

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

SETEMBRO • 2016

09

OPINIÃO

Pedro Jatoba

O Setor Elétrico Brasileiro e a
Integração Elétrica Regional

DESTAQUE

Por Dentro do Gás

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

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

bruno@bmmaisdesign.com.br

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

SUMÁRIO

▷ Opinião	
O Setor Elétrico Brasileiro e a Integração Elétrica Regional.....	04
▷ Por Dentro do Gás	08
▷ Petróleo	12
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	12
Derivados do Petróleo	15
▷ Gás Natural	17
Produção e Importação	17
Consumo.....	20
Preços	21
▷ Setor Elétrico	23
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	23
Demanda	24
Oferta.....	24
Intercâmbio de Energia Elétrica	25
Estoque	25
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	27
Demanda	28
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	29
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	30
Tarifas de Energia Elétrica.....	31
Leilões.....	32
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	33



OPINIÃO

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A INTEGRAÇÃO ELÉTRICA REGIONAL

Pedro Jatoba

Superintendente de Operações no Exterior – Eletrobrás

A formação dos sistemas elétricos nacionais na América do Sul acompanhou as tendências internacionais durante o século XX. Inicialmente, as concessões para prestação de serviço público estavam concentradas em empresas estrangeiras, que atuavam na promoção da eletrificação das grandes cidades. Já a segunda metade daquele século pode ser caracterizada pela criação das empresas estatais regionais voltadas para o desenvolvimento dos empreendimentos de geração e sua transmissão associada que passam a assumir um

papel relevante no suprimento dos principais centros urbanos regionais. Neste contexto, surge a ideia do desenvolvimento dos grandes potenciais hidroelétricos do Sudeste e do Nordeste responsáveis pelo avanço da eletrificação e pelo desenvolvimento destas regiões. É neste contexto que se inicia o processo de integração elétrica da América do Sul, com o desenvolvimento dos aproveitamentos hidroelétricos binacionais de Itaipu (Brasil-Paraguai), de Salto Grande (Argentina-Uruguai) e de Yacyretá (Argentina-Paraguai).

Entretanto, os objetivos das partes não estavam necessariamente vinculados à promoção da integração elétrica entre os países, sendo esta uma consequência natural da posição geográfica destes empreendimentos. Naquele momento, o desenvolvimento do potencial hidroelétrico de fronteira respondia a um anseio geopolítico de defesa da autonomia energética nacional.

No final do século XX, com o advento da onda liberalizante que provocou a abertura dos mercados latino americanos e o conjunto de privatizações associadas a este movimento, foram construídas algumas interconexões binacionais no continente na esperança que o desenvolvimento dos

respectivos mercados viesse a produzir excedentes que permitissem o intercâmbio de oportunidade produzidos pelas oscilações dos custos marginais de operação dos respectivos mercados. Nestes mercados se alimentava a expectativa que possuísssem uma parte significativa da energia transacionada nos seus respectivos ambientes de oportunidade (mercados livres ou “spot”). A evolução incipiente dos citados mercados livres nacionais, provocada pela curta duração do ciclo liberal em alguns países levaram a que estas interligações sejam hoje operadas com carregamento muito abaixo das suas capacidades.

Analisando a evolução da integração elétrica em outros continentes, concluímos que este processo de integração requer mais do que a integração física dos sistemas nacionais, por meio de usinas binacionais e as interconexões de fronteira. Uma integração elétrica regional envolve a integração dos mercados de energia.

A) INTEGRAÇÃO DE MERCADOS

De fato, a real integração dos mercados de energia elétrica necessita do desenvolvimento harmônico de três pilares: recursos energéticos, redes e regras. Na América do Sul, o primeiro pilar, graças aos abundantes recursos naturais, encontra-se mais avançado relativamente aos demais. Vale a pena questionar como seria possível acelerar o desenvolvimento dos demais eixos estruturantes.

Atualmente, em decorrência das alterações climáticas, assistimos à intenção de introduzir maciçamente novas fontes de energia renováveis na matriz elétrica dos diversos países. Neste cenário, será cada vez mais difícil e oneroso planejar o suprimento nacional de energia elétrica em um contexto isolado atendendo simultaneamente aos requisitos de segurança, sustentabilidade ambiental e acessibilidade econômica da população ao serviço. O contexto sugere a integração de mercados como mecanismo de promoção do equilíbrio possível destas variáveis.

Como perspectiva de longo prazo, a integração de mercados envolve fases distintas de maturação. Na fase inicial deste processo, as interconexões são utilizadas para a oferta interruptível de volume e preço de eletricidade entre os países envolvidos. Em um segundo momento, estas trocas podem evoluir para a contratação de energia

firme entre os países, com a assinatura de contratos bilaterais, que seguem limitando o volume e o preço da energia transacionada.

A fase seguinte é caracterizada pelo acoplamento dos mercados dos países envolvidos, que necessita de uma harmonização regulatória no que tange aos volumes de energia e à formação do preço de curto prazo dos países envolvidos, assim como um planejamento energético compartilhado. A partir desta fase passa a ser imprescindível a estruturação de mecanismos de integração nos processos de planejamento dos mercados nacionais envolvidos na integração.

A fase final, de integração plena dos mercados, pressupõe a criação de um operador único regional, em que cada país seria entendido como um submercado. Guardadas as devidas proporções, este processo é muito similar ao do desenvolvimento e a Operação do Sistema Interconectado Brasileiro.

B) FUTURO DA INTEGRAÇÃO REGIONAL SUL AMERICANA

Em consonância com o desenvolvimento gradual do processo de integração elétrica regional, a evolução da integração elétrica da América do Sul tende à formação de três mercados regionais:

a) Mercado do Cone Sul

Dentre os três mercados identificados, o Mercado do Cone Sul, envolvendo Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai, é o que possui maior possibilidade de desenvolvimento no curto prazo. Esta possibilidade decorre da existência de interconexões e de aproveitamentos hidroelétricos binacionais entre estes países, bem como da proximidade dos centros de carga. Justamente o desenvolvimento destes potenciais binacionais propiciou o estabelecimento de relações bilaterais de longo prazo e a construção de estruturas de interconexão de alta capacidade entre estes países. Adicionalmente, existe ainda um grande potencial de desenvolvimento de fontes renováveis de energia situadas seja nos rios de fronteira (hidroelétricos) seja nas regiões fronteiriças (eólicos) cuja viabilidade dependerá da evolução da integração destes mercados.

A existência de tratados bilaterais entre todos os países é um precedente significativo para o estabelecimento de uma abordagem multilateral para o tema.

As matrizes energéticas de Brasil e Uruguai são predominantemente hidráulicas e complementares à da Argentina, majoritariamente térmica (cerca de 56%). O Paraguai, pequeno consumidor, é um grande exportador de energia.

Confrontando com os pilares estruturantes da integração de mercados, constatamos que recursos e redes são fatores em patamar mais avançados faltando a evolução das regras para atingirmos condições necessárias para o estabelecimento deste mercado regional que poderá vir a ser o primeiro a se estabelecer no continente.

b) Mercado Andino

Numa perspectiva de médio prazo, surge como possibilidade o desenvolvimento de um “Mercado Integrado Andino”, que envolveria os países desta região. Este exemplo, contrariamente ao anterior, avançou de forma mais significativa no estabelecimento de uma base de discussão multilateral. A Comunidade Andina de Nações – CAN, formado pela Bolívia, Colômbia, Equador, Peru e Venezuela, atribui uma enorme importância ao setor energético e considera que a integração efetiva dos mercados energéticos sub-regionais, tendo possibilidades de integração na área de petróleo, gás natural e eletricidade, poderia ampliar a escala e melhorar a eficiência do negócio energético andino, sul-americano e até hemisférico. A Decisão CAN 536 de 2002 estabelece o marco legal para os intercâmbios de energia, tendo como objetivos consolidar um mercado integrado, otimizar os recursos em um mercado com critérios de benefício geral, priorizar transações de curto prazo, assegurar o livre acesso aos enlaces internacionais e criar um mercado comum para o intercâmbio com outros mercados. Perseguindo esse objetivo criou-se o Conselho de Ministros de Energia, Eletricidade, Hidrocarbonetos e Minas da Comunidade Andina, por intermédio da decisão 557 em 2003.

Mais recentemente, um projeto estruturante do Banco Interamericano de Desenvolvimento, vem promovendo o suporte técnico necessário ao desenvolvimento da

integração elétrica do Chile, Colômbia, Equador, Peru e Bolívia (na qualidade de observador) cujos representantes governamentais assinaram durante a Reunião do Conselho de Ministros do Sistema de Interconexão Elétrica Andina (Sinea) um compromisso para executar um ambicioso projeto de interconexão elétrica.

Na Declaração de Santiago, os países ratificaram seu interesse em aprofundar e expandir os intercâmbios de energia elétrica por meio de um mercado mais integrado e eficiente. Neste sentido, o Sinea busca apoiar o processo de integração elétrica regional andina em um âmbito de segurança jurídica, complementaridade no uso de recursos e benefício econômico para as partes envolvidas.

Este mercado enfrenta desafios quanto à heterogeneidade das suas matrizes elétricas e dos sistemas de regulação dos seus respectivos mercados nacionais. A predominância da fonte térmica nas diversas matrizes elétricas, com exceção da Colômbia e do Equador, inibiu o estabelecimento de mecanismos de planejamento de longo prazo a exemplo dos que foram necessários ao desenvolvimento dos aproveitamentos hidroelétricos.

Em termos geográficos, a presença da Cordilheira Andina como eixo transversal da região também representa um obstáculo natural à construção de corredores de linha de transmissão para a interconexão dos países.

No contexto da formação deste mercado regional, a participação brasileira se dará como o avanço das discussões bilaterais com a Bolívia acerca do desenvolvimento do aproveitamento binacional situado no rio Madeira e da consequente integração elétrica entre estes países.

Em comparação ao exemplo anterior, concluímos que os fatores relacionado aos recursos e às redes estão em estágio menos avançados que o relacionado às regras.

c) Mercado Setentrional

O mais incipiente dos mercados regionais em desenvolvimento no continente constitui-se daquele que abrange o Brasil, Guiana, Guiana Francesa, Suriname e Venezuela. Este deverá surgir da convergência de dois movimentos independentes que têm o Brasil como

protagonista. O primeiro deles foi estabelecido através da interconexão elétrica entre o estado de Roraima (ainda isolado do Sistema Interligado Nacional – SIN) e a Venezuela. Esta interligação, inicialmente construída para reforçar o suprimento à capital Boa Vista com a geração hidroelétrica da usina venezuelana de Guri, fatalmente tornar-se-á uma interconexão binacional com a futura integração de Boa Vista ao SIN, planejada para ocorrer em um futuro próximo.

O segundo movimento, poderá advir dos resultados do estudo regional conduzido pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID que visa analisar os benefícios e os impactos da interligação elétrica das três Guianas (Guiana, Suriname e Guiana Francesa) com os estados de Roraima e Amapá através da construção de um eixo de transmissão elétrica denominado Arco Norte.

Com previsão de conclusão para o final deste ano, o estudo estabelecerá as bases para uma discussão multilateral entre os países nele engajados para o estabelecimento de um processo integrado de planejamento regional.

A convergência dos movimentos acima descritos imporá, no curto prazo, a inclusão do tema da integração elétrica na agenda geopolítica da região

C) CONCLUSÕES

Apesar da existência de organismos multilaterais de abrangência continental, como a UNASUR, acreditamos que a evolução da integração elétrica sul americana passará inicialmente pela consolidação dos mercados regionais anteriormente descritos antes do estabelecimento de um mercado elétrico continental.

Não podemos desprezar as crescentes pressões sociais e políticas sobre a necessidade da descarbonização da economia que levará, impreterivelmente, a um avanço sem precedentes na utilização de fontes renováveis e limpas nas matrizes elétricas de todos os países. Toda esta conjuntura coloca a agenda energética no topo da agenda política internacional o que certamente prepara o terreno para a discussão geopolítica sobre a integração energética.

Em todos os cenários possíveis à evolução da citada integração teremos o Brasil como protagonista relevante na definição das alternativas a serem adotadas. Este papel lhe caberá naturalmente pela dimensão relativa do setor elétrico brasileiro, pela sua posição geográfica e principalmente pela experiência brasileira de integração elétrica dos seus sub mercados internos que representou, ao longo dos últimos sessenta anos, desafio similar ao que agora se apresenta em dimensões continentais. A todas estas pré-condições, necessárias para que o país assuma esta liderança, necessitamos, ainda, agregar uma visão e uma estratégia geopolítica que nos possibilite desempenhar este papel.

Pedro L O Jatoba é Formado em Engenharia Elétrica, em 1980 pela Universidade Federal do Estado da Bahia – Brasil, com especialização em Engenharia de Telecomunicações e Produção.



Trabalha desde 1980 em empresas relacionadas com a Eletrobras, atuando em diversas áreas, como: controle do sistema e proteção para as transmissoras; operação expedição; projeto de sistemas de telecomunicações e de operação; gestão financeira em empresas de distribuição; gestão geral em empresas de distribuição e desenvolvimento de negócios.

Desde 2009 lidera o departamento de desenvolvimento de negócios no exterior da Eletrobras e trabalha em avaliar oportunidades de negócios em geração renovável e sistemas de transmissão na América do Sul, América Central, EUA e África. A partir de 02/01/2014 foi nomeado Superintendente de Operações no Exterior – PE, da Eletrobras.



POR DENTRO DO GÁS

Partindo de um cenário onde o mercado constantemente rogava por espaço para novos agentes no setor de gás natural brasileiro, estamos finalmente presenciando uma oportunidade histórica para a abertura da indústria de gás. Na tentativa de resolver seus problemas financeiros, a Petrobras anunciou seu novo plano de negócios para o período 2015-2019, onde se pretende desinvestir agressivamente a partir de vendas de ativos, montante total de US\$ 52 bilhões até 2018, mantendo como principal alvo o setor de gás, onde, até então, mantém papel de protagonismo.

A estatal tem por objetivo, neste setor, a busca de parceiros que compartilhem sua infraestrutura logística de abastecimento, passando também pelo compartilhamento do risco. Dentre seus planos de desinvestimento, pretende promover mudança no controle de transportadoras, promover parcerias nos dutos de escoamento e abrir os terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) para terceiros.

Além da grande euforia e onda de otimismo gerado pela iniciativa da Petrobras, que por si só representa

uma peculiaridade do caso brasileiro, já que a saída das incumbentes em países como a França, Reino Unido e Itália não correu de forma voluntária, ela foi recebida pelo governo como uma oportunidade de acelerar as discussões sobre ajustes no atual marco regulatório do gás para atrair novos agentes para a área. Entretanto, dado que a Petrobras detém uma posição quase que monopolista no setor, também é de se esperar que o setor se encontra em um momento extremamente delicado, iniciando uma nova página que demandará muita cautela.

Um grande trade-off enfrentado pelo setor é a harmonização entre a oportunidade de monetizar os aspectos regulatórios definidos em margem de transporte de gás e infraestrutura, entre outros, atraindo a concorrência entre investidores de qualidade e resguardando o consumidor do poder de monopólios privados, a partir da venda dos ativos por parte da Petrobras, com a necessidade urgente de fazer frente à enorme dívida da empresa. A que passo essas mudanças devem ocorrer? Essa pergunta é de difícil resposta principalmente quando se trata de ativos que são qualificados como monopólios naturais e possam gerar uma desordem no mercado de gás no país, ponto este discutido em audiência pública no último dia 17 de setembro.

O primeiro ponto levantado pelos agentes foi a necessidade de avanço nas políticas e diretrizes, para então, ser possível enfrentar o desafio de perseguir o planejamento integrado dos setores de gás natural e elétrico, de maneira que o setor possa ser adaptado a essa nova realidade, buscando um compartilhamento adequado dos riscos. Por exemplo, é fundamental rever as regras dos leilões de energia nova como forma de viabilizar uma integração sustentável dos setores de gás natural com o setor elétrico.

Além disso, o setor de gás precisa superar as questões regulatórias, que serão fundamentais nesse novo ambiente, sobretudo a questão da tributação, do modelo de tarifação do transporte e a possível implantação de um órgão independente para cuidar das operações dos gasodutos.

Dado que a forma de tributação atual do sistema de gás brasileiro ocorre na produção ou importação e os créditos do ICMS devem ser abatidos na cobrança das etapas seguintes da cadeia, muitas vezes não é possível recuperar esses encargos cobrados inicialmente. Isso porque as alíquotas não são unificadas ou devido ao fato de muitas vezes o agente comprador não pagar o ICMS, como o caso das termelétricas.

Quanto ao modelo de tarifação, onde hoje o Petrobrás cobra uma tarifa única para todos os agentes do setor, independente do uso da rede de transporte, com as mudanças do mercado, como a venda dos dutos Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para a canadense Brookfield e a dúvida como se daria a cobrança de ICMS sobre o gás nas operações de troca operacional de gás entre os agentes (swap), se espera que haja uma mudança para um método de tarifação mais apropriado ao caso brasileiro. Uma grande crítica da ANP ao método atual é que tal tarifa impede que os compradores do gás sejam corretamente sinalizados quanto aos preços para sua tomada de decisão de investimentos.

Já a respeito das operações dos gasodutos, uma vez que a Petrobras deixará de assumir o papel de garantidor do fornecimento do mercado, será preciso um agente que coordene as demandas às ofertas existentes de forma centralizada. Uma vez que o sistema brasileiro

possui a característica de despacho termelétrico flexível, torna essa logística bastante complexa para se pensar em coordenação da operação da malha de gasodutos envolvendo mais de um operador. A ideia é, além de reduzir as ineficiências do sistema, encontrar formas de manter a garantia de suprimento do sistema. Dado que existem hoje três transportadoras na malha – a NTS, sob operação da Brookfield, a Nova Transportadora do Nordeste, cujo controle também será vendido pela Petrobras, e a Transportadora Brasileira Gasoduto BolíviaBrasil (TBG), controladas pela Petrobrás – como se pretende coordenar de forma efetiva as transações entre esses pontos? Podemos claramente ver que a criação desse operador centralizado não será uma questão simples.

Diante dessa oportunidade histórica e seguindo a palavra de ordem do presidente Michel Temer, de aumentar o investimento do país, foi apresentada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no último 27/07 no 17º Seminário Sobre Gás Natural do Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP) a iniciativa “Gás para Crescer”.

A partir da iniciativa “Gás para Crescer” o MME abriu diálogo com os diversos agentes do setor em busca de se estudar o marco legal e regulatório do setor de gás no país, com intuito de desenvolver um mercado de gás no Brasil onde existam mais agentes em toda a cadeia do gás, aumentando, assim, a competitividade. Com espaço de tempo curto e uma agenda bem delimitada, que inclui as denominadas “Oficinas de Trabalho”, elaboração de minuta de políticas e diretrizes para o Setor de Gás Natural, consulta pública e, já em novembro, submissão das propostas de políticas e diretrizes às instâncias competentes, o MME tem por objetivo promover o desenvolvimento do país a partir de “um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas”.

Diante da atual conjuntura é possível realmente acreditar que agora será possível efetuar os ajustes necessários em sua tributação e regulação. Os agentes têm agora, ao contrário do governo anterior, um ministério claramente pró-mercado, que busca diálogo com os agentes, buscando corrigir os erros do passado e aumentar a transparência.

Outro fator favorável à promoção do mercado de gás é o momento de transição energética vivido pelo setor elétrico, que com a fragilidade em se regularizar os reservatórios das hidrelétricas e da forte expansão das fontes renováveis intermitentes, tornam a operação do sistema cada vez mais complicado, o que gera o grande trabalho de coordenação sobre quais usinas despachar, preservando a segurança energética e a modicidade tarifária mais delicadas, favorecendo o argumento de que existe necessidade de usinas térmicas na base do sistema.

Passados quase dois meses e ocorridas as Oficinas de Trabalho da iniciativa “Gás para Crescer”, além da euforia, anseios e receios por parte dos agentes, já podemos enxergar mudanças? Sim! A sensação é que as mudanças desejadas há anos finalmente irão ocorrer.

Por um lado, vemos a Petrobras cumprindo, já até a primeira semana de setembro, com 60% de seu plano de venda de ativos no biênio 2015-2016, que inclui 49% da Gaspetro, a Petrobras Argentina, a Petrobras Chile, a descoberta de Carcará no pré-sal da Bacia de Santos e a venda mais recente da NTS. Entretanto, é válido observar que, embora a entrada de uma empresa privada no transporte - compra da NTS pela Brookfield - seja um passo importante para a abertura da indústria de gás natural no Brasil, a consolidação desse movimento depende de avanços regulatórios do setor, além da necessidade de reestruturação do contrato atual da Petrobras para uso da malha de dutos, de forma a permitir a entrada de outros clientes no serviço de transporte.

Passada a venda da NTS por parte da Petrobras, já foi possível sentir movimento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no sentido de redefinir a regulação sobre as tarifas de transporte de gás no país. Foi aberta no último dia 12 de setembro uma consulta pública com objetivo de discutir as métricas para calcular as parcelas de transporte nos contratos de compra e venda de gás, considerando na metodologia de

entrada e saída aquela que melhor se ajustar à conjuntura atual do país. A partir deste conceito, a cobrança é fixada tanto nos pontos de recepção do gás pelo cliente quanto nos pontos de entrada do gás na malha. O que faria com que as tarifas ficassem independentes da distância relacionada ao trajeto do gás dentro da malha de dutos.

Um outro importante ponto que recentemente está sendo estudado e já tem se visto avanços é a implantação da atividade de estocagem subterrânea no Brasil, atividade bastante desenvolvida em mercado como a União Europeia e Estados Unidos. Embora existam outros métodos de estocagem no sistema de gás brasileiro - uso de tancagem de GNL e do inventário de gás dos dutos de transporte - a estocagem subterrânea desenvolvidas em campos depletados, aquíferos ou cavernas de sal poderia representar grande potencial de reserva estratégica no setor de gás, além de potencial proteção contra flutuações de preços, permitindo a manutenção do lastro que assegure certa autonomia, e otimização da malha de transporte diante a demanda volátil das termelétricas.

Neste ponto, a ANP abriu consulta ao mercado no último dia 12 de setembro para analisar interesse de investidores por estocagem de gás subterrânea de gás natural. A partir da divulgação de uma lista de reservatórios com capacidade para armazenamento, tem-se por objetivo criar rodadas de licitação para concessão de campos maduros com potencial para armazenar gás. A ideia da ANP seria lançar as chamadas públicas para consultar os potenciais de contratação dos clientes, como forma de garantir a demanda, seguido de licitação de área de estocagem para empresas com interesse na atividade de armazenagem.

Por dentro do gás, embora não se saiba quais serão as medidas colocadas em prática e a periodicidade de ação, podemos sentir que as mudanças finalmente estão ocorrendo e que qualquer movimento tomado terá um potencial nunca antes visto, seja ele assertivo ou não.

* 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: Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Larissa de Oliveira Resende, Mariana Weiss de Abreu, Renata Hamilton de Ruiz, Tatiana de Fátima Bruce da Silva e Vinícius Neves Motta.



PETRÓLEO

Julia Febraro

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de julho de 2016 apresentou crescimento de 4,24% da produção em relação ao mês anterior, e crescimento de 4,66% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em julho foi de 2.666 mil barris, 4% superior à produção de junho, que foi de 2.558 mil bbl/dia, e 4,5% superior à de julho de 2015 (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em julho foi de aproximadamente 25,8,

sendo 28,2% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ \text{API}$), 44,1% óleo médio ($\geq 22 \text{ API}$ e $< 31 \text{ API}$) e 27,7% óleo pesado ($< 22 \text{ API}$), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em julho foram Lula (16,7 Mmbbl), Roncador (8,34 Mmbbl), Sapinhoá (6,75 Mmbbl), Jubarte (6,39 Mmbbl) e Marlim (5,13 Mmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Argonauta da Shell (17º maior produtor), Peregrino da Statoil (8º) e Frade da Chevron (18º) produziram respectivamente 0,81 Mmbbl, 2,04 Mmbbl e 0,66 Mmbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 65 poços, foi de 1.060,4 Mmbbl/d de petróleo e 40,8 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.316,9 Mboe/d. Houve um aumento de 6,2% em relação ao mês anterior.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

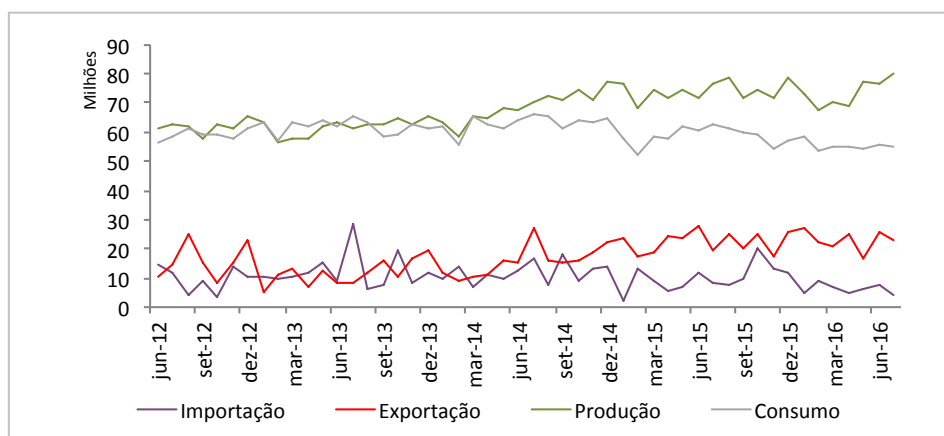
Agregado	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendência 12 meses	jun-16	jul-15
Produção	80.007.018	4,24%	4,66%		76.753.869	76.444.988
Consumo Interno	54.837.003	-1,39%	-12,82%		55.609.779	62.899.735
Importação	4.092.573	-47,24%	-50,54%		7.756.509	8.275.196
Exportação	22.863.482	-11,97%	16,17%		25.972.535	19.681.556

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, reduziu 1,39% em julho, na comparação com o mês anterior, e também foi inferior em 12,82% na comparação anual. Na comparação mensal, as

importações apresentaram queda (47,24%), assim como as exportações, que reduziram 11,97%. Na comparação anual, as importações apresentaram queda de 50,54% enquanto as exportações cresceram 16,17%. (Gráfico 2.1).

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

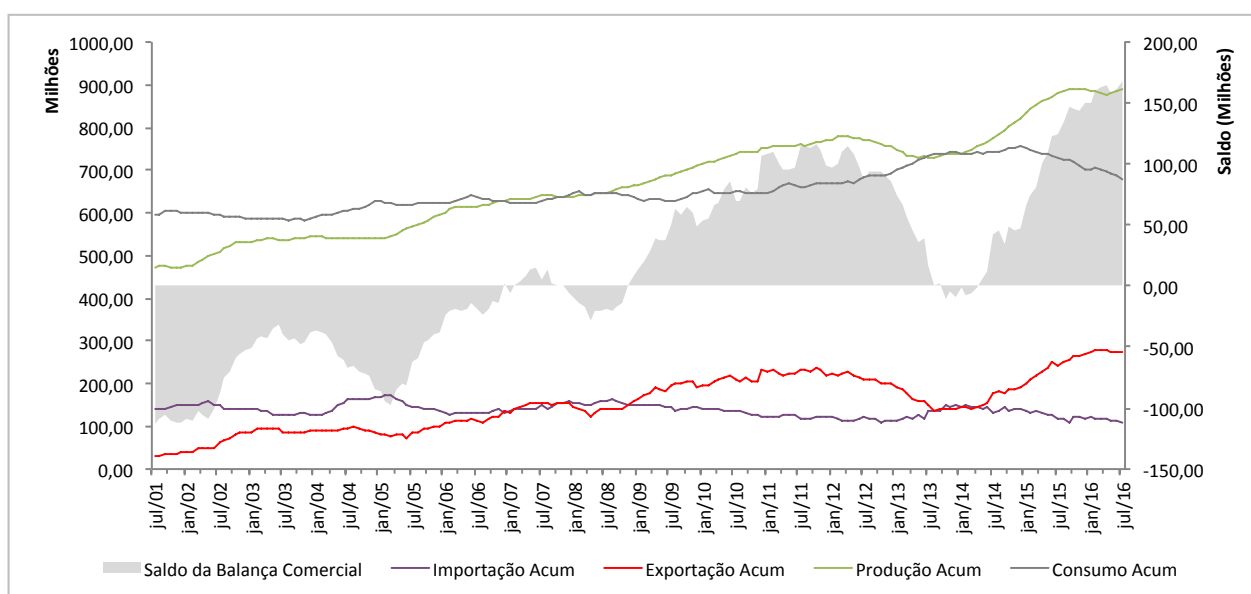


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e segue crescendo. A conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, no acumulado

12 meses aumentou para 168,1 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O crescimento da produção verificada no mês de julho no país foi puxado, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por aproximadamente 51% do crescimento na produção no mês. Além do

Rio de Janeiro, os estados do Espírito Santo e de São Paulo contribuíram com aproximadamente 32% e 14%, respectivamente, do crescimento mensal da produção nacional. (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

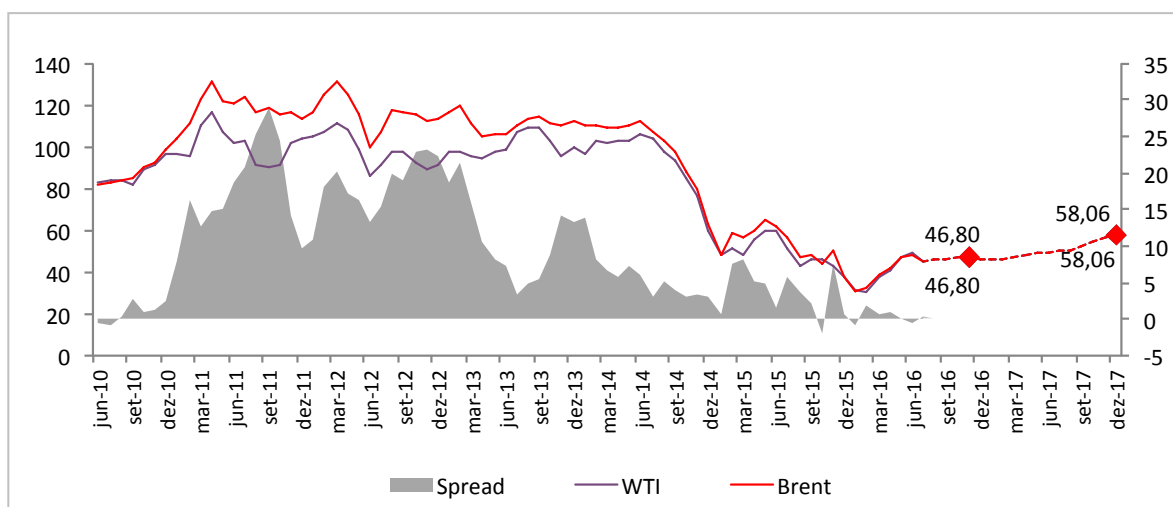
UF	Localização	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendência 12 meses	jun-16	jul-15
AL	Onshore	123.131	-6,89%	-20,58%		132.247	155.045
	Offshore	3.995	-20,99%	-55,21%		5.056	8.920
AM	Onshore	725.095	-2,03%	-11,97%		740.099	823.725
	Offshore	23.821	7,68%	26,08%		22.123	18.894
BA	Onshore	1.114.985	5,24%	-8,04%		1.059.448	1.212.496
	Offshore	48.970	-4,30%	0,27%		51.171	48.839
CE	Onshore	166.805	0,73%	1,88%		165.599	163.726
	Offshore	389.184	0,46%	-2,11%		387.390	397.575
ES	Onshore	12.137.123	9,37%	-4,21%		11.097.778	12.670.051
	Offshore	1.768	55,90%	506,98%		1.134	291
MA	Onshore	53.908.216	3,20%	7,91%		52.235.951	49.956.929
	Offshore	1.551.447	2,11%	0,52%		1.519.327	1.543.470
RN	Onshore	183.456	6,11%	-19,15%		172.889	226.918
	Offshore	8.705.794	5,59%	4,20%		8.245.156	8.354.968
SP	Onshore	682.937	-0,65%	-9,66%		687.423	755.965
	Offshore	240.290	3,99%	124,20%		231.076	107.176
Total		80.007.018	4,24%	4,66%		76.753.869	76.444.988

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 recuou US\$ 3/b em relação à média de junho, chegando a

US\$ 45/b. Esta foi a primeira queda após cinco aumentos consecutivos, alcançando o menor valor desde abril de 2016.

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 junho de 2016, em julho houve queda na produção do diesel e de GLP, enquanto as produções de gasolina, QAV e óleo combustível apresentaram aumento. (Tabela 2.3). Porém, na comparação

anual a gasolina e o QAV foram os únicos derivados que apresentaram variação positiva (0,28% e 3,46%, respectivamente). Ainda sobre a comparação anual, o derivado óleo combustível foi o que apresentou maior queda, de 26,08% na sua produção.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

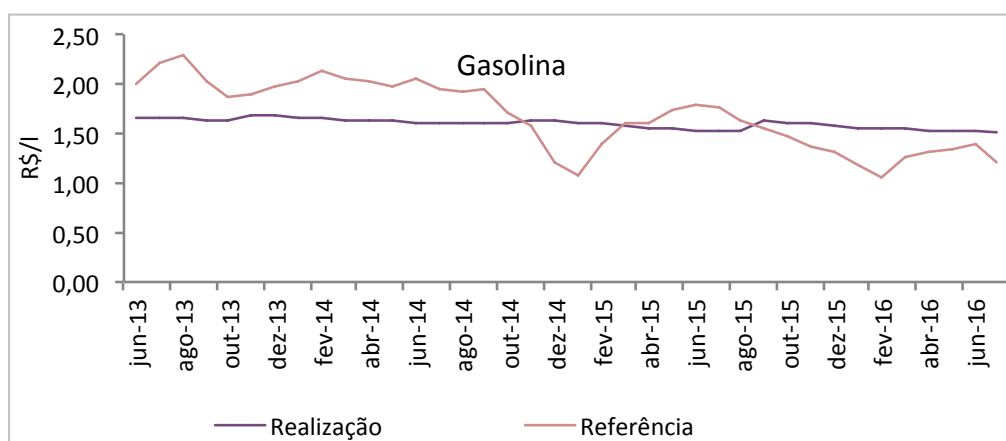
Combustível	Agregado	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendência 12 meses	jun-16	jul-15
Gasolina	Produção	13.965.696	6,54%	0,28%		13.108.873	13.926.367
	Consumo	0	-100,00%	-100,00%		21.202.301	15.713.038
	Importação	2.095.151	-11,66%	226,37%		2.371.700	641.955
	Exportação	1.095.551	228,39%	17,37%		333.609	933.396
Diesel	Produção	23.306.806	-5,59%	-13,21%		24.685.814	26.855.058
	Consumo	0	-100,00%	-100,00%		29.033.441	29.033.595
	Importação	5.419.073	40,17%	-4,58%		3.865.987	5.679.077
	Exportação	0	-100,00%	-		925.789	0
GLP	Produção	3.605.560	-0,97%	-13,14%		3.640.986	4.151.034
	Consumo	7.304.432	-2,42%	-4,58%		7.485.220	7.655.058
	Importação	2.331.739	-17,11%	167,44%		2.813.172	871.886
	Exportação	0	-100,00%	-		0	0
QAV	Produção	3.447.798	7,19%	3,46%		3.216.552	3.332.606
	Consumo	3.679.167	8,48%	-10,85%		3.391.407	4.126.824
	Importação	345.200	119,64%	-52,63%		157.167	728.798
	Exportação	27.786	847,89%	-		2.931	0
Óleo Combustível	Produção	5.843.105	1,76%	-26,06%		5.741.963	7.902.329
	Consumo	1.320.582	-17,89%	-42,93%		1.608.322	2.314.145
	Importação	101.995	727,87%	-60,90%		12.320	260.840
	Exportação	1.163.907	-34,48%	-70,07%		1.776.361	3.888.691

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em julho de 2016 os preços de realização interna continuam superiores aos de referência internacional. A maior diferença entre o preço de referência internacional e

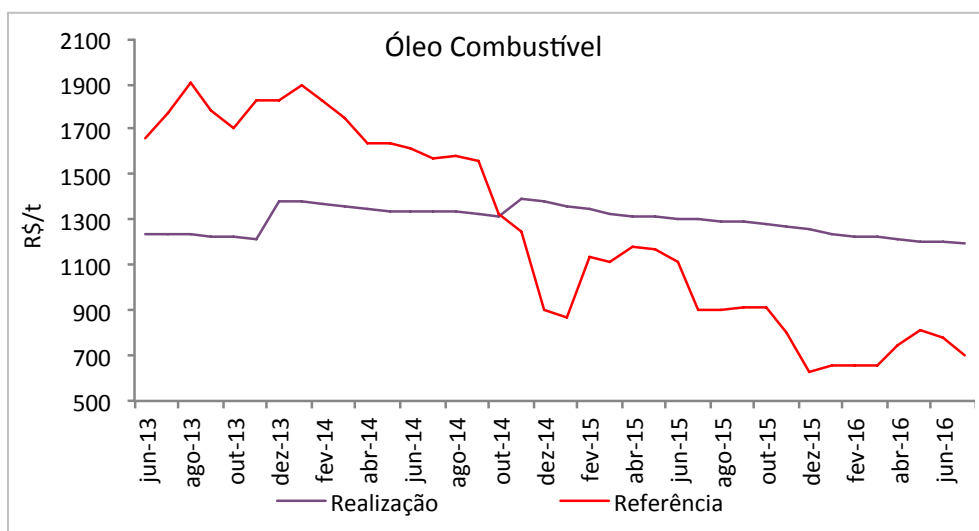
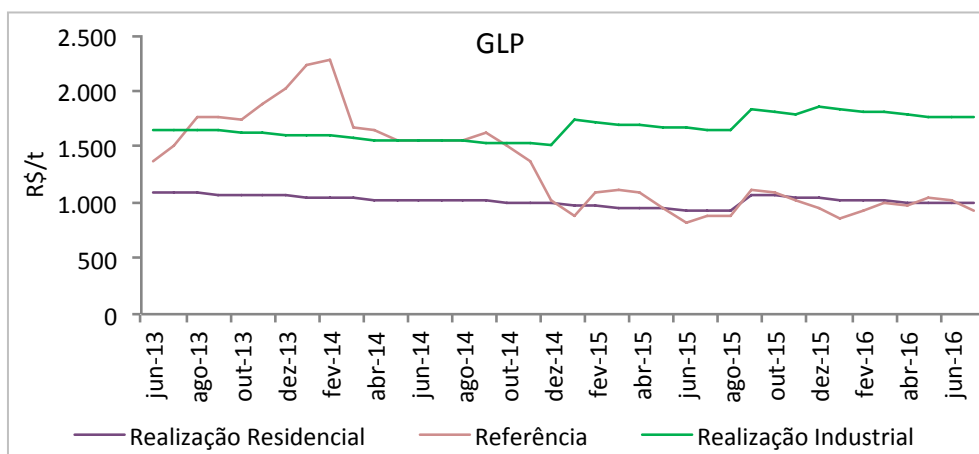
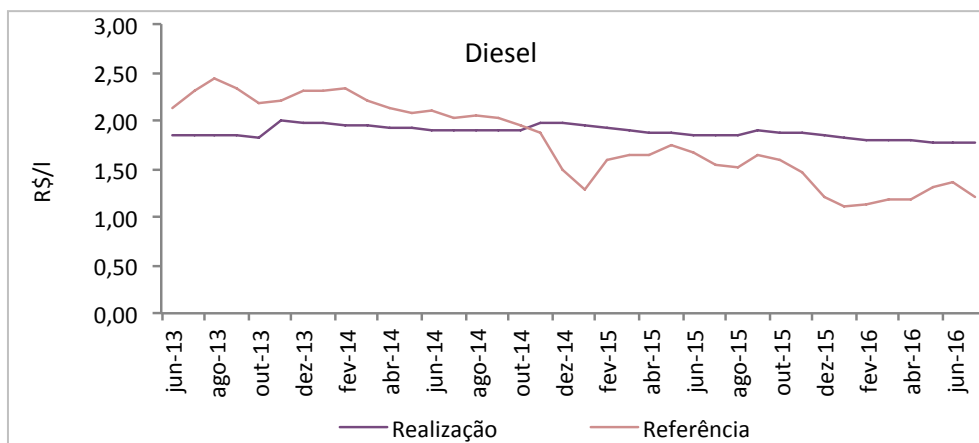
o de realização interna é do óleo combustível. A diferença nos preços da gasolina e do Óleo diesel aumentou em comparação com o mês de junho.

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



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

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



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



GÁS NATURAL

Larissa Resende

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de julho a produção nacional de gás natural bateu recorde histórico registrando uma produção de 107,17 MMm³/dia, o que representa uma alta de 12,20% em relação ao mês de julho do ano anterior. Já a oferta de gás natural, em virtude do aumento da produção indisponível, se manteve estável em um montante de 50,62 MMm³/dia, pequena queda de

0,12% em relação ao mês anterior. O consumo teve queda de 4,61% em relação ao mês de junho, ou de 18,91% se comparada ao mesmo mês do ano anterior, registrando 74,65 MMm³/dia. Em decorrência da queda do consumo e estabilidade da oferta de gás nacional, o saldo em importação registrou pequena queda, atingindo o montante de 29,66 MMm³/dia, que se comparada ao saldo de importação do mês de julho do ano anterior representa agressiva queda de 21,29 MMm³/dia. Estes resultados podem ser observados na Tabela 3.1.

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

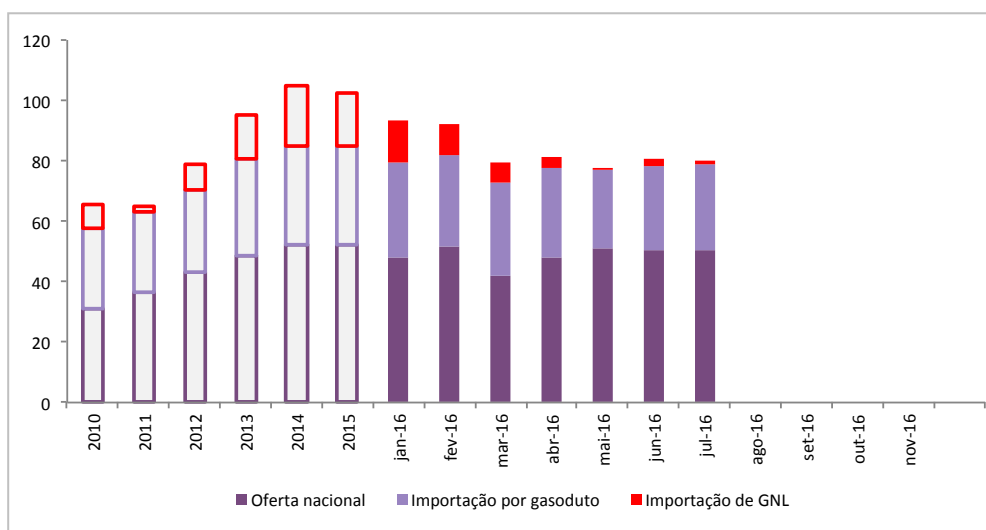
	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	12 meses	jun-16	jul-15
Produção Nacional	107,17	3,53%	12,20%		103,52	95,52
Oferta de gás nacional	50,62	-0,12%	-6,26%		50,68	54
Importação	29,66	-1,26%	-41,79%		30,04	50,95
Consumo	74,65	-4,61%	-18,91%		78,26	92,06

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Como pode ser observado no Gráfico 3.1, a oferta nacional tem permanecido relativamente estável ao longo dos últimos três meses, situando neste mês de julho pouco abaixo da média dos dois últimos anos. A importação total também se manteve estável, havendo

pequeno aumento na importação por gasoduto que foi compensada por uma queda na importação de GNL. É válido observar que o nível de importação de GNL é consideravelmente pequeno se comparado a média dos últimos anos.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Embora tenha sido registrado recorde histórico na produção nacional de gás natural, o nível de reinjeção no mês de julho atingiu o maior valor dos últimos doze meses (35,24 MMm³/dia), que também superou a reinjeção média dos últimos seis anos. Essa alta da reinjeção somada ao aumento de 24,08% na queima em relação ao mês anterior, não compensada pela

queda de 6,09% na absorção em UPGN's, resultou em aumento de 7,02% na produção indisponível e uma consequente oferta de gás nacional estável, montante ofertado de 50,62 MMm³/dia. Como pode-se observar na Tabela 3.2, a oferta de gás natural no mês de julho representou 47% da produção total bruta total do país.

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

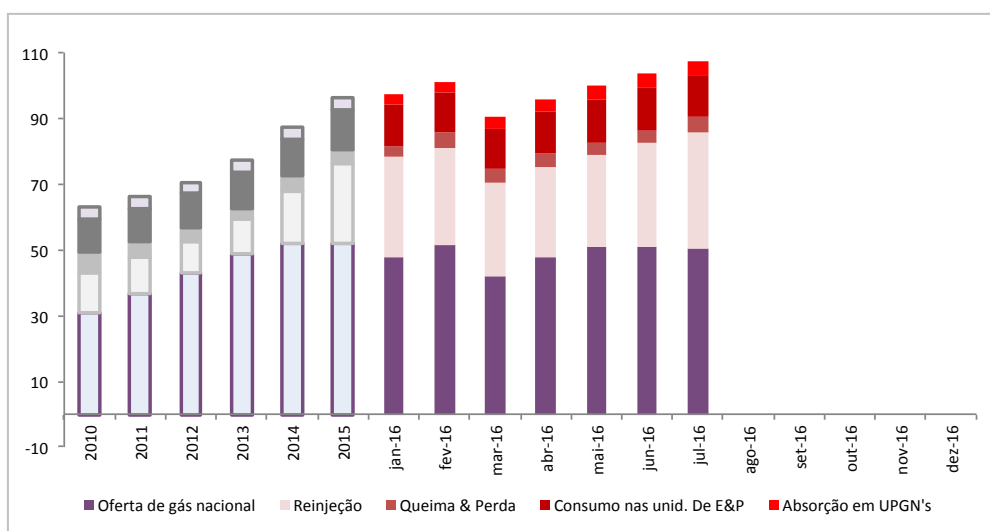
	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	12 meses	jun-16	jul-15
Prod. Nacional Bruta	107,17	3,53%	12,42%		103,52	95,33
Reinjeção	35,24	10,57%	47,82%		31,87	23,84
Queima	4,38	24,08%	9,77%		3,53	3,99
Consumo interno em E&P	12,92	-1,90%	8,39%		13,17	11,92
Absorção em UPGN's	4,01	-6,09%	8,38%		4,27	3,70
Subtotal	56,55	7,02%	30,15%		52,84	43,45
Oferta de gás nacional	50,62	-0,12%	-2,43%		50,68	51,88
Ofert nacional/Prod. Bruta	47%	-3,52%	-13,21%		49%	54%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Esse balanço também pode ser visto no Gráfico 3.2: se por um lado houve recorde na produção nacional de gás natural, a estabilidade da oferta de gás nacional

do mês de julho foi resultante do aumento da reinjeção e queima, e da queda no consumo interno em E&P e absorção UPGN's.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

A manutenção da oferta nacional somada a queda de 4,61% no consumo total de gás natural em relação ao mês anterior permitiu uma pequena queda de 1,26% na importação total em relação ao mês de junho, tendo um

leve aumento na importação por gasoduto e queda de importação de GNL. O montante importado em julho foi de 28,15 MMm³/dia por gasoduto e 1,51 MMm³/dia de GNL.

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

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	12 meses	jun-16	jul-15
Gasoduto	28,15	2,25%	-9,19%		27,53	31,00
GNL	1,51	-39,84%	-90,38%		2,51	15,70
Total	29,66	-1,26%	-36,49%		30,04	46,70

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

B) CONSUMO

Enquanto o consumo de gás natural das classes Residencial e Comercial atingiu o maior valor dos últimos doze meses - 1,44 MMm³/dia e 0,91 MMm³/dia, respectivamente - o consumo Automotivo se manteve constante - 4,85 MMm³/dia - e houve queda nas classes

Industrial e Geração Elétrica – montante consumido de 41,48 MMm³/dia e 23,13 MMm³/dia, respectivamente. Como se pode ver na Tabela 3.4, essas variações resultaram em uma queda de 4,61% no consumo total de gás natural.

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

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	12 meses	jun-16	jul-15
Industrial	41,48	-6,07%	-1,73%		44,16	42,21
Automotivo	4,85	0,00%	3,19%		4,85	4,70
Residencial	1,44	3,60%	25,22%		1,39	1,15
Comercial	0,91	5,81%	9,64%		0,86	0,83
GEE	23,13	-3,30%	-43,18%		23,92	40,71
Cogeração	2,24	-5,49%	-7,44%		2,37	2,42
Total	74,65	-4,61%	-18,91%		78,26	92,06

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

O Gráfico 3.3 nos permite observar a trajetória de queda no consumo de gás natural dentro da classe de Geração Elétrica, sendo o montante no mês de julho próximo a metade do consumo médio dos últimos três anos. Já o consumo na classe Industrial, embora tenha registrado queda de 6,07% em relação ao mês anterior, encontra-

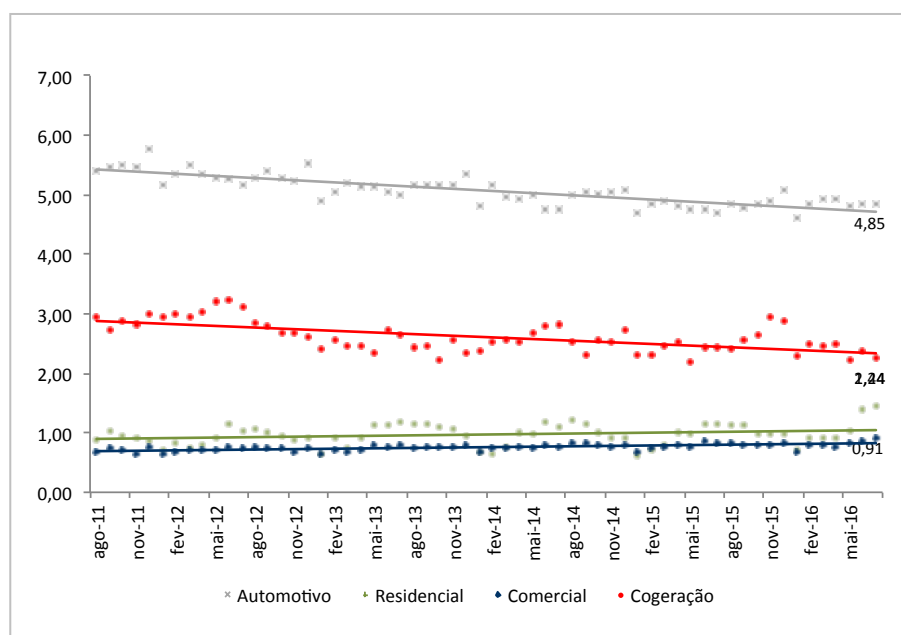
se situado próximo a média consumida nos últimos cinco anos. Já o consumo das classes com menor participação, se pode observar no Gráfico 3.4 estabilidade no consumo Automotivo após trajetória marcante de queda, leve trajetória de queda no consumo de Cogeração e de aumento nos consumos Residencial e Comercial.

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

Após forte aumento registrado nos preços do gás das distribuidoras para o setor industrial no mês de junho, foi possível observar aumento também no mês de julho, tendo os preços variado entre 12,02 US\$/MMBTU e 13,96 US\$/MMBTU. Esses aumentos foram de 3,66% na faixa de consumo de até 2.000 m³/dia, de 3,47% na faixa de 20.000 m³/dia e 3,43% na faixa de até 50.000 m³/dia. Houve aumento também no preço do gás no citygate e no PPT, atingindo valores de

6,01 US\$/MMBTU e 4,05 US\$/MMBTU, respectivamente. Embora o preço do gás natural no citygate seja 4,54% maior que o preço do mês anterior, é 19,35% menor que esse preço no mesmo período do ano de 2015. O cenário de alta nos preços não foi diferente no mercado internacional, o Henry Hub foi cotado a 2,79 US\$/MMBTU, o preço no mercado europeu a 4,51 US\$/MMBTU e no mercado do Japão a 6,32 US\$/MMBTU. Tais relações podem ser vistas na Tabela 3.5.

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

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	12 meses	jun-16	jul-15
Henry Hub	2,79	8,62%	-2,31%		2,57	2,85
Europa	4,51	8,90%	-35,16%		4,14	6,96
Japão	6,32	5,61%	-28,40%		5,98	8,83
PPT *	4,05	1,23%	-7,81%		4,00	4,39
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	6,01	4,54%	-19,35%	5,75	7,45
	2.000 m³/dia **	13,96	3,66%	1,46%	13,47	13,76
	20.000 m³/dia **	12,39	3,47%	1,54%	11,97	12,20
	50.000 m³/dia **	12,02	3,43%	1,36%	11,62	11,86

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

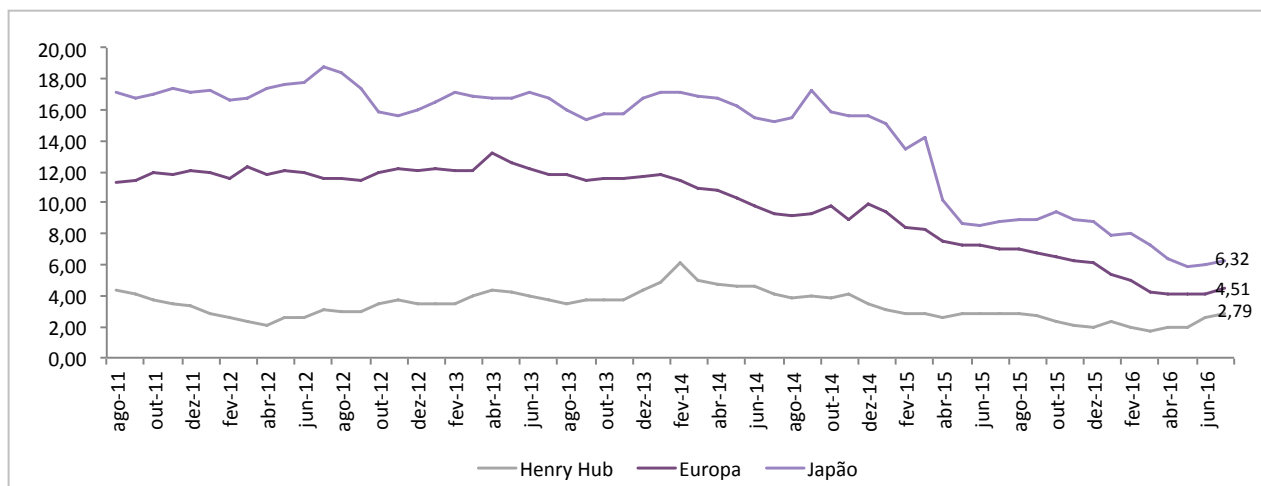
* não inclui impostos

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

Observando as trajetórias do preço do gás natural nos mercados internacionais no Gráfico 3.5, notamos que, embora os preços estejam em patamares baixos

comparado aos últimos anos, houve aumento no mês de julho de 8,62% no Henry Hub, de 8,90% no mercado europeu e de 5,61% no mercado japonês.

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 Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	ago-16		ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendências 12 meses	jul-16		ago-15	
SE	20.938,00	105,06%	-7,32%	29,29%		22.591,00	91,93%	16.195,00	91,59%
S	11.427,00	111,19%	7,85%	40,23%		10.595,00	96,49%	8.149,00	78,94%
NE	1.213,00	35,22%	-6,33%	-29,92%		1.295,00	32,76%	1.731,00	50,01%
N	1.206,00	47,09%	-33,92%	-33,26%		1.825,00	49,23%	1.807,00	76,32%
Total	34.784,00	-	-4,19%	24,75%		36.306,00	-	27.882,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, representada pelo indicador Energia Natural Afluente – ENA total recuou 4,19% no mês de agosto deste ano em comparação com o mês anterior (Tabela 4.1). Tal fato decorre do possível fim do fenômeno climático El Niño de 2015/16, responsável pela abundância de chuvas nas regiões Sul e no Sudeste, e uma seca mais severa no Nordeste e Norte do Brasil, e que vinha atuando de maneira significativa no primeiro semestre deste ano. As secas nas regiões N e NE ainda perduram e a ENA dessas regiões sofreu queda de 33,92% e 6,33%, respectivamente. A seca na

região NE ainda é mais grave, por se tratar do segundo local com maior potencial de armazenamento de todo SIN. A região SE também sofreu queda, 7,32%, porém sua ENA ainda ficou 105,06% da Média de Longo Termo – MLT. Somente a região S registrou aumento da ENA, 7,85%. Na comparação com o mês de agosto do ano passado, a ENA no SE e no S apresentou crescimento de respectivamente 29,29% e 40,23% enquanto que no NE e N foram registradas taxas negativas (-29,92% e -33,26% respectivamente). Como resultado a ENA total registrada em agosto foi 24,75% superior à verificada no mesmo mês do ano anterior.

b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendências 12 meses	jul-16	ago-15
SE/CO	34.363,16	3,37%	1,20%		33.241,33	33.956,77
S	10.216,90	1,41%	3,13%		10.075,03	9.906,95
NE	9.657,81	0,91%	4,59%		9.571,01	9.233,96
N	5.478,96	5,22%	4,63%		5.207,16	5.236,49
Total	59.716,83	2,79%	2,37%		58.094,53	58.334,17

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mensal, como demonstra a Tabela 4.2, a carga de energia aumentou em todos os subsistemas, registrando uma taxa de crescimento média de 2,79%. Na comparação anual, todos os subsistemas cresceram: SE/CO 1,20%, S 3,13%, 4,59% e N 4,63%. Ao final, a carga de energia total aumentou 2,37%, ainda na comparação anual. De acordo com o Boletim de Carga do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o desempenho da carga do SIN

tem sido fortemente impactado pela conjuntura adversa com uma conjunção de baixo crescimento econômico e incertezas ainda presentes no ambiente político. No entanto, o crescimento da carga de energia total na comparação anual pode refletir uma retomada no crescimento econômico de forma ainda gradativa. Na comparação mensal, o aumento da carga de energia pode ser explicado pela ocorrência de um maior número de dias úteis.

c) Oferta

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

		ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendências 12 meses	jul-16	ago-15
SE/CO	Hidráulica	18.047,32	-0,05%	27,75%		18.056,16	14.127,05
	Nuclear	1.990,22	29,46%	9,05%		1.537,29	1.825,01
	Térmica	4.458,62	33,04%	-33,51%		3.351,24	6.705,40
	Total	24.496,16	6,76%	8,12%		22.944,69	22.657,46
S	Hidráulica	10.477,67	3,05%	-7,30%		10.167,20	11.302,99
	Térmica	1.044,07	-0,25%	0,20%		1.046,65	1.041,94
	Eólica	479,40	-14,94%	-15,47%		563,57	567,14
	Total	12.001,14	1,90%	-7,05%		11.777,42	12.912,07
NE	Hidráulica	2.432,07	0,35%	-14,00%		2.423,51	2.828,13
	Térmica	2.045,59	6,32%	-32,03%		1.924,05	3.009,67
	Eólica	3.768,02	4,43%	49,76%		3.608,21	2.516,03
	Total	8.245,68	3,64%	-1,29%		7.955,77	8.353,83
N	Hidráulica	2.552,66	-12,09%	-30,67%		2.903,76	3.681,70
	Térmica	2.187,76	1,69%	2,40%		2.151,50	2.136,56
	Total	4.740,42	-6,23%	-18,53%		5.055,26	5.818,26
Itaipu	Hidráulica	10.280,94	-3,86%	20,86%		10.694,27	8.506,23
	Hidráulica	43.790,66	-1,03%	8,27%		44.244,90	40.446,10
	Térmica	11.726,26	17,14%	-20,33%		10.010,73	14.718,58
	Eólica	4.247,42	1,81%	37,76%		4.171,78	3.083,17
Total	Total	59.764,34	2,29%	2,60%		58.427,41	58.247,85

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A geração de energia total cresceu 2,29% (Tabela 4.3), na comparação mensal, acompanhando a mesma tendência da carga de energia (Tabela 4.2). Com a queda de ENA em todo o SIN, e como nos encontramos no período seco do SIN, a geração hidráulica recuou 1,03%. Na complementação da carga para atender ao SIN, a geração térmica atuou com cerca de 12 GWmed em termos absolutos, sendo alavancada em 17,14% na comparação mensal. Já na comparação com o mês de

agosto de 2015, a geração de energia total aumentou 2,60%. O aumento de 8,27% do despacho hidráulico e o recuo de 20,33% do despacho térmico sinalizam um ano mais abundante de precipitação e a recuperação dos reservatórios do SIN a partir da manobra operativa eficaz do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O crescimento de 37,76% da geração eólica explana a entrada em operação de novos parques no SIN.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendências 12 meses	jul-16	ago-15
S - SE/CO	1.742,57	28,30%	-42,04%		1.358,17	3.006,56
Internacional - S	42,72	-87,62%	-		345,01	0,00
N - NE	0,00	-	-100,00%		0,00	581,77
N - SE/CO	-740,11	-387,27%	-		-151,89	0,00
SE/CO - NE	1.416,46	-11,69%	563,51%		1.603,90	213,48

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

O intercâmbio de energia de S para SE/CO cresceu significativamente (28,30%) no mês de análise chegando a 1.742,57 MWmed. S importou 42,72 MWmed através de intercâmbio internacional.

Excepcionalmente, N importou 740,11 MWmed do SE/CO e não exportou energia para o NE. SE/CO também exportou energia para o subsistema NE, com o total de 1416,46 MWmed.

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

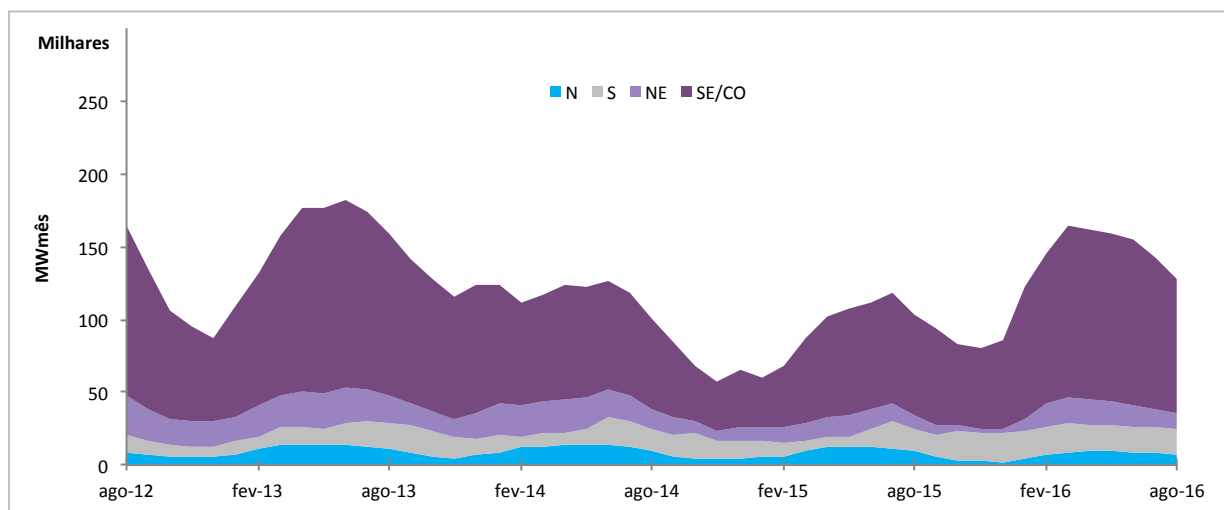
	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendências 12 meses	jul-16	ago-15
SE/CO	93.293,00	45,99%	-10,68%		104.449,00	69.255,00
S	18.003,00	90,21%	2,40%		17.581,00	15.345,00
NE	9.923,00	19,15%	-17,73%		12.061,00	9.466,00
N	7.082,00	47,09%	-13,44%		8.182,00	9.305,00
Total	128.301,00	44,29%	-9,82%		142.273,00	103.371,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O recuo da geração hidráulica em todo SIN (Tabela 4.3) não foi o suficiente para fazer frente ao recuo expressivo de ENA (Tabela 4.1) em todo SIN e, com isso, houve um deplecionamento dos reservatórios do SIN que recuaram em 9,82% na Energia Armazenada – EAR total (Tabela 4.5). Excetuando o subsistema S, que aumentou 2,40%, todos os subsistemas sofreram queda na EAR: SE/CO 10,68%, NE 17,73% e N 13,44%. Em agosto deste ano em relação ao mesmo mês do ano passado, a EAR do SIN elevou 24,12%, muito pela manobra operativa adotada pelo ONS em 2014/15. O subsistema que mais cresceu

foi SE/CO, 34,71%, o mais importante subsistema, pois é aquele que apresenta maior carga de energia e também o maior potencial de armazenamento. NE também aumentou, 4,83%, porém não foi o suficiente para diminuir a pressão sobre o subsistema, devido ao nível de 19,15% de seus reservatórios. O subsistema S apresentou um crescimento de 17,32% da sua energia armazenada, fazendo com que seus reservatórios alcançassem o nível de 90,21%. Na comparação anual, o N foi o único subsistema a apresentar declínio da energia armazenada (-23,89%).

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)*

	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendências 12 meses	mai-16	jun-15
Hidráulica > 30MW	41.184,70	-2,81%	15,15%		42.373,86	35.767,18
Térmica a Gás	3.554,42	2,09%	-52,24%		3.481,48	7.442,10
Térmica a Óleo	496,08	-1,29%	-77,31%		502,58	2.186,53
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	302,79	5,46%	-48,19%		287,13	584,47
Térmica a Carvão Mineral	1.929,55	23,24%	9,92%		1.565,72	1.755,43
Térmica Nuclear	1.594,29	-13,53%	26,62%		1.843,80	1.259,07
Total Térmica Convencional	7.877,13	2,56%	-40,45%		7.680,71	13.227,59
Total Convencional	49.061,82	-1,98%	0,14%		50.054,57	48.994,77
Eólica	3.608,61	16,60%	62,85%		3.094,78	2.215,89
Hidráulica CGH	85,66	-6,32%	6,52%		91,43	80,41
Hidráulica PCH	2.098,96	-9,47%	-14,84%		2.318,50	2.464,64
Térmica a Biomassa	3.265,59	-1,69%	-12,84%		3.321,69	3.746,77
Total Alternativa	9.058,81	2,63%	6,48%		8.826,40	8.507,71
Térmica - Outros	453,01	6,39%	5,73%		425,79	428,45
Total	58.573,65	-1,24%	1,11%		59.306,76	57.930,93

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 junho de 2016 foi de 58.573,65 MWmed. Isso representou um aumento anual de 1,11% e uma redução mensal de 1,24%.

A geração térmica convencional teve crescimento mensal de 2,56%. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, porém, a redução foi de 40,45%. Essa queda brusca foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-52,24%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-77,31%). Na comparação mensal, as térmicas a gás aumentaram sua geração em 2,09%, enquanto as térmicas a óleo apresentaram uma redução de 1,29%. A geração por térmicas nucleares caiu em relação ao mês anterior (-13,53%), porém apresentou crescimento com relação ao mesmo mês do ano passado (+26,62%).

A geração hidráulica teve um aumento de 15,15% em junho com relação ao mesmo mês de 2015. Com relação ao mês imediatamente anterior quando foi iniciado o período hidrológico seco, houve uma queda de 2,81% na geração hidráulica, bem como na geração por PCHs (-9,47%) e CGHs (-6,32%). Na comparação anual, as PCHs geraram 14,84% a menos e as CGHs geraram 6,52% a mais.

A geração por fontes alternativas teve aumento na comparação mensal de 2,63% e na comparação anual de 6,48%. A geração por térmicas a biomassa apresentou uma queda na comparação anual de 12,84% e na comparação mensal de 1,69%, apesar de estarmos no período de colheita da cana de açúcar na região sudeste². A fonte eólica por sua vez apresentou aumento em sua geração na comparação mensal (+16,60%) e na comparação anual (+62,85%).

² O período de colheita da cana de açúcar na região sudeste vai de abril a setembro.

b) Demanda

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

		jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendências 12 meses	mai-16	jun-15
Sistemas Isolados	Residencial	158,26	4,76%	-24,63%		151,07	209,98
	Industrial	15,99	0,87%	-22,57%		15,85	20,65
	Comercial	57,09	1,80%	-31,42%		56,08	83,24
	Outros	90,43	3,02%	-19,31%		87,78	112,07
	Total	321,76	3,53%	-24,46%		310,78	425,93
N	Residencial	1.065,53	4,16%	15,52%		1.022,96	922,39
	Industrial	1.711,86	-2,39%	-4,22%		1.753,80	1.787,33
	Comercial	547,60	2,40%	8,24%		534,78	505,90
	Outros	485,83	4,78%	7,38%		463,65	452,45
	Total	3.810,82	0,94%	3,89%		3.775,19	3.668,07
NE	Residencial	2.717,54	1,49%	4,17%		2.677,52	2.608,69
	Industrial	2.477,15	-1,44%	-7,69%		2.513,36	2.683,49
	Comercial	1.477,65	0,97%	3,06%		1.463,51	1.433,79
	Outros	1.640,76	1,98%	6,88%		1.608,88	1.535,15
	Total	8.313,11	0,60%	0,63%		8.263,27	8.261,11
SE/CO	Residencial	8.380,06	-1,66%	2,12%		8.521,48	8.206,47
	Industrial	11.163,44	3,61%	-2,85%		10.774,07	11.491,26
	Comercial	5.912,91	-5,27%	-1,64%		6.241,99	6.011,49
	Outros	4.571,26	-0,06%	4,54%		4.573,98	4.372,79
	Total	30.027,66	-0,28%	-0,18%		30.111,52	30.082,01
S	Residencial	2.338,10	1,93%	5,62%		2.293,85	2.213,79
	Industrial	3.592,54	3,35%	-1,73%		3.476,07	3.655,62
	Comercial	1.503,93	-7,94%	-7,90%		1.633,65	1.632,87
	Outros	1.722,42	0,82%	3,74%		1.708,38	1.660,36
	Total	9.156,99	0,49%	-0,06%		9.111,96	9.162,65
Total	Residencial	14.659,48	-0,05%	3,52%		14.666,88	14.161,32
	Industrial	18.960,98	2,31%	-3,45%		18.533,15	19.638,34
	Comercial	9.499,18	-4,34%	-1,74%		9.930,02	9.667,29
	Outros	8.510,70	0,81%	4,65%		8.442,67	8.132,82
	Total	51.630,34	0,11%	0,06%		51.572,71	51.599,77

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 junho de 2016 foi de 51.630,34 MWmed. O consumo de energia se manteve relativamente estável na comparação mensal (+0,11%) e na comparação anual (+0,06%). Todos os subsistemas apresentaram taxa de crescimento para o consumo de energia abaixo de 1% na comparação mensal, com exceção do SE/CO que registrou uma pequena redução de 0,28%. Já na comparação anual, somente no subsistema N houve crescimento significativo do consumo de energia (+3,89%). O consumo nos sistemas isolados cresceu 3,53% em relação ao mês anterior e caiu 24,46% em relação ao mesmo mês do ano passado.

O consumo residencial no país, que representou 28,39% do consumo total, se manteve estável com relação ao mês de maio ao passo que apresentou um aumento

de 3,52% na comparação anual. N, NE e S tiveram o consumo residencial alavancados com relação ao mês anterior, somente SE/CO registrou queda.

O consumo de energia do setor comercial diminuiu na comparação mensal (-4,34%) e na comparação anual (-1,74%). Este setor apresentou redução do consumo em relação ao mês de maio nos subsistemas SE/CO e S, enquanto que nos subsistemas N e NE houve ascensão do consumo de energia.

A indústria registrou aumento no consumo de 2,31% na comparação mensal e queda de 3,45% na comparação anual, tendência que se repetiu nos subsistemas SE/CO, S e Sistemas Isolados. Já, no NE e no N, o consumo de energia da indústria além de ter recuado na comparação com o mesmo mês do ano de 2015, foram verificadas

quedas de respectivamente 1,44% e 2,39% com relação a maio. Segundo a Sondagem Industrial do IBRE/FGV³, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) passou de 79,2 para 81,9 pontos de maio para junho registrando o maior resultado desde março de 2015. O Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) com relação ao mês anterior se manteve relativamente estável passando de 73,8% para 73,9%.

O consumo industrial no mercado livre cresceu 2,85% em relação ao mês anterior e 13,28% com relação a junho do ano anterior. Na comparação mensal, os setores Extração de Minerais Metálicos, Transporte, Bebidas, Saneamento e Telecomunicações apresentaram queda do 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)

	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendências 12 meses	mai-16	jun-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3.357,54	2,95%	18,06%		3.261,30	2.844,04
Químicos	1.715,18	0,99%	12,93%		1.698,35	1.518,79
Madeira, Papel e Celulose	1.061,87	4,89%	13,56%		1.012,38	935,10
Minerais Não Metálicos	971,34	1,38%	9,20%		958,14	889,52
Alimentícios	989,81	8,13%	22,77%		915,40	806,22
Manufaturados Diversos	973,53	6,63%	24,28%		913,01	783,31
Extração de Minerais Metálicos	631,42	-10,49%	-17,25%		705,42	763,05
Serviços	544,98	7,37%	9,89%		507,55	495,94
Veículos	552,68	7,33%	14,42%		514,95	483,01
Têxteis	448,64	5,21%	9,26%		426,41	410,61
Comércio	293,78	3,39%	35,11%		284,16	217,45
Transporte	188,53	-2,28%	-3,86%		192,92	196,10
Bebidas	133,59	-1,08%	16,75%		135,05	114,42
Saneamento	118,75	-0,52%	9,10%		119,37	108,85
Telecomunicações	94,43	-3,12%	0,85%		97,47	93,64
Total Geral	12.076,07	2,85%	13,28%		11.741,87	10.660,03

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 42.703,90 MWmed em junho de 2016, o que representou uma queda de 3,07% na comparação mensal e um aumento de 13,23% na comparação anual.

A garantia física para o mês em questão foi estimada em 52.483,16 MWmed, um valor 5,79% maior que o do mês anterior e 10,43% maior do que o do mesmo mês do ano anterior.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 81,4%, registrando um aumento de 2,54% no ano e queda de 8,37% no mês.

A liquidação financeira referente a junho de 2016 foi realizada no mês de agosto e movimentou R\$ 570 milhões dos R\$ 2,53 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 390 milhões integram a quantia remanescente do acordo de parcelamento do GSF, R\$ 430 milhões representam outros valores em aberto da liquidação (inadimplência) e o 1,14 bilhão restante está relacionado com liminares de GSF ainda vigentes. Somados os montantes financeiros pagos nas cinco liquidações deste ano, já foram quitados R\$ 2,66 bilhões o que equivale a 87% do montante dos valores da repactuação do risco hidrológico (GSF - Generator Scaling Factor).

A liquidação de julho estava prevista para ocorrer no dia 6 de setembro.

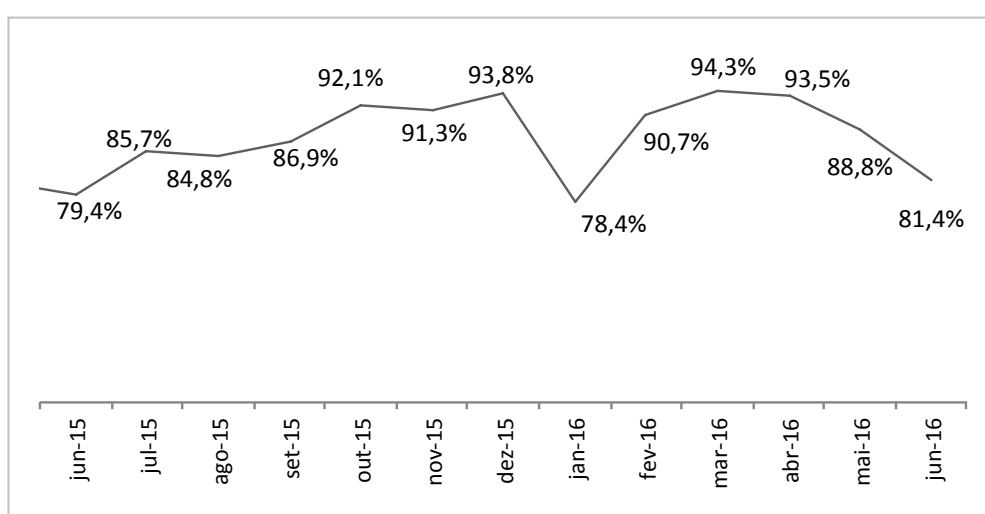
³ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Junho/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendências 12 meses	mai-16	jun-15
Energia Gerada (MWmed)	42.703,90	-3,07%	13,23%		44.055,52	37.713,82
Garantia Física (MWmed)	52.483,16	5,79%	10,43%		49.612,48	47.526,29
Geração/Garantia Física	0,814	-8,37%	2,54%		0,888	0,794

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 junho de 2016, o PLD médio mensal apresentou redução nos subsistemas SE/CO e S e crescimento nos subsistemas NE e N na comparação com o mês anterior.

Nos subsistemas SE/CO a queda foi de 19,52% e o valor atingiu os R\$ 61,32/MWh. No S também foi

registrado um declive (-25,33%) e o PLD chegou a R\$ 56,13/MWh. Por outro lado, nos subsistemas N e NE houve crescimento (14,48% e 11,42%) fazendo com o PLD alcançasse respectivamente R\$ 102,22/MWh e R\$ 118,60/MWh.

Na comparação anual, todos apresentaram quedas: SE/CO teve redução de 84,89%, N teve redução de 74,80%, NE de 70,77% e S de 86,16%.

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

	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendências 12 meses	mai-16	jun-15
SE/CO	61,32	-19,52%	-84,89%		76,20	405,69
S	56,13	-25,33%	-86,16%		75,17	405,69
NE	118,60	11,42%	-70,77%		106,44	405,69
N	102,22	14,48%	-74,80%		89,29	405,69

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (Elektro) teve um reajuste tarifário de -15,02% na alta tensão e -12,28% na baixa tensão, o que teve um efeito médio de -13,40% nas tarifas. A distribuidora atende a 2,5 milhões de unidades consumidoras localizadas em municípios do estado de São Paulo e do Mato Grosso do Sul.

A Companhia Energética do Maranhão (Cemar) teve reajuste de 8,28% na alta tensão e 8,23% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 8,24% nas tarifas. A distribuidora atende a 2,3 milhões de unidades consumidoras localizadas no estado do Maranhão.

A Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A – EPB que atende 1,3 milhão de unidades consumidoras no estado da Paraíba apresentou um reajuste tarifário médio de 5,13%. Já as 35.927 unidades consumidoras em municípios de Santa Catarina atendidas pela Cooperativa Aliança (COOPERALIANÇA) terão suas tarifas reajustadas a uma taxa de -6,18%.

Ocorreu também no período a revisão tarifária periódica (que ocorre em geral a cada quatro anos) de quatro distribuidoras. O Índice médio de Revisão Tarifária entre a alta e a baixa tensão foi de: -4,16% para a Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), -4,80% para a Iguaçu Distribuição de Energia Elétrica (IGUAÇU ENERGIA), -6,23% para a Empresa Força e Luz Urussanga (EFLUL) e -1,76% para a Força e Luz João Cesa (JOÃO CESA).

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	SP	-13,40%	27/08/2016 a 26/08/2017
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão S.A.	MA	8,24%	28/08/2016 a 27/08/2016
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	PB	5,13%	28/08/2016 a 27/08/2017
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	-6,18%	29/08/2016 a 28/08/2018

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisão Tarifária Periódica (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	SC	-4,16%	22/08/16
IGUAÇU ENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	-4,80%	29/08/16
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	SC	-6,23%	29/08/16
JOÃO CESA	Força e Luz João Cesa Ltda	SC	-1,76%	29/08/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Tabela 4.13: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	28/09/16
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	29/09/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

e) Leilões

Para 2016, estão previstos dois Leilões de Energia de Reserva.

O 1º Leilão de Reserva de 2016 está marcado para 23 de setembro e tem como objetivo contratar energia proveniente de Centrais de Geração Hidrelétrica - CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH com prazo de suprimento de 30 anos e data para início do fornecimento em 1º de março de 2020. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) registrou 133 projetos para o Leilão, distribuídos por 15 estados, que somam uma potência habilitável superior a 39.917 MW. O preço inicial do produto por quantidade para fonte hidrelétrica é de R\$ 248,00/MWh.

O 2º Leilão de Reserva de 2016 visa a contratação de energia solar fotovoltaica e eólica e está previsto para 16 de dezembro. As duas fontes terão prazo de suprimento de 20 anos e data para início do fornecimento em 1º de julho de 2019. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) registrou 1.260 projetos para o Leilão, distribuídos por 14 estados, que somam uma potência habilitável de 35.147 MW.

Além disso, a segunda fase do Leilão de Transmissão 013/2015 está prevista para 28 de outubro e contará com a licitação de 25 lotes de empreendimentos localizados nos estados: Bahia, Ceará, Goiás, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte. A primeira fase foi realizada em 13 de abril e foram contratados apenas 14 dos 24 lotes oferecidos.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural (Consultas de Interesse e Consultas Públicas)	Objeto	ANP - Consulta de Interesse 2016	
	Descrição	Consulta de Interesse em áreas para o exercício da atividade de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) no Brasil	
	Etapas		Data
	Consulta aos dados para Manifestação de interesse		14/12/2016 (prazo final para consulta aos dados)
	Manifestação de interesse pelas áreas		20/12/16
	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 17/2016	
	Descrição	Divulgar a proposta de Resolução que visa tornar público os procedimentos para a reversão das medidas cautelares aplicadas pela ANP e por órgãos conveniados e obter subsídios para sua redação final	
	Etapas		Data
	Consulta Pública		18/10/2016 (prazo final para colaboração)
	Audiência Pública		18/11/16
	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 16/2016	
	Descrição	Obter subsídios para a redação final da Resolução que regulamenta o Padrão ANP10 de entrega de dados referentes à Pasta de Poço (PP) de petróleo e gás natural.	
	Etapas		Data
	Consulta Pública		15/11/2016 (prazo final para colaboração)
	Audiência Pública		24/11/16
Setor Elétrico (Leilões do ACR)	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 15/2016	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a resolução que regulamenta os procedimentos a serem adotados nas cessões dos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, sob o regime de concessão ou de partilha de produção.	
	Etapas		Data
	Consulta Pública		31/10/2016 (prazo final para colaboração)
	Audiência Pública		17/11/16
	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 14/2016	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a aplicação de metodologias de cálculo das Parcelas do Preço referente ao Transporte que devem constar dos contratos de compra e venda de gás natural.	
	Etapas		Data
	Consulta Pública		13/10/2016 (prazo final para colaboração)
Setor Elétrico (Leilões do ACR)	Objeto	2o Leilão de Energia de Reserva	
	Descrição	Contratação de energia solar fotovoltaica e eólica. As duas fontes terão prazo de suprimento de 20 anos e data para início do fornecimento em 1º de julho de 2019.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		Não divulgado
	Realização		16/12/2016 (previsto)
	Objeto	Leilão de Transmissão de Energia Elétrica	
Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Descrição	Concessão de serviço público de transmissão, 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		03/08/16
	Realização		28/10/16
Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 007/2016	
	Descrição	Obter subsídios sobre a avaliação da necessidade de representar a reserva operativa nos modelos computacionais utilizados para o planejamento e programação de despacho eletroenergético e para a formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		28/09/16



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:

