,74	-	18,13%		126,32	94,59

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

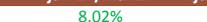
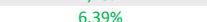
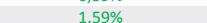
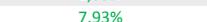
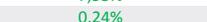
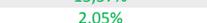
Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente da energia gerada na rede de distribuição de sua localidade para ser abatido de seu consumo de energia elétrica em um prazo de até 60 meses, conforme prevê o sistema de compensação.

Em junho de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 139,7 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 69,8% era do tipo fotovoltaica, 14,0% térmica, 8,9% hidráulica e 7,3% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras

com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 19,6% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 14,6% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 6,74%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 210,79%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE-Sul (+15,57%), a CPFL (+9,17%) e a CEMIG-D (+8,02%). Já, na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a Energisa Mato Grosso (+869,178%), RGE Sul (+465,64%) e Light (+402,16%).

Tabela 5.9: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendências 12 meses	mai-17	jun-16
CEMIG Distribuição S.A	27.405,53	8,02%	120,62%		25.371,57	12.422,26
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	20.472,69	1,45%	324,00%		20.181,00	4.828,52
Celesc Distribuição S.A.	8.139,92	6,39%	214,89%		7.650,90	2.584,98
Light Serviços de Eletricidade S.A.	7.760,12	1,59%	402,16%		7.638,45	1.545,34
Copel Distribuição S.A	7.320,83	7,93%	246,12%		6.782,83	2.115,09
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	6.853,76	0,24%	869,17%		6.837,01	707,18
Companhia Paulista de Força e Luz	6.799,31	9,17%	370,36%		6.228,38	1.445,54
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	6.623,35	15,57%	465,64%		5.731,02	1.170,95
Companhia Energética de Pernambuco	3.996,46	2,05%	33,43%		3.916,21	2.995,25
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	3.772,80	0,16%	119,54%		3.766,80	1.718,50
Outras	40.520,95	10,29%	202,28%		36.738,99	13.405,02
Total	139.665,72	6,74%	210,79%		130.843,16	44.938,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

Tabela 5.10: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	60	98	350	1.828	50	-	-	2.387
Biomassa	423	105	67	479	150	49	25	1.297
Solar	483	1.551	506	-	-	-	-	2.541
Hidrelétrica	1.222	3.881	2.827	1.833	221	41	-	10.024
PCH	93	211	445	598	132	-	19	1.498
Eólica	1.502	3.289	1.376	499	90	-	-	6.756
Total	3.784	9.135	5.571	5.238	643	89	44	24.504

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Em junho de 2017, entraram em operação no SIN uma capacidade adicional de 2,5 MW em termelétricas a combustível fóssil, 93,9 MW a biomassa, além de 269,6 MW de usinas eólicas e 120 MW de usinas solares fotovoltaicas³². Pela Tabela 5.10, observa-se ainda para este ano a previsão de entrada de 1346 MW e de 503 MW de usinas eólicas e solares, respectivamente. Até o final de 2018, a perspectiva é que essas duas fontes sejam capazes de fornecer até 5742 MW adicionais ao sistema. Este valor é superior aos 5103 MW previstos para a expansão de hidrelétricas no mesmo período. No entanto, no médio prazo, o aumento da capacidade de geração dessas fontes renováveis ainda é muito inferior ao das hidrelétricas, apesar da expectativa de crescimento na participação.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 11 distribuidoras e processo de revisão tarifária em 4 distribuidoras ao longo do período, como mostra a Tabela 5.11 e a Tabela 5.12.

Atendendo a 440 mil unidades consumidoras localizadas em 66 municípios do estado de Minas Gerais, a Energisa Minas Gerais aumentou em 1,44% as tarifas dos consumidores da baixa tensão, ao passar que reduziu em 1,8% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 0,76% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da Energisa Minas Gerais entraram em vigor a partir de 22 de junho. A concessionária Energisa Nova Friburgo atende 105 mil unidades consumidoras localizadas no

município de Nova Friburgo no estado do Rio Janeiro (RJ) teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de junho em -4,32% em média, sendo -4,38% para os consumidores da baixa tensão e -4,10% para os consumidores da alta tensão. A Copel Distribuição S.A., que atende a 4,5 milhões de unidades consumidoras em 396 municípios do estado do Paraná, teve reajuste de 5,62% na alta tensão e 6% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 5,85% das tarifas a partir do dia 24 de junho. As 49 mil unidades consumidoras localizadas no município paranaense de Campo Largo atendidas pela Companhia Campolarguense de Energia (Cocel), a partir do dia 29 de junho, tiveram reajuste tarifário de 10,29% na alta tensão e 15,18% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de 13,34%. A AES Eletropaulo que atende 6,9 milhões de unidades consumidoras na capital São Paulo apresentou um reajuste tarifário médio de 4,48%, sendo 2,37% para os consumidores da alta tensão e 5,37% para os consumidores da baixa tensão. O reajuste tarifário da Energisa Tocantins (ETO) foi de 5,50% para a baixa tensão e de 7,72% para a alta tensão, resultando em um aumento médio de 6,02% na tarifa de energia elétrica para as 571 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Tocantins a partir do dia 04 de julho. Por fim, composta pelo agrupamento das concessões da Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB), da Caiuá Distribuição de Energia S.A. (Caiuá), da Empresa de Distribuição de Energia Vale Parapanema S.A. (EDEV), da Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE) e da Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), a Energisa Sul Sudeste apresentou o reajuste tarifário para seus consumidores a partir do dia 12 de julho como mostra a Tabela 5.11.

³² Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG	0,76%	22/jun
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ	-4,32%	22/jun
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	5,85%	24/jun
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	13,34%	29/jun
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	SP	4,48%	04/jul
ETO	ENERGISA Tocantins - Distribuidora de Energia S.A.	TO	6,02%	04/jul
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	PR	-0,60%	12/jul
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	SP	2,13%	12/jul
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	5,52%	12/jul
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	SP	-1,46%	12/jul
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	SP	-10,32%	12/jul

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Ocorreu também no período a revisão tarifária periódica (que ocorre em geral a cada quatro anos) de três distribuidoras do Rio grande do Sul - Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI), Eletrocar, Hidropan e Mux-Energia. Nas quatro áreas de concessão, as novas tarifas passaram a vigorar a partir do dia 22 de julho. No caso da DEMEI, as 32 mil unidades consumidoras tiveram sua tarifa de energia elétrica aumentada em 20,89%, sendo 32,66% para a alta tensão e 18,25% para a baixa

tensão. No caso da Hidropan, a revisão tarifária implicou no aumento de 21,52% nas tarifas de alta tensão e de 8,10% nas tarifas de baixa tensão, resultando no efeito médio de 12,85%. A Eletrocar teve suas tarifas elevadas em 20,44% na alta tensão e 12,55% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 14,92% das tarifas. Por fim, as tarifas da Mux-Energia foram revistas a taxa de crescimento média de 5,44%, sendo 9,1% para as tarifas da baixa tensão e 0,43% para as tarifas de alta tensão.

Tabela 5.12: Revisões Tarifárias (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	20,89%	22/jul
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	RS	14,92%	22/jul
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS	12,85%	22/jul
MUX-Energia	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	RS	5,44%	22/jul

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

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 2,92 GW de potência instalada e 1,97 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.

A ANEEL abriu uma audiência pública para colher contribuições sobre a proposta de Edital de Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva de 2017. Serão elegíveis de participação no certame os empreendimentos de geração cuja energia tenha sido contratada em Leilão de Energia de Reserva, que façam parte do Contrato de Energia de Reserva – CER vigente e que ainda não tenham iniciado operação em teste. As propostas serão aceitas para três Produtos: Eólica (central eólica), Solar (central solar) e Hidro (central hidrelétrica – CGH e PCH). O Mecanismo deverá ser realizado até 31/8/17 por meio de sistema eletrônico na internet e o agente de geração apto a participar do Mecanismo deverá ofertar Lance de Prêmio, em Reais/Megawatt-hora (R\$/MWh) para cada empreendimento que deseje descontratar energia. O Lance de Prêmio, bem como o limite máximo de energia de reserva a ser descontratada, será estabelecido pelo MME e constará do edital a ser publicado pela ANEEL.

Apesar do Leilão de Descontratação de Energia de Reserva estar previsto para o final de agosto, foi noticiado que o MME já estaria prevendo a realização de um Leilão de Energia de Reserva em setembro de 2017. Contudo, a

retomada dos leilões de reserva ainda divide opiniões no setor elétrico. Os leilões de energia de reserva são marcados pelo governo com base nas projeções e estudos feitos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Apesar dos indícios de retomada do crescimento econômico, o atual cenário de grande incerteza vem dificultando a projeção da demanda e a identificação de um novo leilão de reserva. Além disso, caso a proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico do MME venha a ser implementada, é possível que um novo leilão de reserva seja encarado como desnecessário. O último leilão de energia de reserva foi realizado em setembro de 2016 com pequenas centrais elétricas com prazo de entrega em 2020. No fim do ano passado, o governo chegou ainda a programar um 2º LER de 2016 visando contratar usinas eólicas e solares, mas este foi cancelado com apenas cinco dias de antecedência devido às sobras de energia decorrentes do desaquecimento da demanda de energia elétrica.

Adicionalmente, o MME afirmou que, com a revisão das garantias físicas para patamares mais baixos, o cancelamento de contratos do MCSD e o futuro leilão de descontratação de energia de reserva é possível a realização de um leilão A-5 ainda no final deste ano. As estimativas da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) apontam para um déficit de 0,9% de energia no ano de 2022. Isso justificaria a realização de um leilão de energia nova A-5 ainda este ano para a contratação de aproximadamente 1500 MW médios.

Por fim, a ANEEL autorizou o desenvolvimento, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de Sistema dos Leilões do Ambiente de Contratação Regulada, composto pelos sistemas de Integração de Bases para Inscrição nos Leilões; e de Gestão de Garantias Financeiras; e de Gestão dos Contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O tema foi objeto da Audiência Pública no 93/2016.

L) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico

O Ministério de Minas e Energia (MME) colocou em consulta pública os relatórios “Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro” e “Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico” no início do mês de julho. A consulta visa receber contribuições para estruturação de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo.

As principais mudanças propostas pelo governo federal para o setor elétrico são: redução dos limites para acesso ao mercado livre; separação entre os produtos energia e lastro (que visa representar capacidade instalada e segurança energética); aporte de garantias diárias para comercializadores; possível criação de um mercado spot de energia elétrica; implementação de tarifas de eletricidade com diferenciação binômica e horária para todos os consumidores até 2021; separação entre a figura do comercializador e distribuidor; possibilidade de descomissionamento de térmicas; descotização de hidrelétricas já amortizadas; despacho e formação de preços de liquidação de diferenças em mercado/leilão e não mais por modelos computacionais; agente comercializador centralizado (possivelmente CCEE); fim da energia de reserva; etc.

As contribuições para consulta poderão ser feitas até o dia 17 de agosto.

Mecanismo de compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN)

A sobrecontratação das distribuidoras de energia é um dos temas mais discutidos desde o início da crise econômica. Muitos são os fatores, como a redução da demanda de energia do país e o regime de cotas implementado junto com a MP 579 em 2012. De fato, a lei 10848/04 deu pouca margem para o ajuste entre oferta e demanda das distribuidoras de energia. No ano passado, foi noticiado nas mídias, expectativas de sobrecontratação de até 112% para este ano, lembrando que as distribuidoras só podem repassar para a tarifa um erro de até 105% da demanda.

Com a Resolução Normativa (REN) 727/2016, foi implementado o Mecanismo de compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN). As distribuidoras sobrecontratadas puderam então negociar reduções contratuais com geradoras ao longo do período de julho a dezembro de 2016 e equilibrar suas contas através da realização de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declararem sobras. Contudo, isto levantou a necessidade de aprovar seis módulos das Regras de Comercialização referentes ao MCSDEN: Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits; Contratos; Tratamento de Exposições; Reajuste dos Parâmetros da Receita de Contrato de Comercialização; Receita de Venda de CCEAR e Comprometimento de Usinas.

Com este objetivo, a ANEEL aprovou a abertura da audiência pública 039/2017 para aprimorar as Regras de Comercialização referentes ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN). A proposta traz como sugestão a criação de três principais produtos associados ao MCSDEN. Estes são:

- A-0: possui início da vigência das cessões no mês do processamento até dezembro do próprio ano. Existe a possibilidade de declaração de oferta de redução, tendo a redução a mesma vigência das cessões. São realizados três processamentos ao ano;
- A-1: possui quatro vigências para as cessões (jan a dez; jan a set; jan a jun; e jan a mar). Existe a possibilidade de declaração de oferta de redução, tendo as reduções as mesmas vigências das cessões. O processamento é realizado anualmente, após a realização do Leilão A-1;
- A 4+: possui vigência de quatro anos, tendo início em janeiro do ano seguinte. Existe a possibilidade de declaração de oferta de redução permanente do contrato. O processamento é realizado anualmente, realização antes do Leilão A-5 ou da realização do processamento do produto A-1.

Os interessados em colaborar com a audiência pública devem enviar sugestões até o dia 11 de agosto para o e-mail: ap039_2017@aneel.gov.br.

Plano Decenal de Energia 2026

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026) resultante dos estudos de planejamento setorial realizado pelas equipes técnicas do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) está disponível para consulta pública até o dia 6 de agosto no site do MME.

Nesta edição, além de um tradicional cenário de expansão de referência, o PDE 2026 conta com análises de sensibilidade de forma a considerar as incertezas que possam vir a afetar o planejamento do Setor Elétrico, incluindo um cenário de retomada rápida da economia nacional e outro que projeta as consequências de um aumento significativo da competitividade da fonte solar. Além disso, é importante destacar que o PDE 2026 é coerente com a Política Nacional sobre Mudanças do Clima (PNMC) e com os compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.

Os estudos sinalizam que a Oferta Interna de Energia (OIE) necessária para movimentar a economia atingirá o montante de 351 milhões tep (Mtep) em 2026, resultando em um crescimento de 2% ao ano. O plano estima investimentos em infraestrutura energética até 2026 na ordem de R\$ 1,4 trilhões, sendo 71,4% dos investimentos direcionado para o Setor de Óleo e Gás, 26,2% para a geração e transmissão de energia elétrica e 2,4% para o aumento da oferta de biocombustíveis. A expansão da capacidade instalada de geração elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) prevista para o horizonte decenal é de 64,1 GW, sendo que 75% desse montante

referem-se a fontes renováveis e 50% a fontes renováveis não-hídricas. Com relação à transmissão de energia elétrica, é previsto no PDE um acréscimo de 61,8 mil km em linhas de transmissão, e um acréscimo de 199,2 GVA em capacidade de transformação.

Atualização da Resolução Normativa nº 482/2012

Está disponível no site da ANEEL a audiência pública nº 037/2017 que visa obter contribuições para a proposta de atualização da Resolução Normativa nº 482/2012, que está prevista para ocorrer até 31 de dezembro de 2019. A REN nº 482/2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. A audiência pública estará aberta para contribuições até o dia 4 de agosto.

Porém, a Absolar já se prontificou a incluir propostas para garantir a competitividade da geração distribuída no Brasil na consulta pública sobre o novo modelo do setor elétrico disponível no site do MME. A ideia a princípio seria incluir o modelo de compensação da energia na lei que deve resultar de uma medida provisória a partir da consulta pública como um direito do consumidor. Além disso, a Absolar proporá a postergação do prazo de aplicação da tarifa binômica para todos os consumidores prevista na proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico de 2021 para 2025, de forma a garantir o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural	Objeto	MME - Consulta Pública nº 34/2017	
	Descrição	Contribuições ao Plano Decenal de Energia 2026 (PDE 2026)	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 06/08/2017
	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		24/04/17
	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
	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 (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)		19/06/17	
Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)		27/06/17	
Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		20/07/17	
Seminário técnico		20/07/17	
Seminário ambiental e jurídico-fiscal		21/07/17	
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		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	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

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
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção	05/07/17
	Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	06/07/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	06/07/17
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública	21/07/17
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)	25/07/17
	Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção	23/08/17
	Seminário técnico	17/08/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	24/08/17
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	08/09/07
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/10/17
	Sessão pública de apresentação das ofertas	27/10/17
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 11/12/2017
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 29/12/2017
	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
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção	05/07/17
	Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	06/07/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	06/07/17
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública	21/07/17
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)	25/07/17
	Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção	23/08/17
	Seminário técnico	17/08/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	24/08/17
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	08/09/07
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/10/17
	Sessão pública de apresentação das ofertas	27/10/17
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 11/12/2017
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 29/12/2017

Petróleo & Gás
Natural

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	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 detalhamento dos estudos dos prospectos indicados		24/05/17
	Realização da rodada		Maio 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 detalhamento dos estudos dos prospectos indicados		24/05/17
	Realização da rodada		Terceiro quadrimestre 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		24/05/17
	Realização da rodada		Maio 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		24/05/17
	Realização da rodada		Terceiro quadrimestre 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	
Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 14/2017		
Descrição	Obter subsídios para a redação final da Resolução que propõe ajustes na Resolução ANP nº 25, de 08 de julho de 2013, que estabelece os procedimentos de Individualização da Produção de Petróleo e Gás Natural, que deve ser adotado quando se identificar que uma jazida de Petróleo, Gás Natural ou outros hidrocarbonetos fluidos se estende além de um Bloco concedido, cedido onerosamente ou contratado.		
Etapa		Data	
Consulta Pública		Até 18/07/2017	
Audiência Pública		01/08/17	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 18/2017	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que altera as Resoluções ANP nº 49 e 51, ambas de 30 de novembro de 2016, que regulam, respectivamente, os requisitos mínimos para o exercício da atividade de revenda e de distribuição de GLP.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 02/08/2017
	Audiência Pública		03/08/17
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 16/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a redação final da Resolução que propõe revisão da Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000, que estabelece os critérios para a fixação do preço de referência do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais, em atendimento à Resolução CNPE nº 05/2017 e ao Decreto nº 9.042/2017.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 08/08/2017
	Audiência Pública		18/08/17
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 19/2017	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que substituirá a Resolução ANP nº. 67, de 9 de dezembro de 2011, e disciplina a formação de estoques nacionais de etanol anidro pelos agentes da indústria de biocombustíveis.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 18/08/2017
	Audiência Pública		23/08/17
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 17/2017	
Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a revogação da Resolução ANP nº 1, de 06/01/2014, que estabelece os requisitos a serem atendidos pelos produtores, importadores e fornecedores de aditivos, pelos distribuidores que formulam os combustíveis aditivados, assim como outros procedimentos.		
Etapa		Data	
Consulta Pública		Até 10/08/2017	
Audiência Pública		24/08/17	
Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 20/2017		
Descrição	Recolher subsídios para a edição de ato regulatório que disciplinará os critérios, requisitos e procedimentos aplicáveis à Isenção de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local, bem como as regras gerais dos Ajustes de percentual de Conteúdo Local comprometido e das Transferências de Excedente de Conteúdo Local, relativos aos Contratos de Concessão a partir da Sétima até a Décima Terceira Rodada de Licitações, de Cessão Onerosa e da Primeira Rodada de Partilha de Produção dos blocos de exploração de petróleo e gás natural.		
Etapa		Data	
Consulta Pública		Até 18/08/2017	
Audiência Pública		01/09/17	

Setor Elétrico	Objeto	MME - Consulta Pública nº 34/2017	
	Descrição	Contribuições ao Plano Decenal de Energia 2026 (PDE 2026)	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 06/08/2017
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 32/2017	
	Descrição	Contribuições referentes aos "Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro"	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 02/08/2017
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 33/2017	
Descrição	Aprimoramento do marco legal do setor elétrico		
Etapa		Data	
Consulta Pública		Até 17/08/2017	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

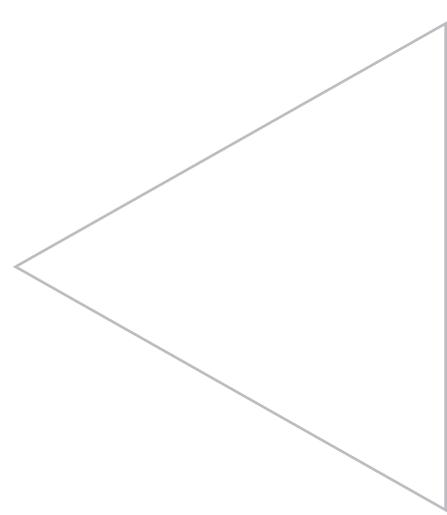
Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão de Energia Elétrica - nº 05/2016	
Descrição	Concessão de SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, pela menor RECEITA ANUAL PERMITIDA proposta, de forma individualizada para cada LOTE, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, 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	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 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. UHes São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande.	
	Etapas	Data
	Publicação do edital para realização do leilão (previsão)	26/07/17
Objeto	ANEEL - Consulta 007/2017	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições do atendimento ao público previstas na Resolução Normativa nº 414/2010, conforme item 33 da Agenda Regulatória 2016-2018.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	28/08/17
Objeto	ANEEL - Consulta 008/2017	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas aos processos de leitura constantes da Resolução Normativa nº 414, de 2010, conforme item 34 da Agenda Regulatória 2016-2018.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	04/09/17
Objeto	ANEEL - Audiência 029/2017	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação de aspectos relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	Até 31/07/2017
Objeto	ANEEL - Audiência 034/2017	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas à definição dos correspondentes limites para o indicador de qualidade comercial Frequência Equivalente de Reclamação - FER.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	Até 07/08/2017
Objeto	ANEEL - Audiência 035/2017	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação da metodologia de cálculo da subvenção para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de Cooperativas de Eletrificação Rural.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	Até 14/08/2017

Setor Elétrico

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 037/2017	
	Descrição	Obter contribuições à proposta de atualização da Resolução Normativa nº 482/2012, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		Até 04/08/2017
	Objeto	ANEEL - Audiência 038/2017	
	Descrição	Obter subsídios para aprimorar, na Resolução Normativa nº 729/2016, exclusivamente: (i) o critério de confiabilidade do § 3º do art. 5º; (ii) o parâmetro de duração do desligamento programado para aplicação do art. 8º; (iii) o parâmetro regulatório estabelecido nos art. 17 e 18; e (iv) a aplicação da Resolução Normativa nº 729/2016, para todas as transmissoras ou equiparadas. E ainda obter subsídios com vistas a aprimorar o entendimento ou a aplicação dos seguintes comandos regulamentares da Resolução Normativa nº 729/2016: o § 2º do art. 10; os incisos VI e XV do art. 12; o inciso I do § 1º do art. 16; e os arts. 13 e 21.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		Até 04/08/2017
	Objeto	ANEEL - Audiência 039/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica relativas ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSDEN.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		Até 11/08/2017
Objeto	ANEEL - Audiência 040/2017		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão da alocação de cotas de garantia física contratadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 25/08/2017	



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:

