

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

JANEIRO • 2017

01

OPINIÃO

Marilda Rosado

Petróleo e Gás Natural no Brasil e
o Direito dos Investimentos

**Nelson Leite, Marco Delgado
e Fabio Hage**

Os desafios do armazenamento
de energia no setor elétrico

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Renata Hamilton de Ruiz

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

Coordenação de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional

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	
Petróleo e Gás Natural no Brasil e o Direito dos Investimentos.....	04
Os desafios do armazenamento de energia no setor elétrico.....	09
▷ Editorial	
Contribuições da FGV Energia no Gás para Crescer.....	13
▷ Petróleo.....	16
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	16
Derivados do Petróleo	19
▷ Gás Natural	21
Produção e Importação	21
Consumo.....	23
Preços	25
▷ Setor Elétrico	27
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	27
Demanda	28
Oferta.....	28
Intercâmbio de Energia Elétrica	29
Estoque	29
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	31
Demanda	32
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	33
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	34
Tarifas de Energia Elétrica.....	35
Leilões.....	35
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	36



OPINIÃO

PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL E O DIREITO DOS INVESTIMENTOS

Marilda Rosado

Professora associada de Direito Internacional e Direito do Petróleo e Gás na Faculdade de Direito da UERJ e Consultora do Lobo & de Rizzo Advogados

O desfecho da decisão congressual favorável ao fim da regra que obriga a Petrobras a ser a operadora única do Pré-sal vem culminar uma série de notícias que revelam uma tentativa de reaquecimento da indústria do petróleo no Brasil.

Entre as boas notícias está a edição, em 03.11.2016, do Decreto no 8.893, que lista os empreendimentos do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) que serão tratados como prioridade nacional nos setores de energia e mineração. Destacam-se, na área do petróleo e gás:

a 2ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção (áreas unitizáveis do Pré-sal), que atualmente encontra-se em fase de estudo pela ANP; a 14ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás Natural sob o Regime de Concessão, também em fase de estudos pela ANP; e a 4ª Rodada de Licitações de Campos Marginais de Petróleo e Gás Natural (campos terrestres) sob o Regime de Concessão, prevista para ser realizada em março de 2017 e cujo pré-edital e minuta de contrato de concessão já foram publicados. Outras medidas vinham sendo discutidas com a indústria, como por exemplo (a) regras de unitização em relação a áreas presentemente com a Petrobras sob o regime concessão onerosa; e (b) flexibilização das regras de conteúdo local. No entanto, por sua complexidade e implicações, ambas transcendem o escopo do presente comentário.

No bojo das mudanças e da perspectiva de novas Rodadas de Licitação para Blocos exploratórios em 2017, fazemos algumas considerações sobre o marco jurídico –institucional vigente no Brasil. Afinal, são quase vinte anos da Lei 9478/97. Também se mostra oportuna breve reflexão sobre os impactos de decisões e orientações do setor nos últimos anos.

Dados do setor ilustram as consequências e tendências de decisões que foram objeto de críticas por especialistas e

nem sempre consideradas em um momento ante a visão distorcida sobre o impacto do pré-sal em nossa economia e uma anestesia quanto à iminência de queda dos preços de petróleo e suas implicações.

A partir de breve análise desses dados e fatos, objetivamos trazer alguns conceitos do Direito dos Investimentos para situar as reflexões sobre aspectos jurídico-institucionais da indústria brasileira do petróleo. Esperamos contribuir para um balanço e discussão com a sociedade de uma agenda propositiva.

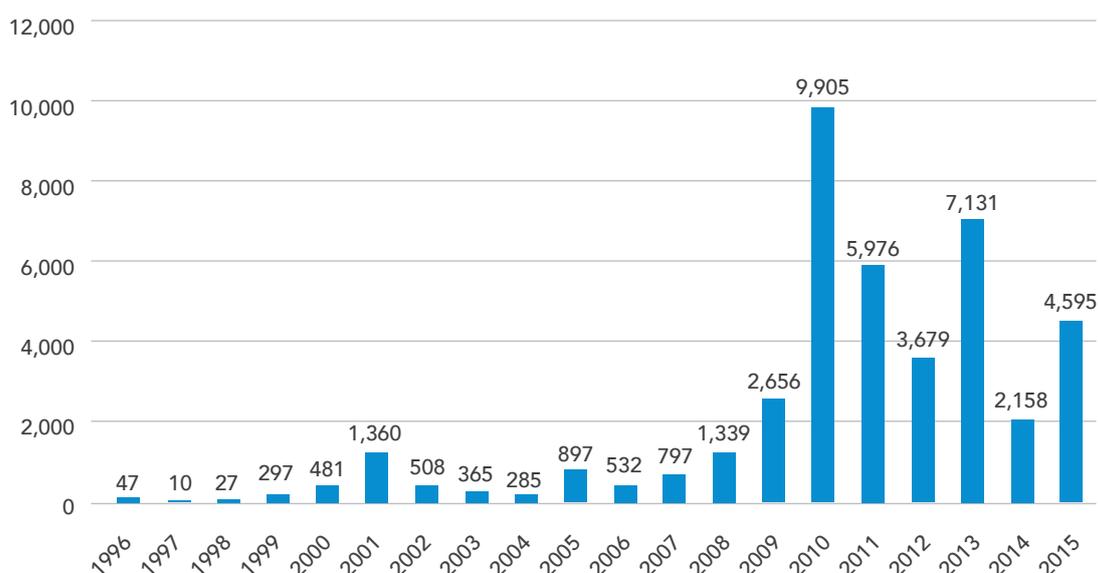
A primeira constatação de interesse diz respeito ao fato de que, hoje, as empresas privadas respondem por 17,1% do petróleo e gás natural, extraídos no Brasil.¹ Todavia, os campos operados pela Petrobras produziram 93,4%, sendo que o campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, que é detido por Petrobras (65%), BG (25%) e Galp (10%), continua sendo o maior produtor de petróleo e gás natural, com uma média diária de 581,9 mil barris de petróleo e 25,5 milhões de m³/d de gás natural.²

De um lado, esses dados demonstram o acerto da decisão que levou à abertura do mercado de exploração e produção no Brasil, que permitiram à Petrobras focar seus esforços exploratórios em áreas que, a seu critério, tenham maior potencial de descobertas, bem como realizar parcerias com outras empresas para dividir o (imenso) risco exploratório.

Além disso, esse percentual considerável de participação das empresas privadas na atual produção de petróleo e gás natural do Brasil é decorrência direta da confiança que foi depositada em nosso País e em nossas instituições por esses investidores privados.

Entretanto, os dados colhidos do BACEN, reproduzidos no gráfico a seguir, são indicativos de uma grande oscilação nos valores de investimento estrangeiro direto recebido pelo setor de petróleo e gás no Brasil. Tal oscilação encontra parte de suas justificativas no desencanto de algumas empresas que aqui aportaram em um primeiro momento de abertura do setor petróleo e desistiram do país ou diminuíram o ritmo dos investimentos.

Gráfico 1: Ingresso de investimentos estrangeiros no setor e petróleo e gás no Brasil
(em milhões de dólares) - Banco Central do Brasil (2016)



Fonte Banco Central do Brasil (2016).

¹ Conforme notícia veiculada em <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/11/mudanca-no-pre-sal-abre-espaco-para-avanco-estrangeiro-na-exploracao.html>, no dia 10.11.2016.

² Conforme notícia veiculada em 03.10.2016 no endereço eletrônico <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2016/10/producao-de-petroleo-bate-recorde-pelo-3-mes-consecutivo>.

Os dados do Bacen mostram que, antes da abertura promovida pela Lei 9478/97, os investimentos estrangeiros no setor brasileiro de petróleo e gás eram bastante reduzidos, limitando-se basicamente a empresas prestadoras de serviços à Petrobras e multinacionais que atuavam no segmento do *downstream*, nomeadamente na distribuição de combustíveis.

Com a abertura do mercado e o início das rodadas de licitação promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Brasil passou a receber investimentos estrangeiros mais significativos nesse setor. A maior parte desses investimentos foi destinada à aquisição de direitos de exploração e produção por empresas estrangeiras e à realização das atividades de exploração por parte dessas mesmas empresas.

Todavia, considerando o ciclo de amadurecimento do investimento após a assinatura de um contrato de exploração e produção, pressupõe-se que estes sejam bastante mais significativos a partir da etapa de desenvolvimento da produção³, de forma que os investimentos no setor de petróleo e gás deveriam seguir em curva ascendente a partir de 2005, não fosse o episódio de cancelamento da oitava rodada de licitações.

No entanto, não haveria espaço nem propósito em comentarmos em profundidade esses números com aparato conceitual jurídico. O nosso propósito é relembrar algumas lições da doutrina e jurisprudência acerca de Direito dos Investimentos para contribuir na construção de uma base crítica mais ampla para as análises que assumam o lastro dos avanços dos estudos jurídicos sobre o investimento internacional.

Nossa tese é a de que temos que fortalecer, em todos os níveis, os instrumentos de Governança. Não se trata de apenas combater a corrupção e readquirir a

credibilidade que foi afetada na cadeia contratual dos grandes projetos de engenharia da Petrobras, impactando fortemente a indústria. Cabe também abrir novos canais de diálogo entre o Estado e os investidores estrangeiros para a reconstrução da confiança corroída, sendo esse ponto fundamental o qual deve ser o elo entre os estudos de investimento com os de governança internacional. Com efeito, ao longo do século XX, aumentou a demanda por um sistema efetivo de ordem e de direito global que permitisse, aos negócios internacionais, instrumentos legais que propiciassem confiança. Os Estados devem organizar suas competências segundo a boa governança (*'good governance'*). Ademais, o controle legal do poder econômico, público ou privado, pode evitar distorções à competição.⁴ Sabemos que quanto mais globalizada a economia, mais o elemento confiança é exigido, dadas as novas formas de negociação e a multiplicidade de participantes.

A recepção dessa Novíssima Ordem Internacional pelo ordenamento jurídico brasileiro materializou-se, como não poderia deixar de ser, no bojo das transformações do Direito Constitucional pátrio, inspirado nos valores do assim denominado novo constitucionalismo. Nessa perspectiva, colhemos subsídios não somente no arcabouço normativo, mas também nas passagens emblemáticas de nossa doutrina constitucionalista, que dão o foco interpretativo dos princípios que constituem a base de nosso ordenamento jurídico, com destaque para os princípios da segurança jurídica, para o respeito aos direitos adquiridos e a não retroatividade, bem como para a boa-fé objetiva e a confiança legítima.

Ao mesmo tempo, conforme Nicolaas Schrijver⁵, podemos depreender que os princípios apontados pelos constitucionalistas correspondem a *standards* internacionais, que podem ser resumidos por meio dos seguintes postulados:

³ A etapa de desenvolvimento da produção dá-se após a declaração de comercialidade de um reservatório, quando então se realizam as atividades destinadas à implementação de instalações definitivas de produção de petróleo e/ou gás natural a partir de tal reservatório.

⁴ WAELDE, Thomas. "Changing Directions for International Investment Law in Global Economy an Overview of Selected Issues". In *CEPMLP Internet Journal*, vol. 4, 1999. Disponível em: www.dundee.ac.uk/cepmlp.

⁵ SCHRIJVER, Nicolaas Jan. *Sovereignty Over Natural Resources: Balancing Rights and Duties in an Interdependent World*. 1995, p.164.

- *respeito à lei interna do Estado hospedeiro*: em princípio, um investidor estrangeiro tem de aceitar e respeitar as leis e costumes do país em que reside e investe;
- *vedação de tratamento ao investidor estrangeiro abaixo do mínimo exigido no âmbito internacional*: o Estado hospedeiro deve garantir um padrão razoavelmente seguro e propício aos investidores;
- *possibilidade das medidas de expropriação*: o Estado hospedeiro reconhecidamente pode interferir na propriedade privada do investidor, desde que obedeça a certos requisitos do Direito Internacional.

Vários analistas, inclusive a signatária destes apontamentos, tiveram oportunidade de destacar os malefícios que a interrupção na regularidade das rodadas de licitação para blocos exploratórios poderiam causar ao país. Não é demais lembrar que, em parecer de nossa lavra, elaborado em resposta à consulta realizada pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) sobre questões jurídicas concernentes a essa Rodada⁶, concluiu-se pela inconstitucionalidade da invalidação da Oitava Rodada, vez que não se encontraram supridas, no caso em concreto, as condições necessárias à eventual revogação ou anulação, total ou parcial, do certame licitatório. Isso em contraponto a um conservadorismo latente capaz de justificar a invalidação de concorrências, com fundamento no poder discricionário do Estado.

Vale citar passagens do voto da Ministra Ellen Gracie que corroborou a tese da inconstitucionalidade da referida suspensão⁷:

“O tempo é implacável com os países que relegam o planejamento estratégico a um plano inferior, certo que estamos a discutir questões relativas a materiais fósseis, que demandam constantes pesquisas, prospecções e altos investimentos.”

Não se pode olvidar, ademais, que o capital sempre migra para os países onde estão as melhores oportunidades de investimentos e que lhe oferecem maior segurança, sobretudo jurídica.(...) Assim, os prejuízos à ordem econômica de nosso país dificilmente se reverterão ao final da tramitação desse processo, motivo que, por si só, legitima a suspensão imediata da decisão proferida pelo Juízo da 9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal.

O tema está vinculado, no plano internacional, à necessária atenção aos Princípios de Segurança Jurídica, Interdependência e Cooperação, e da Boa-fé Objetiva, além da frustração da confiança legítima dos investidores.⁸

Tais princípios precisam voltar a ser o cerne das decisões e ações governamentais que regulam o setor de petróleo e gás natural no Brasil se o nosso País almeja o aumento da participação de empresas privadas nas arriscadas e caríssimas atividades de exploração de petróleo e gás natural, bem como uma nova aceleração do ritmo de investimentos no setor, trazendo como consequências, entre outras, o aumento da arrecadação do país com royalties e tributos, a geração de negócios, a reposição de empregos e a instauração de novo ciclo virtuoso nesse segmento da nossa indústria.

⁶ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Parecer sobre a Oitava Rodada de Licitações. In RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (coord.) *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009, pp. 1-125.

⁷ STF, SL n° 176- DF, Relatora: Min. Ellen Gracie, publicado no DJU de 03/08/2007.

⁸ Ainda em sentido contrário ao da previsibilidade, a Resolução CNPE n° 6/2007 determinou a retirada de 41 blocos às vésperas da realização da Nona Rodada de Licitações, além da retirada de áreas próximas ao então denominado campo de Tupi, descoberto pela Petrobras. Dessa forma foram introduzidos elementos de instabilidade e de preferência nacional, que o Brasil tinha, até então, evitado.

É inegável que o Brasil apresenta um alto potencial exploratório tanto em áreas *offshore* quanto *onshore*, o que também se mostra como um grande atrativo, a interessar diferentes perfis de investidores. Certamente a retomada das rodadas de licitações anunciada para o ano de 2017 é um importante indicativo do fortalecimento de uma agenda nacional que contribua para a melhoria da nossa economia tanto quanto

garanta aos investidores a necessária segurança jurídica que os negócios devem ter.

Esperamos que as lições aprendidas nos últimos anos e o amadurecimento da indústria possam reverter o quadro negativo e propiciar novamente a tão almejada atração de investimentos internacionais no setor de E&P.

Marilda Rosado de Sá Ribeiro é professora associada de Direito Internacional e Direito do Petróleo e Gás na Faculdade de Direito da UERJ. Doutora em Direito Internacional pela USP. Consultora do Lobo & de Rizzo Advogados. Anteriormente, atuou na Superintendência de Promoção de Licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e como consultora independente da Procuradoria Federal junto à ANP, além de ter atuado na área jurídica da Repsol YPF Brasil, Petrobras Internacional (BRASPETRO) e Petrobras. Integrante do Comitê Editorial

do *Journal of World Energy Law and Business* (JWELB), pela *Oxford Un. Press*; Editora Chefe da RBDP – Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia; membro do Conselho editorial do *Panorama of Brazilian Law* e da Revista de *Derecho del Mercosur*.





OS DESAFIOS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO

Por Nelson Leite, Marco Delgado e Fabio Hage
Presidente, diretor e consultor da ABRADÉE,
respectivamente.

Desde que, no século XIX, a eletricidade foi controlada para uso em iluminação, tração e movimento, aquecimento e outros fins, os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica trabalham “on line”, ou seja, equilibrando demanda e oferta em tempo real, sem espaço para superávits ou déficits de energia. Os apagões ocorrem justamente quando há dificuldade em manter o equilíbrio entre consumo e produção de eletricidade, obrigando os sistemas de proteção a atuarem para que vidas e equipamentos sejam poupados.

Diferentemente de outras *utilities*, como água e gás, os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica devem ter capacidade, a qualquer tempo, para suprir a máxima demanda agregada provável, o que se traduz na necessidade de sistemas robustos o bastante para atender à demanda quando todos os escritórios ligam o ar condicionado ao mesmo tempo, ou quando a maioria das residências usa o chuveiro elétrico simultaneamente. A diferença em relação ao sistema de abastecimento de água, por exemplo, é que quando os usuários, todos, dão descarga sanitária ao mesmo tempo, o sistema de abastecimento não precisa ter vazão agregada igual à soma das vazões instantâneas de cada residência, mas muito menor. Isso ocorre simplesmente porque as instalações consumidores contam com um dispositivo inexistente no sistema elétrico: a caixa d’água.

Desde que a eletricidade se tornou um bem essencial à sociedade, não foi possível à engenharia desenvolver um dispositivo de armazenamento de energia que fosse tão eficaz e barato como uma simples caixa d’água. Na verdade, este é o motivo pelo qual os veículos elétricos têm demorado tanto a se tornar uma alternativa aos tradicionais modelos à combustão. Em um vídeo famoso

disponível no Youtube, Bill Gates estima que, colocadas em conjunto, todas as baterias existentes do mundo poderiam suprir a demanda global por eletricidade por apenas 10 minutos. Esse número faz com que apreendamos a dimensão do desafio de armazenar energia elétrica.

Com o crescimento vertiginoso das fontes de geração renováveis, como solar e eólica, o armazenamento de energia ganha um ímpeto ainda maior no Brasil e no mundo. Segundo o *Global World Energy Council*, o Brasil já ocupa a décima posição no *ranking* mundial de capacidade instalada de geração eólica. Segundo dados do Balanço Energético Nacional, "o crescimento da oferta de energia eólica e solar entre 2014 e 2015 foi de 78% e 97%, respectivamente". O problema do crescimento das fontes alternativas é que elas são também intermitentes, ou seja, produzem energia não necessariamente quando há demanda, mas principalmente, podem estar indisponíveis quando a demanda é alta. Por conta disso, o armazenamento de energia passa a ser crucial para a segurança energética do sistema, além de constituir elemento de legitimação da própria expansão das fontes renováveis.

Apesar de ainda ser um dos maiores desafios tecnológicos do século XXI, o armazenamento de energia passa a ter um horizonte menos incerto com a retomada da corrida tecnológica pelos veículos elétricos. A Tesla Motors, por exemplo, está construindo a maior fábrica de baterias do mundo no estado de Nevada, EUA, a *Gigafactory*, com capacidade anual para produzir baterias que, juntas, somam 35 GWh, energia suficiente para abastecer toda a cidade de São Paulo por dois dias.

Outras tecnologias também têm se mostrado promissoras, como a de armazenamento de energia por ar liquefeito. Segundo a empresa HighView Power Storage, sediada no Reino Unido, já é realidade conceber plantas armazenadoras com capacidade de potência de 200 MW e com 600 MWh de energia armazenada, suficiente para abastecer um bairro inteiro no Rio de Janeiro por três horas. Embora pareça nova, a tecnologia é do final do século XIX, baseado no ciclo de Claude, e usada há bastante tempo na indústria para liquefazer oxigênio para uso hospitalar, por exemplo.

Supercapacitores, indutores feitos de supercondutores, *Flywheels*, água bombeada, ar comprimido, armazenamento de energia potencial gravitacional por elevação de pesos são algumas das muitas possibilidades tecnológicas alternativas para o armazenamento de energia, mas ainda em fase experimental, exigindo investimentos vultosos em pesquisa e desenvolvimento para seu amadurecimento, bem como para testes de aplicação em diversos arranjos técnicos e econômicos. Em visita recente ao Reino Unido, uma delegação brasileira patrocinada pela Embaixada Britânica, com apoio do MCTI e do Instituto ABRADÉE da Energia, constatou tanto os esforços daquele país em superar desafios para a acomodação das tecnologias de armazenamento, quanto a incipiência das soluções experimentais, embora alguns projetos já tenham maturidade notável.

Em agosto último, a Agência Nacional de Energia elétrica – ANEEL publicou a Chamada Pública para projetos de P&D estratégicos nº 21, intitulada "*Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro*", a partir da qual 96 agentes de geração, transmissão e distribuição nacionais demonstraram interesse em executar ou financiar projetos de pesquisa no tema. De fato oportuna, a chamada ANEEL abre caminho para a inserção de novas tecnologias de armazenamento no setor elétrico brasileiro, com especial atenção às soluções de grande capacidade, que podem ser usadas nos três segmentos do setor.

Com efeito, existem de antemão aplicações dramaticamente nacionais para o armazenamento de energia, como por exemplo, na substituição dos geradores a óleo diesel de nossos sistemas isolados no norte do país. A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, encargo pago por todos os consumidores em suas contas de luz, consome cerca de 6 bilhões de reais por ano, dentre custos com combustível e transporte em regiões de difícil acesso. Em sistemas isolados, a associação de geração solar ou eólica a tecnologias de armazenamento de energia pode reduzir consideravelmente os altíssimos custos variáveis dos geradores diesel, além de reduzir a praticamente zero os impactos ambientais.

Outra possível aplicação nacional imediata para o armazenamento de energia seria na sua utilização conjunta aos parques eólicos do nordeste brasileiro. Ao mesmo tempo em que a capacidade instalada dos geradores eólicos é grande, quando os ventos param de soprar de forma abrupta, o que não é incomum, complexas manobras devem ser realizadas em poucos minutos para que esse volume de potência seja substituído por outras centrais geradoras, muitas vezes localizadas a milhares de quilômetros de distância.

Ainda, com o advento das redes inteligentes e do aumento da geração distribuída em micro e pequena escala, o armazenamento de energia pode constituir solução técnica otimizada para o funcionamento das redes de distribuição. Vistos como ativos que podem concorrer com os tradicionais investimentos em expansão de transformadores e linhas de distribuição, as instalações de armazenamento de energia poderiam tornar o sistema de distribuição mais confiável e flexível,

inclusive permitindo às distribuidoras, num arranjo regulatório ainda inexistente, atender clientes com exigências e necessidades específicas em relação aos níveis de qualidade de suprimento, que podem ser muito maiores que os mínimos estabelecidos pela ANEEL.

Por fim, em um momento de possíveis e desejáveis reestruturações no setor elétrico brasileiro, o armazenamento de energia deve ser encarado como uma grande oportunidade para a solução de problemas técnicos seculares, assim como para a preparação do terreno com vistas à necessária mudança na expansão da matriz energética nacional, que contará com crescente presença de energias renováveis e muito maior intermitência. Não obstante, é hora de rediscutir o papel das distribuidoras de energia elétrica que, mundo afora, estão sendo cada vez mais vistas como integradoras de soluções energéticas, como é o caso do armazenamento de energia, em sistemas cada vez mais multidirecionais, ou horizontais, e complexos.

Nelson Fonseca Leite é graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Possui pós-graduação em Gestão de Negócios pelo IBMEC, em Administração - Setor Elétrico pela FGV e Electric Power Management pela JICA, no Japão. Trabalhou como engenheiro na Usina Nuclear de Angra dos Reis e na CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), ocupando vários cargos de Gerente e Superintendente. Foi Coordenador Nacional de Distribuição e Comercialização da CIER (Comissão de Integração Energética Regional) e membro do Conselho

de Administração do Comitê Brasileiro da CIER. Foi Diretor de Assuntos Regulatórios e Projetos Especiais e Diretor de Operação das Empresas Distribuidoras da Eletrobrás. Atualmente, ocupa o cargo de Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE e Presidente do Conselho Consultivo da EPE



Marco Antonio de Paiva Delgado. Engenheiro Eletricista com mestrado e doutorado em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Foi consultor do Instituto Nacional de Tecnologia para projetos de eficiência energética na indústria. Trabalhou na Light Serviços de Eletricidade na área de tarifas. Lecionou em cursos de pós-graduação na FGV/RJ. Autor de diversos artigos e livros na área de eficiência energética, planejamento energético e regulação econômica e tarifária. Atualmente é diretor da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.



Fabio Sismotto El Hage. Professor de engenharia do Insper e consultor da ABRADDEE, é mestre e doutor em engenharia pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pós-graduado em economia pela Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas, com estágio pós doutoral em políticas públicas pela Suffolk University, em Boston. Trabalhou na área de planejamento da EDP Bandeirante, foi pesquisador do Centro de Regulação e Qualidade de Energia (ENERQ) da USP e sócio fundador da Daimon Engenharia e Sistemas, tendo atuado como pesquisador e coordenador em dezenas de projetos de P&D do ciclo ANEEL desde 2001. É autor de artigos e livros sobre modelos matemáticos aplicados ao setor elétrico, estrutura tarifária e regulação de monopólios naturais.



A ABRADDEE é formada por 51 distribuidoras de energia elétrica que representam aproximadamente 99% do mercado brasileiro. A ABRADDEE atua a mais de 40 anos para o desenvolvimento das distribuidoras por meio de programas de benchmarking e de atuação representativa junto ao Governo e, em especial, junto ao órgão regulador setorial (Agência Nacional de Energia Elétrica).



EDITORIAL

CONTRIBUIÇÕES DA FGV ENERGIA NO GÁS PARA CRESCER

Em outubro de 2016, o Ministério de Minas e Energia – MME – abriu a Consulta Pública nº 20 intitulada Gás para Crescer. Esta tinha o objetivo de definir diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural no Brasil. Foram diversas contribuições dos maiores *players* do setor. A FGV Energia, como o centro de estudos em energia da Fundação Getúlio Vargas, também esteve presente com contribuições pertinentes ao tema.

Um ponto chave que a FGV Energia identificou é que o desenvolvimento do mercado da infraestrutura de transporte, bem como o financiamento do setor, requer uma sinalização de longo prazo sobre a oferta, tanto de gás doméstico, como de gás importado. Caso contrário, mantém-se um ciclo pouco virtuoso onde os investidores não podem

tomar decisões por falta de planejamento de longo prazo. A produção e oferta atual de gás doméstico e importado está concentrada na Petrobras. Para estimular um mercado de gás dinâmico, em particular quando existe a possibilidade de criar competição através da oferta doméstica e reduzir o controle de mercado da Petrobras, sugere-se a seguinte linha de atuação pelos órgãos ligados ao MME e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP:

- i) elaboração de cenários confiáveis de oferta de gás nacional e importado para os próximos 10-15 anos e das condições técnicas, comerciais, logísticas e investimentos necessários para concretização dessa oferta;
- ii) revisão dos editais de leilões da ANP visando estimular a exploração de gás natural não associado;
- iii) apoio do governo para remover barreiras à comercialização de gás por produtores independentes da Petrobras;
- iv) apoio às distribuidoras de gás e consumidores livres na negociação de gás boliviano;
- v) uso de gás da União (contratos de partilha), para incentivar a competição através de leilões de curto prazo e acesso garantido à capacidade de transporte;

- vi) liberação obrigatória de volumes de gás da Petrobras para leilões envolvendo apenas comercializadores e *traders*;
- vii) garantia de demanda para que se estimule oferta competitiva. Deve-se estimular o uso de gás principalmente na indústria, no setor de transporte e na cogeração, bem como definir qual a porcentagem de térmicas na base poderia ser absorvida sem ônus elevado para o consumidor de eletricidade.

O último ponto abordado impacta também outros setores da economia. Para o primeiro, sabe-se que a relação entre energia elétrica e gás natural pode ser benéfica para o posicionamento econômico do Brasil, muito por desenvolver uma indústria relativamente nova, a do gás natural, trazendo consigo a segurança energética, quesito estratégico importante para o desenvolvimento socioeconômico de qualquer país. Porém, para que o setor elétrico possa fazer o papel de garantir a demanda, uma reformulação profunda do setor deverá ocorrer, pois o modelo atual vai de encontro aos interesses da indústria de gás natural.

As características do parque gerador do Setor Elétrico Brasileiro – SEB estão sendo alteradas. Cada vez mais a expansão hidrelétrica está sendo restrita e, com isso, o modelo de setor elétrico vigente deve se adequar a tal fase. Um bom exemplo disso é o indicador para selecionar as fontes energéticas que serão contratadas nos leilões, o Índice de Custo Benefício – ICB. Este foi elaborado em um momento onde as térmicas eram utilizadas como *backup*, com despacho no pico da carga. Hoje, cada vez mais, apesar de as térmicas estarem sendo utilizadas na base ou em cargas intermediárias, o viés de seleção imposto pelo ICB não se mostra satisfatório.

Outras modalidades de contratação para térmicas também poderiam existir, como termelétricas sazonais, que variariam a sua flexibilidade operativa ao longo do ano. Estas só entrariam em operação na base da carga em momentos em que as novas hidrelétricas a fio

d'água, as quais aportam uma quantidade significativa de energia ao sistema somente em parte do ano, não estivessem gerando em sua maior capacidade. Isso poderia aumentar a viabilidade de projetos de térmicas a gás natural por estar mais condizente com as cláusulas⁹ encontradas em contratos de fornecimento de gás e com as necessidades do sistema.

Além disso, o planejamento da expansão da geração deveria ser integrado ao da transmissão, com leilões regionais e de margem, ou até com a inclusão dos custos de transmissão inseridos nas ofertas dos projetos nos leilões. Com a inserção destas duas modalidades de leilões no planejamento de expansão, projetos distantes do atual traçado dos ativos de transmissão perderiam competitividade. Com isso, outras fontes que apresentam maior grau de flexibilidade na localização da implantação seriam privilegiadas, como é o caso de térmicas a gás natural, que podem ser construídas perto dos locais de maior carga, diminuindo os custos globais da transmissão.

Ainda abordando questões que intercedem os setores elétrico e de gás natural, a cogeração é um assunto que merece ser dada atenção. Além de aumentar a garantia da demanda do gás natural, a cogeração tem um potencial interessante a ser explorado na redução da dependência do SIN e aumento da eficiência energética de diversos consumidores que apresentam alta demanda por energia. A expansão da cogeração depende, dessa forma, de basicamente três pontos (i) possibilidade de injeção de sistemas de cogeração na rede; (ii) redesenho do mercado de gás natural; e (iii) harmonização regulatória entre os estados.

Em relação ao primeiro ponto, já há uma movimentação interessante em relação ao arranjo de micro e minigeração distribuída, com a figura da cogeração qualificada. Esta vem inclusive recebendo incentivos tributários e tarifários devido ao programa governamental de estímulo à expansão da geração distribuída - o PROGD. Já no caso de sistemas que não se classifiquem como cogeração qualificada e apresentem potência instalada

⁹ Por exemplo cláusulas de *take-or-pay*

superior a 5 MW, o excedente pode ainda servir ao mercado livre de energia, tal qual vem sofrendo uma expansão interessante no último ano.

Outra questão importante para a consolidação do mercado do gás natural seria a possibilidade de renegociação de contratos, tanto em usinas de cogeração como no setor industrial e no setor de serviços. Hoje, a rigidez e o longo prazo dos contratos de gás natural são entraves no que tange à comercialização de excedentes para demais consumidores. A criação de um mercado secundário de gás no médio prazo seria uma forma de tornar este mercado mais flexível, possibilitando a renegociação parcial ou total de contratos de comercialização de gás ou de serviços de transporte adquiridos no mercado primário.

Todas essas problemáticas também esbarram na questão regulatória que impede a expansão do mercado e o estabelecimento do gás natural como sendo um combustível importante. Essas questões decorrem da desarmonia que há entre a regulação federal e estadual do energético e entre as próprias regulações estaduais, principalmente ao que tange à tributação. Caso houvesse a harmonização regulatória, poderia haver uma otimização da operação da malha de gás e redução dos custos globais.

O planejamento da indústria de gás natural e as decisões de investimento e financiamento sempre foram, na grande maioria das vezes, coordenadas pela Petrobras, bem como a própria operação da malha de gás natural. No entanto, o desinvestimento da estatal e aumento do número de players ao longo da cadeia produtiva desse mercado irão acrescentar duas novas complicações ao problema: (i) estabelecer as normas eficazes para regular a concorrência; e (ii) conciliar as funções do planejamento da indústria. Com o intuito de evitar ou desestimular comportamentos anticompetitivos das empresas com significativa parcela do mercado, é interessante que seja criado um Operador Independente do Sistema, similar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, respeitando as peculiaridades do setor de gás natural.

Esses foram alguns dos pontos que a FGV Energia destacou em sua contribuição para a chamada pública Gás para Crescer. Achamos que o gás natural deve assumir um papel mais preponderante na matriz energética brasileira. Todavia, o setor deve passar por uma reformulação profunda e ser incluído em um plano maior de planejamento energético integrado. Para uma visão mais detalhada é possível acessar as contribuições na página da FGV Energia no seguinte link: <http://fgvenergia.fgv.br/white-paper>.

* 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

Julia Febraro

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de novembro de 2016 apresentou queda de 3,79% da produção em relação ao mês anterior, e crescimento de 9,62% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em novembro foi de 2.608 mil barris, inferior à produção de outubro, que foi de 2.711 mil bbl/dia, mas superior à de novembro de 2015 (2.379 mil barris) (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em novembro foi de aproximadamente

26,2, sendo 31,4% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 44,5% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 24,1% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em novembro foram Lula (19,9 Mmbbl), Roncador (8,22 Mmbbl), Jubarte (6,75 Mmbbl), Sapinhoá (6,36 Mmbbl) e Marlim Sul (5,49 Mmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Peregrino da Statoil (12º maior produtor), Argonauta da Shell (16º), e Frade da Chevron (18º) produziram, respectivamente, 1,41 Mmbbl, 0,90 Mmbbl e 0,63 Mmbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 68 poços, foi de 1.161,9 Mbbbl/d de petróleo e 45,6 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.448,4 Mboe/d. Houve aumento de 1,7% em relação ao mês anterior. Esta produção correspondeu a 44% do total produzido no país.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

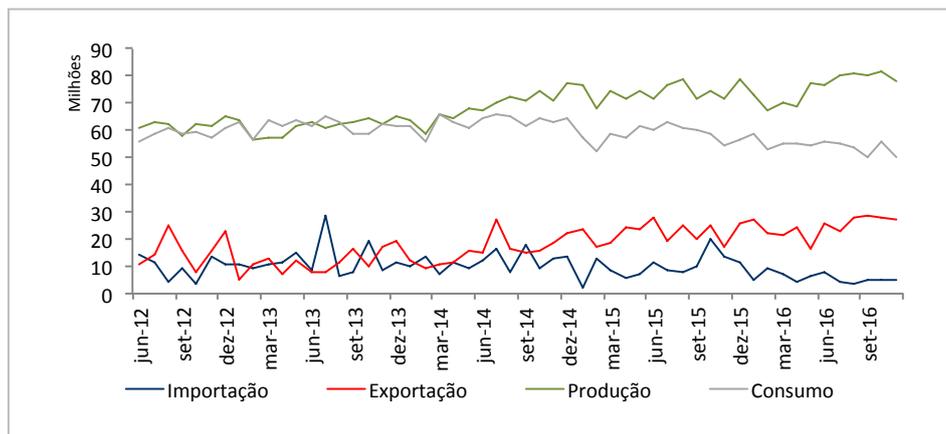
Agregado	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendência 12 meses	out-16	nov-15
Produção	78.255.905	-3,79%	9,62%		81.340.374	71.385.845
Consumo Interno	49.945.498	-10,86%	-8,14%		56.032.344	54.371.160
Importação	5.137.689	5,78%	-61,36%		4.856.930	13.295.199
Exportação	27.188.988	-2,55%	56,64%		27.899.516	17.357.891

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, reduziu, em novembro, 10,86% na comparação com o mês anterior e 8,14% na comparação anual. Essas quedas levaram ao menor valor de consumo dos últimos 12 meses. Na

comparação mensal, as importações apresentaram aumento (5,78%) e as exportações caíram 2,55%. Já na comparação anual, ocorreu o inverso: as importações caíram consideravelmente (61,36%) enquanto as exportações também cresceram bastante: 56,64%.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

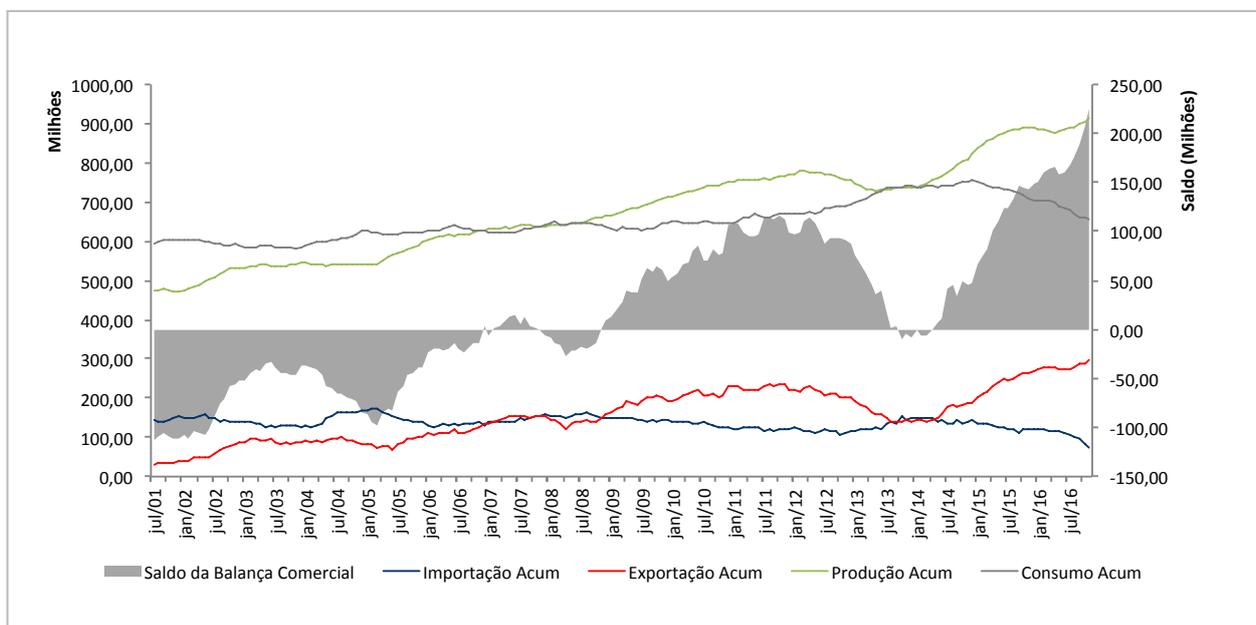


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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

no acumulado 12 meses e aumentou para 225,2 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial. Este foi o sexto mês consecutivo de crescimento da conta petróleo.

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A queda da produção verificada no mês de novembro no país foi puxada, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro responsável por aproximadamente 67% da queda na produção no mês, em torno de 2.051 mil barris. Além do Rio de Janeiro,

o estado de São Paulo foi o segundo estado que mais contribuiu, com 55% (1.689 mil barris), para o declínio mensal da produção nacional, que foi de 3.084 mil barris, aproximadamente. Os demais estados pouco contribuíram. (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

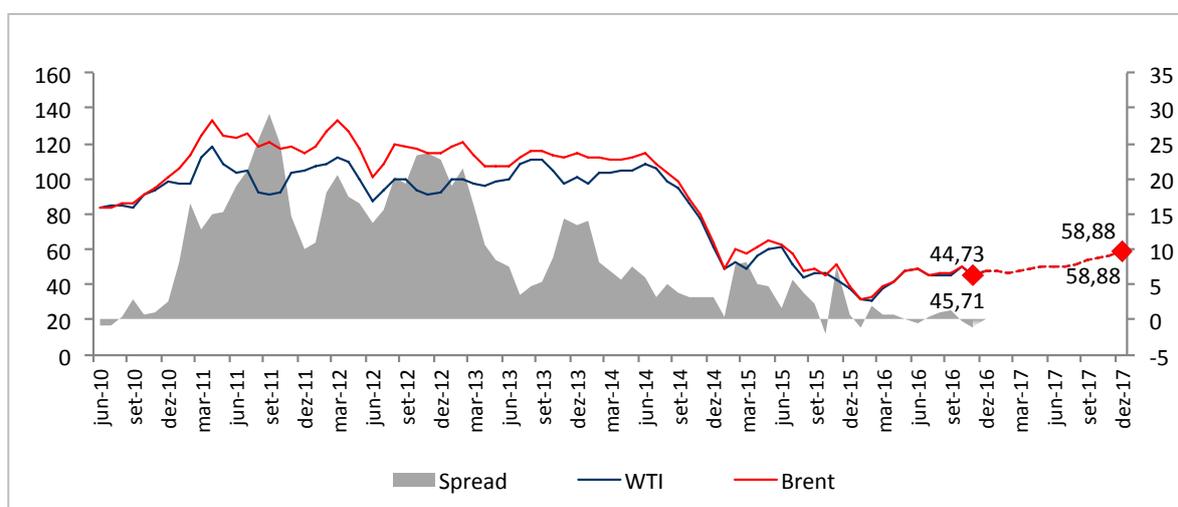
UF	Localização	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendência 12 meses	out-16	nov-15
AL	Onshore	114.709	-1,29%	51,18%		116.205	75.876
	Offshore	2.979	-10,37%	-61,56%		3.324	7.750
AM	Onshore	639.852	2,06%	-17,13%		626.965	772.111
BA	Onshore	1.038.866	-4,11%	-0,43%		1.083.432	1.043.376
	Offshore	17.550	-13,34%	-12,10%		20.253	19.965
CE	Onshore	40.172	-4,82%	-16,75%		42.207	48.256
	Offshore	149.689	-7,04%	34,85%		161.023	111.005
ES	Onshore	356.949	-4,27%	-19,18%		372.875	441.670
	Offshore	12.084.898	6,75%	13,66%		11.320.446	10.632.701
MA	Onshore	1.738	2,84%	173,18%		1.690	636
RJ	Offshore	53.477.110	-3,70%	10,41%		55.528.992	48.437.109
RN	Onshore	1.408.093	-4,29%	-6,75%		1.471.138	1.509.956
	Offshore	172.803	-1,75%	3,40%		175.872	167.119
SP	Offshore	7.874.253	-17,66%	8,37%		9.563.633	7.265.941
SE	Onshore	686.367	10,03%	9,98%		623.802	624.067
	Offshore	189.877	-16,91%	-16,83%		228.516	228.304
Total		78.255.905	-3,79%	9,62%		81.340.374	71.385.845

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo a *U.S Energy Information Administration* (Gráfico 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent caiu aproximadamente US\$ 5/b em relação à média de outubro, alcançando US\$ 44,73/b. Esta foi a primeira

queda após três aumentos consecutivos. Um dos motivos que levaram a essa queda em novembro foi a vitória de Donald Trump nas eleições presidenciais americanas.

Gráfico 2.3: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



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

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Na comparação com outubro de 2016, em novembro houve queda na produção dos principais derivados de petróleo no Brasil, com destaque para o Diesel, que atingiu o menor volume de produção dos últimos 12

meses (Tabela 2.3). Na comparação anual, a gasolina, o GLP e o QAV apresentaram variação positiva, mas o Diesel e o óleo combustível tiveram sua produção reduzida em 12,77% e 16,67%, respectivamente, com relação a novembro de 2015.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

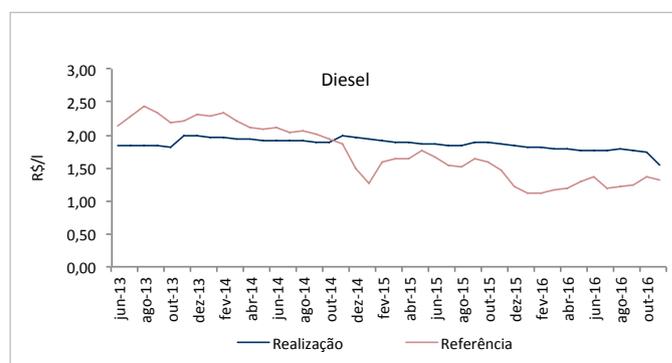
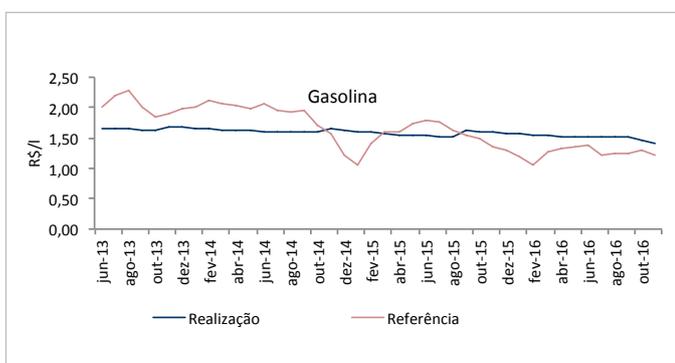
Combustível	Agregado	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendência 12 meses	out-16	nov-15
Gasolina	Produção	13.796.386	-6,12%	1,70%		14.696.525	13.565.726
	Consumo	23.315.833	2,38%	56,26%		22.774.626	14.920.789
	Importação	1.000.756	-17,65%	7,61%		1.215.271	929.979
	Exportação	679.929	518,48%	101,00%		109.936	338.272
Diesel	Produção	21.494.547	-13,94%	-12,77%		24.977.579	24.641.758
	Consumo	27.675.508	-5,00%	3,81%		29.131.168	26.658.625
	Importação	4.572.720	10,32%	-6,83%		4.145.143	4.907.834
	Exportação	0	-	-		0	0
GLP	Produção	3.683.055	-7,72%	0,04%		3.991.116	3.681.735
	Consumo	6.909.983	0,25%	6,38%		6.892.710	6.495.672
	Importação	1.402.835	-7,11%	-52,18%		1.510.248	2.933.495
QAV	Produção	3.186.066	-7,24%	20,35%		3.434.734	2.647.361
	Consumo	3.323.267	-4,77%	-9,99%		3.489.717	3.692.037
	Importação	0	-100,00%	-		933.898	1.199.737
	Exportação	4.310	-32,25%	-		6.361	0
Óleo Combustível	Produção	5.635.725	-6,27%	-16,67%		6.012.981	6.763.065
	Consumo	1.501.050	-25,04%	-39,96%		2.002.523	2.500.067
	Importação	38.372	-27,34%	-41,70%		52.811	65.816
	Exportação	1.004.067	-54,58%	-26,32%		2.210.819	1.362.742

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

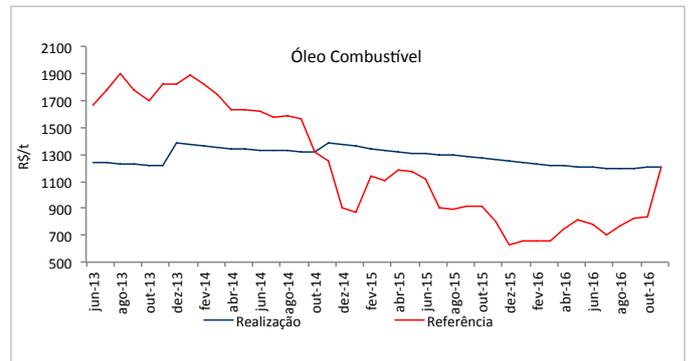
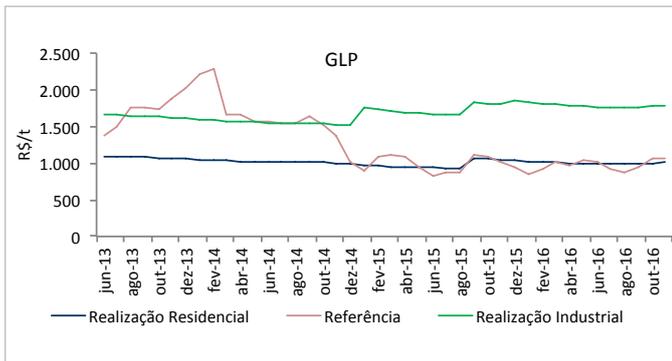
Em novembro de 2016 os preços de realização interna continuam superiores aos de referência internacional, com exceção do óleo combustível. No caso deste, os preços de referência internacional não ultrapassavam os de realização interna desde outubro de 2014. Mas, neste

mês de novembro os preços internacionais cresceram significativamente, ultrapassando os domésticos. O óleo diesel continuou reduzindo a diferença entre esses preços no mês de novembro, já os da gasolina apresentaram ligeiro aumento de diferença.

Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis¹ x referência internacional (R\$/l).



¹ Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação



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



GÁS NATURAL

Larissa Resende

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Após a queda do mês de outubro, a produção nacional de gás natural voltou a crescer no mês de novembro, alcançando um novo recorde histórico de 111,11 MMm³/dia. Seguindo essa alta, a oferta de gás

natural registrou aumento de 11,48% em relação ao mês anterior, também atingindo recorde histórico. Por outro lado, as importações registraram queda de 7,59% em relação ao mês anterior, totalizando 29,24 MMm³/dia. Já o consumo de gás natural foi superior em 5,74% àquele alcançado no mês anterior, atingindo o montante consumido de 87,13 MMm³/dia, como pode ser visto na Tabela 3.1.

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

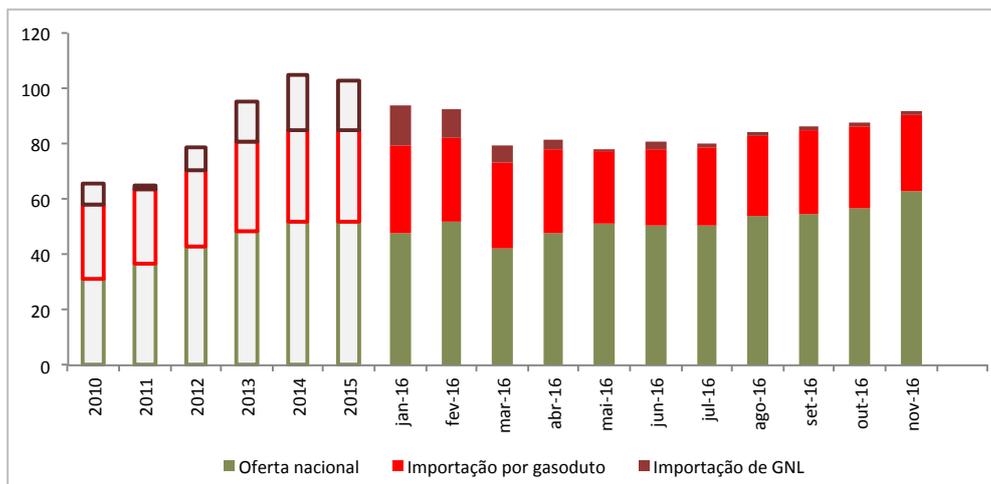
	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	12 meses	out-16	nov-15
Produção Nacional	111,11	2,41%	17,96%		108,49	94,19
Oferta de gás nacional	62,64	11,18%	36,77%		56,34	45,80
Importação	29,24	-7,59%	-43,77%		31,64	52
Consumo	87,13	5,74%	-6,02%		82,40	92,71

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Registrando crescimento desde o mês de abril, a oferta de gás natural teve aumento de 3,90 MMm³/dia em relação ao mês anterior, mas ainda situando em patamar inferior àquela média ofertada nos últimos 3 anos. Tal aumento na oferta de gás natural se deve ao aumento de

6,30 MMm³/dia da oferta nacional, uma vez que tanto a importação por gasoduto, quanto a importação de GNL registraram queda nos montantes de 2,23 MMm³/dia e 0,18 MMm³/dia, respectivamente. Essa variação pode ser observada no Gráfico 3.1.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Ao encontro do aumento da oferta de gás nacional esteve a queda da produção indisponível, que foi de 7,06% nesse mês de novembro comparada com àquela produção indisponível do mês anterior. Embora a queima e consumo interno em E&P tenha aumentado em 0,11 MMm³/dia e 0,03 MMm³/dia, respectivamente, a reinjeção e a absorção em UPGN's sofreram queda

de 3,61 MMm³/dia e 0,21 MMm³/dia, respectivamente. Como se pode ver na Tabela 3.2, a oferta de gás nacional no mês de novembro teve aumento de 11,18% enquanto a produção nacional bruta sofreu aumento de 2,41% em relação ao mês de outubro. A relação oferta nacional sobre produção bruta foi de 56%, maior percentual dos últimos doze meses.

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

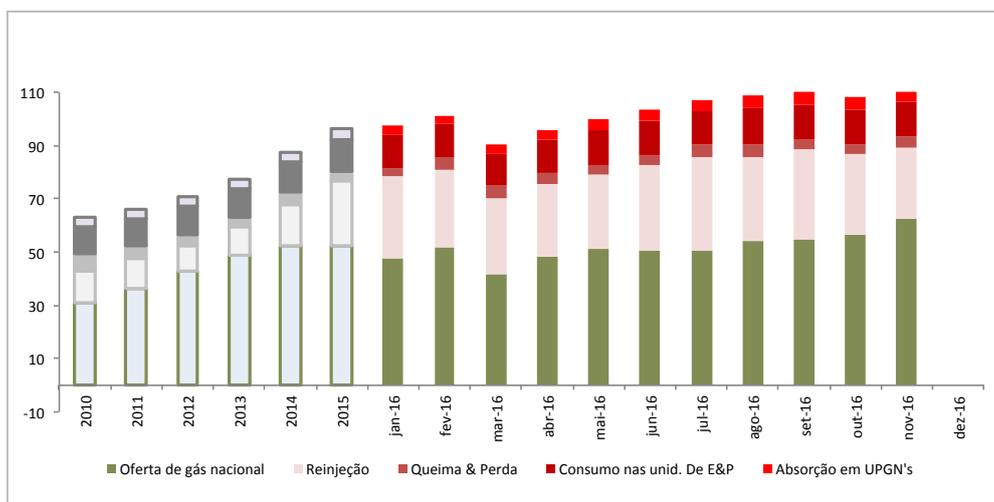
	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	12 meses	out-16	nov-15
Prod. Nacional Bruta	111,11	2,41%	17,96%		108,49	94,19
Reinjeção	26,77	-11,88%	-10,53%		30,38	29,92
Queima	3,83	2,96%	15,36%		3,72	3,32
Consumo interno em E&P	13,28	0,23%	11,32%		13,25	11,93
Absorção em UPGN's	4,59	-4,38%	42,55%		4,80	3,22
Subtotal	48,47	-7,06%	0,17%		52,15	48,39
Oferta de gás nacional	62,64	11,18%	36,77%		56,34	45,80
Ofert nacional/Prod. Bruta	56%	8,56%	15,94%		52%	49%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Como podemos observar no Gráfico 3.2, neste mês de novembro foi registrado o menor percentual de produção indisponível (reinjeção, queima, consumo interno em E&P e absorção em UPGN's) em relação

à produção nacional bruta dos últimos doze meses. A variação mais impactante foi referente a queda do volume reinjetado, de 11,88% quando comparada ao mês anterior.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Como podemos observar na Tabela 3.3 a queda do volume de gás natural importado foi de 7,59% quando comparado com àquele importado no mês de outubro e, em relação a esse mesmo período do ano anterior,

essa queda foi de 43,77%. A parcela de importação que mais impactou essa queda expressiva foi a importação por GNL, que registrou queda de 93,33% quando comparado ao mês de novembro do ano anterior.

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

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	12 meses	out-16	nov-15
Gasoduto	27,84	-7,42%	-10,25%		30,07	31,02
GNL	1,40	-11,39%	-93,33%		1,58	20,98
Total	29,24	-7,59%	-43,77%		31,64	52,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

B) CONSUMO

Colaborando para o aumento de 4,73 MMm³/dia no consumo de gás natural registrado no mês de novembro, podemos observar o aumento dos consumos das classes de Geração Elétrica, Industrial e Automotivo nos montantes de 5,28 MMm³/dia, 0,07 MMm³/dia, 0,04 MMm³/dia, respectivamente. Em contrapartida,

observou-se uma queda de 0,35 MMm³/dia, 0,26 MMm³/dia e 0,05 MMm³/dia nos consumos das classes de Cogeração, Residencial e Comercial, respectivamente. O consumo automotivo registrou o seu maior valor dos últimos doze meses e o de Cogeração o seu menor.

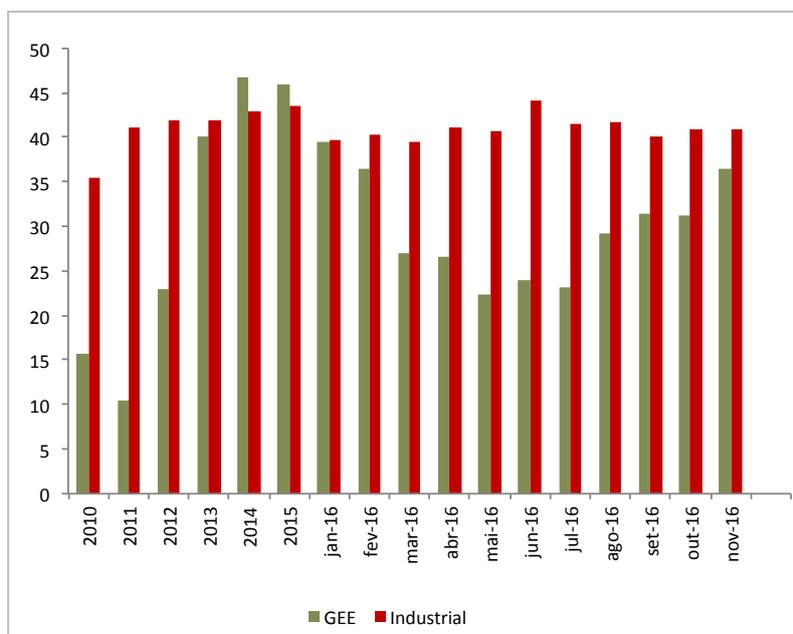
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	12 meses	out-16	nov-15
Industrial	40,97	0,17%	3,25%		40,90	39,68
Automotivo	5,13	0,79%	4,69%		5,09	4,90
Residencial	1,04	-20,00%	7,22%		1,30	0,97
Comercial	0,81	-5,81%	1,25%		0,86	0,80
GEE	36,49	16,92%	-15,88%		31,21	43,38
Cogeração	2,19	-13,78%	-25,26%		2,54	2,93
Total	87,13	5,74%	-6,02%		82,40	92,71

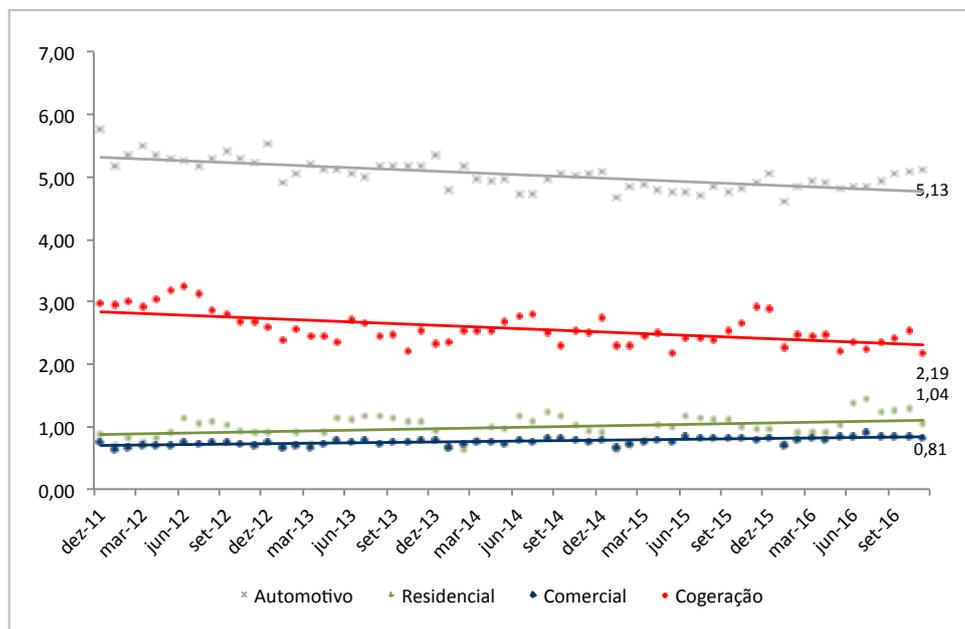
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Analisando a variação do consumo das classes de Geração Elétrica e Industrial, podemos observar pelo Gráfico 3.3 que o consumo da primeira vem aumentando ao longo dos últimos meses, enquanto o da segunda vem se mantendo relativamente constante. Já em relação a tendência dos consumidores com menor participação, podemos ver no Gráfico 3.4 que o consumo da classe Automotiva vem se mantendo relativamente constante,

após tendência de queda ao longo dos últimos anos, assim como o consumo da classe de Cogeração. Já os consumos das classes Residencial vem apresentando leve tendência de queda nos últimos meses, ao contrário da tendência de longo prazo, que foi de aumento. Por último, a tendência do consumo da classe Comercial tem sido constante, comparado à tendência de longo prazo, que foi de crescimento.

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

C) PREÇOS

Seguindo o comportamento do mês anterior, só que dessa vez com impacto bastante expressivo, o preço do Henry Hub sofreu uma queda neste mês de novembro de 0,45 US\$/MMBTU, alcançando o valor de 2,50 US\$/MMBTU. Seguindo tendência oposta, o preço do gás natural no mercado europeu sofreu aumento de 0,62 US\$/MMBTU, estando em 4,91 US\$/MMBTU e o do Japão permaneceu estável em 7,15 US\$/MMBTU. No mercado

nacional, todos os preços estiveram em queda. Enquanto o preço do gás no PPT apresentou queda de 0,07 US\$/MMBTU, ficando em 4,02 US\$/MMBTU, o preço no citygate registrou queda de 0,15 US\$/MMBTU, estando em 6,11 US\$/MMBTU, e o preço das distribuidoras para o setor industrial teve queda média de 1,34 US\$/MMBTU, estando na média em 12,06 US\$/MMBTU. Essas variações podem ser observadas na Tabela 3.5.

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

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	12 meses	out-16	nov-15	
Henry Hub	2,50	-15,20%	18,39%		2,95	2,11	
Europa	4,91	14,32%	-21,99%		4,29	6,29	
Japão	7,15	0,00%	-20,86%		7,15	9,03	
PPT *	4,02	-1,65%	-0,86%		4,09	4,05	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	6,11	-2,36%	0,92%		6,26	6,05
	2.000 m³/dia **	13,21	-8,78%	4,65%		14,48	12,62
	20.000 m³/dia **	11,66	-10,45%	3,40%		13,02	11,28
	50.000 m³/dia **	11,30	-11,02%	2,98%		12,70	10,97

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

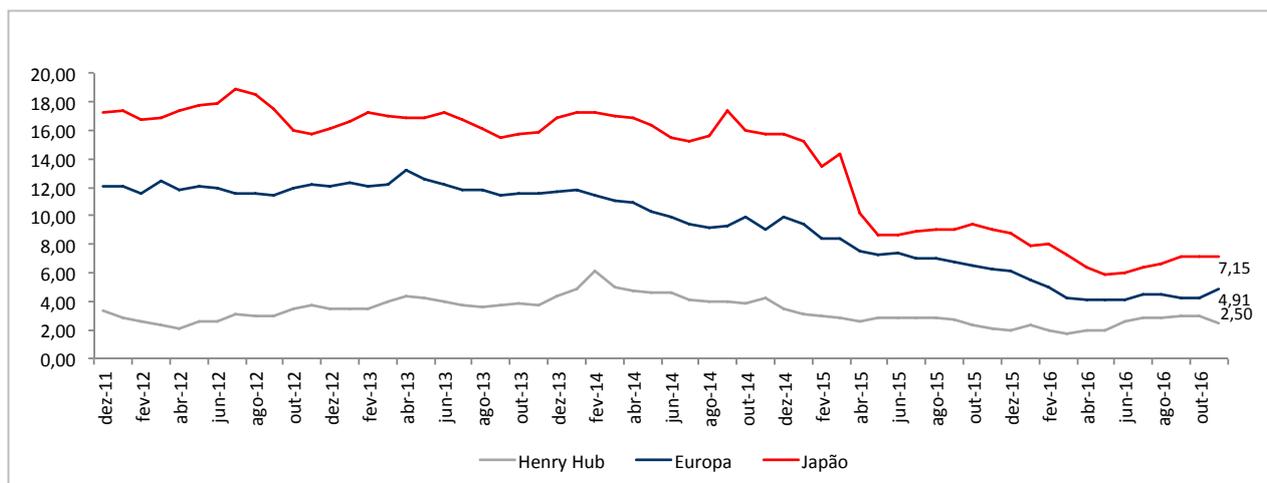
* não inclui impostos

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

Analisando a trajetória dos preços internacionais no Gráfico 3.5, o Henry Hub que estava em leve retomada de crescimento, após expressiva queda apresentada ao longo dos anos, este mês apresentou queda de 15,20%. Já o preço no mercado europeu apresentou

aumento de 14,32%, após tendência de queda de longo prazo. Por fim, o preço do gás natural no Japão permanece em equilíbrio com o passar dos anos, e o mesmo pode ser visto no curto prazo.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial

Deflatores: CPI; CPI Japão; CPI Alemanha



SETOR ELÉTRICO

Bruno Moreno | Mariana Weiss

A) MUNDO FÍSICO

a) Disponibilidade

Tabela 4.1: Energia Natural Afluyente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	dez-16		dez-16/nov-16		dez-16/dez-15		Tendências 12 meses		nov-16		dez-15	
SE	36.885,00	78,59%	35,48%	-15,60%		27.225,00	88,96%	43.703,00	101,99%			
S	7.404,00	99,11%	9,40%	-65,83%		6.768,00	72,47%	21.667,00	293,51%			
NE	5.474,00	54,07%	224,87%	90,80%		1.685,00	30,55%	2.869,00	28,16%			
N	2.923,00	18,90%	79,99%	70,14%		1.624,00	52,01%	1.718,00	29,17%			
Total	52.686,00	-	41,24%	-24,69%		37.302,00	-	69.957,00	-			

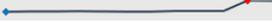
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

De acordo com a Tabela 4.1, a disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, representada pela Energia Natural Afluyente – ENA total, elevou 41,24%, devido ao início do período úmido do sistema, na comparação mensal. Se tratando de tendência, geralmente, a região S não atende a um determinado padrão de ENA como as demais regiões, e por isso registrou aumento relativamente pequeno (+9,40%) quando comparado aos outros subsistemas. As demais

regiões aumentaram: SE 35,48%, NE 224,87% e N 79,99%. As regiões NE e N apresentaram boa recuperação em relação a ENA, apesar de terem apresentado baixa MLT, 54,07% e 18,90%, respectivamente. Na comparação ano a ano, a ENA de dezembro deste ano foi 24,69% menor do que a do ano passado. Este resultado foi gerado, principalmente, pelo desempenho das regiões SE e S, que recuaram 15,60% e 65,83%, respectivamente. NE e N, no entanto, cresceram 90,80% e 70,14% respectivamente.

b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
SE/CO	35.817,75	2,88%	-2,29%		34.814,24	36.658,44
S	11.131,74	3,94%	9,01%		10.710,00	10.212,01
NE	5.234,57	-6,22%	-48,23%		5.581,91	10.110,62
N	10.064,51	-1,20%	86,95%		10.186,26	5.383,42
Total	62.248,57	1,56%	-0,19%		61.292,41	62.364,49

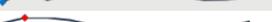
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mês a mês, a carga de energia do SIN aumentou 1,56%, como demonstra a Tabela 4.2. Enquanto NE e N recuaram 6,22% e 1,20%, SE/CO e S cresceram 2,88% e 3,94%, respectivamente. Na comparação anual, a

carga de energia total se manteve relativamente constante (-0,19%). Ao passo que no SE/CO a carga diminuiu 2,29%, no NE esta apresentou queda de 48,23%. Por outro lado, S e N cresceram 9,01% e 86,95%, respectivamente.

c) Oferta

Tabela 4.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
SE/CO	Hidráulica	22.319,61	18,40%	21,71%		18.851,78	18.338,42
	Nuclear	1.185,28	-1,29%	-40,81%		1.200,72	2.002,66
	Térmica	3.475,38	-35,57%	-43,90%		5.394,16	6.194,52
	Total	26.980,27	6,03%	1,68%		25.446,66	26.535,60
S	Hidráulica	9.332,12	-4,31%	-27,61%		9.752,94	12.892,13
	Térmica	1.003,08	-13,93%	52,43%		1.165,43	658,05
	Eólica	499,45	-6,21%	-1,31%		532,51	506,06
	Total	10.834,65	-5,38%	-22,92%		11.450,88	14.056,24
NE	Hidráulica	2.355,16	-4,56%	-10,45%		2.467,81	2.629,86
	Térmica	2.232,99	-12,18%	-32,83%		2.542,67	3.324,50
	Eólica	3.116,22	-15,90%	39,28%		3.705,50	2.237,41
	Total	7.704,37	-11,61%	-5,95%		8.715,98	8.191,77
N	Hidráulica	4.578,30	34,98%	129,60%		3.391,77	1.994,00
	Térmica	1.768,56	-19,26%	-22,50%		2.190,42	2.282,07
	Total	6.346,86	13,70%	48,43%		5.582,19	4.276,07
Itaipu	10.350,25	2,51%	11,84%		10.096,68	9.254,32	
Total	Hidráulica	48.935,44	9,82%	8,48%		44.560,98	45.108,73
	Térmica	9.665,29	-22,64%	-33,17%		12.493,40	14.461,80
	Eólica	3.615,67	-14,68%	31,79%		4.238,01	2.743,47
	Total	62.216,40	1,51%	-0,16%		61.292,39	62.314,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Da mesma forma que a demanda, a oferta de energia a partir da geração total também aumentou (+1,51%) em relação ao mês passado (Tabela 4.3). A geração eólica registrou queda de 14,68%. Com a elevação da ENA (Tabela 4.1), a geração hidráulica total aumentou 9,82%. Devido à expectativa de aumento da disponibilidade hídrica nos próximos meses, com a entrada do período

úmido no SIN, a geração térmica recuou 22,64%. Já na comparação anual, a geração total se manteve relativamente estável (-0,16%). Com a melhoria das condições de armazenamento, a geração térmica recuou significativamente, 33,17%, e a hidráulica aumentou 8,48%. A geração eólica elevou 31,79%, devido a entrada em operação de novos parques.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
S - SE/CO	-264,98	-135,77%	-106,89%		740,89	3.844,67
Internacional - S	-32,12	-	1200,40%		0,00	-2,47
N - NE	1.112,29	397146,43%	-		0,28	0,00
N - SE/CO	0,00	-	100,00%		0,00	-1.104,89
SE/CO - NE	1.247,75	-15,12%	-33,38%		1.469,99	1.873,02

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

Ao contrário do mês passado, em dezembro de 2016, o SE/CO exportou energia para o S, alcançando 264,98 MWmed. Já, S exportou 32,12 MWmed através do intercâmbio internacional de energia. A exportação de

N para NE foi de 1.112,29 MWmed. O intercâmbio de N-SE/CO foi nulo. A exportação de energia de SE/CO para NE foi significativa (1247,75 MWmed), apesar de ter reduzido 15,12% em relação ao mês anterior.

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWMês)

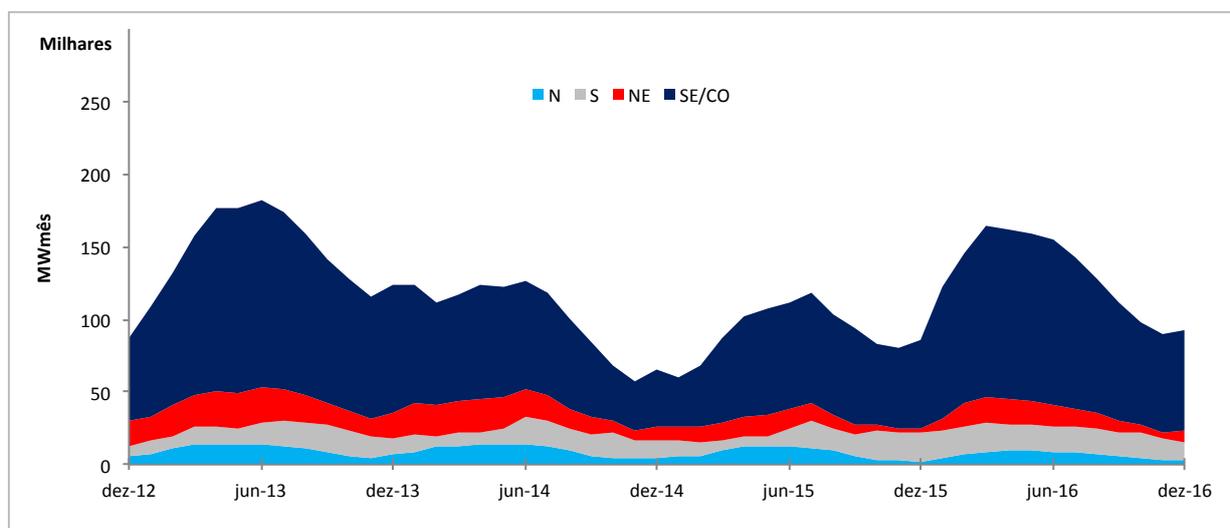
	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15			
SE/CO	68.536,00	33,72%	1,16%	13,30%		67.753,00	33,40%	60.489,00	29,82%
S	12.026,00	60,26%	-15,11%	-38,74%		14.167,00	70,98%	19.630,00	98,36%
NE	8.526,00	16,46%	63,90%	219,57%		5.202,00	10,04%	2.668,00	5,15%
N	2.843,00	18,90%	-10,15%	22,86%		3.164,00	21,04%	2.314,00	15,38%
Total	91.931,00	31,70%	1,82%	8,03%		90.286,00	31,17%	85.101,00	29,38%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Armazenada – EAR total cresceu 1,82%, devido a um pequeno aumento do nível dos reservatórios do SIN, na comparação mês a mês, de acordo com a Tabela 4.5. Apesar do aumento na disponibilidade hídrica no SIN (Tabela 4.1), nem todos os subsistemas tiveram sua EAR aumentada. S e N recuaram respectivamente 15,11% e 10,15% em relação ao mês anterior. Já na comparação de dezembro de

2016 com o mesmo mês do ano passado, a EAR total aumentou 8,03%. Excetuando o subsistema S, que recuou 38,74%, os demais subsistemas elevaram SE/CO 13,30%, N 22,86% e NE 219,57%. Este último, cabe destacar que apesar do significativo aumento, em termos absolutos, o nível dos reservatórios ainda está em estado crítico. O gráfico 4.1 remete ao histórico de EAR no SIN por subsistema.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) Oferta

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendências 12 meses	set-16	out-15
Hidráulica > 30MW	39.886,65	0,80%	-2,94%		39.569,91	41.096,48
Térmica a Gás	5.963,97	11,90%	-12,30%		5.329,53	6.800,41
Térmica a Óleo	811,94	19,85%	-52,24%		677,45	1.700,07
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	152,89	-57,17%	-73,67%		356,94	580,73
Térmica a Carvão Mineral	1.208,55	-16,52%	-32,49%		1.447,73	1.790,12
Térmica Nuclear	1.859,75	0,04%	192,48%		1.859,02	635,86
Total Térmica Convencional	9.997,10	3,38%	-13,12%		9.670,66	11.507,19
Total Convencional	49.883,76	1,31%	-5,17%		49.240,57	52.603,67
Eólica	4.834,03	0,55%	51,11%		4.807,68	3.199,03
Hidráulica CGH	72,81	2,32%	3,02%		71,16	70,68
Hidráulica PCH	1.980,76	11,22%	-7,86%		1.780,86	2.149,83
Térmica a Biomassa	3.901,45	-3,60%	5,03%		4.047,17	3.714,75
Total Alternativa	10.789,05	0,77%	18,12%		10.706,89	9.134,29
Térmica - Outros	268,89	-46,34%	-45,61%		501,07	494,35
Total	60.941,70	0,82%	-2,07%		60.448,52	62.232,31

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 outubro de 2016 foi de 60.941,70 MWmed. Apesar de ter representado uma queda de 2,07% em relação a outubro de 2015, houve um aumento de 0,82% na comparação mensal.

A geração térmica convencional apresentou aumento mensal de 3,38%. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, porém, houve redução de 13,12%. Essa queda brusca foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-12,30%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-52,24%). Na comparação mensal, as térmicas a gás e as térmicas a óleo aumentaram sua geração respectivamente em 11,90% e 19,85%. A geração por térmicas nucleares se manteve constante em relação ao mês anterior. Em relação a outubro do ano passado, a geração por térmicas nucleares apresentou crescimento de 192,48%, dado que a central de Angra 2, que representa 2/3 da capacidade

nuclear instalada do país, esteve desligada ao longo de todo o mês de outubro de 2015 para reabastecimento de combustível e manutenção.

A geração hidráulica reduziu 2,94% em relação a outubro de 2015. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve um pequeno aumento de 0,80% na geração hidráulica, bem como na geração por PCHs (+11,22) e CGHs (+2,32%). Na comparação anual, as PCHs apresentaram uma queda de 7,86%, enquanto as CGHs geraram a mais 3,02%.

A geração por fontes alternativas cresceu 0,77% na comparação mensal e 18,12% na comparação anual. A geração por térmicas à biomassa registrou aumento na comparação anual de 5,03%, mas queda na comparação mensal de 3,60%. A fonte eólica por sua vez apresentou aumento em sua geração na comparação mensal (+0,55%) e na comparação anual (+51,11%).

b) Demanda

Tabela 4.7: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)*

		out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendências 12 meses	set-16	out-15
Sistemas Isolados	Residencial	169,45	-1,95%	-31,89%		172,82	248,78
	Industrial	17,51	-14,75%	-22,83%		20,54	22,69
	Comercial	59,76	-2,57%	-38,24%		61,33	96,75
	Outros	93,44	-3,17%	-22,78%		96,49	121,01
	Total	340,15	-3,14%	-30,47%		351,19	489,23
N	Residencial	1.140,48	-4,50%	2,81%		1.194,16	1.109,26
	Industrial	1.741,07	-1,95%	-1,36%		1.775,76	1.765,01
	Comercial	605,09	-5,88%	6,36%		642,91	568,89
	Outros	492,49	-5,25%	1,59%		519,80	484,78
	Total	3.979,13	-3,71%	1,30%		4.132,63	3.927,94
NE	Residencial	2.619,06	-1,66%	2,84%		2.663,30	2.546,85
	Industrial	2.467,86	-1,87%	-4,82%		2.514,99	2.592,78
	Comercial	1.471,75	-0,70%	2,10%		1.482,16	1.441,46
	Outros	1.674,73	-2,72%	1,42%		1.721,52	1.651,34
	Total	8.233,40	-1,77%	0,01%		8.381,97	8.232,44
SE/CO	Residencial	8.515,11	-3,75%	-4,18%		8.847,01	8.886,14
	Industrial	10.945,17	-4,23%	-1,58%		11.428,92	11.120,85
	Comercial	5.899,66	-3,23%	-9,38%		6.096,83	6.510,47
	Outros	4.612,03	-3,47%	-0,17%		4.777,89	4.619,76
	Total	29.971,97	-3,78%	-3,74%		31.150,65	31.137,22
S	Residencial	2.145,38	-5,02%	-0,98%		2.258,87	2.166,55
	Industrial	3.402,39	-6,14%	-0,26%		3.624,81	3.411,28
	Comercial	1.476,59	-3,27%	-8,29%		1.526,44	1.609,99
	Outros	1.632,92	-4,86%	2,12%		1.716,27	1.599,08
	Total	8.657,28	-5,14%	-1,48%		9.126,38	8.786,90
Total	Residencial	14.589,48	-3,61%	-2,46%		15.136,17	14.957,57
	Industrial	18.574,00	-4,08%	-1,79%		19.365,02	18.912,63
	Comercial	9.512,85	-3,03%	-6,99%		9.809,68	10.227,57
	Outros	8.505,60	-3,70%	0,35%		8.831,97	8.475,97
	Total	51.181,93	-3,69%	-2,65%		53.142,83	52.573,73

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 outubro de 2016 foi de 51.181,93 MWmed. O consumo de energia apresentou queda na comparação mensal (-3,69%) e na comparação anual (-2,65%). Todos os subsistemas reduziram da demanda de energia na comparação mensal e anual, com exceção de NE em que a demanda se manteve estável e N em que foi registrado um aumento de 1,30% na demanda em relação a outubro de 2015.

O consumo residencial no país, que representou 28,5% do consumo total, apresentou queda de 3,61% na comparação mensal e de 2,46% na comparação anual. Em todos os subsistemas, o setor residencial reduziu a sua demanda de energia na comparação anual, com exceção de N e NE que apresentaram crescimento de 2,81% e 2,84% respectivamente. Em relação ao mês anterior, todos os subsistemas tiveram o consumo residencial comprimido.

O consumo de energia do setor comercial caiu 3,03% na comparação mensal e 6,99% na comparação anual. Este setor apresentou queda do consumo em relação ao mês anterior em todos os subsistemas. Na comparação anual, N e NE foram os únicos subsistemas que alavancaram o consumo de energia do setor comercial, crescendo respectivamente 6,36% e 2,10%.

A indústria também registrou redução de 4,08% no consumo de energia na comparação mensal e de 1,79% na comparação anual. O consumo da indústria diminuiu em todos os subsistemas tanto na comparação mensal como na comparação anual. Esses dados refletem os resultados da Sondagem Industrial do IBRE/FGV¹⁰. Segundo este estudo, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) cresceu 2,6 pontos entre setembro e outubro de 2016, passando de 90,7 para 88,1 pontos, e o Nível de

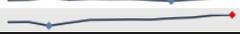
¹⁰ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Outubro/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) aumentou de 74,7% para 73,7%.

Por outro lado, o consumo industrial no mercado livre cresceu 3,24% em relação ao mês anterior e 21,41% com relação a outubro do ano anterior. Na comparação mensal,

apenas os setores *Químicos*, *Madeira, Papel e Celulose*, *Minerais Não Metálicos* e *Transporte* apresentaram quedas no consumo de energia. Na Comparação anual, houve aumento do consumo de energia de todos os setores, com exceção de *Extração de Minerais Metálicos* e *Transporte*.

Tabela 4.8: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendências 12 meses	set-16	out-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3.425,41	2,34%	16,77%		3.346,97	2.933,47
Químicos	1.744,38	-1,13%	8,99%		1.764,25	1.600,47
Madeira, Papel e Celulose	1.113,57	-2,34%	23,36%		1.140,28	902,70
Minerais Não Metálicos	1.059,37	-2,06%	22,19%		1.081,63	866,99
Alimentícios	1.187,44	11,38%	37,94%		1.066,11	860,84
Manufaturados Diversos	1.137,48	9,62%	38,26%		1.037,67	822,69
Extração de Minerais Metálicos	732,55	3,17%	-8,92%		710,07	804,31
Serviços	765,13	8,76%	40,31%		703,48	545,33
Veículos	605,58	0,86%	20,87%		600,42	501,04
Têxteis	503,67	1,14%	23,86%		497,98	406,64
Comércio	451,47	13,06%	80,68%		399,30	249,87
Transporte	191,94	-1,10%	-3,76%		194,08	199,45
Bebidas	184,69	6,09%	29,43%		174,09	142,69
Saneamento	166,27	14,21%	48,03%		145,58	112,32
Telecomunicações	141,62	10,57%	45,69%		128,08	97,20
Total Geral	13.410,57	3,24%	21,41%		12.990,00	11.046,01

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 41.328,13 MWmed em outubro de 2016, o que representou crescimento de 1,16% na comparação mensal e redução de 3,22% na comparação anual.

A garantia física para o mês em questão foi estimada em 52,518,75 MWmed, um valor 1,68% menor ao do mês anterior e 13,29% superior ao do mesmo mês do ano anterior.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 78,7%, registrando aumento de 2,89% no mês e queda de 14,57% no ano.

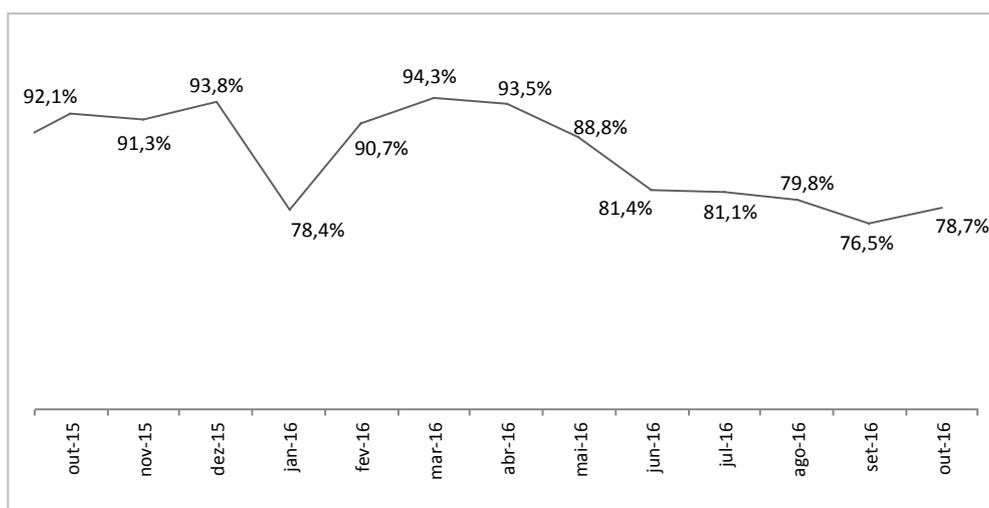
A liquidação financeira referente a outubro de 2016 foi realizada no mês de dezembro e movimentou R\$ 960 milhões dos R\$ 2,62 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 1,5 bilhão restante está relacionado com liminares de GSF do mercado livre ainda vigentes e R\$ 160 milhões representam outros valores em aberto da liquidação. Somados os montantes financeiros pagos das liquidações deste ano, o mercado de curto prazo liquidou 100% do montante de R\$ 3,05 bilhões referente à repactuação do risco hidrológico (GSF - Generator Scaling Factor).

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendências 12 meses	set-16	out-15
Energia Gerada (MWmed)	41.328,13	1,16%	-3,22%		40.854,34	42.703,66
Garantia Física (MWmed)	52.518,75	-1,68%	13,29%		53.417,34	46.358,44
Geração/Garantia Física	0,787	2,89%	-14,57%		0,765	0,921

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 outubro de 2016, o PLD médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou aumento em todos os subsistemas. Enquanto S apresentou alta de 42,28% em relação a setembro de 2016, os demais subsistemas registraram crescimento de 34,00%. Como resultado, no mês de outubro,

o PLD de todos os subsistemas ficou no patamar de R\$200,21/MWh.

Na comparação anual, todos apresentaram quedas. SE/CO teve redução de 12,59%, S de 8,90%, NE de 15,22% e N de 15,22%.

Tabela 4.10: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh)

	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendências 12 meses	set-16	out-15
SE/CO	200,21	34,00%	-12,59%		149,41	229,04
S	200,21	42,28%	-8,90%		140,72	219,76
NE	200,21	34,00%	-15,22%		149,41	236,16
N	200,21	34,00%	-15,22%		149,41	236,16

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

Ao longo do período, não ocorreram reajustes e revisões tarifárias. A próxima revisão tarifária será a da concessionária Energia Borborema (EBO), prevista para 4 de fevereiro. Já, os próximos reajustes tarifários estão previstos apenas para o mês de março. O reajuste

da concessionária Ampla é esperado para o dia 15 de março, enquanto os das concessionárias CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista estão anunciados para o dia 22 de março.

e) Leilões

O leilão de geração N° 07/2016 - "A-1" foi realizado no dia 23 de dezembro de 2016, com o objetivo de contratar energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração já existentes. No leilão, foram negociados contratos por quantidade, com início do suprimento em 1° de janeiro de 2017 e término em 31 de dezembro de 2018. O certame possibilitou a contratação de energia existente ao preço médio de R\$ 118,15 por MWh (reais por megawatt-hora), o que representou um deságio de 1,54% em relação ao preço inicial do certame. O leilão propiciou a contratação de 367.920 megawatt-hora (MWh) de energia.

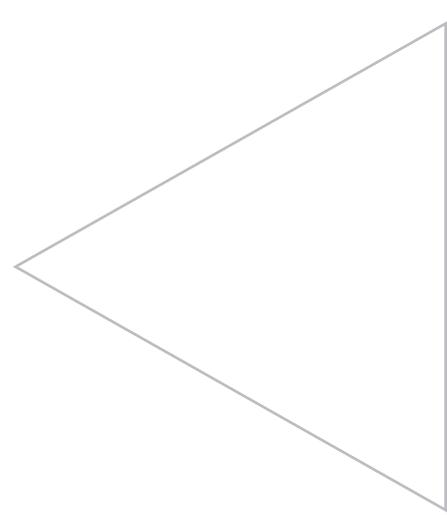
Já se encontra aprovado também o edital da segunda etapa do Leilão n°2/2016 que visa contratação de energia elétrica nos Sistemas Isolados para atendimento aos mercados da concessionária Eletrobras Distribuição Amazonas. Os Contratos de Comercialização de Energia nos Sistemas Isolados (CCESI) poderão alcançar o valor global máximo de R\$ 11,5 bilhões. Serão ofertados seis lotes distribuídos em 55 localidades para atender os mercados da Eletrobras Distribuição Amazonas com potência instalada de 290,96 MW (megawatts) e energia anual requerida de 1,122 milhão MWh (megawatt-hora). O leilão está previsto para ser realizado em 24/2/2017 em Manaus.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural (Consultas Públicas)	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 23/2016	
	Descrição	Divulgar a proposta de minuta de resolução que trata da imposição de penalidades administrativas relacionadas às atividades de downstream e midstream, regulamentando as condutas infracionais que ensejam a aplicação da pena de multa prevista no inciso I do artigo 2º da Lei nº 9.847/99, bem como os procedimentos para sua aplicação e obter subsídios para a redação final da nova Resolução.	
	Etapas	Data	
	Consulta e Audiência Pública	17/02/17	
	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 24/2016	
	Descrição	Obter subsídios para a redação final da Resolução que regulamenta o Padrão ANP3, que estabelece a forma e os procedimentos gerais para a entrega de dados geoquímicos à ANP	
Etapas	Data		
Consulta e Audiência Pública	24/02/17		

Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 12/2016	
	Descrição	Obter subsídios para definição de metodologia para inclusão de adicional de receita associada a melhorias para composição da Receita Anual de Geração das usinas hidrelétricas que renovaram as concessões nos termos da Lei nº 12.783/13.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	Até 27/01/2017	
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 13/2016	
	Descrição	Obter subsídios para a proposta de aprimoramento da metodologia de Avaliação da Gestão Associada de Serviços Públicos.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	Até 01/03/2017	
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 14/2016	
	Descrição	Obter subsídios para metodologia de recomposição da estrutura de custos variáveis de geração termelétrica, conforme requerimentos apresentados pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE e Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	Até 10/02/2017	
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 15/2016	
	Descrição	Obter contribuições acerca da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, em especial sobre os custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	Até 03/04/2017	
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 01/2017	
	Descrição	Obter subsídios para discussão conceitual sobre a alocação das exposições residuais, conforme requerimento administrativo da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - Apine.	
Etapas	Data		
Prazo limite para colaboração	Até 20/02/2017		



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

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

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:

