

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

ABRIL • 2017

04

EDITORIAL

Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE

OPINIÃO

José Mauro Ferreira Coelho, Marcos Frederico Farias de Souza, Marcelo Cavalcanti, Carlos Pacheco, Maria Cecília de Araújo, Paula Barbosa

Reformas no *Upstream* da Indústria Petrolífera Mexicana: um Paralelo com o Caso Brasileiro

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado de Jesus

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gás

Milas Evangelista de Sousa - Biocombustível

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

Estagiárias

Julia Febraro F. G. da Silva

Raquel Dias de Oliveira

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação

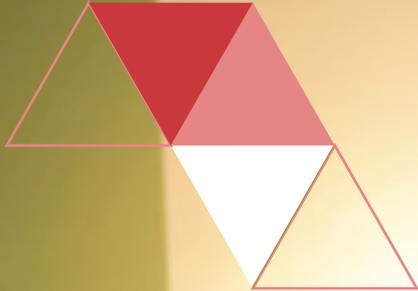
Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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



SUMÁRIO

▷ Opinião	
Reformas no <i>Upstream</i> da Indústria Petrolífera Mexicana: um Paralelo com o Caso Brasileiro	04
▷ Editorial	
Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE.....	07
▷ Petróleo.....	15
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	15
Derivados do Petróleo	22
▷ Gás Natural	25
Produção, Importação e Consumo	25
Preços	28
O Futuro	29
▷ Biocombustíveis	30
Introdução.....	30
Produção e Consumo	30
Preços	33
Importação e Exportação de etanol	34
Matérias-primas para o biodiesel	37
▷ Setor Elétrico	38
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	38
Demanda	39
Oferta.....	39
Intercâmbio de Energia Elétrica	40
Estoque	40
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	42
Demanda	44
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	46
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	48
Tarifas de Energia Elétrica.....	48
Leilões.....	50
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	51



REFORMAS NO UPSTREAM DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA MEXICANA: UM PARALELO COM O CASO BRASILEIRO

José Mauro Ferreira Coelho, Marcos Frederico Farias de Souza, Marcelo Cavalcanti, Carlos Pacheco, Maria Cecília de Araújo, Paula Barbosa

O setor energético do México recentemente atravessou um período de profundas mudanças estruturais, incentivadas pela Reforma Energética instituída em 2013, no governo do presidente Enrique Peña Nieto. As reformas buscaram reestruturar, além do setor de geração e transmissão elétrica, a indústria petrolífera mexicana com vistas à atração de novos investimentos e tecnologias, a fim de reverter o quadro de queda da produção de hidrocarbonetos.

Assim como o México, o Brasil também passou por reformas recentes no marco regulatório da indústria

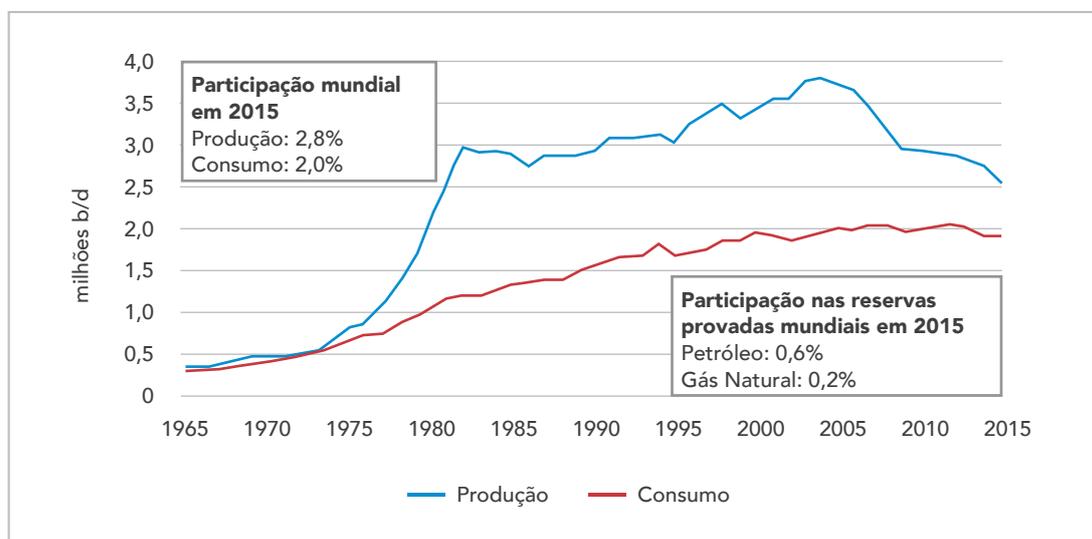
petrolífera, buscando conciliar a atração de empresas privadas com a permanência de suas empresas estatais exercendo importante papel em seus mercados. Em ambos os países, a produção comercial de petróleo iniciou-se a partir de empresas privadas que posteriormente foram nacionalizadas, através da criação de uma empresa estatal. Todavia, cada país se reestruturou em função de suas especificidades geográficas, político-institucionais e tecnológicas (EPE, 2016). O princípio da exploração de petróleo no México caracterizou-se por atrair empresas estrangeiras e multinacionais com descobertas comerciais importantes, enquanto que no Brasil, inicialmente, não houve uma descoberta comercial significativa capaz de impelir investimentos estrangeiros.

A gestão dos direitos minerais no subsolo no México passou por grandes mudanças no final do século XIX e no ano de 1917, quando foi introduzido o Contrato de Concessão. No caso brasileiro, ao Código de Minas de 1934 que reestabeleceu o princípio dominial, foi incluída uma cláusula em 1938 possibilitando tanto um regime de concessões quanto à exploração e produção de petróleo pela União, diretamente ou através de contratos de risco, também conhecidos como “Contratos de cláusulas de risco” ou “Contratos de serviço de risco” (EPE, 2016).

A nacionalização de empresas estrangeiras foi deflagrada por razões diferentes no México e no Brasil. Enquanto no México, a nacionalização da indústria ocorrida no final da década de 1930 foi o modo encontrado para enfrentar as empresas privadas estrangeiras (principalmente, na resolução de conflitos trabalhistas) e garantir ao Estado os benefícios da produção de petróleo, no caso brasileiro, a opção por nacionalizar a indústria e criar uma empresa estatal, em 1953, veio da necessidade de se investir no aumento da produção nacional de petróleo e da capacidade de refino (EPE, 2016). Na prática, a nacionalização da indústria petrolífera mexicana significou uma ruptura com o modelo de investimento privado no setor e o início de um monopólio da Pemex, a mudança correspondente na legislação se deu posteriormente, de forma gradativa.

Na década de 1970, houve um forte processo de incorporação de reservas provadas de petróleo no México, período no qual foi descoberto o Complexo de Cantarell. As mudanças do setor de energia mexicano ocorridas no início da década de 1990, em especial a reestruturação da Pemex (1992), o alinhamento com a política externa, bem como a instabilidade do mercado internacional do petróleo, permitiram uma nova intensificação da atividade exploratória buscando o aumento da produção. Tal resultado começou a ser observado já na segunda metade da década de 1990 e culminou em 2004, com a produção de 3,8 milhões bpd (vide Gráfico 1), com destaque para o Complexo de Cantarell¹, o qual teve um papel fundamental na produção mexicana de petróleo durante três décadas: contribuiu com 36,7% da produção nos anos 1980, 40,8% nos anos 1990 e 50,4% entre 2000-2010 (EPE, 2016).

Gráfico 1: Evolução da produção e do consumo de petróleo no México



Fonte: BP, (2016).

¹ O pico de produção de Cantarell ocorreu em 2004, sucedido por um rápido declínio, a uma taxa média de 18% ao ano, até 2011. No entanto, a queda na produção total do México foi mais branda, porque as perdas em Cantarell foram parcialmente compensadas por uma maior produção em outros campos offshore. O mais importante deles é o Complexo Ku-Maloob-Zaap, que superou Cantarell em produção em 2009, passando ao posto de maior produtor do mundo. A produção mexicana de petróleo caiu em média 5% a.a., entre 2005 e 2009, mas reduziu a taxa de queda nos últimos anos para 1% a.a.. Já o consumo de petróleo aumentou 2,2% ao ano entre 1982 e 2005, permanecendo em torno de 2,0 milhões de bpd na última década.

A partir de 2004, com o declínio da produção e o consumo crescente, a exportação de petróleo do México diminuiu de forma íngreme (3,7% ao ano, em média). A queda nas exportações fez cair a participação do México nas importações americanas de petróleo: de 16% em 2003 para 9% em 2015. Ainda assim, o principal destino das exportações mexicanas de petróleo em 2015 foram os Estados Unidos, com 57% de participação. É importante destacar que, em 2015, as exportações representaram pouco mais de 40% da produção.

A redução de receita a partir da queda na produção de petróleo conduziu a movimentos trabalhistas que ganharam força e conseguiram alterar a Constituição mexicana ao final da década de 1950. Apesar das tentativas de flexibilização do monopólio, esse regime vigorou até a abertura do setor que, apesar das tentativas em 2008, teve início efetivo em 2013 no México. Já no Brasil, a instabilidade do mercado internacional de petróleo no início da década de 1990 e a onda liberalizante vinda da Europa trouxeram a necessidade de reformas, iniciadas a partir da Emenda Constitucional nº 9/1995. Posteriormente, a partir da descoberta de petróleo na camada do Pré-sal em 2006, houve nova revisão do marco regulatório brasileiro, culminando com a publicação da Lei nº 12.351/2010, instituindo o regime de Partilha de Produção. Ambos os países adotam hoje sistemas híbridos que admitem a coexistência de diferentes tipos de contratação. Assim como ocorreu no Brasil, o México conciliou a abertura do setor e o fim do monopólio com a reestruturação de sua empresa estatal (EPE, 2016).

Outra similaridade no rearranjo regulatório de Brasil e México foi a adoção de um fundo para depósito de recursos provenientes da produção de petróleo e gás natural. A geração de riquezas derivadas do petróleo e as dificuldades na gestão de déficits fiscais e de contas externas conduziram à criação dos fundos soberanos e dos fundos específicos do petróleo, no Brasil e no México.

O novo Marco Regulatório Mexicano de 2013 trouxe novas perspectivas para o setor de petróleo e gás natural do México, com a redução no número de impostos e nas alíquotas que incidem sobre as rendas petrolíferas, além da adoção de termos favoráveis para o setor, atraindo os investidores privados, nacionais e estrangeiros². Isto propiciou o aumento potencial dos lucros advindos das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A nova base jurídica para a regulação do setor de petróleo e gás natural mexicano é formada pelo art. 27 da Constituição, pela *Ley de Hidrocarburos* que regulamenta o art. 27 (substituindo a Lei de 1958) e pela *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos* (México, 2014). Neste sentido, onde antes só havia as Alocações³ para a Pemex, com a reforma, a outorga de blocos exploratórios pode ocorrer não somente através de Alocações (a empresas do Estado, como a Pemex) como também por Contratos⁴. Os Contratos podem ser firmados com empresas públicas ou privadas, sob a modalidade de (i) Licença; (ii) Partilha de Produção; (iii) Partilha de Lucro e (iv) Contratos de Serviço. No Brasil, a Lei nº 9.478/1997 e a Lei nº 12.351/2010 estabelecem as regras vigentes, conforme indicado na Tabela 1.

² O novo modelo mexicano determina explicitamente que as empresas públicas ou privadas que detenham contratos de E&P podem contabilizar o valor desses contratos e do lucro esperado em suas demonstrações financeiras (condição primordial para as empresas privadas se interessarem em investir no país). No caso do Brasil, a titularidade, para as empresas estrangeiras, dos hidrocarbonetos produzidos passou a vigorar a partir de 2010, com a Lei nº 12.351/2010 (lei de Partilha da Produção).

³ A Pemex pode disputar por contratos como outra empresa qualquer nas rodadas de licitações e estará sujeita às mesmas regras e tributação na condução desses contratos. No entanto, ela também pode utilizar as chamadas Alocações (ou *asignaciones*) para exploração e produção de petróleo e gás natural, que são outorgadas diretamente à Pemex ou outra empresa produtiva do Estado, de maneira excepcional. Diferente dos contratos, que são outorgados pela CNH, as Alocações são outorgadas pela SENER, após parecer favorável da CNH. Com a reforma, ela ganhou o caráter excepcional e novas regras, assim como um novo regime fiscal. A Pemex também pode converter as Alocações em Contratos e, nesse caso, pode se associar a outras empresas privadas (nacionais ou estrangeiras), como uma *joint venture*, através de um processo licitatório. A novidade desta reforma é que, ao se associar a outras empresas, a Pemex não poderá escolher seu sócio.

⁴ Apesar da possibilidade de estabelecimentos de novas modalidades de Contratos, a Emenda Constitucional de 2013 manteve o veto à modalidade de Contratos de Concessão.

Tabela 1: Comparativo entre México e Brasil: aspectos da reforma

Itens da Reforma	México	Brasil
Legislação	Decreto de 23 de agosto de 2013 e Ley de Hidrocarburos e Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, de 2014	Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010
Modalidades de contratos em vigor	(1) Licença (2) Partilha (2.1) de produção (2.2) de lucro (3) Contratos de Serviços	(1) Concessão (2) Partilha de produção
Conteúdo Local	Em 2015, até 25%. Posteriormente, aumento gradual até o limite de 35%, em média, em 2025, em média	Na 13ª Rodada (2015), o conteúdo local médio variou de 73% a 80%, na exploração e no desenvolvimento, respectivamente*

* Nota: As novas regras de conteúdo local para o setor de petróleo e gás natural serão aplicadas na 14ª Rodada de Licitações e para a nova rodada de leilões de blocos no Pré-sal, previstas para 2017. Para exploração *onshore*, o índice de conteúdo local será 50%. Nos blocos *offshore*, o conteúdo mínimo será de 18% na fase de exploração, 25% para a construção de poços e 40% para sistemas de coleta e escoamento. Nas Unidades Estacionárias de Produção (UEP), o percentual estabelecido foi de 25% (MME, 2017).

Fonte: EPE (2016).

No México, a outorga dos diversos Contratos se dá através de licitação realizada pela *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH). A *Secretaría de Energía* (SENER) define as áreas que serão objeto de leilão e o desenho técnico dos Contratos oferecidos, incluindo as cláusulas de conteúdo local. Na fase de operação, a CNH deve aprovar os planos de exploração e desenvolvimento, e perfuração de poços, além de ser responsável pela gestão dos Contratos. A Pemex pode participar das rodadas de licitação como outra empresa qualquer e estará sujeita às mesmas regras e tributação na condução desses contratos. De acordo com a nova legislação (*Ley de Hidrocarburos* 2014), o Estado Mexicano pode dar, excepcionalmente, à Pemex ou outra estatal, Alocações para E&P, em vez de contratos. A SENER outorga as alocações após o parecer favorável da CNH.

A primeira outorga de Alocações ocorreu na Rodada Zero em 2014 (semelhante ao ocorrido no Brasil em 1995), sendo esta uma importante etapa da Reforma Mexicana do petróleo, na medida em que concedeu à Pemex uma Alocação total de 20,6 bilhões de barris equivalentes de petróleo (bep) em reserva 2P e cobrindo cerca de 90 mil km². Após a Rodada Zero, foi realizada a Primeira

Rodada de licitação de blocos para companhias privadas, com acesso a 60 campos, com reservas provadas totais de 3,8 bilhões bep. A Primeira Rodada foi dividida nas quatro fases: i) águas rasas para exploração; ii) águas rasas com reservas provadas; iii) campos maduros em terra; e iv) águas profundas no Golfo do México. As duas primeiras fases ofereceram Contratos de Partilha de Produção e as duas últimas, Contratos de Licença.

A primeira fase, de exploração em águas rasas, teve 14 blocos oferecidos e apenas dois blocos arrematados (por uma *joint venture* entre empresas do México, Estados Unidos e Reino Unido). Na segunda, de águas rasas com reservas provadas, foram ofertados cinco blocos e três foram arrematados, todos por empresas internacionais (Itália, Estados Unidos e Argentina). Já a terceira fase, de campos maduros em terra, teve como resultado 25 blocos arrematados. Por fim, na quarta fase da Primeira Rodada, dos dez blocos em águas profundas ofertados, oito foram arrematados por empresas, ou consórcios de empresas, oriundas da China, EUA, Inglaterra, Noruega, França e Japão, além de duas empresas locais (SENER, 2017), revelando uma maior atratividade por grandes operadoras de petróleo da indústria mundial. Paralelamente, realizou-

se o primeiro *farm-out* em águas profundas, realizado entre a Pemex e a BHP Billiton (40%/60%), no bloco de Trión. O desenvolvimento da produção possibilitará não somente um aumento das receitas do Governo Federal, como também uma melhora no fluxo de caixa da Pemex.

O governo mexicano, buscando acelerar a produção agendou a Segunda Rodada de licitações de exploração e produção, dividida em três fases: uma em águas rasas (15 blocos, por contratos de partilha de produção, em junho de 2017) e duas em áreas *onshore* (totalizando 28 blocos, por Contratos de Licença, em julho de 2017). Outros *farm-outs* entre empresas privadas (nacionais ou estrangeiras) e a Pemex já estão previstos para 2017, como o campo de Ayín-Batsil (óleo pesado em águas rasas) e o campo de Ogarrío & Cárdenas-Mora (óleo leve e extra leve em campos maduros *onshore*). Até 2019, o Programa Quinquenal de Licitações para E&P, lançado em 2015, prevê mais duas rodadas de licitações para exploração e produção, além da possibilidade de novos *farm-outs*.

Dessa forma, o novo regime regulatório de exploração e produção de petróleo e gás natural adotado no México tornou-se mais flexível, possibilitando ao governo adequar diferentes Contratos às distintas condições de áreas, bem como de cada momento, sem a necessidade de alterar a Constituição nem a legislação do setor. Isto vem contribuindo para o dinamismo do investimento em petróleo e gás natural e a retomada do crescimento da produção de hidrocarbonetos no médio e longo prazos, inclusive pela expansão de fontes de petróleo não convencionais, como a exploração e produção de águas profundas e de *tight oil*. Destacam-se nas reformas empreendidas pelo México a abertura nas atividades de E&P para empresas privadas e não somente para a PEMEX; a redução e simplificação da carga tributária; a ampliação das condições para o retorno financeiro e lucratividade; o aumento da segurança para os investidores através da reestruturação institucional e da readequação do sistema jurídico.

É relevante ressaltar que a reforma no México foi planejada e anunciada em um contexto de preços do petróleo oscilando entre US\$ 100/bbl e US\$ 120/bbl no final de 2013,

significativamente superior ao atual patamar de US\$ 55/bbl. Caso o preço do petróleo se estabilize em um patamar baixo, as possibilidades de investimento no México se tornam muito menos atrativas do que em um cenário de alta. Neste sentido, a queda dos preços do petróleo, aliada com incertezas relacionadas ao governo de Donald Trump (possibilidades de deportação e contenção à imigração, tentativas de revisão do NAFTA e aumento nas tarifas de importação do México, entre outras) poderão ocasionar um retardo nas decisões de investimento nas atividades de E&P de petróleo e gás natural no México. A resultante final deste conjunto de impactos dependerá da maior ou menor duração do preço do petróleo a patamares baixos e da capacidade do México adaptar sua regulação ao novo contexto político e econômico.

O fato de ter realizado sua reforma mais recentemente (utilizando, inclusive, o processo de revisão do marco regulatório brasileiro como *benchmarking*) permitiu que o México criasse um ambiente favorável aos investidores, permitindo-lhes uma maior liberdade de escolha: no que concerne ao regime fiscal, aos parâmetros de otimização de lucros e produção e, também, maior flexibilidade quanto aos limites de conteúdo local. A SENER, além do estabelecido no Programa Quinquenal mexicano, já planeja novos processos de outorgas para os próximos anos, buscando não somente a renda petrolífera decorrente do aumento da atividade, como também a reposição de suas reservas de hidrocarbonetos e o desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás natural.

A reforma energética mexicana vem atuando no sentido de melhorar as condições de investimento no país. Nesse sentido, o México apresenta-se como potencial concorrente para o Brasil na atração de novos players no segmento de E&P. O Brasil, a exemplo do México, necessita continuar a busca por soluções que promovam sua competitividade, tais como um calendário definido de leilões e a resolução de dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental. Neste sentido, destaca-se a iniciativa de flexibilização da política de conteúdo local no Brasil, que se constitui em uma tentativa de aumentar a atratividade nas próximas rodadas de licitação de petróleo e gás natural.

REFERÊNCIAS

BP, (2016). *Statistical Review of World Energy 2016*. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 03 mar. 2017.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2016). *Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México*. Nota Técnica SPT-Abast n°. 1/2016. EPE, Setembro de 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/NT_Mexico%202016set.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2017.

MEXICO, (2014). *Ley de Hidrocarburos*. Nueva Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.ordenjuridico.gob.mx>>. Acesso em: 03 mar. 2017.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2017). *Nova política de Conteúdo Local reduz percentuais e facilita investimentos*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/nova-politica-de-conteudo-local-reduz-percentuais-e-facilita-investimentos>. Acesso em: 13 mar. 2017.

SENER. SECRETARÍA DE ENERGIA, (2017). *Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración Y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019*. SENER, Febrero 2017. Disponível em: <<http://www.gob.mx/sener>>. Acesso em: 03 mar. 2017.

José Mauro Ferreira Coelho é Diretor da Diretoria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), graduado em Química Industrial, com Mestrado em Engenharia dos Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia (IME) e Doutorado em Planejamento Energético pelo Programa de Planejamento Energético (PPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Funcionário de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2007, onde exerceu os cargos de Superintendente Adjunto de Petróleo, Superintendente Adjunto de Gás Natural e Biocombustíveis e Assessor na Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG). Atualmente é o Diretor de Estudos do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Possui mais de vinte e cinco anos de experiência profissional, atuando nos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Atuou também, por vários anos, na área docente de graduação e pós-graduação, com três livros publicados e mais de trinta trabalhos científicos apresentados ou publicados em periódicos ou anais de congressos nacionais e internacionais.



Marcos Frederico Farias de Souza é Mestre em Engenharia Civil (COPPE-UFRJ), com especialização em Petróleo e Gás (CEFET), extensão em Planejamento Energético (COPPE-UFRJ) e Análise de Sistemas (PUC-RJ), Bacharel em Matemática (Faculdade Pedro II). Experiência na Petrobras – 12 anos // Anp – 6 anos // EPE – 11 anos. Cargo Atual: Superintendente de Petróleo.

Marcelo Cavalcanti é Doutor em planejamento energético pelo Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ (2011), economista formado pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003), atua como Superintendente Adjunto da Superintendência de Petróleo da Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (DPG) na Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Responsável por coordenar estudos relacionados ao abastecimento de derivados de petróleo, destacando-se em temas relacionados à demanda de energia do setor transporte e à consolidação da demanda de derivados, ao refino de petróleo, além da infraestrutura logística e da precificação de petróleo e de derivados. Funcionário de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2008, sempre atuou na DPG. Entre as experiências profissionais anteriores, destacam-se sua participação na Superintendência de Estudos Estratégicos da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (cargo comissionado: 2003-2004), no XI Congresso Brasileiro de Energia (secretário executivo - 2005-2006) e na COPPE/UFRJ (pesquisador 2006-2008).



Carlos Augusto Góes Pacheco é graduado em Ciências Econômicas (IE/UFRJ) e Mestre em Planejamento Energético pelo Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ). Funcionário de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2007, exerce o cargo de Analista de Pesquisa Energética na Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

Maria Cecília Pereira de Araújo é Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), é Mestre em Regulação do Setor Elétrico pela Universidad Pontificia Comillas e em Economia Matemática e Indústrias de Rede pela Université Paris-Sud XI.



Paula Isabel da Costa Barbosa é graduada em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com Mestrado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) e atualmente está cursando o Doutorado em Planejamento Energético pelo Programa de Planejamento Energético (PPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Funcionária de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2014, sempre atuou na Superintendência de Petróleo. Possui quinze anos de experiência profissional nos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis, tendo atuado no Brasil e no exterior, junto a grandes multinacionais do setor. Por dois anos, atuou na área docente de graduação de economia e administração e, durante quatro anos, em pesquisa, com vários artigos publicados em revistas científicas, congressos e jornais de grande circulação. Possui também um MBA de Negócios Internacionais do INSEAD (Instituto Europeu de Estudos de Economia e Negócios Internacionais), França, e um MBA de Gestão de Projetos de Petróleo do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, IBP, Rio de Janeiro.



EDITORIAL

PROGRAMA PARA REVITALIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES - REATE

Diante da gravidade da crise do setor petrolífero mundial, iniciada ao final de 2014 com a queda dos preços do cru no mercado internacional, o governo brasileiro iniciou, ao final de 2016, uma série de intervenções e revisões no arcabouço regulatório do setor, buscando aumentar a atratividade do Brasil na disputa por investimentos no setor. As principais mudanças, até agora, foram: i) o fim da regra de operadora única no Pré-sal; ii) a retomada dos leilões a partir de 2017 (calendário de previsibilidade

para o setor) e iii) aprovação de novas regras de conteúdo local mais favoráveis ao setor petrolífero para os leilões programados em 2017.

Além disso, o governo lançou alguns programas de incentivo nas áreas de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, conforme mostra a Figura 1, sendo eles: o REATE, que tem como foco a reativação da exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres; o Gás para Crescer, voltado para o setor de gás natural; o Combustível Brasil, que visa a estimular os setores de refino e distribuição de combustíveis; e o RenovaBio, que busca promover os combustíveis renováveis, como o etanol e o biodiesel.

O foco de análise deste texto é o programa REATE (Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres), lançado em janeiro de 2017, com o objetivo estimular a produção de petróleo e gás em áreas terrestres. Para sustentar a discussão sobre o programa, serão debatidas, primeiramente, algumas características desse setor no Brasil e no mundo.

Figura 1: Programas Governamentais para reaquecimento do setor petrolífero



Fonte: MME (2017)

Embora o Brasil possua considerável potencial em terra, as bacias terrestres são ainda pouco exploradas. Segundo dados da Confederação Nacional da Indústria (2016), dos mais de 7,5 milhões de km² de área sedimentar, em 29 bacias, apenas 2,8 milhões de km² são áreas possíveis para exploração e produção (31% *offshore* e 69% *onshore*), onde apenas 321 mil km² estão em concessão de E&P e desses apenas aproximadamente 21 mil km² estão na fase de desenvolvimento e produção.

Das bacias brasileiras, do ponto de vista de gás *onshore*, a Bacia do Parnaíba é um dos *plays* mais promissores, e, por ser um sistema geograficamente isolado, a solução encontrada para monetizar seus recursos foram projetos do tipo *reservoir-to-wire*, onde usinas termelétricas são construídas próximas aos campos de produção de gás natural (Projetos da ENEVA).

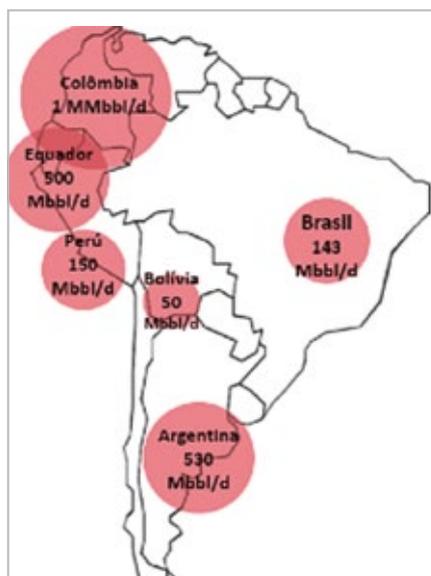
Embora os reservatórios terrestres sejam, na sua maioria (a exceção os amazônicos, por exemplo), mais simples de serem acessados, eles possuem diversos desafios, como os relacionados ao aumento do fator de recuperação de campos maduros, com o mínimo de despesas. Sabe-se que, mesmo após 20 anos de produção, em média, mais de um terço dos hidrocarbonetos recuperáveis podem permanecer em um campo, mesmo após o uso de métodos de recuperação (secundária ou mesmo terciária). Em decorrência desses desafios e das

características técnicas desse segmento, que geralmente levam a margens de retorno menores e requerem maior controle dos custos operacionais, tais *plays* acabam por não despertar o interesse de empresas grandes, mas não por serem *onshore*, mas por terem reservatórios algumas vezes menores, e em sua maioria já em declínio de produção (principalmente quando são comparadas às áreas marítimas e, mais ainda, ao pré-sal).

Esse segmento, no entanto, apresenta um alto potencial para ser explorado por empresas de pequeno porte e (no Brasil), com isso, proporcionar o desenvolvimento indústrias regionais em localidades como o Norte e o Nordeste, movimentando de forma relevante a economia de municípios e estados produtores.

Vale destacar que diversos países da América Latina possuem maiores volumes de produção *onshore* do que o Brasil. A Figura 2 apresenta a produção *onshore* em alguns desses países, em janeiro de 2017. Note que a produção *onshore* colombiana foi de 1 MMbbl/d superando, em muito, a produção brasileira, de apenas 143 Mbbl/d. Além da Colômbia, a Argentina e o Equador também apresentam produções superiores às do Brasil, o que sinaliza que o setor pode estar sendo mal aproveitado no país (destacamos que uma larga área sedimentar em si, não é garantia de potencial).

Figura 2: Produção onshore em países da América Latina



Fonte: MME (2017)

Nesse sentido, em janeiro de 2017, foi lançado o REATE, com o objetivo estimular a produção de petróleo e gás em áreas terrestres onde o governo prevê que a produção brasileira seja mais do que triplicada até 2030, passando dos 143 mil barris/dia produzidos atualmente para 500 mil barris/dia. A iniciativa pretende contribuir para a retomada do setor, prevendo a geração de mais de 10 mil novos empregos diretos e indiretos e que o número de estados produtores passe dos atuais 8 para 16.

Entre as frentes estratégicas do REATE estão a sinergia com o programa de desinvestimento da Petrobras, a definição de um calendário de oferta de novas áreas, a criação de alternativas de financiamento, a determinação de exigências compatíveis ao grau de complexidade dos ativos terrestres e o fomento a sinergias no processo de licenciamento ambiental dos estados.

Atualmente, há 194 blocos *onshore* em concessão e estão previstas duas rodadas de licitação envolvendo blocos terrestres em 2017. A 4ª Rodada de Licitações de Áreas com Acumulações Marginais, sob o regime de concessão, ocorrerá em maio e serão ofertadas áreas

inativas com acumulações marginais localizadas nas bacias do Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo. A 14ª Rodada de Licitações, sob o regime de concessão, está prevista para ocorrer em dezembro de 2017 e há blocos em estudo em 6 bacias sedimentares terrestres. A Figura 3 mostra o perfil da produção *onshore* hoje no país.

Independentemente do andamento do Projeto Topázio, que prevê a venda de mais de uma centena de campos terrestres da Petrobras considerados maduros e não mais atrativos economicamente para a empresa, mas de alta relevância para o setor, o governo tem, com o REATE, a possibilidade de dar fôlego a um segmento fragilizado pela falta de uma política pujante. O *onshore* brasileiro foi esquecido nos últimos anos, sobretudo depois da descoberta do pré-sal.

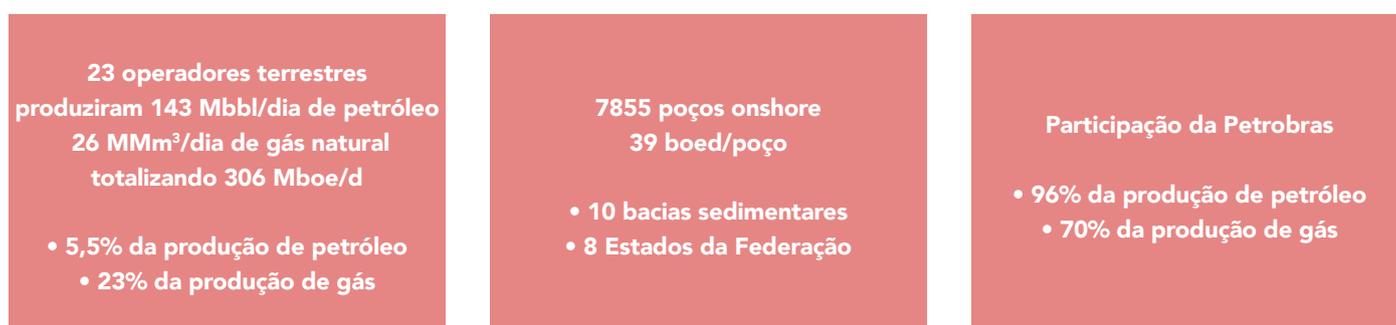
Entre as principais demandas reivindicadas por entidades do setor, como a ABPIP (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás)⁵, estão: a criação de uma superintendência para cuidar especificamente de campos terrestres na ANP; a continuidade na oferta regular de campos e áreas para exploração e desenvolvimento e

⁵ Em evento realizado na Firjan, em março/2017 no Rio de Janeiro, denominado "Workshop Onshore no Brasil", o diretor da ANP José Gutman mencionou a criação da Coordenação de Áreas Terrestres

produção de petróleo por empresas de pequeno e médio porte, com maior previsibilidade e menores incertezas; resolver a questão da comercialização do petróleo via entendimento com a Petrobras; eliminar exigências regulatórias desproporcionais aos ativos de campos terrestres; instituir uma declaração de origem em substituição ao certificado de conteúdo local; utilizar alíquotas mínimas

permitidas pela legislação para a próxima rodada de campos terrestres; estender prazos para o cumprimento de investimentos em blocos de exploratórios em concessões existentes; alterar a regulação e a definição da autorização para o uso de técnicas de estimulação vertical; e a revisão dos prazos de garantia de suprimentos de gás para projetos de geração via térmica (Gás para Crescer).

Figura 3: Perfil da produção terrestre no Brasil



Fonte: MME (2017)

Adicionalmente, as obrigações de abandono relativos aos campos não deveriam ser repassados integralmente para os novos operadores. O custo de abandono, na maioria dos campos, é bastante significativo, e as questões relativas a este passivo são muito relevantes para a sociedade. É preciso, assim, que se formule uma política de abandono que possibilite o adequado financiamento destas atividades, de forma a não aumentar ainda mais os custos de operação a ponto de inviabilizarem ou restringirem investimentos adicionais pelos novos operadores independentes (tanto ao programa Topázio e a Rodadinha têm essa incerteza embutida: quem vai comprar não sabe ainda que obrigações terá, porque a regulação do abandono ainda não foi discutida).

Os desafios do programa são muitos, como fazer toda a estrutura do governo pensar o desenvolvimento

do *onshore* dissociado da Petrobras, fazendo dela parte do projeto e não o projeto em si, além de levar desenvolvimento e geração de emprego para o interior do país. Desenvolver a estrutura para que as pequenas petroleiras consigam tocar seus projetos parece ser a única forma de os municípios do Rio Grande do Norte, Espírito Santo, Bahia, Sergipe e Maranhão voltarem a ganhar com a atividade, hoje paralisada com a suspensão das atividades da Petrobras. Adicionalmente, parece essencial a questão da diversificação, grandes empresas são poucas. Pequenas empresas devem ser muitas, para competirem e crescerem. No processo, elas geram empresas maiores, geram empregos, sustentam porções cada vez maiores da cadeia de suprimentos e, aqui e ali, desenvolvem tecnologias e implantam infra-estrutura. Para que elas existam, é preciso que haja oportunidades, é preciso que haja áreas disponíveis.

* 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 Febrano/Fernanda Delgado

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de fevereiro de 2017 apresentou queda de 10,05% da produção de óleo bruto em relação ao mês anterior, e crescimento de 10,53% em relação ao mesmo mês de 2016. A queda de produção de um mês para o outro se deve às paradas para manutenção do FPSO Cidade de Angra dos Reis, localizado no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, e da P-37, no campo de Marlim, na Bacia de Campos (Petrobras, 2017). A produção de petróleo em fevereiro de 2017 foi de 2,6 milhões de barris por dia (MMbbl/d), ligeiramente inferior à produção de janeiro que foi de 2,7 MMbbl/dia, mas superior à de fevereiro de 2016 (2,2 MMbbl/d) (Tabela 2.1).

Segundo dados da ANP, 95% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. No total, o país tem 8.573 poços: 755 marítimos e 7.818 terrestres. A produção de fevereiro de 2017 derivou de 8.476 poços, sendo 821 marítimos e 7.655 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em fevereiro foi oriunda de 74 poços e totalizou 1,2 MMbbl/d de óleo e 48,0 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,5 MMboe/d. Esta produção correspondeu a 46% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia do Potiguar, teve o maior número de poços produtores: 1.104. Já o de Dom João Mar, na Bacia do Recôncavo, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 64. O FPSO Cidade de Itaguaí, unidade produtora do campo de Lula, foi a Unidade Estacionária de Produção com maior produção do país no mês de fevereiro: 190,1 kboe/d.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

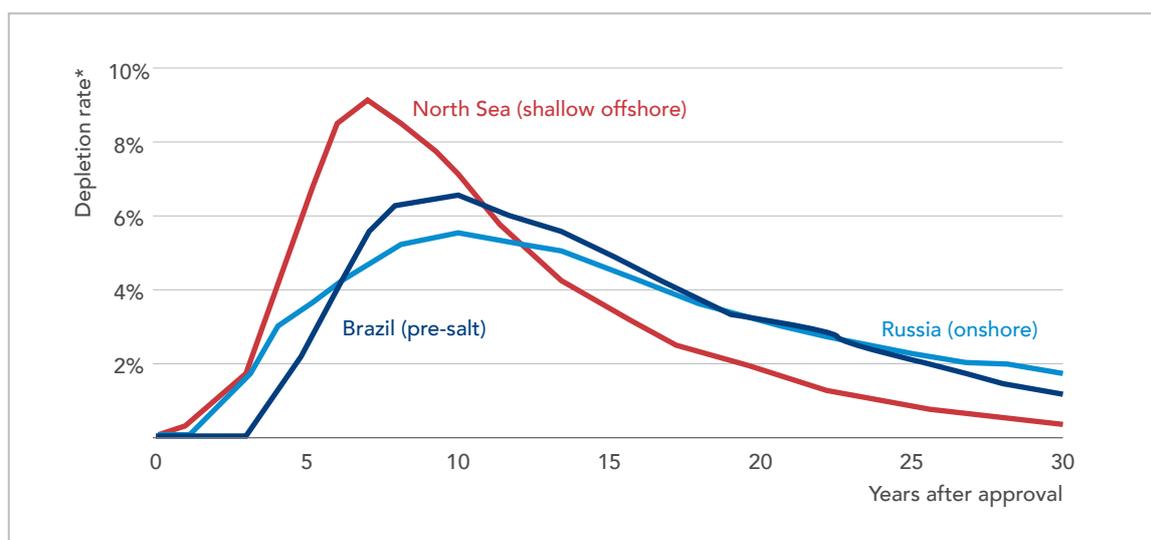
Agregado	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
Produção	74.914.013	-10,05%	10,63%		83.283.397	67.715.748
Consumo Interno	46.847.037	-7,23%	-12,06%		50.500.679	53.269.121
Importação	6.160.189	146,35%	-31,75%		2.500.610	9.025.687
Exportação	43.579.581	11,85%	94,26%		38.961.189	22.433.354

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Como comentamos no Boletim de Conjuntura de março (2017), este nível de produção do pré-sal foi atingido apenas dez anos após a primeira descoberta (comparações com o desenvolvimento de outros plays na Figura 1). Segundo a Petrobras (2017), os projetos

de pré-sal se baseiam em uma enorme base de recursos complexos, assim como em um programa particular para sua cadeia produtiva – chamado *fast track* – onde a estratégia é seguir um modelo acelerado de implantação no qual o prazo é considerado um fator preponderante.

Figura 1: Taxas de produção após aprovação para vários tipos de projetos



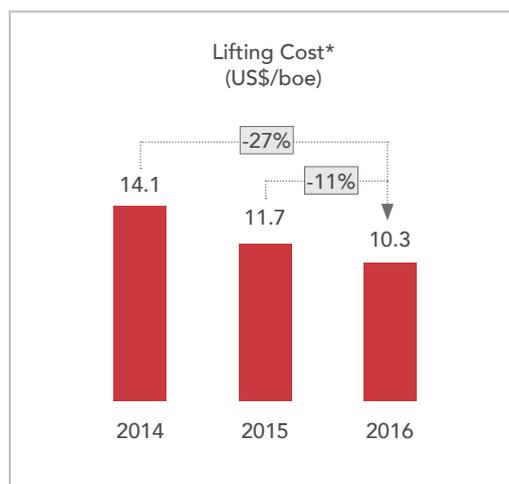
Fonte: WEO, 2016

O caráter dinâmico da produção do pré-sal, impresso em seu rápido *development lag* pode ser explicado, dentre vários fatores (alguns já citados acima), pela alta produtividade média dos poços. Por exemplo, a produtividade por poço em operação comercial no pré-sal da Bacia de Santos tem sido da ordem de mais de 30 mil barris de óleo por dia, maior que a registrada no Mar do Norte (15 mil barris por poço/dia) e no Golfo do México (10 mil barris por poço/dia). Adicionalmente, o tempo de perfuração desses poços é cada vez menor. O tempo médio para construção

de um poço marítimo no pré-sal da Bacia de Santos era, até 2010, de aproximadamente 310 dias. Com o avanço no conhecimento da geologia, a introdução de tecnologias de ponta e o aumento da eficiência dos projetos, em 2015 esse tempo baixou para 128 dias; e nos primeiros cinco meses de 2016, para 89 dias. Uma redução de 71%. Por conta do conhecimento acumulado nas operações e da inovação tecnológica, o custo médio de extração do petróleo (*lifting cost*⁶) do pré-sal vem sendo reduzido gradativamente (Figura 2) (Petrobras, 2017).

⁶ O termo *lifting cost* (custos de elevação) refere-se a uma parte do custo de produção de óleo e gás, excluindo os custos de perfuração e de equipamento. Geralmente é considerado como sinônimo de custos operacionais e consiste nos custos dedutíveis incorridos na produção de óleo e gás após a conclusão da perfuração e antes de sua remoção da propriedade para venda ou transporte

Figura 2: Petrobras Lifting Costs

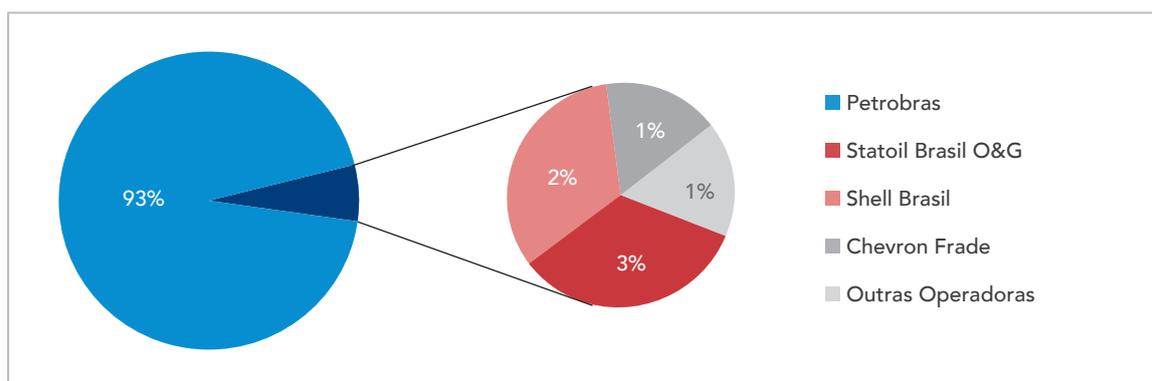


Fonte: Petrobras, 2017

Em relação as empresas presentes no setor, vale destacar que a Petrobras detém 93% da produção de óleo e gás no país, seguida pela Statoil e Shell (agregada à BG) com percentuais inferiores: 2% e 3%, respectivamente. O Gráfico 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil. Percebe-se a notória posição da NOC (*National Oil Company*) brasileira, Petrobras, no setor, entretanto, o governo brasileiro iniciou, ao final de 2016, uma série de intervenções e revisões no arcabouço regulatório

do setor, buscando aumentar a atratividade do Brasil na disputa por investimentos. Dentre estas mudanças está o programa **REATE** (Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres), que objetiva estimular a produção de petróleo e gás em áreas terrestres (vide a Coluna de Opinião desta edição). A intenção é que haja uma maior diversificação no setor com a entrada de mais empresas e mais consórcios na exploração de hidrocarbonetos no país.

Gráfico 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

Além do programa **REATE**, o CNPE aprovou o calendário de eventos licitatórios de áreas de exploração para as próximas 10 Rodadas, no período 2017/ 2019. A medida visa conferir previsibilidade aos investidores e empresas do setor, o

que deve aumentar a atratividade do país, permitindo aos investidores um melhor planejamento com uma consequente intensificação das atividades de exploração e produção no país. Foram aprovadas as seguintes rodadas:

Tabela 2.2: Próximas rodadas de licitação de Áreas de Exploração

- a) 4ª Rodada de Licitações, na modalidade de concessão, de campos terrestres maduros (acumulações marginais)
- b) 2ª Rodada de Partilha, com áreas unitizáveis do pré-sal
- c) 14ª Rodada de Licitações na modalidade de concessão
- d) 3ª Rodada de Partilha, prevista para novembro de 2017
- e) 4ª Rodada de Partilha, prevista para maio de 2018
- f) 5ª Rodada de Partilha, prevista para o segundo semestre de 2019
- g) 15ª rodada de licitações de blocos, na modalidade de concessão, prevista para maio de 2018
- h) 16ª rodada de licitações de blocos, na modalidade de concessão, prevista para o segundo semestre de 2019
- i) 5ª rodadas de licitações de campos terrestres maduros, ainda a serem definidos, prevista para maio de 2018
- j) 6ª rodadas de licitações de campos terrestres maduros, ainda a serem definidos, prevista para o segundo semestre de 2019

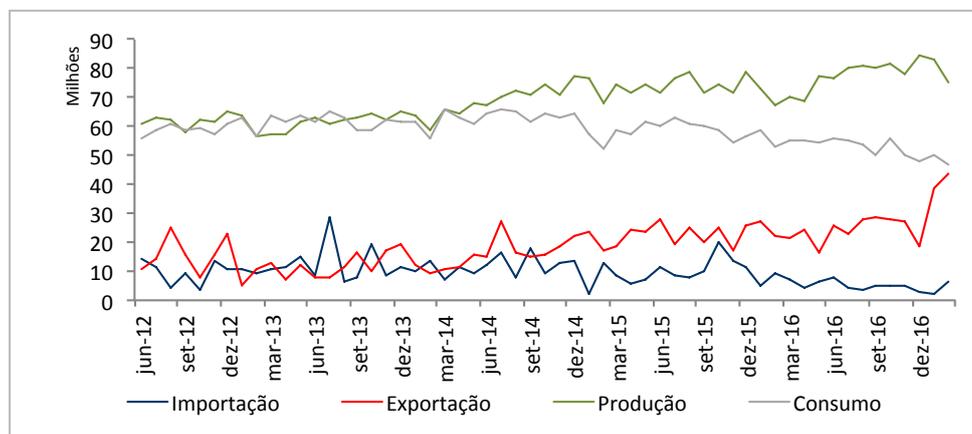
Fonte: CNPE, 2017

O consumo de petróleo, medido pelo volume refinado em território nacional, caiu, em fevereiro de 2017, 7,23% na comparação com o mês anterior e 12,06% na comparação anual, atingindo o menor valor dos últimos 12 meses. Se atribui essa queda de consumo à crise internacional e nacional.

Já as importações apresentaram forte crescimento na comparação mensal, de mais de 140%, (de 2.500.610 para 6.160.189) mas, na comparação anual, houve

queda de 31,75%. Com relação às exportações, atingiu-se o maior valor dos últimos 12 meses (43MMbbl) após crescimento mensal de 11,85%. A exploração do pré-sal tem impulsionado as exportações de óleo cru do Brasil dado um ambiente doméstico atual de menor consumo de derivados. A Petrobras e as empresas privadas que exportam petróleo brasileiro estão competindo para ganhar participação de mercado na costa leste dos EUA, assim como na China, Índia, Malásia, Cingapura e Espanha.

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

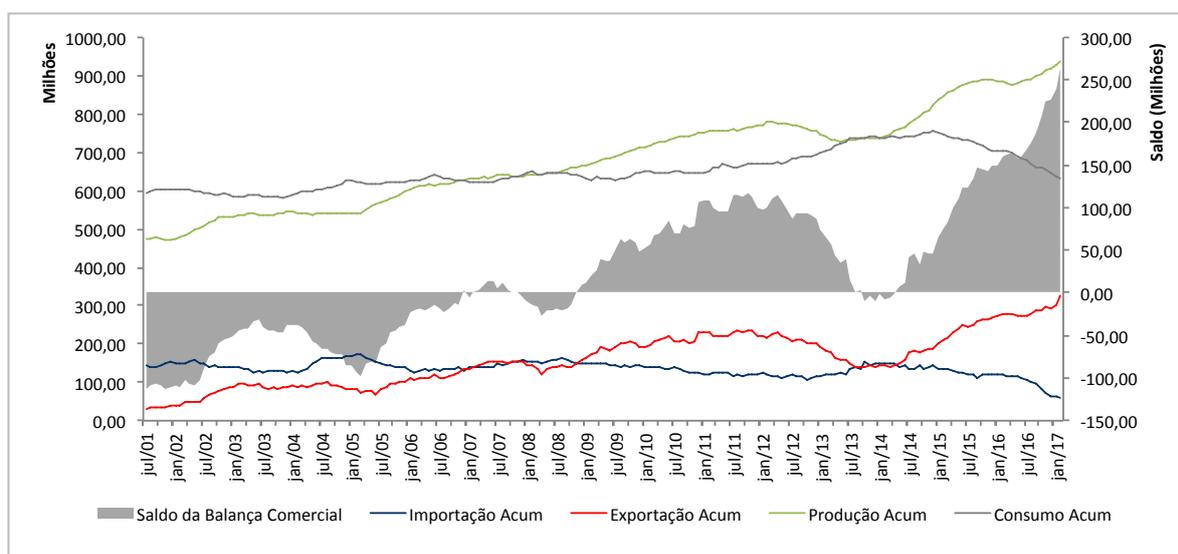


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 10º mês consecutivo. A conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, também continuou a trajetória crescente no acumulado 12 meses, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em fevereiro (Gráfico 2.3). O superávit da balança comercial (US\$ 4,56

bilhões) foi o melhor resultado para meses de fevereiro desde o início da série histórica do governo, em 1989. As exportações ficaram em US\$15,472 bilhões, superando os US\$ 10,192 bilhões em importações. Acredita-se que essa tendência de crescimento siga ocorrendo nos próximos meses, calcada no incremento da produção dos campos do pré-sal, impulsionadas pelos decrescentes custos de perfuração dos poços desta área.

Gráfico 2.3: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A importância do óleo cru na balança comercial brasileira está intrinsecamente relacionada com seu preço. Importante evidenciar que o petróleo não é um produto homogêneo, e, a grosso modo, seu preço é um mix do reflexo de suas qualidades físico-químicas e de sua localização de produção. A Tabela 2.3 mostra as

características físico-químicas das principais correntes brasileiras com seus graus API e respectivos teores de enxofre. Vale mencionar que essas características determinarão os prêmios e descontos nos valores do óleo cru em relação ao cru marcador de referência do mercado (como mencionado no Boletim de Janeiro de 2017).

Tabela 2.3: Características físico-químicas das principais correntes nacionais

Bacia Sedimentar	Estado Produtor	Corrente	Grau API	Teor de Enxofre (%peso)
Solimões	Amazonas	Urucu	48,50	0,05
Ceará	Ceará	Ceará Mar	29,50	1,23
Potiguar Terra	Ceará	Fazenda Belém	12,70	0,39
Alagoas	Alagoas	Alagoano	37,40	0,08
Espirito Santo Terra e Mar	Espirito Santo	Espirito Santo	17,50	0,33
Campos	Espirito Santo	Jubarte	16,80	0,56
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	28,30	0,44
		Barracuda	25,00	0,52
		Bijupira	27,80	0,44
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47
		Caratinga	22,40	0,60
		Espadarte	27,00	0,40
		Marlim	19,60	0,67
		Marlim Sul P-38	23,10	0,67
		Roncador	28,30	0,58
		Salema	30,30	0,44

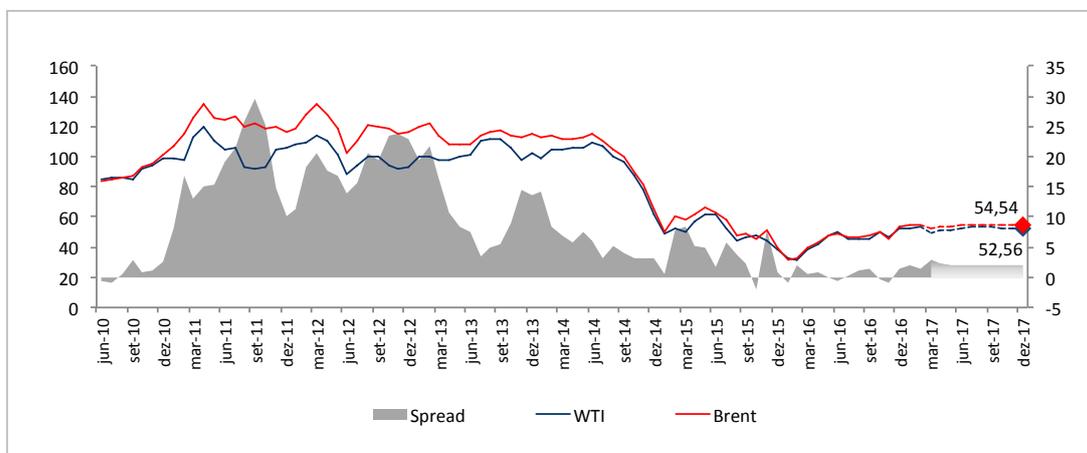
Fonte: Processos Químicos Industriais, Barcza

Segundo a *U.S Energy Information Administration* (Gráfico 2.3), observa-se uma tendência *bullish* no mercado de petróleo, onde a média de preços do óleo tipo Brent cresceu menos de US\$ 1/b em relação à média de janeiro, alcançando US\$ 54,87/bbl. Este foi o terceiro aumento consecutivo para a média do Brent. O WTI também segue em fevereiro uma trajetória ascendente, crescendo pelo terceiro mês consecutivo, dadas as considerações de redução de corte de produção da OPEP, em busca de preços menos deprimidos.

Interessante notar que a tendência *bullish* dos preços começa em um momento de onde os custos de produção da indústria ainda não voltaram aos patamares anteriores à crise dos preços do cru, e continuam deprimidos. Um dos principais impulsionadores dos custos de produção é o aumento anual dos investimentos, que cria a necessidade de expansão da capacidade. Com a demanda futura abaixo da capacidade, e as incertezas a cerca ainda da revisão das regras de conteúdo local, a escalada de custos no Brasil poderá alinhar melhor com os custos mais equilibrados do mercado internacional.

⁷ Grau API é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados de petróleo. Foi criada pelo *American Petroleum Institute* (API) e é utilizada para medir a densidade relativa de líquidos.

Gráfico 2.4: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



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

Neste mês de fevereiro de 2017 todos os estados apresentaram queda na produção com relação ao mês anterior, o que os levou a atingirem os menores níveis em 12 meses. Destacam-se as quedas na produção do

Maranhão, de 68% com relação a janeiro, e também do Rio de Janeiro, que deixou de produzir em fevereiro aproximadamente 6MMb se comparado a janeiro (Tabela 2.2).

Tabela 2.4: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
AL	Onshore	86.668	-4,12%	-32,99%		90.390	129.342
	Offshore	1.943	-53,36%	-54,93%		4.165	4.310
AM	Onshore	576.569	-11,77%	-20,39%		653.511	724.205
	Offshore	926.761	-11,43%	-14,19%		1.046.402	1.080.028
BA	Onshore	15.451	-1,93%	-43,74%		15.755	27.464
	Offshore	35.216	-15,10%	-27,31%		41.481	48.450
CE	Onshore	122.762	-14,86%	-17,47%		144.193	148.743
	Offshore	314.371	-12,83%	-24,66%		360.630	417.247
ES	Onshore	10.874.938	-9,18%	5,91%		11.973.672	10.268.086
	Offshore	471	-68,16%	-32,21%		1.479	695
MA	Onshore	50.750.708	-10,59%	11,78%		56.764.347	45.402.285
	Offshore	1.271.557	-9,17%	-13,92%		1.400.006	1.477.230
RN	Onshore	160.635	-11,49%	-19,90%		181.490	200.539
	Offshore	9.072.000	-7,36%	31,97%		9.793.224	6.874.357
SP	Onshore	550.362	-13,85%	-20,11%		638.809	688.880
	Offshore	153.601	-11,64%	-31,39%		173.844	223.885
Total		74.914.013	-10,05%	10,63%		83.283.397	67.715.748

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

O mercado brasileiro de derivados de petróleo é fruto de um modelo de transporte rodoviário, e por tal, o parque de refino está voltado para a produção de diesel. A capacidade total de refino do país é aproximadamente

2,3MMbbl/d em 17 refinarias existentes. Essa capacidade de produção deriva percentuais tais que: 45% diesel, 22% gasolina, 10% nafta petroquímica, 9% GLP, 6% QAV e 5% óleo combustível, sendo menores os percentuais de asfaltos, coque e solventes.

Tabela 2.5: Contas Agregadas de derivados (Barril).

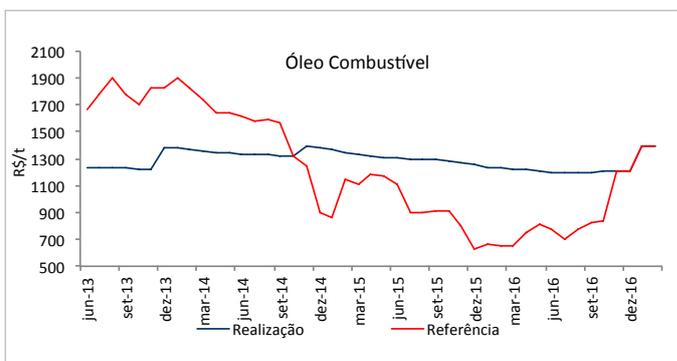
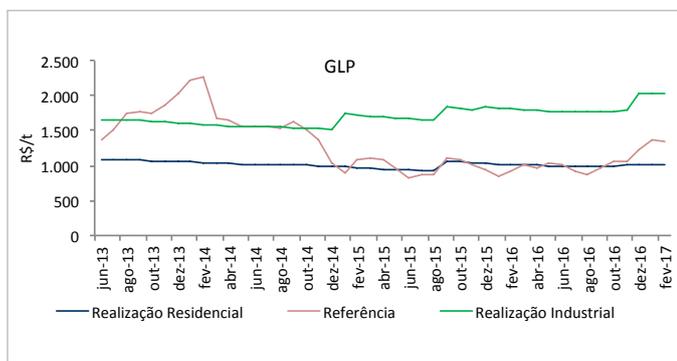
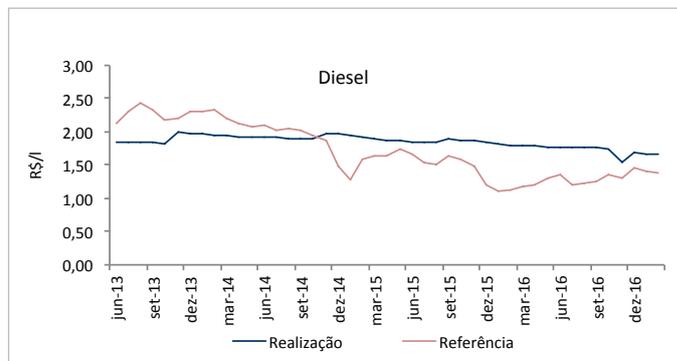
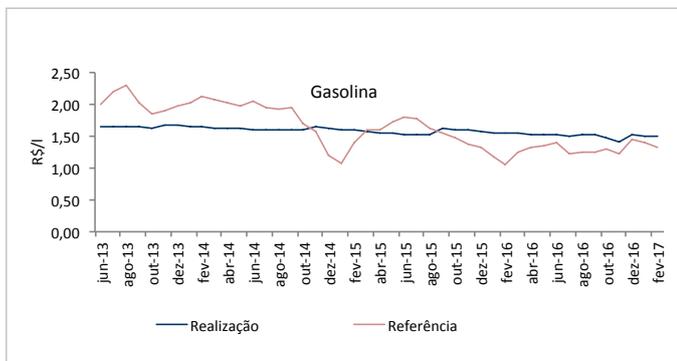
Combustível	Agregado	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
Gasolina	Produção	12.929.715	-7,62%	-4,25%		13.996.867	13.503.669
	Consumo	22.308.877	-4,72%	40,28%		23.413.009	15.903.174
	Importação	4.516.014	121,59%	179,08%		2.038.045	1.618.161
	Exportação	229.893	-46,24%	-		427.601	0
Diesel	Produção	19.453.715	-6,79%	-17,25%		20.871.948	23.508.244
	Consumo	25.390.361	1,88%	1,33%		24.922.290	25.057.929
	Importação	7.321.389	39,79%	180,57%		5.237.420	2.609.450
	Exportação	295.163	-	-		0	3.149
GLP	Produção	3.588.603	-8,45%	1,33%		3.919.752	3.541.586
	Consumo	6.088.759	-4,33%	-5,31%		6.364.057	6.429.867
	Importação	3.389.494	161,49%	-19,62%		1.296.214	4.216.865
QAV	Produção	3.085.554	-9,69%	7,32%		3.416.593	2.875.084
	Consumo	3.147.382	-17,26%	-11,51%		3.803.825	3.556.908
	Importação	166.605	-	-		764.167	1.011.178
	Exportação	0	-100,00%	-		56.009	4.128
Óleo Combustível	Produção	6.508.684	-1,34%	-1,73%		6.597.354	6.622.982
	Consumo	1.220.692	-17,03%	-33,80%		1.471.166	1.843.819
	Importação	0	-100,00%	-100,00%		21	6
	Exportação	2.869.845	5,71%	118,80%		2.714.843	1.311.610

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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

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

Gráfico 2.5: Preço Real dos combustíveis¹¹ x referência internacional (R\$/l).



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

MENSAGEM AOS LEITORES

Prezados leitores, devido à indisponibilidade parcial de dados do setor de gás natural brasileiro do mês de fevereiro até o dia 26 de abril de 2017, esta versão do Boletim de Conjuntura da FGV Energia não pode trazer a vocês todos os dados que costumamos analisar e trazer.

Entretanto, nossa seção de Gás Natural passou por uma ampla reestruturação neste mês, de forma a trazer mais informação e conhecimento aos leitores. Esperamos que vocês gostem!

A edição do próximo mês, além de seguir essa nova linha mais dinâmica e informativa, trará as informações do mês de fevereiro que não foram publicadas nesta edição.





GÁS NATURAL

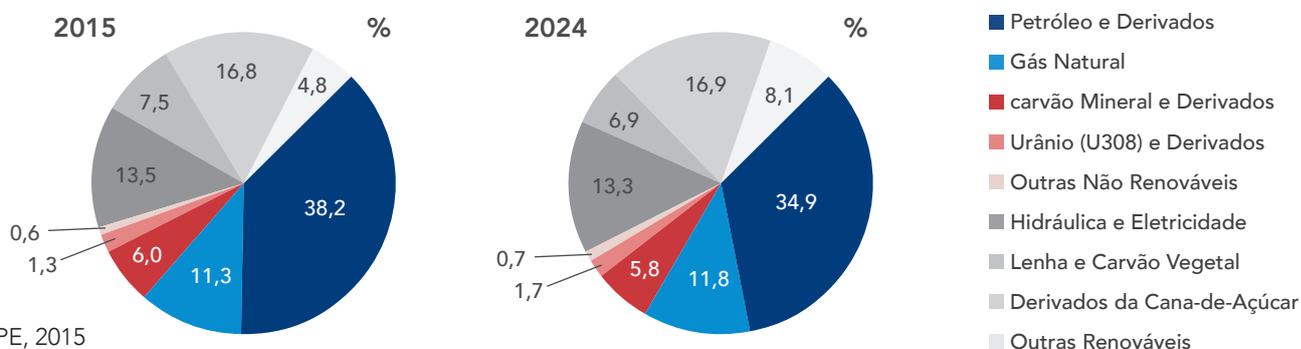
Larissa Resende / Fernanda Delgado

A) PRODUÇÃO, IMPORTAÇÃO E CONSUMO

Enquanto se projeta uma redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, se espera que a participação do gás natural

passa de 11,3% em 2015 para 11,8% em 2024, segundo dados da EPE (2015), como se pode observar na Figura 3.1. O consumo do gás natural está relacionado a geração elétrica, industrial⁸, cogeração⁹, matéria-prima¹⁰, setor energético¹¹, residencial, comercial/público/agro, transportes, além do consumo de gás natural proveniente das atividades de E&P.

Figura 3.1: Composição da Oferta Interna de Energia por Fonte



Fonte: EPE, 2015

⁸ Inclui parcela energética de fertilizantes.

⁹ Cogeração industrial e comercial, não inclui geração em E&P.

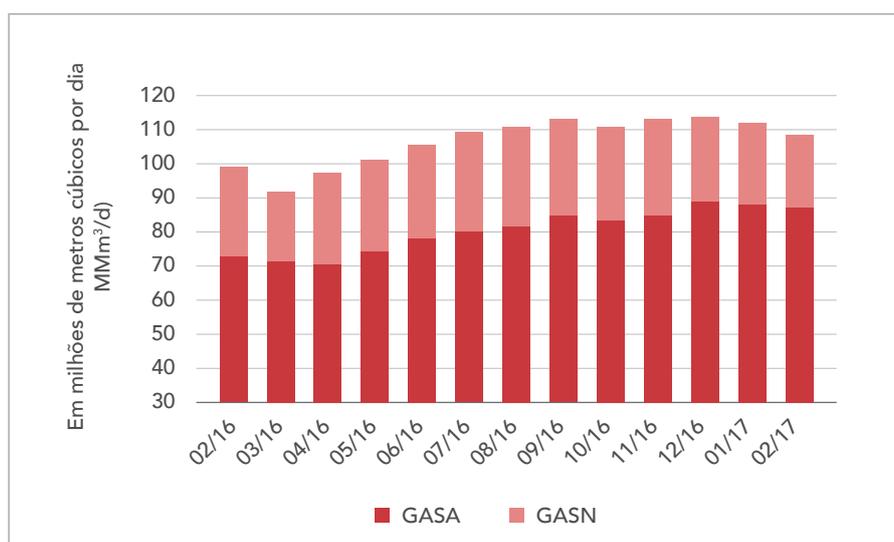
¹⁰ Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria.

¹¹ Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio; não considera consumo em E&P (gás úmido) e gás natural absorvido em UPGN.

Durante o mês de fevereiro, a produção nacional de gás natural foi de 106,6 MMm³/d, que representa uma redução de 3,0% ao se comparar ao mês anterior e um aumento de 9,2% ao se comparar com o mesmo mês em 2016. A produção dos campos marítimos representou 82,0% desse total, onde a produção do pré-sal¹² foi de 48,0 MMm³/d, representando 45,0% do total de gás natural produzido nacionalmente. O Campo de Lula, na Bacia de Campos,

foi o que mais produziu gás natural, em uma média de 30,1 MMm³/d. Em relação aos campos em bacias maduras terrestres, a produção de gás natural durante o mês de fevereiro foi de 4,1 MMm³/d. O histórico de produção de gás natural se encontra apresentado na Figura 3.2, onde GASA representa a produção de gás natural associado e GASN representa a produção de gás natural não-associado.¹³

Figura 3.2: Histórico de Produção de Gás Natural, até fevereiro 2017



Fonte: ANP, 2017

Além do gás natural produzido nacionalmente, segundo dados da ANP (2017), o Brasil importou, em fevereiro de 2017, um total mensal de 494.416 mil m³ e produziu um total de LGN de 480.932 m³, não incluindo condensados. Muito da queda da importação pode ser explicada pela queda do consumo termelétrico, devido ao reestabelecimento do regime hídrico, o que reduziu a necessidade da entrada de termelétricas a gás natural no despacho do sistema elétrico, assim como pela queda do consumo industrial, causada pela recessão profunda e duradoura que começa a dar sinais de reversão.

Vale destacar aqui que a Petrobras é atualmente a única importadora de GNL no Brasil, operando três terminais

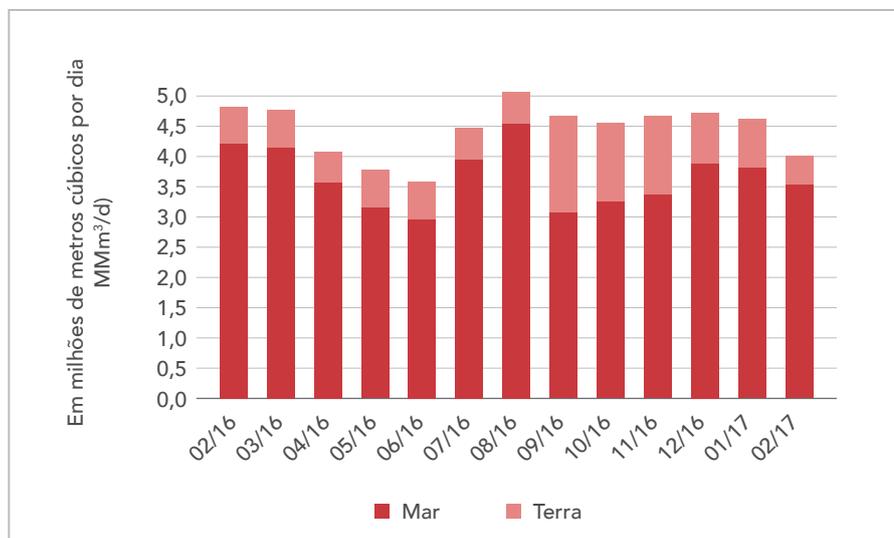
de importação e regaseificação flutuantes no Ceará, Rio de Janeiro e Bahia. Entretanto, muito se tem discutido para a abertura dessa estrutura permitindo que novos *players* possam importar GNL, e até utilizar as estruturas parcialmente ociosas da Petrobras.

De um total mensal de gás natural produzido (fevereiro, 2017) nacionalmente de 2.985.886 mil m³, foi registrado um volume de reinjeção de 766.877 mil m³, de queima e perda de 110.767 mil m³ e de consumo próprio nas operações de E&P de 381.520 mil m³, resultando em um volume mensal de gás nacional disponível de 1.726.723 mil m³, segundo dados da ANP (2017). O Figura 3.3 apresenta o histórico de queima de gás natural nos últimos doze meses.

¹² Poços "pré-sal" são aqueles cuja produção é realizada no horizonte geológico denominado pré-sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei nº 12.351, de 2010.

¹³ Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, 2017.

Figura 3.2: Histórico de Produção de Gás Natural, até fevereiro 2017



Fonte: ANP, 2017

Vale destacar que a produção de óleo e gás natural no Brasil, atualmente, é muito concentrada no Sudeste, principalmente na Bacia de Campos e nos campos *offshore*. A produção de gás não-associado e *onshore* vem crescendo, decorrente, sobretudo, à entrada em produção dos campos de Gavião Real e Gavião Azul, na Bacia do Parnaíba, no Estado do Maranhão. A participação de gás não associado na produção bruta cresceu de 25% a 32%, na produção total entre 2010 e 2014. Não há, atualmente, maiores incentivos à produção de gás *offshore*, especialmente dos grandes potenciais do pré-sal, devido à falta de infraestrutura de escoamento e aos altos teores de CO₂ que estes contêm (o que implica em altos custos de remoção desse CO₂, além da necessidade de uma tecnologia ainda não existente). Desta forma, mais convém que este gás associado produzido no pré-sal seja reinjetado, elevando o nível de recuperação dos reservatórios de cru do polígono.

Entretanto, a produção de gás *onshore* é menos custosa (na sua maioria) e com menor nível de complexidade tecnológica envolvida, além de levar desenvolvimento e geração de emprego para regiões do interior do país (vide a Coluna de Opinião sobre o programa REATE). Isso posto, é importante mencionar que a Bacia do Parnaíba e a Bacia do Solimões são bacias sedimentares brasileiras, já em seu estágio maduro, e fortemente vocacionadas para a formação de reservatórios de gás natural (ou reservatórios com grandes volumes de gás associado). Tais formações, em regiões geograficamente remotas, não contam com uma rede potencial de gasodutos, e por tal, permitem a implementação de modelos de negócios como o da ENEVA, *reservoir to wire*, que consiste na instalação de usinas termelétricas para a geração de energia elétrica, próximas aos campos de gás visando sua monetização.

B) PREÇOS

Analisando os preços no mercado internacional, o Henry Hub registrou considerável queda de 13,52%, segunda queda expressiva consecutiva, estando em 2,82 US\$/MMBTU no mês de fevereiro. Já o preço do gás natural no mercado europeu e japonês sofreram aumento de 14,84% e 1,33%, respectivamente,

estando os preços em 6,27 US\$/MMBTU na Europa e 7,60 US\$/MMBTU no Japão. Os preços detalhados se encontram apresentados na Tabela 3.1. Como se pode observar, os preços do gás natural no mercado europeu e japonês atingiram o maior valor dos últimos doze meses.

Tabela 3.1: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	12 meses	jan-17	fev-16
Henry Hub	2,82	-13,52%	40,54%		3,26	2,01
Europa	6,27	14,84%	26,07%		5,46	4,97
Japão	7,60	1,33%	-5,58%		7,50	8,05

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial

Não existe atualmente um mercado globalmente integrado para o gás natural, então os mecanismos de precificação variam regionalmente. O mercado de gás natural dos Estados Unidos é um dos mercados mais maduros do mundo, sendo o primeiro na liberalização da indústria de gás natural, o que resultou em um mercado robusto. A robustez desse mercado permite que o preço seja determinado pela interação da oferta e demanda (competição gás/gás) no curto prazo e tem como principal referência o preço no Henry Hub.

O mercado de gás europeu pode ser facilmente dividido em dois: o mercado spot do Reino Unido, onde o gás é precificado sobre competição gás-gás, e o mercado de gás da Europa continental, com cerca de 40% do gás importado por gasodutos da Rússia, onde o preço está ligado ao preço do óleo.

Já no Japão as mudanças não foram consistentes ao longo do tempo, mas o aumento da competição gás-gás foi alcançado devido à tendência crescente de importações spot de GNL. Entretanto, é provável que o preço do gás nessa região se mantenha predominantemente indexado ao óleo ao longo desta década.

Os preços estabelecidos em contratos de longo prazo são geralmente determinados por uma fórmula baseada no preço de substitutos próximos do gás natural (em geral uma cesta de óleos), e pode ou não incluir

também o preço de referência do hidrocarboneto em outros mercados.

Com a liberalização e internacionalização cada vez maior dos mercados, a indústria de gás natural passou por importantes transformações em sua estrutura de comercialização, de modo que atualmente os contratos rígidos e bilaterais de longo prazo coexistem com contratos de médio e curto prazos e transações no mercado spot. A principal característica deste tipo de contrato é a maior flexibilidade para ajuste do comércio do produto às condições de mercados liberalizados. Contratos de médio prazo tradicionalmente são fixados por prazos que variam de 12 a 18 meses, especificando o volume de entregas mensais e diárias contratadas, bem como as variações de volume permitidas, com os preços indexados em função dos preços de gás natural praticados nos mercados spot.

De modo similar, contratos de curto prazo tem se tornado cada vez mais frequentes em regiões com mercados spot líquidos, e tem prazos típicos de um ou dois meses. Em contratos de curto prazo, entretanto, os preços são geralmente fixados como equivalentes ao preço de mercado no momento da entrega do produto, e os volumes contratados são fixos, com entregas diárias ao longo do mês contratado. O surgimento de mercados líquidos de gás natural permitiu, por fim, a criação de contratos de curtíssimo prazo (de duração inferior a um mês), tipicamente utilizados para balanceamento do sistema (Juris, 1998).

C) O FUTURO

De uma forma geral, o governo brasileiro está buscando saídas para voltar a incentivar a indústria de óleo e gás. Várias mudanças regulatórias realizadas e em curso contribuem para mudar a percepção dos investidores quanto à atratividade do Brasil. Entre elas, para adequar as atividades do setor de gás natural ao novo momento do mercado e à redução da participação da Petrobrás em diversos segmentos da cadeia, o Ministério de Minas e Energia (MME), através da iniciativa “Gás para Crescer”, estuda aprimoramentos nas diretrizes do segmento. O programa propõe desenvolver os fundamentos para o desenho de um novo mercado de gás natural com diversidades de agentes, liquidez, competitividade, acesso às informações e boas práticas, e que contribua para o crescimento do país.

Dentre as diretrizes estratégicas que se encontram em estudo pelo Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural (CT-GN), criado recentemente, e que guiarão as novas políticas para o gás natural a serem propostas, estão: a implementação de medidas de estímulo a concorrência; estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário; e a promoção da integração entre os setores de gás natural e energia elétrica, buscando adequação do modelo de suprimento de gás natural para a geração termelétrica, alocação equilibrada de riscos e o planejamento integrado gás-eletricidade.

Quanto ao modelo de suprimento de gás natural para a geração térmica, o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, sinalizou a possibilidade de revisão da estratégia atual de despacho térmico, baseado apenas no custo marginal da operação. Segundo o ministro, o plano envolveria despachar “na base” as usinas termelétricas a gás que possuem menor custo de operação e maior

inflexibilidade. Essa estratégia, além de preservar o reservatório de hidrelétricas, que se encontram em uma contínua fase de vazões abaixo da média, possibilitaria o destravamento de investimento em térmicas e facilitaria a expansão da oferta de gás, uma vez que essas usinas tendem a servir de âncora para projetos de distribuição de gás.

Ademais, o mercado se encontra no exato momento da discussão sobre a renovação do contrato Brasil/ Bolívia – a falta de investimentos somada à queda brusca na relação reserva/produção da Bolívia e o compromisso assumido de fornecimento para Argentina coloca dúvida sobre a capacidade da Bolívia em atender às demandas dos mercados de exportação, assim como atender ao seu próprio mercado interno, o que gera muitas incertezas em relação à essa renegociação – onde flexibilidade de atendimento como margem de manobra de atendimento ao sistema elétrico pode passar a ter um papel mais preponderante que o preço em si.

A própria demanda de gás no Brasil em 2016, resultante da desaceleração da sua atividade industrial e da sua maior produção hidroelétrica, começou a impactar na produção de gás natural na Bolívia. A produção caiu em 4,2%, somente em 2016, segundo dados do Banco Central de Bolívia (BCB).

Nesse ponto, o aumento das importações de GNL é tida como uma importante solução energética para o país. No entanto, entre os desafios existentes em relação ao aumento das importações de GNL, se tem a viabilidade e atração de utilização incremental aos terminais de GNL de forma a se evitar investimentos desnecessários e, ainda, a análise de viabilidade técnico-econômica no país da tendência de se construir novas capacidades de regaseificação.



BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman / Fernanda Delgado

INTRODUÇÃO

Em março de 2017, iniciamos o acompanhamento mensal do setor de biocombustíveis, dada a relevância destes na matriz energética brasileira e a previsão de aumento da sua participação, devido aos compromissos assumidos pelo Brasil na 21ª Conferência das Partes (COP21), em Paris. Em março, destacamos os programas governamentais que promoveram a inserção dos biocombustíveis na matriz brasileira e abordamos algumas especificidades do setor, como a obrigatoriedade das misturas de etanol anidro na gasolina (hoje em 27%) e de biodiesel no diesel (até fevereiro em 7% e a partir de março em 8%).

No boletim deste mês, incluiremos análises sobre a importação e a exportação de etanol, dados que também

passaremos a acompanhar mensalmente, e sobre as matérias-primas para a produção de biodiesel.

A) PRODUÇÃO E CONSUMO

A produção de etanol anidro em fevereiro foi 32% inferior à produção de janeiro e 16% inferior à produção de fevereiro do ano anterior (2016). A produção de etanol hidratado também apresentou queda nas comparações com janeiro (2%) e com fevereiro de 2016 (26%). A baixa produção decorre do fato de que fevereiro ainda é um mês do período de entressafra (que vai de dezembro a março) e, também, do cenário de valorização do açúcar no mercado internacional, o que fez com as usinas aumentassem a produção de açúcar em detrimento da de etanol.

Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (litros)¹⁴

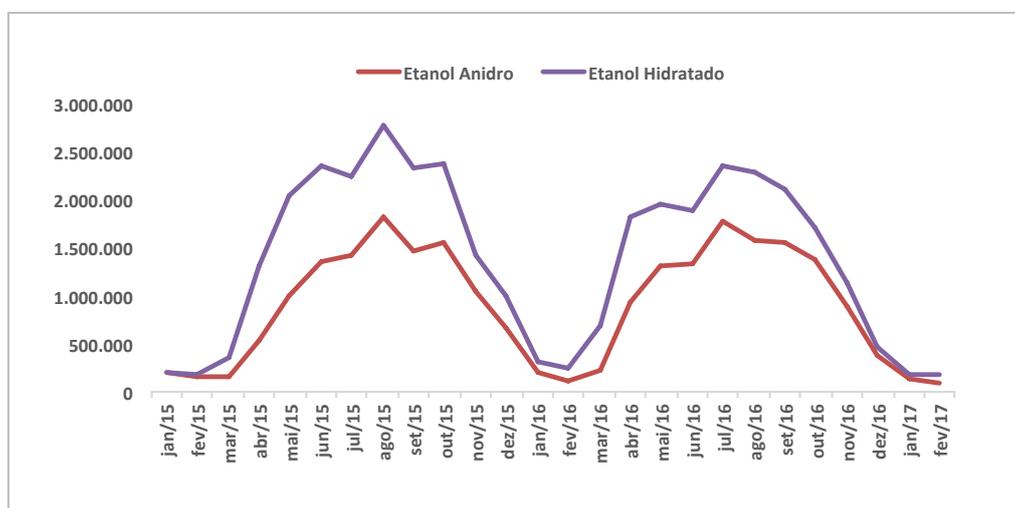
Biocombustível	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
Etanol Anidro	88.282.903	-32,3%	-16,2%		130.464.148	105.364.016
Etanol Hidratado	173.746.000	-2,2%	-26,2%		177.630.000	235.554.000
Biodiesel	259.812.094	1,7%	-13,4%		255.360.693	300.065.393
Total	521.840.997	-7,4%	-18,6%		563.454.841	640.983.409

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A produção do biodiesel está atrelada à sua comercialização, feita por meio de leilões bimestrais (organizados pela ANP) que visam à aquisição de biodiesel (por refinarias e importadores de óleo diesel) para atendimento ao percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel mineral e para fins de uso voluntário, cujo volume deve ser entregue pelas unidades produtoras de biodiesel. No 52º Leilão de Biodiesel da ANP, ocorrido em dezembro de 2016 com o objetivo de garantir o abastecimento de biodiesel no mercado nacional durante os meses

de janeiro e fevereiro de 2017, foram arrematados 545,7 milhões de litros de biodiesel. A produção de janeiro e fevereiro somou 515,2 milhões de litros, representando um desempenho de entrega de 94%. Contratualmente, a faixa de variação das entregas permitida é de 90% a 110% na média do leilão (MME, 2017). O Leilão de dezembro foi o último a comercializar biodiesel para atendimento da mistura mandatória de 7%, uma vez que, a partir de março, passará a vigorar o mandato de 8% de mistura do biocombustível no diesel mineral.

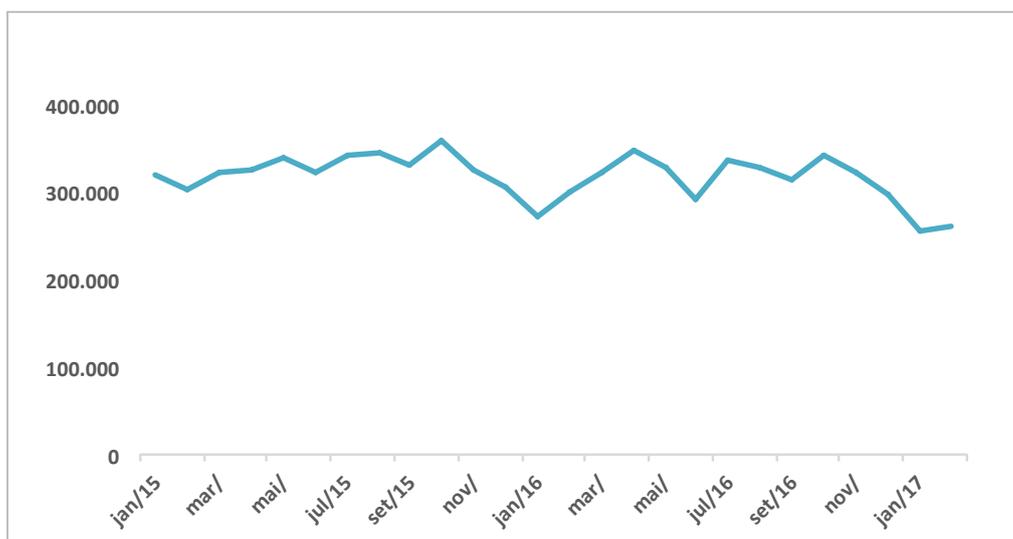
Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

¹⁴ Os dados de produção de etanol de janeiro sofreram alteração devido à diferença de fontes de informação. No mês passado, os dados de produção foram retirados de relatório do MAPA e neste mês passaram a ter como fonte a ANP.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

O consumo de etanol anidro sofreu pequenas variações na comparação de fevereiro de 2017 com janeiro do mesmo ano e, também com fevereiro de 2016. Entre 2016 e 2017, houve aumento de demanda por gasolina, o que fez aumentar, portanto, o consumo de etanol anidro. O etanol hidratado, no entanto, apresentou uma redução significativa de consumo, entre fevereiro de 2016 e fevereiro de 2017 (24% de redução), devido principalmente à desvantagem de preço deste em comparação com o da gasolina. O retorno da cobrança do PIS/COFINS em janeiro também contribuiu para a perda de competitividade do

etanol hidratado frente à gasolina.

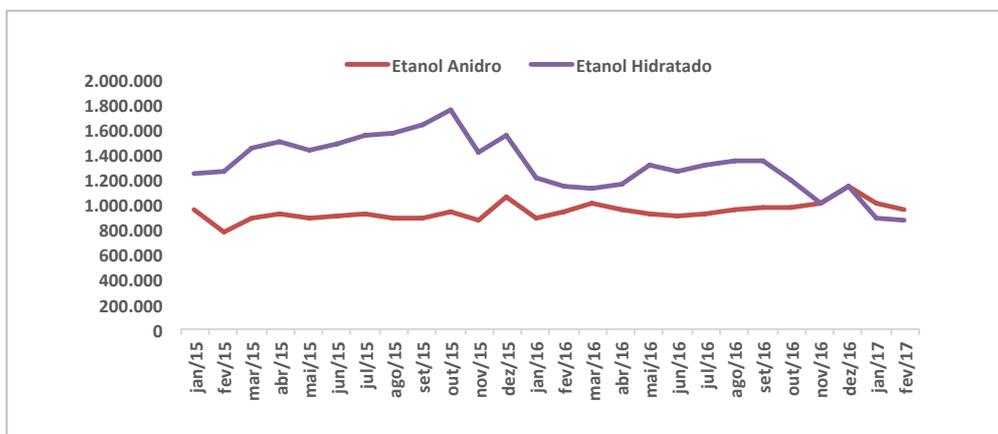
O consumo de biodiesel apresentou tendência de queda desde julho de 2016 até janeiro de 2017, devido, principalmente, à redução do consumo de diesel, resultante da desaceleração da economia. Entre fevereiro de 2016 e fevereiro de 2017, o consumo de biodiesel caiu 5,8%, mas entre janeiro de 2017 e fevereiro de 2017 houve um aumento de quase 2%. A expectativa, para 2017, é de aumento de produção e consumo de biodiesel, devido ao aumento do teor de mistura deste no diesel.

Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil (litros)

Biocombustível	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
Etanol Anidro	957.643.676	-4,7%	2,4%		1.005.040.284	935.241.763
Etanol Hidratado	865.095.606	-2,1%	-24,1%		883.942.919	1.140.129.339
Biodiesel	282.572.173	1,9%	-5,8%		277.362.961	299.919.676
Total	2.105.311.455	-2,8%	-11,4%		2.166.346.164	2.375.290.778

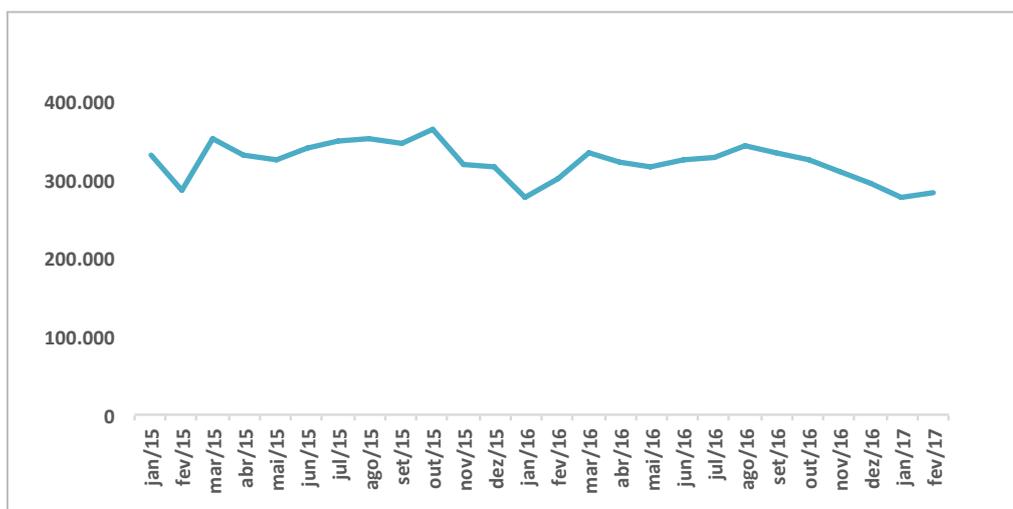
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP.

Gráfico 4.3 – Consumo mensal de etanol em mil litros



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

Gráfico 4.4 – Consumo mensal de biodiesel em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

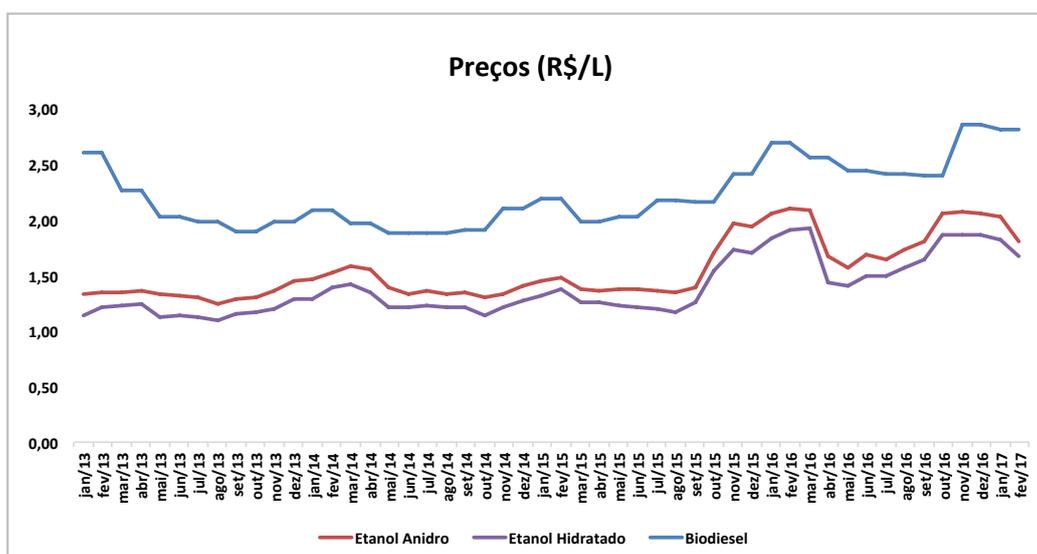
B) PREÇOS

Os preços de etanol anidro e de etanol hidratado, em fevereiro, caíram 11% e 8%, respectivamente, em relação a janeiro. O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,81 e o do etanol hidratado foi cotado em R\$ 1,68 (preços médios ao produtor, divulgados pela ESALQ). Os preços de etanol vêm sofrendo redução desde novembro de 2016, o que não é comum no período de entressafra, em que a produção é menor. Essa queda de preços pode ser atribuída a um

aumento significativo da importação de etanol e, também, aos estoques domésticos, com volumes suficientes para abastecer o mercado.

O preço do biodiesel, assim como o volume, decorreu da negociação realizada no 52º Leilão de Biodiesel da ANP (como mencionamos acima), que resultou no preço médio de R\$ 2,81 por litro, para os meses de janeiro de e fevereiro de 2017.

Gráfico 4.5 – Preços de etanol e biodiesel em R\$/L



Fonte: 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)

C) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Conforme mencionado anteriormente, os dados de importação e exportação de etanol passarão a fazer parte deste boletim a partir deste mês. O principal objeto dessas transações é o etanol anidro, pela possibilidade de ser adicionado à gasolina. O comportamento dessas atividades depende de fatores tanto do mercado interno quanto do externo e é bastante irregular, como pode ser visto na Figura 4.6, que apresenta os volumes importados e exportados pelo país desde janeiro de 2015. Em geral, as exportações são maiores nos períodos da safra de cana de açúcar, quando é possível haver excesso de produto no mercado interno, enquanto as importações são intensificadas nos períodos de entressafra, para compensar a queda de produção.

Segundo a ABAG (Associação Brasileira do Agronegócio), ainda que o mercado externo represente uma parcela pequena das vendas de etanol das usinas brasileiras, as exportações do produto estão mais aquecidas nesta safra 2016/17. O dólar mais valorizado no período contribuiu para esse dinamismo no mercado internacional, além da retomada da política de incentivo ao consumo de biocombustíveis na

Califórnia. Na Califórnia, o etanol brasileiro vem ganhando mais mercado, já que o Estado voltou a adotar neste ano (2016) o Programa Padrão de Combustível de Baixo Carbono (LCFS, na sigla em inglês) e atualizou o modelo de precificação da “pegada de carbono” dos biocombustíveis, que fornece às usinas um prêmio pelos combustíveis que emitem menos gases estufa em sua cadeia produtiva, o que varia conforme o fornecedor de etanol. Apesar de o custo ser maior do que o do etanol de milho, o uso do biocombustível de cana faz as refinarias atingirem mais rapidamente as metas de emissão de gases estufa.

Em 2016, as exportações apresentaram um pico de 306 MM de litros em fevereiro e outro de 258 MM em junho, mas passou a cair e, desde outubro têm se mantido em patamares mais baixos, entre 40 MM e 70 MM de litros. Em janeiro de 2017, as exportações alcançaram 103 MM, mas sofreram redução em fevereiro. A Tabela 4.3 mostra que as exportações de fevereiro de 2017 foram 42% inferiores às de janeiro de 2017 e 80% inferiores às de fevereiro de 2016.

As importações, por outro lado, vêm crescendo consideravelmente desde setembro de 2016, conforme mostra a Figura 4.6. Na Tabela 4.3, pode-se verificar que

as importações em fevereiro de 2017 superaram em quase 50% as importações de janeiro de 2017 e superaram em mais de 680% as importações de fevereiro de 2016.

Conforme já mencionado, o período de entressafra de cana-de-açúcar é tradicionalmente caracterizado por um aumento nas importações brasileiras de etanol, mas os aumentos recentes de importação têm chamado a atenção do mercado.

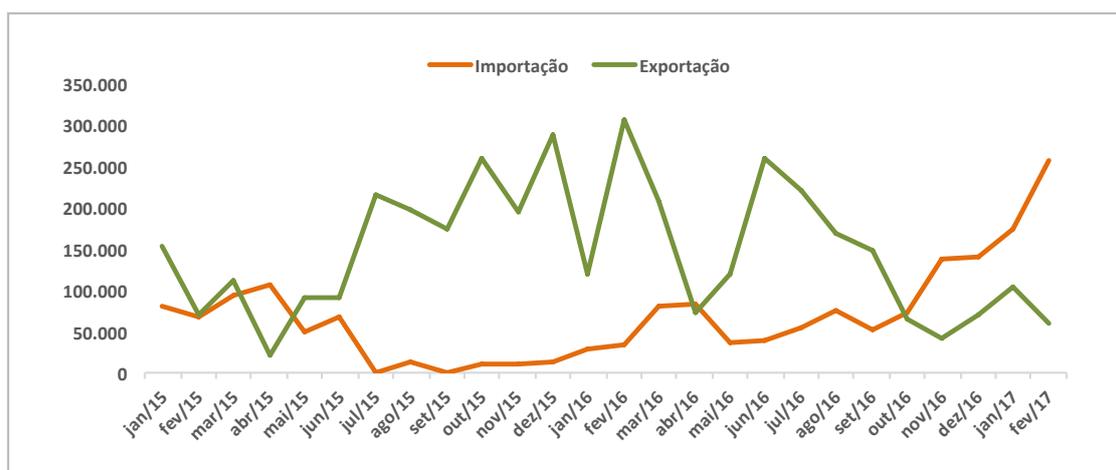
Para o presidente da Associação de Produtores de Bioenergia do Paraná (ALCOPAR), Miguel Rubens Tranin, a importação é de "oportunidade", pois o produto lá fora está mais barato após a safra recorde de milho nos Estados Unidos. Segundo ele, as importações de anidro não fazem sentido, pois os estoques domésticos garantem o abastecimento. Pela Resolução 67/2011, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as usinas e destilarias são obrigadas a formar estoques reguladores de anidro.

É importante ressaltar que, em abril de 2017, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), determinou

que o etanol importado deve obedecer às mesmas regras impostas aos produtores nacionais em relação à manutenção de estoques reguladores. Pela decisão, os importadores também deverão observar essa política, sendo obrigados a manter a estocagem de 25% do produto em janeiro de cada ano e 8% em março.

Segundo a agência Bloomberg, normalmente a oferta doméstica é suficiente para abastecer o mercado interno, mas o salto dos preços em 2015 e 2016 tornou mais atrativa a importação de etanol mais barato dos EUA, feito a partir do milho. O potencial de lucro se intensificou no fim do ano passado (2016), quando o consumo estava reduzindo os estoques e a safra da cana ainda não havia começado. Em novembro [de 2016], as importações pareciam uma solução óbvia, especialmente depois que o declínio da produção brasileira, no ano passado, deixou os estoques menores do que o normal. O Brasil também havia eliminado um imposto de importação de 20% ao etanol em 2010, medida que foi apoiada pelas usinas de cana na época, que desejavam expandir as vendas no exterior encorajando os EUA a cancelarem sua tarifa sobre o etanol importado.

Gráfico 4.6 – Volumes de importação e exportação de etanol em mil litros



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

Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (litros)

Etanol anidro	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
Importação	257.360.695	49,2%	681,0%		172.451.971	32.953.327
Exportação	60.310.812	-41,6%	-80,3%		103.250.545	306.161.499

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial

As Tabelas 4.4 e 4.5 apresentam, respectivamente, as exportações brasileiras por país de destino e as importações brasileiras por país de origem, referentes à

safrá 2016/2017. Os Estados Unidos são o destino de mais de 50% do volume exportado pelo Brasil e, também, são o país de origem de 99,8% do volume importado.

Tabela 4.4: Exportações brasileiras de etanol por país de destino (safrá 2016/2017)

País de destino	Volume (m ³)	Participação (%)
Estados Unidos	732.096	53%
Coréia do Sul	404.425	29%
Japão	75.928	6%
Índia	44.835	3%
Holanda	38.135	3%
Nigéria	22.401	2%
Colômbia	18.189	1%
Turquia	15.790	1%
Arábia Saudita	9.827	1%
Filipinas	3.971	0%
Outros	12.187	1%
Total	1.377.784	100%

Fonte: Adaptado de ÚNICA (2017)

Tabela 4.5: Importações brasileiras de etanol por país de origem (safrá 2016/2017)

País de origem	Volume (m ³)	Participação (%)
Estados Unidos	1.402.669	99,8%
Paraguai	1.979	0,1%
África do Sul	565	0,0%
Polônia	122	0,0%
Jamaica	118	0,0%
Outros	85	0,0%
Total	1.405.538	100%

Fonte: Adaptado de ÚNICA (2017)

D) MATÉRIAS-PRIMAS PARA O BIODIESEL

O Programa Nacional de produção e Uso de Biodiesel (PNPB), iniciado em 2005, tinha como foco o desenvolvimento regional, que seria alcançado a partir do estímulo à produção de oleaginosas como a palma na região Norte e a mamona no Nordeste, com incentivos à agricultura familiar.

A principal matéria-prima utilizada para a produção de

biodiesel, no Brasil, é o óleo de soja, representando, janeiro de 2017, aproximadamente 65%, seguida de gordura bovina, respondendo por 15,5% dos insumos. O uso de gordura bovina é interessante, por dar destino a um resíduo, além de agregar valor à cadeia da carne bovina. O uso da soja como principal fonte decorre de um conjunto de fatores que a tornaram mais competitiva em relação a outras oleaginosas, apesar de seu rendimento em óleo ser inferior a outras culturas, como a palma, por exemplo, conforme se verifica na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Características de culturas oleaginosas no Brasil

Espécie	Teor de óleo (%)	Meses de colheita / ano	Rendimento (t óleo/ha)
Dendê/Palma	22	12	3,0-6,0
Coco	55-60	12	1,3-1,9
Babaçu	66	12	0,1-0,3
Girassol	38-48	3	0,5-1,9
Colza/Canola	40-48	3	0,5-0,9
Mamona	45-50	3	0,5-0,9
Amendoim	40-43	3	0,6-0,8
Soja	18	3	0,2-0,4
Algodão	15	3	0,1-0,2

Fonte: Adaptado de Nogueira, L.A.H (2005)

Entre os fatores que contribuíram para a maior participação da soja na produção de biodiesel, estão o alto nível de estruturação de sua cadeia produtiva e sua inserção em um mercado global típico de uma commodity internacional, o acúmulo de anos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico - tanto no Brasil como no exterior - além de ser um produto barato, disponível e que pode atender facilmente à demanda.

A palma (ou dendê) possui o maior rendimento em óleo/ha (Tabela 4.6), além de contar com incentivos fiscais para

estimular a sua produção e um alto potencial de cultivo nas áreas definidas no Zoneamento Agroecológico da Cultura da Palma de Óleo, mas sua área plantada não deslança. O mesmo ocorre com a mamona, cuja produção vem sofrendo com as sucessivas secas que assolam o Nordeste. Tais cultivos se tornam desvantajosos por uma série de motivos, entre eles: cadeias produtivas desestruturadas, alto investimento para a implantação das lavouras, poucos recursos gastos em pesquisas para novas variedades, além do baixo valor comercial dos resíduos da produção agrícola e do beneficiamento.



SETOR ELÉTRICO

Bruno Moreno | Mariana Weiss

A) MUNDO FÍSICO

a) Disponibilidade

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

	mar-17		mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17		mar-16	
SE	45.947,00	68,58%	-5,30%	-28,08%		48.520,00	70,25%	63.890,00	98,48%
S	5.990,00	84,87%	-29,93%	-59,69%		8.549,00	102,41%	14.858,00	210,98%
NE	3.423,00	23,46%	-27,78%	-28,30%		4.740,00	32,38%	4.774,00	32,48%
N	14.143,00	63,78%	30,72%	58,52%		10.819,00	77,21%	8.922,00	55,83%
Total	69.503,00	-	-4,30%	-24,82%		72.628,00	-	92.444,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Natural Afluyente – ENA total, indicador que mede a disponibilidade hídrica no Sistema Interligado Nacional – SIN recuou 4,30% na comparação mensal, como mostra a Tabela 5.1. De forma geral, março é o penúltimo mês de período úmido dos subsistemas do SIN e por isso é explicada a redução de ENA total. Em todos os subsistemas houve queda. Como era esperado devido às

suas tendências de ENA, SE e NE, também recuaram, 5,30% e 27,78%, bem como S, 29,93%. N, de forma contrária, aumentou 30,72% no indicador. A ENA total na comparação ano a ano recuou 24,82%, mostrando que a disponibilidade hídrica para março foi bem inferior que no ano passado. SE, S e NE recuaram, respectivamente, 28,08%, 59,69% e 28,30%, enquanto que N aumentou 58,52%.

b) Demanda

Tabela 5.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
SE/CO	39.415,87	-1,52%	2,45%		40.025,26	38.473,38
S	11.650,93	-6,87%	6,69%		12.510,53	10.920,11
NE	10.709,26	1,92%	2,94%		10.507,46	10.403,46
N	5.394,23	4,40%	1,90%		5.166,75	5.293,72
Total	67.170,29	-1,52%	3,19%		68.210,00	65.090,67

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Tabela 5.2 retrata o indicador carga de energia, o qual o total recuou 1,52%, na comparação mês a mês, possivelmente pela redução de temperatura média de março e fevereiro deste ano. SE/CO e S acompanharam a tendência de queda, 1,52% e 6,87%. NE e N, ao contrário

aumentaram seu consumo, 1,92% e 4,40%. A comparação anual registra um aumento na carga de energia total de 3,19%, possivelmente pela melhoria nas atividades econômicas brasileira. Todos os subsistemas também aumentaram SE/CO 2,45%, S 6,69%, NE 2,94% e N 1,90%.

c) Oferta

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

		mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
SE/CO	Hidráulica	24.680,87	-1,67%	15,04%		25.098,81	21.454,26
	Nuclear	1.775,74	-0,39%	-11,07%		1.782,77	1.996,76
	Térmica	4.459,38	46,90%	30,31%		3.035,72	3.422,03
	Total	30.915,99	3,34%	15,04%		29.917,30	26.873,05
S	Hidráulica	7.360,42	-25,69%	-36,45%		9.904,60	11.582,83
	Térmica	986,85	25,62%	5,36%		785,58	936,61
	Eólica	617,62	57,83%	24,07%		391,32	497,79
	Total	8.964,89	-19,10%	-31,13%		11.081,50	13.017,23
NE	Hidráulica	2.246,74	-1,60%	-14,48%		2.283,34	2.627,13
	Térmica	3.056,99	17,23%	15,27%		2.607,67	2.652,08
	Eólica	1.941,25	-26,12%	-7,74%		2.627,41	2.104,04
	Total	7.244,98	-3,64%	-1,87%		7.518,42	7.383,25
N	Hidráulica	9.562,32	15,52%	52,90%		8.277,33	6.253,89
	Térmica	541,84	-42,15%	-63,41%		936,62	1.480,91
	Total	10.104,16	9,66%	30,63%		9.213,95	7.734,80
Itaipu	9.912,52	-5,52%	-1,32%		10.491,14	10.045,19	
Total	Hidráulica	53.762,87	-4,09%	3,46%		56.055,22	51.963,30
	Térmica	10.820,80	18,28%	3,17%		9.148,36	10.488,39
	Eólica	2.558,87	-15,23%	-1,65%		3.018,73	2.601,83
Total	67.142,54	-1,58%	3,21%		68.222,31	65.053,52	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A geração de energia total, para acompanhar a carga, aumentou 1,58% de acordo com a Tabela 5.3. A geração hidráulica recuou 4,09%, possivelmente, como manobra operativa por estarmos chegando ao final do período úmido e pela redução de ENA no SIN. A geração eólica, também recuou, 15,23%, e só deve retomar a tendência de crescimento após maio/junho. Com isso, com a queda de geração das fontes variáveis (eólica e hidráulica), houve

incremento significativo da geração térmica, 18,28%, para conter o deplecionamento dos reservatórios do SIN. Já na comparação anual, a fonte hidráulica aumentou 3,46%, devido à maior disponibilidade hídrica observada no mesmo período. Para a geração eólica não houve aumento na entrada em operação de novos parques, e, por isso, houve redução de 1,65%. Para fazer frente ao cenário, a geração térmica aumentou 3,17%.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16
S - SE/CO	-2.658,27	-84,43%	-224,55%		-1.441,33	2.134,27
Internacional - S	-27,77	-325,96%	-25,25%		12,29	-37,15
N - NE	2.890,41	14,46%	19,47%		2.525,26	2.419,39
N - SE/CO	1.819,52	19,55%	8292,62%		1.521,94	21,68
SE/CO - NE	573,88	23,74%	-4,48%		463,78	600,81

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com as quedas de ENA (Tabela 5.1) e a da geração (Tabela 5.3) no subsistema S, este importou 27,77 MWmed de outros países e 2658 MWmed de SE/CO. Este, por sua vez, importou 2890 MWmed de N,

devido ao aumento na disponibilidade hídrica nessa região (Tabela 5.1). NE, preservando sua característica de subsistema importador, recebeu 2890 MWmed de N e 573 MWmed de SE/CO.

e) Estoque

Tabela 5.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

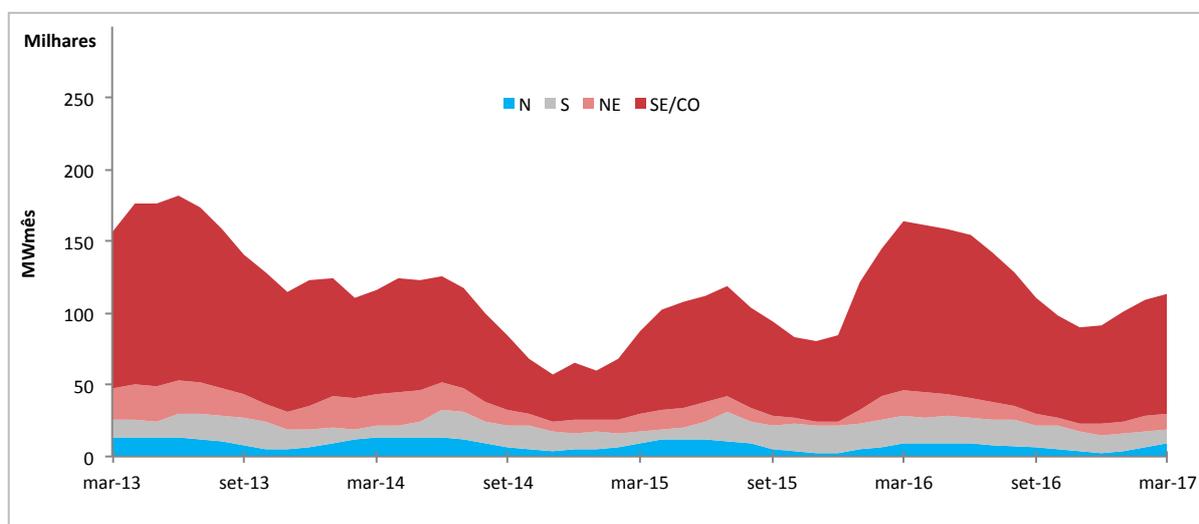
	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	Tendências 12 meses	fev-17	mar-16		
SE/CO	84.357,00	41,49%	3,13%	-28,64%	81.796,00	40,23%	118.213,00	58,27%
S	8.682,00	43,50%	-15,77%	-55,43%	10.307,00	51,64%	19.478,00	97,60%
NE	11.236,00	21,69%	4,23%	-37,43%	10.780,00	20,81%	17.958,00	34,66%
N	9.593,00	63,78%	34,53%	9,21%	7.131,00	47,41%	8.784,00	58,40%
Total	113.868,00	39,25%	3,50%	-30,75%	110.014,00	37,92%	164.433,00	56,76%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Tabela 5.5 registra as atualizações do indicador Energia Armazenada – EAR. Na comparação mensal, a EAR total incrementou 3,50%, chegando a 39,25% do nível máximo dos reservatórios do SIN. Excetuando S, com queda 15,77%, todos os subsistemas aumentaram a EAR SE/CO 3,13%, NE 4,23% e N 34,53%. Cabe ressaltar o acompanhamento da recuperação dos reservatórios de NE que alcançaram a 21,69% do nível

máximo. A comparação ano a ano traz uma queda de 30,75% na EAR total. Este movimento remete a situação do operador do sistema no ano passado, o qual estava bem mais conservador do que atualmente. Todos os subsistemas recuaram SE/CO 28,64%, S 55,43% e NE 37,43%, excetuando N com aumento de 9,21%. O histórico da EAR no SIN pode ser acompanhado no Gráfico 5.1.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) Oferta

Tabela 5.6: Geração Total por Fonte (MWmed)* - janeiro de 2017.

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16
Hidráulica > 30MW	49.084,63	8,84%	12,83%		45.098,52
Térmica a Gás	3.915,64	-10,62%	-34,26%		4.381,00
Térmica a Óleo	480,15	1,42%	-65,05%		473,43
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	439,91	13,29%	-20,27%		388,31
Térmica a Carvão Mineral	1.040,42	-18,35%	-30,14%		1.274,20
Térmica Nuclear	1.778,74	63,04%	-3,46%		1.090,99
Total Térmica Convencional	7.654,85	0,62%	-31,74%		7.607,93
Total Convencional	56.739,48	7,65%	3,69%		52.706,45
Eólica	3.784,49	-4,55%	115,61%		3.964,80
Hidráulica CGH	96,38	-0,81%	3,10%		97,17
Hidráulica PCH	2.841,07	0,67%	-4,46%		2.822,07
Térmica a Biomassa	751,91	-57,12%	35,10%		1.753,42
Total Alternativa	7.473,84	-13,47%	38,94%		8.637,46
Térmica - Outros	295,80	5,52%	-17,52%		280,33
Total	64.509,12	4,68%	6,70%		61.624,24

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

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

A geração total de energia elétrica em janeiro de 2017 foi de 64.509,12 MWmed, que representou um crescimento de 4,68% na comparação mensal e de 6,70% na comparação anual.

Já, a geração térmica convencional em janeiro de 2017 se manteve estável na comparação mensal (+0,62%), ao passo que na comparação anual apresentou queda (-31,74%). A queda brusca verificada na comparação anual foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-31,66%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-65,05%). Na comparação mensal, as térmicas a gás reduziram sua geração em 10,62%, mas as térmicas a óleo geraram 1,42% a mais. A geração por térmicas nucleares aumentou 63,04% na comparação mensal, apesar de na comparação anual terem reduzido sua geração em 3,46%.

A geração hidráulica em janeiro de 2017 aumentou 12,83% em relação a janeiro de 2016. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve um aumento de 8,84% na geração hidráulica com potência instalada superior a 30 MW, já as PCHs e CGHs mantiveram sua geração relativamente estável em relação ao mês anterior (+0,67% e -0,81%, respectivamente). Na comparação anual, a geração das PCHs recuou 4,46%, enquanto as CGHs geraram a mais 3,10%.

A geração por fontes alternativas foi reduzida em 13,47% na comparação mensal, enquanto que na comparação anual aumentou 38,94%. A geração por térmicas à biomassa registrou aumento de 35,10% na comparação anual, apesar de ter sido reduzida em 57,12% na comparação mensal devido ao fato de estarmos no período de entressafra da cana de açúcar nas Regiões Sudeste e Centro-oeste¹⁵. Já a geração eólica apesar de ter registrado queda de 4,55% na comparação mensal, na comparação anual cresceu 115,61% devido à expansão do parque de aerogeradores.

¹⁵ Na região Centro-sul, a safra de cana de açúcar ocorre no período que vai de abril a novembro. Já nas regiões Norte e Nordeste, a colheita ocorre de novembro a abril. Nos períodos de entressafra, em que não colheita nem moagem de cana em cada uma das regiões, é feito o plantio e a reforma dos canaviais.

Tabela 5.7: Geração Total por Fonte (MWmed)* - fevereiro de 2017.

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17
Hidráulica > 30MW	51.901,22	5,74%	8,17%		49.084,63
Térmica a Gás	3.752,56	-4,16%	-27,40%		3.915,64
Térmica a Óleo	408,03	-15,02%	-57,16%		480,15
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	311,79	-29,12%	-38,98%		439,91
Térmica a Carvão Mineral	1.171,84	12,63%	-26,91%		1.040,42
Térmica Nuclear	1.634,88	-8,09%	-10,88%		1.778,74
Total Térmica Convencional	7.279,10	-4,91%	-27,72%		7.654,85
Total Convencional	59.180,32	4,30%	1,94%		56.739,48
Eólica	3.176,40	-16,07%	22,08%		3.784,49
Hidráulica CGH	96,42	0,05%	-4,66%		96,38
Hidráulica PCH	2.824,38	-0,59%	-6,56%		2.841,07
Térmica a Biomassa	668,05	-11,15%	28,20%		751,91
Total Alternativa	6.765,25	-9,48%	8,30%		7.473,84
Térmica - Outros	257,37	-12,99%	-35,02%		295,80
Total	66.202,94	2,63%	2,33%		64.509,12

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

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

A geração total de energia elétrica em fevereiro de 2017 foi de 66.202,94 MWmed, que representou um crescimento de 2,63% na comparação mensal e de 2,33% na comparação anual.

A geração térmica convencional em fevereiro de 2017 caiu 4,91% na comparação mensal e 27,72% na comparação anual. A queda brusca verificada na comparação anual foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-27,40%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-57,16%). Na comparação mensal, as térmicas a gás reduziram sua geração em 4,16% e as térmicas a óleo geraram 15,02% a menos. A geração por térmicas nucleares apresentou uma redução de 8,09% na comparação mensal e de 10,88% na comparação anual.

Em fevereiro de 2017, a geração hidráulica aumentou 8,17% em relação a fevereiro de 2016. Com relação ao

mês imediatamente anterior, houve um aumento de 5,74% na geração hidráulica com potência instalada superior a 30 MW, já as PCHs e CGHs mantiveram sua geração relativamente estável em relação ao mês anterior (+0,05% e -0,59%, respectivamente). Na comparação anual, as PCHs e das CGHs reduziram sua geração em respectivamente 6,56% e 4,66%.

A geração por fontes alternativas em fevereiro de 2017 foi reduzida em 9,48% na comparação mensal, enquanto que na comparação anual aumentou 8,30%. A geração por térmicas à biomassa registrou aumento de 28,20% na comparação anual, apesar de ter sido reduzida em 11,15% na comparação mensal devido ao fato de estarmos no período de entressafra da cana de açúcar nas Regiões Sudeste e Centro-oeste. Já a geração eólica apesar de ter registrado queda de 16,07% na comparação mensal, na comparação anual cresceu 22,08%.

b) Demanda

Tabela 5.8: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)* - janeiro de 2017.

		jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16
Sistemas Isolados	Residencial	160,67	-5,85%	-29,91%		170,65	229,23
	Industrial	15,68	36,80%	-26,98%		11,46	21,47
	Comercial	56,58	4,97%	-33,18%		53,90	84,66
	Outros	92,59	0,08%	-10,89%		92,52	103,90
	Total	325,51	-0,92%	-25,90%		328,53	439,27
N	Residencial	1.060,64	-7,20%	12,04%		1.142,92	946,68
	Industrial	1.824,32	4,30%	8,97%		1.749,14	1.674,17
	Comercial	511,13	-6,52%	4,76%		546,78	487,90
	Outros	450,12	-17,29%	7,64%		544,19	418,17
	Total	3.846,20	-3,44%	9,05%		3.983,03	3.526,92
NE	Residencial	2.813,24	-0,94%	2,00%		2.839,87	2.758,03
	Industrial	2.540,78	4,96%	4,73%		2.420,82	2.426,02
	Comercial	1.520,55	-2,53%	3,81%		1.560,07	1.464,81
	Outros	1.730,00	3,46%	13,59%		1.672,14	1.523,01
	Total	8.604,57	1,31%	5,30%		8.492,90	8.171,87
SE/CO	Residencial	9.804,94	10,92%	5,07%		8.839,76	9.331,77
	Industrial	10.513,11	0,19%	7,26%		10.492,71	9.801,36
	Comercial	6.796,14	7,61%	3,43%		6.315,40	6.570,93
	Outros	4.591,50	7,44%	8,13%		4.273,71	4.246,47
	Total	31.705,69	5,96%	5,86%		29.921,58	29.950,52
S	Residencial	2.780,37	22,36%	5,99%		2.272,26	2.623,17
	Industrial	3.284,10	-3,62%	11,46%		3.407,61	2.946,51
	Comercial	1.920,75	13,77%	5,75%		1.688,33	1.816,26
	Outros	2.127,51	9,39%	12,31%		1.944,89	1.894,26
	Total	10.112,72	8,59%	8,97%		9.313,09	9.280,19
Total	Residencial	16.619,86	8,87%	4,60%		15.265,46	15.888,88
	Industrial	18.177,99	0,53%	7,76%		18.081,74	16.869,53
	Comercial	10.805,14	6,30%	3,65%		10.164,48	10.424,56
	Outros	8.991,72	5,44%	9,85%		8.527,45	8.185,81
	Total	54.594,70	4,91%	6,28%		52.039,14	51.368,77

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

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

O consumo total de energia em janeiro de 2017 foi de 54.594,70 MWmed. O consumo de energia apresentou crescimento na comparação mensal (+4,91%) e na comparação anual (+6,28%). Com exceção do N e dos Sistemas Isolados, todos os subsistemas aumentaram sua demanda de energia na comparação mensal. Na compensação na comparação anual, somente os Sistemas Isolados retraíram sua demanda (-25,90%).

Em janeiro de 2017, o consumo residencial cresceu 4,60% em relação ao mesmo mês do ano anterior e 8,87% em relação a dezembro de 2016. Apesar do crescimento significativo do consumo de energia, somente os subsistemas SE/CO e S apresentaram aumento da demanda de energia na comparação mensal. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, somente os sistemas isolados apresentaram queda na demanda de energia do setor residencial (-29,91%).

O consumo de energia do setor comercial em janeiro de 2017 também apresentou taxas de crescimento positivas na comparação mensal e anual (+6,30% e 3,65% respectivamente). Neste setor, foi registrado queda no consumo em relação ao mês anterior apenas no N (-6,52%) e NE (-2,53%). Na comparação anual, somente os sistemas isolados apresentaram queda na demanda de energia do setor comercial (-33,18%).

A indústria apesar de ter apresentado em janeiro de 2017 demanda de energia relativamente estável em relação ao mês passado, registrou crescimento de 7,76% na comparação anual. O consumo da indústria foi reduzido apenas no S na comparação mensal (-3,62%). Na comparação anual, o consumo da indústria caiu apenas nos sistemas isolados (-26,98%). Esses dados refletem os resultados da Sondagem Industrial do IBRE/FGV¹⁶. Segundo este estudo, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) aumentou 4,3 pontos

¹⁶ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Dezembro/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

dezembro de 2016 e janeiro de 2017, passando de 84,7 para 89,0 pontos e o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) reduziu de 72,5% para 74,6%.

No mercado livre, o consumo industrial também apresentou resultados positivos em janeiro de 2017, crescendo 9,45% em relação ao mês anterior e 31,47% em

relação ao mesmo mês do ano anterior. Na comparação mensal, os setores que apresentaram as maiores taxas de crescimento do consumo de energia foram *Metalurgia e Produtos de Metal*, *Têxteis e Saneamento*. Na Comparação anual, os setores que apresentaram maiores taxas de crescimento para o consumo de energia foram *Comércio*, *Serviços e Saneamento*.

Tabela 5.9: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed) – janeiro de 2017.

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16
Metalurgia e Produtos de Metal	3.490,22	17,23%	13,12%		2.977,28	3.085,42
Químicos	1.768,65	4,31%	5,66%		1.695,51	1.673,96
Madeira, Papel e Celulose	1.089,85	1,14%	19,41%		1.077,61	912,66
Minerais Não Metálicos	1.055,49	0,79%	26,29%		1.047,17	835,77
Alimentícios	1.443,66	10,85%	76,97%		1.302,38	815,77
Manufaturados Diversos	1.220,57	11,43%	57,72%		1.095,35	773,89
Extração de Minerais Metálicos	772,39	2,56%	14,27%		753,14	675,91
Serviços	976,92	6,96%	94,25%		913,37	502,91
Veículos	614,59	14,35%	37,14%		537,48	448,15
Têxteis	461,04	28,32%	40,85%		359,29	327,33
Comércio	635,37	9,43%	132,63%		580,62	273,12
Transporte	205,09	2,58%	4,25%		199,92	196,73
Bebidas	204,72	0,55%	31,93%		203,59	155,18
Saneamento	203,60	15,79%	83,37%		175,83	111,03
Telecomunicações	170,62	7,29%	73,14%		159,03	98,54
Total Geral	14.312,76	9,45%	31,47%		13.077,56	10.886,37

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

Tabela 5.10: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)* - fevereiro de 2017

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16
Sistemas Isolados	Residencial	170,65	6,21%	-28,95%	160,67	240,18
	Industrial	11,46	-26,90%	-51,42%	15,68	23,59
	Comercial	53,90	-4,73%	-41,26%	56,58	91,75
	Outros	92,52	-0,08%	-17,65%	92,59	112,35
	Total	328,53	0,93%	-29,78%	325,51	467,87
N	Residencial	1.142,92	7,76%	12,67%	1.060,64	1.014,43
	Industrial	1.749,14	-4,12%	-1,10%	1.824,32	1.768,52
	Comercial	546,78	6,98%	6,58%	511,13	513,02
	Outros	544,19	20,90%	26,14%	450,12	431,42
	Total	3.983,03	3,56%	6,86%	3.846,20	3.727,39
NE	Residencial	2.839,87	0,95%	2,36%	2.813,24	2.774,43
	Industrial	2.420,82	-4,72%	-5,24%	2.540,78	2.554,70
	Comercial	1.560,07	2,60%	2,42%	1.520,55	1.523,21
	Outros	1.672,14	-3,34%	11,71%	1.730,00	1.496,80
	Total	8.492,90	-1,30%	1,72%	8.604,57	8.349,13
SE/CO	Residencial	8.839,76	-9,84%	-7,61%	9.804,94	9.567,60
	Industrial	10.492,71	-0,19%	-6,68%	10.513,11	11.244,02
	Comercial	6.315,40	-7,07%	-9,29%	6.796,14	6.962,30
	Outros	4.273,71	-6,92%	-4,94%	4.591,50	4.495,86
	Total	29.921,58	-5,63%	-7,28%	31.705,69	32.269,78
S	Residencial	2.272,26	-18,27%	-16,26%	2.780,37	2.713,36
	Industrial	3.407,61	3,76%	-6,02%	3.284,10	3.625,95
	Comercial	1.688,33	-12,10%	-15,62%	1.920,75	2.000,81
	Outros	1.944,89	-8,58%	-9,71%	2.127,51	2.154,16
	Total	9.313,09	-7,91%	-11,26%	10.112,72	10.494,28
Total	Residencial	15.265,46	-8,15%	-6,40%	16.619,86	16.310,00
	Industrial	18.081,74	-0,53%	-5,91%	18.177,99	19.216,77
	Comercial	10.164,48	-5,93%	-8,35%	10.805,14	11.091,09
	Outros	8.527,45	-5,16%	-1,88%	8.991,72	8.690,59
	Total	52.039,14	-4,68%	-5,91%	54.594,70	55.308,45

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

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

O consumo total de energia em fevereiro de 2017 foi de 52.039,14 MWmed. O consumo de energia apresentou redução na comparação mensal (-4,68%) e na comparação anual (-5,91%). Com exceção do N e dos Sistemas Isolados, todos os subsistemas retraíram sua demanda de energia na comparação mensal. Na compensação na comparação anual, somente N e NE aumentaram sua demanda de energia (+6,86% e +1,72% respectivamente).

Em fevereiro de 2017, o consumo residencial caiu 6,40% em relação ao mesmo mês do ano anterior e 8,15% em relação a janeiro de 2017. Na comparação mensal, os subsistemas que apresentaram queda no consumo de energia do setor residencial foram SE/CO (-9,84%) e S (-18,27%). Na comparação anual, somente N e NE apresentaram aumento da demanda de energia do setor residencial (+12,64% e +2,36%, respectivamente).

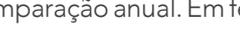
O consumo de energia do setor comercial em fevereiro de 2017 também apresentou redução na comparação mensal e anual (-5,93% e -8,35% respectivamente). Neste setor, foi registrado aumento no consumo em relação ao mês anterior apenas no N (+6,98%) e NE (+2,60%). O mesmo ocorreu na comparação anual, onde os subsistemas N e NE

foram os únicos a apresentarem crescimento da demanda de energia do setor comercial (+6,58% e +2,42%).

A indústria apesar de ter apresentado em fevereiro de 2017 demanda de energia relativamente estável em relação ao mês passado (-0,53%), registrou queda de 5,91% na comparação anual. O consumo da indústria foi alavancado apenas no S na comparação mensal (+3,76%). Na comparação anual, o consumo da indústria caiu em todas os subsistemas. Esses dados refletem os resultados da Sondagem Industrial do IBRE/FGV. Segundo este estudo, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) caiu 1,8 pontos entre janeiro e fevereiro de 2017, passando de 89,0 para 87,2 pontos e o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) reduziu de 74,6% para 74,3%.

Por outro lado, no mercado livre, o consumo industrial em fevereiro de 2017 apresentou crescimento de 5,90% em relação ao mês anterior e em 30,44% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Na comparação mensal, todos os setores apresentaram as taxas de crescimento positivas para o consumo de energia, com destaque para *Têxteis, Veículos e Manufaturados Diversos*. Na Comparação anual, os setores que apresentaram maiores taxas de crescimento para o consumo de energia foram *Comércio, Serviços e Saneamento*.

Tabela 5.11: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed) – fevereiro de 2017.

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16
Metalurgia e Produtos de Metal	3.639,69	4,28%	10,85%		3.490,22	3.283,31
Químicos	1.791,86	1,31%	5,16%		1.768,65	1.704,01
Madeira, Papel e Celulose	1.186,43	8,86%	18,01%		1.089,85	1.005,34
Minerais Não Metálicos	1.118,58	5,98%	25,50%		1.055,49	891,31
Alimentícios	1.532,92	6,18%	71,52%		1.443,66	893,72
Manufaturados Diversos	1.334,02	9,29%	58,82%		1.220,57	839,97
Extração de Minerais Metálicos	774,96	0,33%	8,78%		772,39	712,38
Serviços	1.066,68	9,19%	102,93%		976,92	525,64
Veículos	682,21	11,00%	39,65%		614,59	488,53
Têxteis	541,55	17,46%	30,28%		461,04	415,70
Comércio	676,90	6,54%	132,43%		635,37	291,22
Transporte	212,78	3,75%	5,33%		205,09	202,01
Bebidas	209,08	2,13%	38,55%		204,72	150,90
Saneamento	209,72	3,01%	84,75%		203,60	113,52
Telecomunicações	179,18	5,02%	75,96%		170,62	101,83
Total Geral	15.156,58	5,90%	30,44%		14.312,76	11.619,41

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 51.203,84 MWmed em janeiro de 2017, o que representou crescimento de 8,44% na comparação mensal e de 11,99%

na comparação anual. Em fevereiro de 2017, as hidrelétricas participantes do MRE aumentaram ainda mais a sua geração, produzindo 53.973,20 MWmed. Isso equivale a uma geração 5,41% maior à verificada em janeiro de 2017 e 7,42% maior à verificada em fevereiro de 2016.

A garantia física para o mês de janeiro de 2017 foi estimada em 50.473,03 MWmed, um valor 1,95% inferior ao do mês anterior e 13,41% inferior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Em fevereiro de 2017, a garantia física foi estimada em 48.556,14 MWmed, valor 3,80% menor ao estimado para o mês de janeiro e 12,35% menor ao estimado para fevereiro de 2016.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 101,4% em janeiro e de 111,2% em fevereiro de 2017, apresentando taxas de crescimento significativas tanto na comparação mensal como na comparação anual.

A liquidação financeira referente a janeiro de 2017 foi realizada no mês de março e arrecadou 700 milhões de reais, de um total de 2,58 bilhões de reais contabilizados nas operações. Do valor não pago, R\$ 1,6 bilhão está relacionado com liminares de GSF no mercado livre (ACL) e R\$ 280 milhões representam outros valores em aberto da liquidação. Em abril, ocorreu a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) referente ao mês de fevereiro de 2017, que movimentou R\$ 680 milhões dos R\$ 2,54 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 1,59 bilhão está relacionado com liminares de GSF no mercado livre (ACL) e R\$ 270 milhões representam outros valores em aberto da liquidação.

Tabela 5.12: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – janeiro de 2017

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16
Energia Gerada (MWmed)	51.203,84	8,44%	11,99%		47.220,42	45.721,21
Garantia Física (MWmed)	50.473,03	-1,95%	-13,41%		51.478,62	58.288,36
Geração/Garantia Física	1,014	10,60%	29,33%		0,917	0,784

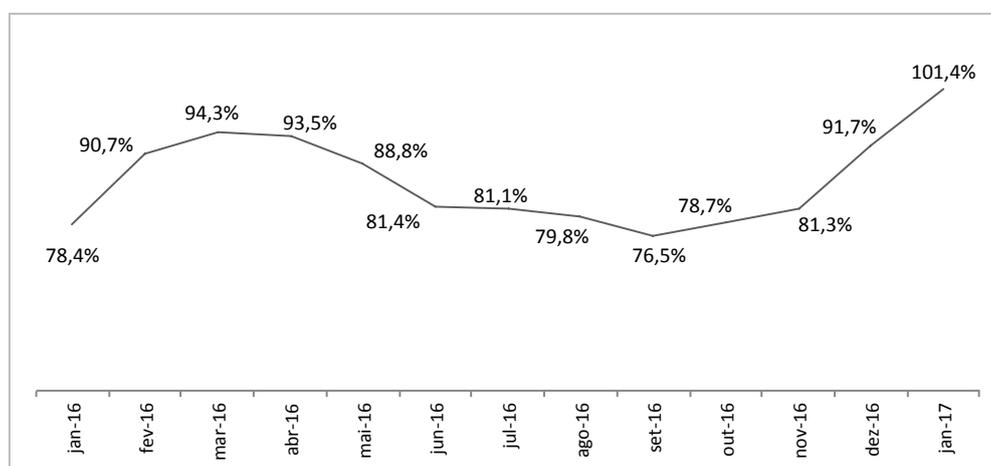
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Tabela 5.13: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – fevereiro de 2017

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16
Energia Gerada (MWmed)	53.973,20	5,41%	7,42%		51.203,84	50.245,96
Garantia Física (MWmed)	48.556,14	-3,80%	-12,35%		50.473,03	55.397,66
Geração/Garantia Física	1,112	9,57%	22,55%		1,014	0,907

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Gráfico 4.2: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

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

Em janeiro de 2017, o PLD médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou redução de 0,99% nos subsistemas SE/CO, S e N, alcançando o patamar de R\$121,44/MWh. No NE, o PLD médio mensal chegou a R\$139,25/MWh, o que representou um aumento de 13,53% entre dezembro de 2016 e janeiro de 2017. Na comparação anual, com exceção do NE que apresentou redução de 57,42%, todos subsistemas tiveram seus PLDs alavancados. O PLD entre janeiro de 2016 e janeiro de 2017 cresceu 223,24% no SE/CO, 223,70% no S e 81,55% no N.

Já em fevereiro, o PLD cresceu em todos os subsistemas, com exceção do N que caiu 32,55% em relação a janeiro de 2017 e alcançou o patamar de R\$ 82,18/MWh. SE/CO e S verificaram crescimento de 5,41% na comparação mensal, o que levou a um PLD médio para o mês de fevereiro da ordem de R\$128,43/MWh. Assim como no mês anterior, em fevereiro de 2017 NE foi o subsistema que apresentou maior PLD (R\$ 164,66/MWh). Na comparação com fevereiro de 2016, o PLD médio dos subsistemas SE/CO e S cresceram 303,01%. No N, o PLD cresceu 157,88% na comparação anual, ao passo que no NE o PLD verificou queda de 5,47%.

Tabela 5.14: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh) – janeiro de 2017

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16
SE/CO	121,44	-0,99%	223,24%		122,65	37,57
S	121,44	-0,99%	223,70%		122,65	37,52
NE	139,25	13,53%	-57,42%		122,65	327,00
N	121,44	-0,99%	81,55%		122,65	66,89

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

Tabela 5.15: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh) – fevereiro de 2017

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16
SE/CO	128,43	5,41%	303,01%		121,84	31,87
S	128,43	5,41%	303,01%		121,84	31,87
NE	164,66	17,86%	-5,47%		139,71	174,19
N	82,18	-32,55%	157,88%		121,84	31,87

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

Apesar de não ter ocorrido processo de revisão tarifária, 13 distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas ao longo do período.

Na região sudeste, 6 distribuidoras apresentaram reajuste tarifário. A distribuidora CPFL Jaguari, que atende 40.204 unidades consumidoras localizadas nos municípios de Jaguariúna e Pedreira em São Paulo, teve reajuste de -10,09% na alta tensão e -5,31% na baixa tensão, o que resultou em um reajuste médio de -8,42% das tarifas. Atendendo a 57 mil unidades consumidoras localizadas em 7 municípios do estado de São Paulo, a

distribuidora CPFL Leste Paulista apresentou reajuste de -1,15% para os consumidores da baixa tensão e de -8,33% para os consumidores da alta tensão, gerando em média uma redução de 3,28% nas tarifas de energia da área de concessão. A concessionária CPFL Mococa atende 46.330 unidades consumidoras localizadas no município de Mococa (SP) e três municípios de Minas Gerais e apresentou um reajuste médio de -2,56%, sendo -5,68% para os consumidores da alta tensão e -1,24% para os consumidores da baixa tensão. As 207.212 unidades consumidoras localizadas em 24 municípios de São Paulo e em três municípios do Paraná atendidas pela CPFL Santa Cruz tiveram reajuste tarifário de -10,03% na alta tensão e -10,52% na baixa tensão, o que levou

a um efeito médio de -10,37%. A CPFL Sul Paulista que atende 84 mil unidades consumidoras localizadas em 5 municípios paulistas apresentou um reajuste tarifário médio de -4,15%, sendo -6,21% para os consumidores da alta tensão e -3,05% para os consumidores da baixa tensão. Por fim, a CPFL Paulista apresentou reajuste de -12,20% na alta tensão e -9,42% na baixa tensão, o que resultou em um reajuste médio de -10,50% das tarifas. A CPFL Paulista atende 4,2 milhões unidades consumidoras localizadas em 234 municípios do interior do Estado de São Paulo.

No Centro-Oeste, as 1,3 milhão de unidades consumidoras localizadas em 141 municípios do Mato Grosso e atendidas pela Energisa Mato Grosso tiveram reajuste tarifário de -2,35% para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -1,99% para os da baixa tensão, resultando em um reajuste médio de -2,10% nas tarifas de energia elétrica. A Energisa Mato Grosso do Sul, que atende 993 mil unidades consumidoras localizadas em 73 municípios de Mato Grosso do Sul, apresentou índice médio de reajuste tarifário de -1,92%, sendo -2,68% para a alta tensão e -1,58% para a baixa tensão.

No Sul, somente a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., antiga AES Sul, apresentou reajuste tarifário. Prestando serviço para 1,322 milhões de unidades consumidoras localizadas no estado do Rio Grande do Sul, a distribuidora

reajustou em -5,66% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em -7,59% as tarifas dos consumidores da alta tensão, resultando em um efeito médio de -6,43%.

No Nordeste, 4 distribuidoras apresentaram reajuste tarifário. O reajuste tarifário da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, que atende 5,8 milhões de unidades consumidoras localizadas em 415 municípios da Bahia, foi de em média +3%, sendo +2,77% para os consumidores da baixa tensão e 3,5% para os consumidores da alta tensão. A Companhia Energética do Ceará - COELCE que presta serviço de distribuição para 3,4 milhões de unidades consumidoras localizadas em 184 municípios do Ceará, reajustou as tarifas dos consumidores da baixa tensão em -0,39% e a dos consumidores da alta tensão em 1,44%, resultando em uma taxa média de reajuste de 0,15%. As 1,3 milhões de unidades consumidoras localizadas no estado do Rio Grande do Norte e atendidas pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN terão suas tarifas de energia elétrica aumentadas em média em 3,38%, sendo +3,08% para os consumidores da baixa tensão e + 4,07% para os consumidores da alta tensão. Por fim, no caso da Energisa Sergipe Distribuidora de Energia (ESE), as 748 mil unidades consumidoras localizadas em 63 municípios do Sergipe tiveram reajuste de 11,36% na alta tensão e 8,14% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 9,29% das tarifas.

Tabela 5.16: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CPFL JAGUARI	Companhia Jaguarí de Energia	SP	-8,4%	22/03/17
CPFL LESTE PAULISTA	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	-3,3%	22/03/17
CPFL MOCOCA	Companhia Luz e Força Mococa	SP	-2,6%	22/03/17
CPFL SANTA CRUZ	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	-10,4%	22/03/17
CPFL SUL PAULISTA	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	-4,2%	22/03/17
CPFL PAULISTA	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	-10,5%	08/04/17
ENERGISA MATO GROSSO	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	MT	-2,1%	08/04/17
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	MS	-1,9%	08/04/17
RGE SUL	RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	RS	-6,4%	19/04/17
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	3,0%	22/04/17
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	0,2%	22/04/17
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	3,4%	22/04/17
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	9,3%	22/04/17

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

e) Leilões

O Leilão de Transmissão nº 5/2016 está previsto para ser realizado em 24/04/2017. Serão leiloados 7.400 km de linhas de transmissão em 20 estados, com investimento previsto de R\$ 13,1 bilhões e Receita Anual Permitida (RAP) máxima de R\$ 2,7 bilhões. Os empreendimentos estão localizados

nos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraná, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe e Tocantins, com geração de 28,3 mil empregos diretos.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 07/2017	
	Descrição	Divulgar a proposta de revisão da Resolução ANP nº 32, de 15 de outubro de 2012, que estabelece os casos em que os agentes econômicos poderão adotar medidas reparadoras de forma a ajustar sua conduta ao disposto na legislação aplicável e evitar a aplicação das penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e no Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999 e obter subsídios para a redação final da nova Resolução.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública - Prazo para contribuição		Até 03/05/2017
	Audiência Pública		17/05/17
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 06/2017	
	Descrição	Recolher subsídios, a partir da minuta proposta, para a edição de ato regulatório que tratará sobre procedimentos de codificação, definição de resultado e status de poço, e envio de documentos relativos a poços para acompanhamento das atividades por parte da ANP.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública - Prazo para contribuição		Até 24/04/2017
	Audiência Pública		24/05/17
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 08/2017	
	Descrição	Divulgar a proposta da Resolução que estabelece as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública - Prazo para contribuição		Até 09/05/2017
	Audiência Pública		01/06/17
	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Acumulações Marginais	
	Descrição	Outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de reabilitação e produção de petróleo e gás natural em áreas inativas com acumulações marginais, nos termos da Lei nº 9.478/97, da Lei nº 12.351/10 e da Resolução ANP nº 18/2015	
	Etapa		Data
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		19/01/17
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		03/02/17
Data-limite para apresentação das garantias de oferta		11/04/17	
Sessão pública de apresentação das ofertas		11/05/17	
Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)		12/05 a 22/05/2017	
Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 20/07/2017	
Data-limite para apresentação das garantias de oferta		11/04/17	
Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso		21/07 a 31/07/2017	
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		21/07 a 22/08/2017	
Assinatura dos contratos de concessão		Até 31/08/2017	
Objeto	ANP - 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		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
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	
Realização de estudos		-	
Objeto	ANP - 14ª Rodada de Licitações		
Descrição	Desenvolvimento de estudos para viabilizar a realização da 14ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de concessão.		
Etapa		Data	
Realização de estudos		-	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

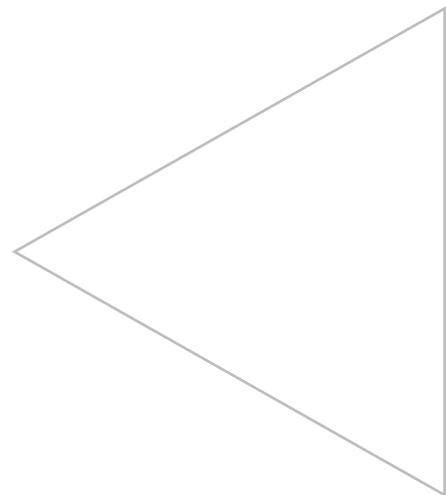
Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção		
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapuru, na Bacia de Santos, e os blocos exploratórios C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709, situados na Bacia de Campos.		
	Etapa		Data	
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
	Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018	
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção		
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.		
	Etapa		Data	
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
	Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019	
	Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos		
	Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias marítimas da Foz do Amazonas (setores SFZA-AP1, AP2, AR1 e AR2), do Ceará (setores SCE-AP2 e AP3) e Potiguar (setores SPOT-AP1, AP2 e AR2), de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP1), e das bacias terrestres do Paraná (setores SPAR-N e CN) e do Parnaíba (setores SPN-SE e N), além de blocos de setores terrestres das Bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
	Etapa		Data	
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
	Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018	
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos		
	Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP5) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
	Etapa		Data	
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
	Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019	
Objeto	ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais			
Descrição	-			
Etapa		Data		
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).		
Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018		
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais			
Descrição	-			
Etapa		Data		
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).		
Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019		
Objeto	MME - Consulta Pública nº 30			
Descrição	Discussão de uma nova Política Brasileira de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural			
Etapa		Data		
Prazo para contribuição		Até 02/05/2017		

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	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 - Consulta Pública nº 03/2017	
Descrição	Obter subsídios para solicitação de informações do Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizadas nos processos de autorização, licitação e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica, consoante Nota Técnica n.º 62/2017-SRM/ANEEL, de 10/04/2017	
Etapas	Data	
Prazo para contribuição	Até 25/04/2017	

Setor Elétrico



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:

