



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR **ENERGÉTICO**

OUTUBRO • 2016

10

OPINIÃO

Claudia Rabello

Flexibilização de monopólio 1 e 2

Suzana Kahn

Caminhos da Oferta e Demanda de
Energia ao longo do século XXI

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

Cynthia Silveira

Goret Pereira Paulo

Ieda Gomes - Gás

Milas Evangelista de Souza – Biocombustíveis

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Olga Simbalista

Otavio Mielnik

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	
Flexibilização de monopólio 1 e 2.....	04
▷ Caminhos da Oferta e Demanda de Energia ao longo do século XXI	08
▷ Petróleo.....	11
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	11
Derivados do Petróleo	14
▷ Gás Natural.....	16
Produção e Importação	16
Consumo.....	18
Preços	20
▷ Setor Elétrico.....	22
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	22
Demanda	23
Oferta.....	23
Intercâmbio de Energia Elétrica	24
Estoque	24
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	26
Demanda	27
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	28
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	29
Tarifas de Energia Elétrica.....	30
Leilões.....	31
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	32



OPINIÃO

FLEXIBILIZAÇÃO DE MONOPÓLIO 1 E 2

Claudia Rabello

CEO da OGE óleo . gás . energia

FLEXIBILIZAÇÃO DE MONOPÓLIO 1

Em 1998, quando entrei para a indústria do petróleo, o Brasil tinha recém flexibilizado o monopólio da Petrobras para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e estava às voltas com a regulamentação e experimentação desse novo modelo.

O otimismo era imenso e os investimentos logo inundaram a indústria brasileira de petróleo. A primeira rodada de licitações de blocos exploratórios realizada no Brasil, em 1999, teve 42 empresas participantes. O

barril do petróleo estava em torno de US\$ 30 e os custos operacionais eram muito reduzidos em comparação com os atuais.

Flexibilizar o monopólio não foi fácil, parte da sociedade e algumas representações de classes eram contrárias por recearem impactos na soberania do país e nas finanças da Petrobras.

O que assistimos em seguida foi o início de um ciclo virtuoso.

A indústria de óleo e gás se desenvolveu, o número de empresas cresceu em equilíbrio entre nacionais e estrangeiras, as empresas fornecedoras de bens e serviços se fortaleceram, a criação de emprego se multiplicou e, por conseqüente, a geração de renda também.

Junte-se a isso o aumento das descobertas de hidrocarbonetos, de reserva e de produção do País. Desde a primeira licitação, o crescimento da indústria e a participação do setor de petróleo no PIB nacional chegaram a quadruplicar.

A arrecadação de royalties deu um salto de 1 bilhão em 1999 e chegou a atingir mais de 18 bilhões em 2014 e as participações especiais chegaram a mais de 16 bilhões.

Isso é transformar potencial em riqueza para os brasileiros.

E, ao contrário do que alguns temiam, o lucro da Petrobras aumentou e o valor da empresa deu um salto após a flexibilização do monopólio.

Mas a maior recompensa pelos investimentos feitos na indústria do petróleo e gás no Brasil foi a descoberta do pré-sal. Uma área que representa apenas 2% das bacias sedimentares brasileiras, mas, no entanto, apresenta baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de hidrocarbonetos, o que levou o governo a dar um tratamento regulatório diferenciado.

Devido às discussões acerca do arcabouço regulatório para o polígono do pré-sal, houve uma interrupção no ciclo virtuoso. Até 2008 as rodadas de licitações da ANP mantiveram periodicidade anual, no entanto, em função do anúncio da descoberta do pré-sal, a 9ª rodada (2007) teve blocos retirados praticamente às vésperas do leilão e a 10ª Rodada (2008) só teve áreas em terra.

Apenas em 2013 o Brasil retomou a realização de Rodadas de Licitações com um leilão que atendeu a uma demanda represada por novas oportunidades exploratórias e foi o mais bem-sucedido da história, a 11ª Rodada de Licitações. Os leilões são a mola propulsora de toda a cadeia produtiva do setor e, naquele momento, o ânimo das empresas para investimentos voltou a crescer.

No mesmo ano foram feitas a 12ª Rodada de Licitações com foco em áreas terrestres com potencial para gás natural e a 1ª Licitação de Partilha de Produção (Libra) no pré-sal.

Em 2014 não houve licitações e em 2015 a ANP realizou a 13ª Rodada, no entanto, foi desfavorecida pelas condições de contorno e não atraiu investimentos relevantes para o País.

Hoje, percebemos que o ciclo da indústria do petróleo no Brasil sinalizou que voltaria a girar em ritmo adequado, mas ainda é preciso trilhar um longo caminho até voltar ao ciclo virtuoso vivido entre 1998 e 2006.

E quem vai pavimentar essa estrada é uma regulação favorável à atração de investimentos, a começar pelo fim da operação única da Petrobras no polígono do pré-sal.

FLEXIBILIZAÇÃO DE MONOPÓLIO 2

Em 2016, quando o CNPE, ANP e eu completamos maioria na indústria do petróleo, estamos vivenciando a segunda flexibilização do monopólio da Petrobras, agora no pré-sal.

Quando foi criado o arcabouço regulatório para o pré-sal e definida a operação única da Petrobras não se considerou a possibilidade de tal orientação virar um gargalo para o desenvolvimento das atividades no polígono, mas foi exatamente o que aconteceu.

Prejudicada por desvios de dinheiro em esquema de corrupção que trouxe consequências desastrosas para a empresa (incluindo a queda vertiginosa do valor da empresa), sua atual capacidade de investimentos não acompanha o ritmo de desenvolvimento das atividades no polígono.

Nesse contexto, a flexibilização do monopólio da Petrobras na operação do pré-sal e a isenção de obrigatoriedade de deter o mínimo de 30% nos contratos de partilha de produção, são estímulos importantes para a retomada do ciclo virtuoso da indústria.

O aumento das atividades no polígono do pré-sal e do volume de demanda por bens e serviços impulsionarão a indústria de tal forma que o impacto abrangerá o País de forma ampla, incluindo as áreas do pós-sal, onde há mais de 7.3 milhões de km² de áreas ávidas por investimentos que levem ao aumento das reservas, da produção e ao desenvolvimento econômico e social. E não devemos esquecer o que ainda pode vir de reservatórios não convencionais nesse imenso território brasileiro.

Embora as energias renováveis estejam se desenvolvendo rapidamente, as nossas reservas de hidrocarboneto ainda são uma grande riqueza; o Brasil não tem tempo a perder.

O Conselho Federal da Alemanha (Bundestrat) - órgão responsável pelas leis federais e matérias relativas à União Europeia, aprovou resolução pedindo que até 2030 o País deixe de fabricar carros com motores a gasolina ou diesel e que sejam revistas as vantagens fiscais para veículos a diesel.

Para não perder a oportunidade de transformar o potencial petrolífero em realidade e riqueza, o Brasil deve tomar medidas de forma a fazer com que os investimentos na indústria sejam capazes de girar o novo ciclo e para isso é preciso aumentar a atratividade da indústria brasileira do petróleo.

O fim da operação única no pré-sal é uma das medidas de aprimoramento regulatório necessárias, mas urgem inúmeras outras iniciativas com vistas ao aumento da competitividade, tais como:

- Realização de rodadas de licitações anuais, de forma que as petroleiras possam provisionar os investimentos e as fornecedoras possam se preparar para demanda regular;
- Aprimoramento da política de conteúdo local, inclusive a exclusão do percentual de conteúdo local dos fatores de oferta nos leilões;
- Melhor aproveitamento das nomeações de áreas feitas pelas empresas indicando prospectos de interesse para inclusão nos leilões;
- Aprimoramento do processo de licenciamento ambiental;
- Maior estabilidade nos termos dos contratos de E&P evitando discussões açodadas às vésperas dos leilões, principalmente sobre temas sensíveis tais como individualização da produção, dentre outros;

- Política fiscal e tributária que tragam maior segurança de investimentos;
- Fomento ao desenvolvimento de infraestrutura para escoar a produção; e
- Questões menores, mas de impacto importante na atratividade, incluindo aquelas de interesse para empresas de pequeno e médio porte.

E por falar nas pequenas e médias, o CNPE publicou em 2013 resolução para fomentar a atividade de empresas independentes na indústria brasileira de O&G, no entanto, ainda não há regulamentação pertinente.

A ANP realizou até hoje 3 licitações de áreas com acumulações marginais e deverá realizar a 4ª licitação no primeiro semestre de 2017.

O resultado das atividades não foi o esperado; não só porque as áreas não eram economicamente interessantes, mas também por aspectos relacionados à regulação, à infraestrutura e às práticas de mercado.

Tais empresas têm operação enxuta e o custo administrativo dos contratos é alto, considerando-se que as exigências regulatórias previstas nos contratos não diferem tanto das exigências feitas às grandes empresas, que operam em bacias marítimas de alto potencial.

Em outros países como Canadá e EUA o segmento das independentes tem os processos simplificados (desde a outorga até a comercialização), o que torna as atividades atrativas e economicamente viáveis, resultando em custos de produção representativos para os Países.

Adicionalmente, há que se considerar a dificuldade de escoamento, de separação óleo/água e de refino do petróleo bruto, o qual acaba sendo vendido quase na totalidade para um único comprador. Temos então um mercado monopsonio que, como se sabe, não é saudável para o desenvolvimento de uma indústria.

Bem, os focos desse artigo são a flexibilização do monopólio 1 e 2, ou seja, as atividades de E&P no Brasil e a operação única da Petrobras no pré-sal.

Deixemos então a flexibilização do “monopólio 3” para artigo futuro sobre a necessidade de eliminar os gargalos de desenvolvimento da indústria de independentes.

Bem, para concluir, já que falei sobre o desejo de que o Brasil retorne ao ciclo virtuoso de anos passados, menciono agora outro ciclo, o famoso PDCA (plan, do, check, act). Todo processo é dinâmico e demanda

ajustes ao longo de sua execução; reconhecer a necessidade de aprimoramentos é o primeiro passo para o sucesso.

O modelo de concessões de E&P no Brasil já completou a maior idade; é hora (na verdade já passou da hora) de analisar resultados para comemorar as vitórias sem, no entanto, deixar de mensurar os riscos e enxergar as ameaças e fraquezas da indústria brasileira de O&G. Só assim será possível corrigir rumos em prol da competitividade e não perder as oportunidades de desenvolvimento econômico que esse país tão rico em recursos naturais nos apresenta.

Claudia Rabello é pós-graduada em gestão de petróleo e gás na Coppe/UFRJ, fez MBA em administração e marketing no Ibmec/RJ e se graduou na PUC/RJ.

Em 2014 participou de programa de alta performance em liderança, da Fundação Dom Cabral.

Iniciou as atividades profissionais no setor de óleo e gás em 1998, por meio do Grupo Expetro (consultoria multidisciplinar) e em 2004 foi contratada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Em 2013, como superintendente de promoção de licitações da agência reguladora, foi responsável pela coordenação das três rodadas de licitações promovidas naquele ano: a 11ª Rodada de blocos exploratórios, a 12ª Rodada de blocos terrestres com foco em gás natural e a Primeira Licitação de Partilha de Produção (Libra).

Com 18 anos de atuação na indústria de O&G, dos quais 11 na ANP, deixou a agência em junho de 2015 e criou a OGE óleo . gás . energia, empresa de consultoria com foco em assuntos regulatórios e relações governamentais.



Com base em sua formação e na experiência adquirida nos anos em que trabalhou com questões regulatórias - incluindo elaboração dos editais e de contratos de concessão e partilha, assessora empresas que atuam na indústria brasileira de O&G e também auxilia governos de diferentes países no aprimoramento do arcabouço regulatório.

É professora do MBP (pós-graduação em gestão de petróleo e gás) da Coppe/UFRJ e consultora do núcleo de óleo e gás do Sebrae.



CAMINHOS DA OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA AO LONGO DO SÉCULO XXI

Suzana Kahn

Professora da COPPE / UFRJ e Coordenadora do Fundo Verde UFRJ

Se tem um fato que é incontestável, é o de que a demanda de energia para atender as necessidades do desenvolvimento econômico e social é crescente e de que as restrições ambientais são igualmente crescentes limitando a participação de algumas fontes de energia convencionais. Um grande impulso a alternativas às fontes de energia de origem fóssil se deu em função de um dos maiores desafios do Século XXI que é o enfrentamento às mudanças climáticas. Os recentes estudos internacionais, notadamente os relatórios produzidos pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas - IPCC, sigla em inglês, comprovam o reconhecimento da

participação humana no aquecimento global, sendo a queima de combustíveis fósseis a principal fonte do fenômeno. Com isso, a influência das atividades humanas no aumento de temperatura do planeta é praticamente inequívoca.

Esta evidência científica juntamente com o avanço das negociações climáticas, culminando com o acordo global do clima obtido na Vigésima Primeira Conferência das Partes das Nações Unidas - COP21 ocorrida em dezembro de 2015 em Paris, fizeram com que a "descarbonização" da matriz energética se tornasse de extrema relevância para o mundo. Como o uso de energia fóssil é o que mais contribui para a intensificação do aquecimento global, a redução deste uso é um dos maiores desafios que a humanidade terá que enfrentar, caso não queira se arriscar às consequências do aumento da temperatura global. O uso intenso e progressivo destes combustíveis poderá levar o planeta a uma mudança nos padrões climáticos com danos imprevisíveis para seus habitantes. Portanto, já que cerca de 80% do aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE) se devem à queima de combustíveis fósseis, a questão do aquecimento global se torna um problema energético.

A meta de longo prazo acordada nas conferências climáticas é de não superar, no final deste século, os 2° Celsius de aumento de temperatura em relação aos níveis pré-industriais. Para tanto, as medidas a serem tomadas por todos os países serão drásticas e envolvem basicamente a alteração das respectivas matrizes energéticas.

Assim sendo, os caminhos para expandir a oferta mundial de energia focarão no aumento do emprego de fontes de energia renovável, que por sua vez implicarão em mudanças em relação a investimentos, já que será necessário aportar recursos em pesquisa e desenvolvimento em tecnologia e infraestrutura. Uma alternativa às renováveis, seria a de captura e sequestro do carbono emitido para atmosfera, porém esta é ainda uma tecnologia pouco competitiva e incerta quanto a sua efetividade.

De acordo com os últimos relatórios do IPCC, as renováveis poderão colaborar com 1/3 da redução das emissões de GEE até 2050. Adicionalmente, as renováveis ajudam a diversificar os portfólios de suprimento de energia aumentando a segurança energética de cada nação e reduzindo a vulnerabilidade às variações econômicas das fontes de energia fóssil.

A biomassa é, dentre as renováveis, a que tem a maior participação na oferta mundial de energia, cerca de 10%, apesar de grande parte disto não ser ambientalmente desejável pois inclui o uso de queima de lenha e madeira para aquecimento e cocção, o que traz enormes danos à saúde. Mas é a geração de energia solar que tem recebido maiores investimentos globais, seguida da energia eólica.

No entanto, a redução das emissões de GEE no setor energético não se restringe à expansão da oferta de renováveis. Ações do lado da demanda, como mudança comportamental e aumento de eficiência energética têm um papel fundamental. Uma forma de aumentar a conscientização da sociedade em relação ao uso mais racional da energia é através do apoio à geração distribuída, que tem também como

vantagem adicional a redução no investimento na expansão da rede, estimulando a geração na ponta. Esta nova concepção chamada de Redes Elétricas Inteligentes possibilita a participação do usuário final no gerenciamento do consumo de energia. As redes inteligentes se baseiam fortemente na tecnologia da informação e automação para o monitoramento e controle da rede elétrica permitindo a otimização da rede de forma bem mais eficiente. Juntamente com a rede inteligente, equipamentos eletrônicos também com inteligência tem um enorme potencial de reduzir a demanda por aumento de geração de energia.

A eólica, com participação crescente no Brasil, ainda tem muito espaço para expansão, sobretudo se considerarmos a eólica "off shore", onde o Brasil pode apresentar vantagens competitivas. A maior motivação para isto é o maior aproveitamento do recurso "vento" e menores impactos ambientais que as unidades em terra apresentam, principalmente os conflitos com os outros usos da terra. A energia fotovoltaica (FV), inexpressiva no Brasil, vem experimentando um forte progresso tecnológico no mundo nos últimos anos. Este desenvolvimento é reflexo do crescimento exponencial dos volumes de produção e instalação FV e na queda do custo desta fonte. Os custos de geração FV vêm se reduzindo de forma acentuada, ao passo que o custo marginal de expansão de fontes tradicionais é crescente. Em algum momento estas curvas irão se cruzar.

De um modo geral, o maior potencial de renováveis se encontra nos países em desenvolvimento, o que mostra uma oportunidade importante para estes países, seja na geração de emprego e renda, seja no aumento de sua competitividade em uma economia de baixo carbono.

Como qualquer nova opção, é necessário que haja mecanismos de incentivo, diretos ou indiretos ou ainda combinação de ambos. Os mecanismos diretos compreendem medidas de incentivo imediato à promoção de fontes renováveis e/ou geração distribuída e os indiretos procuram melhorar as

condições de infraestrutura física e financeira, tais como apoio a investimento com taxas de juros diferenciadas com empréstimos mais acessíveis e medidas regulatórias como taxas ambientais ou padrões de emissão. A criação de arcabouço legal e regulatório é portanto fundamental.

Como a direção do caminho já está dada e não podemos abrir mão de sustentabilidade econômica é importante acelerar a curva de aprendizagem das novas tecnologias proporcionando assim uma redução de custo de modo a que se situem no mesmo patamar de competitividade com as fontes convencionais.

Suzana Kahn Ribeiro é Graduada em Engenharia Mecânica, Mestre em Programa de Planejamento Energético e DSc em Engenharia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1995).

Atuação:

- Professora da COPPE / UFRJ
- Coordenadora do Fundo Verde UFRJ
- Consultora "ad hoc" para o Conselho de Pesquisa e Desenvolvimento do Brasil
- Presidente do Comitê Científico do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas.
- Membro do conselho da Bolsa de Ativos Ambientais do Rio de Janeiro (BVRio)
- Membro do conselho do instituto de desenvolvimento e gestão (IDG)

Ela também foi Subsecretaria de Economia Verde do Governo do Estado do Rio de Janeiro no período 2010-2013, também trabalhou no Governo Federal como Secretária Nacional de Mudanças Climáticas do Ministério do Meio Ambiente de 2008 a 2010. Entre 2008 e 2015, foi vice presidente do grupo de mitigação do IPCC - Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas.



Tem publicado vários artigos e teses na área de: planejamento de transporte, mobilidade sustentável, energia renovável, mudança climática e cidades e meio ambiente.



PETRÓLEO

Julia Febraro

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de agosto de 2016 apresentou crescimento de 1,08% da produção em relação ao mês anterior e crescimento de 2,43% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em agosto foi de 2.695 mil barris, 1% superior à produção de julho, que foi de 2.666 mil bbl/dia, e 1,5% superior à de agosto de 2015 (Tabela 2.1).

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

sendo 28,6% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ\text{API}$), 44,5% óleo médio ($\geq 22\text{ API e } < 31\text{ API}$) e 26,8% óleo pesado ($< 22\text{ API}$), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em agosto foram Lula (17,4 Mmmbbl), Roncador (8,10 Mmmbbl), Sapinhoá (6,72 Mmmbbl), Jubarte (6,48 Mmmbbl) e Marlim Sul (5,19 Mmmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Argonauta da Shell (16º maior produtor), Peregrino da Statoil (8º) e Frade da Chevron (19º) produziram respectivamente 0,84 Mmmbbl, 2,04 Mmmbbl e 0,66 Mmmbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 65 poços, foi de 1.099,3 Mmmbbl/d de petróleo e 42,2 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.364,9 Mboe/d. Houve um aumento de 3,6% em relação ao mês anterior.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

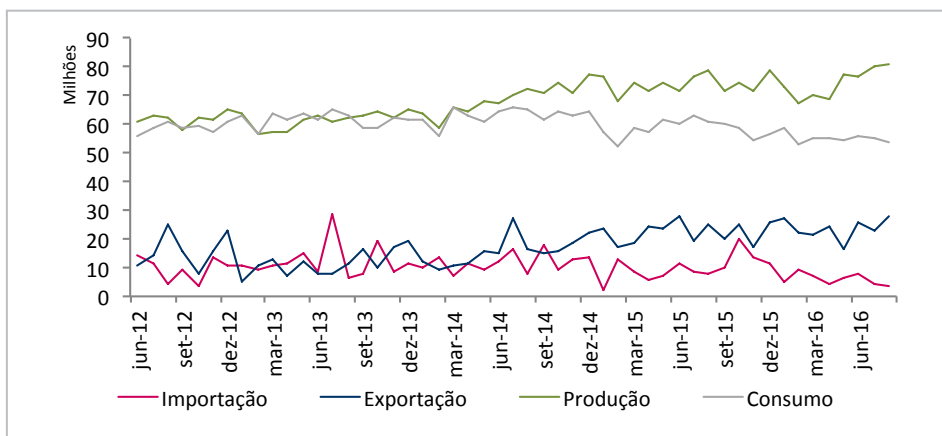
Agregado	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendência 12 meses	jul-16	ago-15
Produção	80.871.171	1,08%	2,43%		80.007.018	78.953.551
Consumo Interno	53.838.436	-1,82%	-11,92%		54.837.003	61.126.724
Importação	3.560.318	-13,01%	-54,99%		4.092.573	7.910.318
Exportação	28.009.524	22,51%	10,42%		22.863.482	25.366.305

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, reduziu 1,82% em agosto, na comparação com o mês anterior, e também foi inferior em 11,92% na comparação anual. Nas comparações

mensal e anual, as importações apresentaram queda, de 13,01% e 54,99%, respectivamente. Já as exportações cresceram nas comparações mensal (22,51%) e anual (10,42%). (Gráfico 2.1).

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

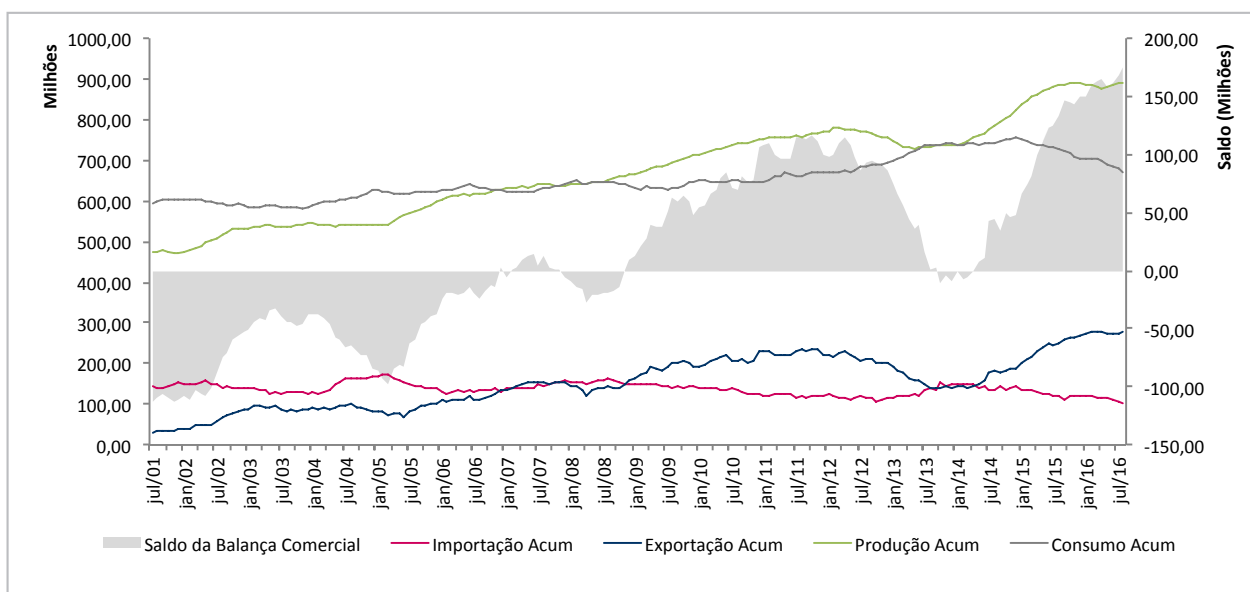


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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 175,2 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 verificado no mês de agosto no país foi puxado, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por aproximadamente 70% do crescimento na produção no mês, em torno de 608 mil barris. Além do Rio de

Janeiro, o estado do Espírito Santo também contribuiu com aproximadamente 55% (480 mil barris) do aumento mensal da produção nacional, que foi de 864 mil barris, aproximadamente. (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

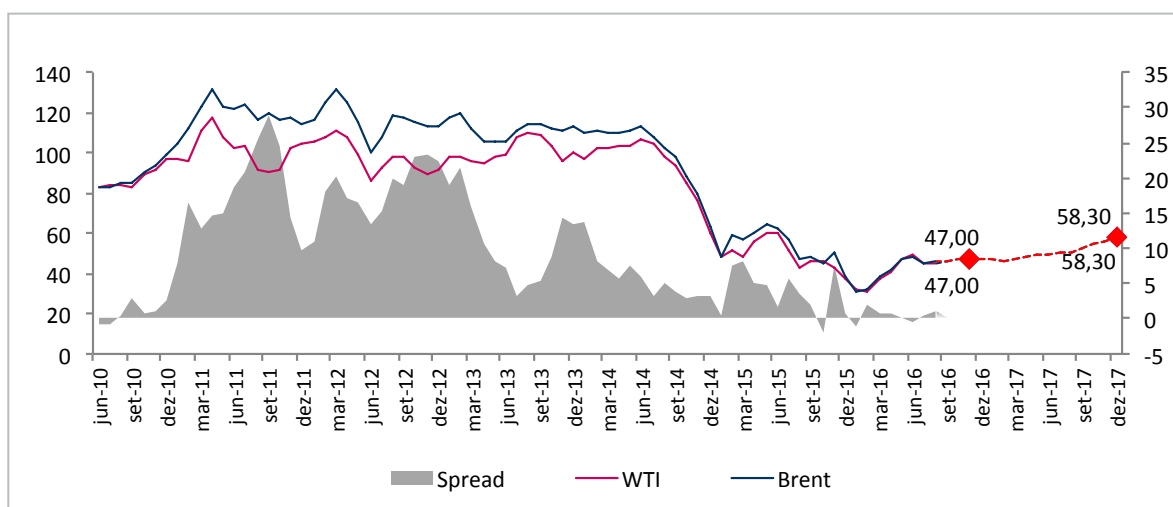
UF	Localização	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendência 12 meses	jul-16	ago-15
AL	Onshore	107.418	-12,76%	-28,87%		123.131	151.009
	Offshore	6.242	56,24%	-30,73%		3.995	9.011
AM	Onshore	722.293	-0,39%	-11,46%		725.095	815.817
BA	Onshore	1.065.159	-4,47%	-9,39%		1.114.985	1.175.606
	Offshore	24.446	2,62%	59,03%		23.821	15.372
CE	Onshore	43.896	-10,36%	-7,15%		48.970	47.274
	Offshore	164.505	-1,38%	0,28%		166.805	164.049
ES	Onshore	377.347	-3,04%	-11,20%		389.184	424.927
	Offshore	12.617.888	3,96%	-1,40%		12.137.123	12.796.565
MA	Onshore	1.310	-25,90%	512,29%		1.768	214
RJ	Offshore	54.516.324	1,13%	4,33%		53.908.216	52.254.392
RN	Onshore	1.552.868	0,09%	1,81%		1.551.447	1.525.334
	Offshore	191.452	4,36%	-13,59%		183.456	221.572
SP	Offshore	8.585.195	-1,39%	2,37%		8.705.794	8.386.364
SE	Onshore	651.741	-4,57%	-15,37%		682.937	770.123
	Offshore	243.086	1,16%	24,07%		240.290	195.921
Total		80.871.171	1,08%	2,43%		80.007.018	78.953.551

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 cresceu menos de US\$ 1/b em relação à média de

julho, alcançando US\$ 45,84/b. Após a queda de mais de US\$ 3/b no mês anterior, a média voltou a crescer em agosto.

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 julho de 2016, em agosto houve queda na produção de gasolina e de QAV, enquanto as produções de diesel, GLP e óleo combustível apresentaram aumento. (Tabela 2.3). Na comparação anual, os

derivados que apresentaram variação positiva foram a gasolina (5,70%), o GLP (2,99%) e o QAV (3,56%). Ainda nesta comparação, o derivado óleo combustível foi o que apresentou maior queda, de 24,04% em sua produção.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

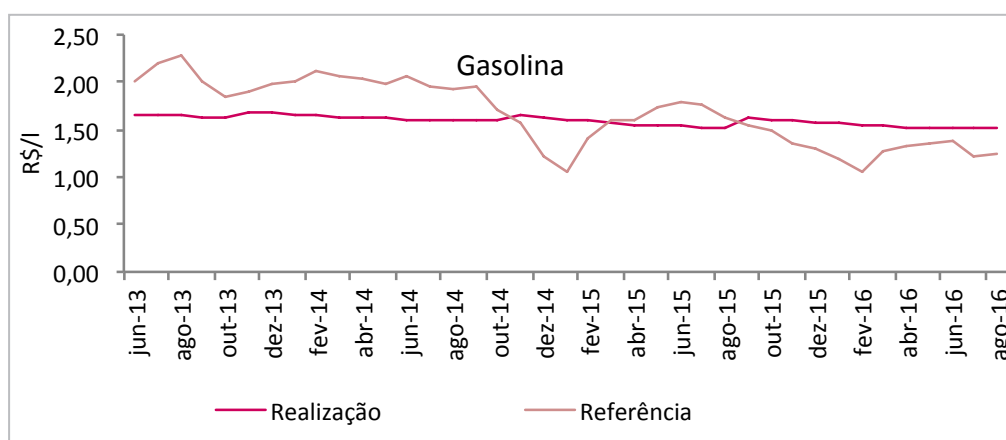
Combustível	Agregado	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	Tendência 12 meses	jul-16	ago-15
Gasolina	Produção	13.275.372	-4,94%	5,70%		13.965.696	12.559.982
	Consumo	22.249.820	2,77%	47,31%		21.649.604	15.103.578
	Importação	1.872.637	-10,62%	607,10%		2.095.151	264.835
	Exportação	457.886	-58,21%	-37,10%		1.095.551	728.015
Diesel	Produção	24.300.885	4,27%	-10,51%		23.306.806	27.156.338
	Consumo	30.766.600	4,13%	4,82%		29.545.749	29.350.687
	Importação	4.908.114	-9,43%	2603,33%		5.419.073	181.558
	Exportação	143.068	-	-		0	146.575
GLP	Produção	4.007.068	11,14%	2,99%		3.605.560	3.890.642
	Consumo	7.754.394	6,16%	6,46%		7.304.432	7.284.168
	Importação	2.754.607	18,14%	285,75%		2.331.739	714.091
QAV	Produção	3.251.392	-5,70%	3,56%		3.447.798	3.139.496
	Consumo	3.598.797	-2,18%	-7,48%		3.679.167	3.889.947
	Importação	258.799	-25,03%	-		345.200	0
	Exportação	1.646	-94,08%	-		27.786	18.385
Óleo Combustível	Produção	5.911.286	1,17%	-24,04%		5.843.105	7.781.677
	Consumo	1.466.662	11,06%	-38,97%		1.320.582	2.403.234
	Importação	6.160	-93,96%	-92,28%		101.995	79.803
	Exportação	984.935	-15,38%	-61,56%		1.163.907	2.562.468

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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

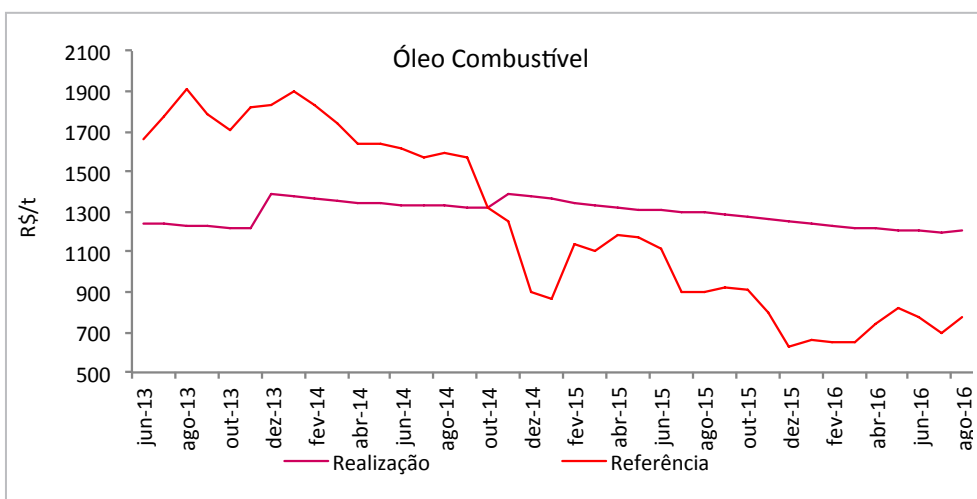
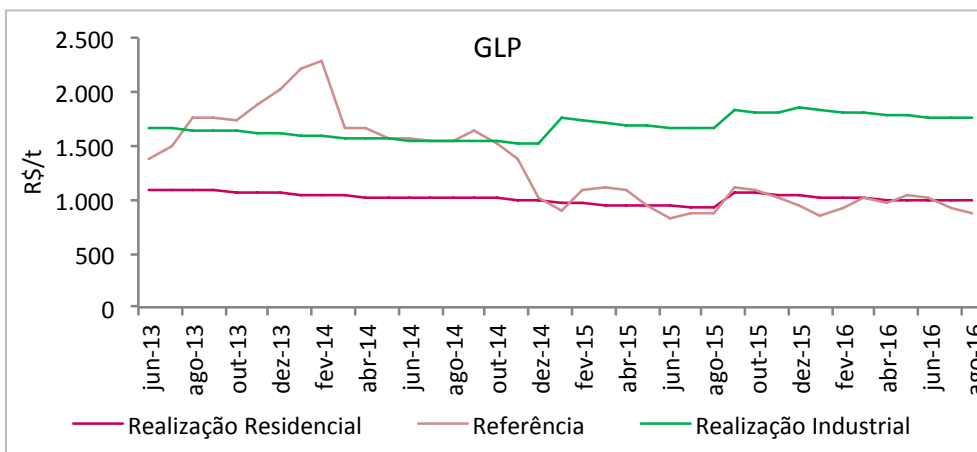
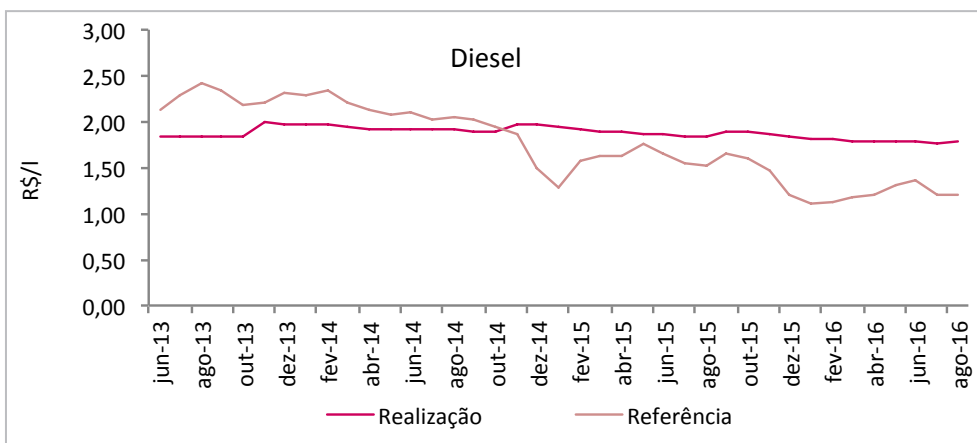
o de realização interna é do óleo combustível. Houve uma redução nas diferenças dos preços da gasolina e do óleo diesel em comparação com o mês de julho.

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

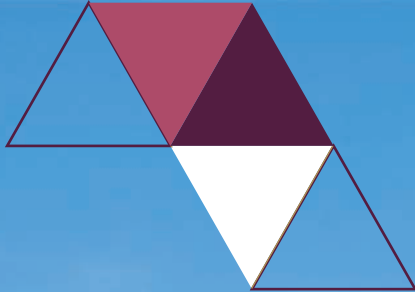


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

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

A produção nacional de gás natural teve crescimento pelo quinto mês seguido, atingindo recorde histórico com uma produção total no mês de agosto de 108,77 MMm³/dia, o que representa uma alta de 9,61% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Em relação

a oferta de gás nacional, essa também teve alta significativa de 6,95% em relação ao mês anterior, totalizando um montante de 54,14 MMm³/dia, maior valor registrado nos últimos doze meses. Houve, também, aumento considerável no saldo de consumo, estando 8,01% acima do consumo do mês de julho, o que gerou a necessidade de importação superior em 0,47 MMm³/dia ao mês anterior. Os resultados detalhados encontram-se apresentados na Tabela 3.1.

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

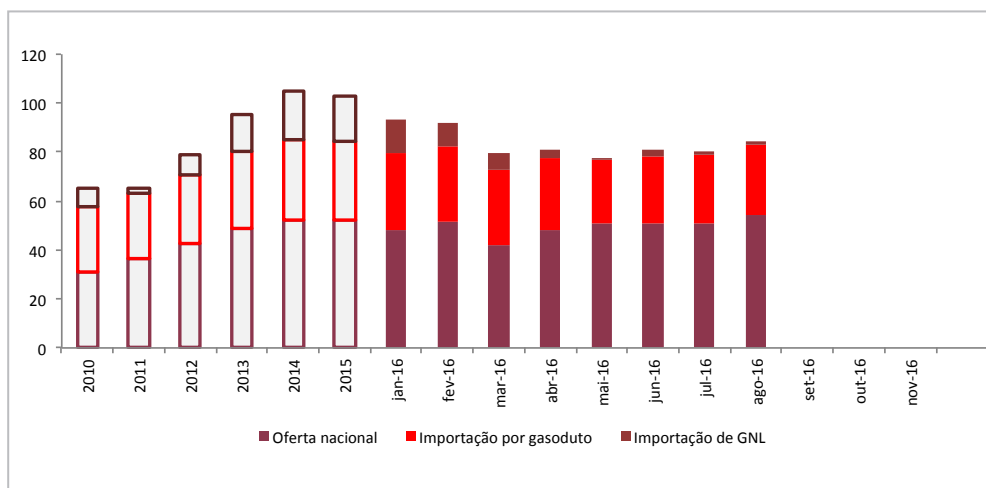
	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	12 meses	jul-16	ago-15
Produção Nacional	108,77	1,49%	9,61%		107,17	99,23
Oferta de gás nacional	54,14	6,95%	2,15%		50,62	53,00
Importação	30,13	1,58%	1,58%		29,66	29,66
Consumo	80,63	8,01%	-15,04%		74,65	94,90

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Neste mês de agosto se pode observar um aumento na oferta nacional de gás natural, que foi superior não só ao montante ofertado nos últimos doze meses, mas também superior à média dos últimos seis anos. Tanto o gás natural importado por gasoduto, quanto

a importação de GNL sofreram aumento neste mês de agosto. Consequentemente, a oferta de gás natural no Brasil superou aqueles volumes ofertados nos últimos cinco meses. O gráfico 3.1 ilustra esse balanço.

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





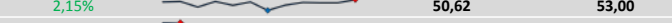





Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Embora a produção indisponível em agosto através de queima, consumo interno em E&P e absorção em UPGN's tenha tido alta de 13,47%, 2,01% e 23,44%, em relação ao mês de julho, respectivamente, o recorde em produção nacional bruta (108,77 MMm³/dia) somado a

queda de 10,56% do volume reinjetado resultou em uma oferta de gás nacional que foi superior em 3,52 MMm³/dia em relação ao mês anterior. Como se pode observar na Tabela 3.2, a oferta de gás natural no mês de agosto representou 50% da produção total bruta total do país.

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

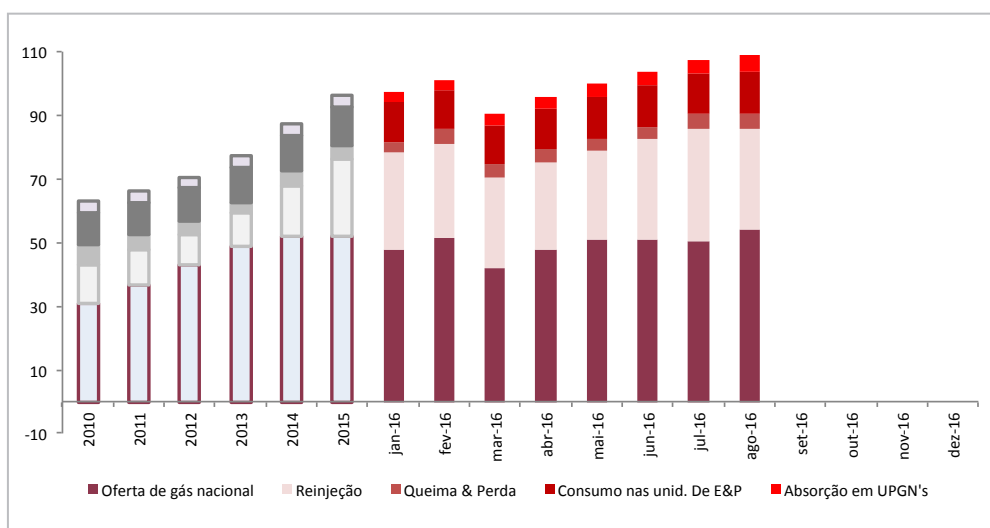
	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	12 meses	jul-16	ago-15
Prod. Nacional Bruta	108,77	1,49%	9,61%		107,17	99,23
Produção Indisponível	Reinjeção	31,52	-10,56%	26,38%		24,94
	Queima	4,97	13,47%	7,81%		4,61
	Consumo interno em E&P	13,18	2,01%	3,45%		12,92
	Absorção em UPGN's	4,95	23,44%	25,32%		4,01
	Subtotal	54,62	-3,41%	18,12%		56,55
Oferta de gás nacional	54,14	6,95%	2,15%		50,62	53,00
Ofert nacional/Prod. Bruta	50%	5,38%	-6,81%		47%	53%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Como pode-se também observar no Gráfico 3.2, a alta da produção nacional no mês de agosto pode ser acompanhada pela alta da oferta nacional, com montantes superiores não só aos últimos doze meses,

mas também a média dos últimos seis anos, devido à queda no volume de gás natural reinjetado neste mês, que foi próximo àquele registrado no mês de junho.

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






Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Como se pode observar na Tabela 3.3, o montante total de gás natural importado no último mês de agosto foi inferior em 34,04% àquele registrado no mês de

agosto do ano passado, sendo o volume importado por gasoduto e de GNL 9,58% e 88,98% inferiores a essas contas no agosto anterior, respectivamente.

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

	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	12 meses	ago-15
Gasoduto	28,59	1,56%	-9,58%		31,62
GNL	1,55	2,65%	-88,98%		14,06
Total	30,13	1,58%	-34,04%		45,68








Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

Após o consumo das classes Residencial e Comercial atingirem no mês anterior os maiores volumes dos últimos doze meses, foi observado queda de 13,89% e 5,49% no mês de agosto, respectivamente, em relação ao mês anterior. O total consumido pela classe Residencial foi de 1,24 MMm³/dia e da Comercial foi de 0,86 MMm³/dia. Já em relação ao consumo das classes

Industrial, Automotiva, Geração Elétrica e Cogeração, foi observado alta, atingindo montantes de 41,62 MMm³/dia, 4,95 MMm³/dia, 29,21 MMm³/dia e 2,35 MMm³/dia, respectivamente. Em relação ao saldo total consumido de gás natural, este foi 8,01% superior a esse volume do mês de agosto do ano anterior. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

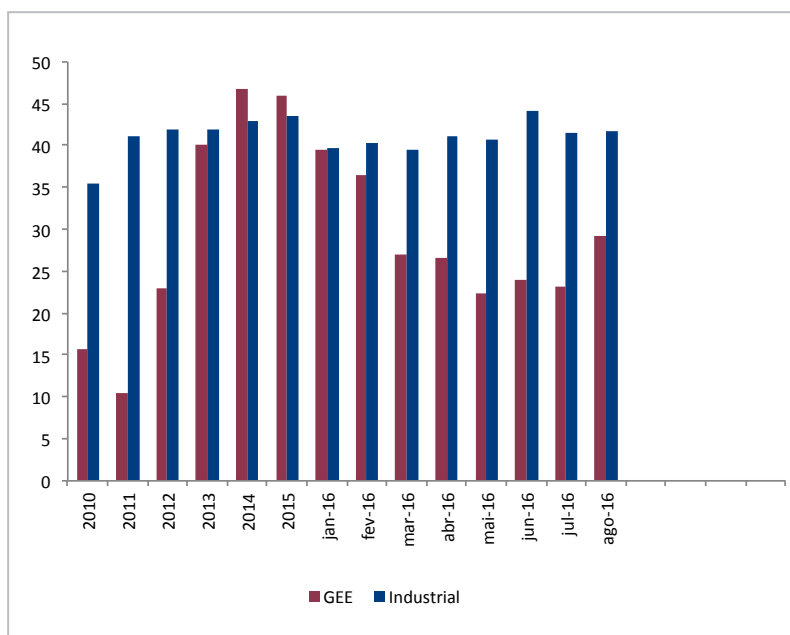
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	12 meses	jul-16	ago-15
Industrial	41,62	0,34%	-5,56%		41,48	44,07
Automotivo	4,95	2,06%	2,27%		4,85	4,84
Residencial	1,24	-13,89%	10,71%		1,44	1,12
Comercial	0,86	-5,49%	3,61%		0,91	0,83
GEE	29,21	26,29%	-29,80%		23,13	41,61
Cogeração	2,35	4,91%	-1,67%		2,24	2,39
Total	80,63	8,01%	-15,04%		74,65	94,90

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

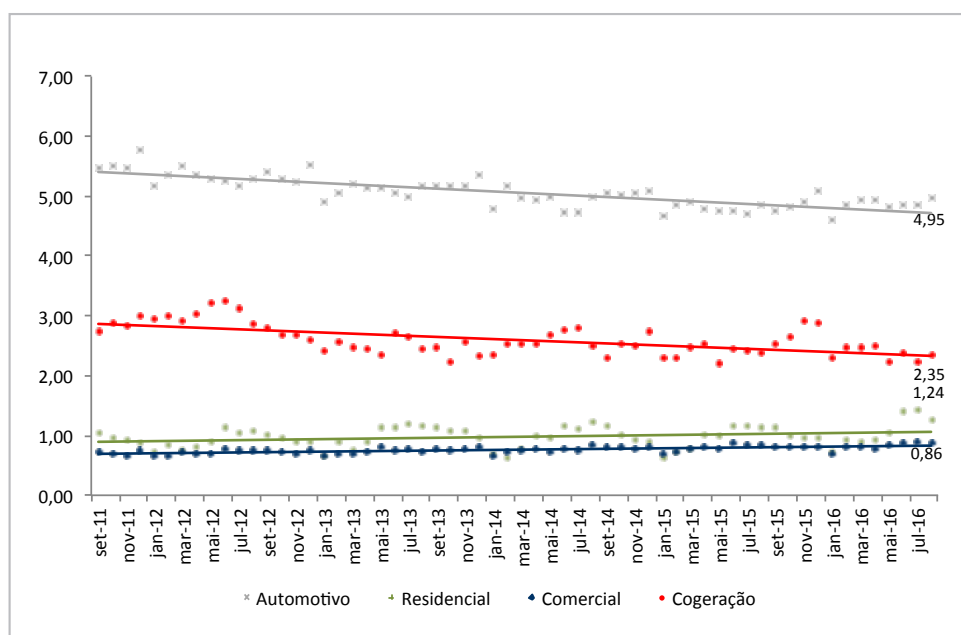
Exceto no mês de junho, pode-se dizer que a trajetória do consumo de gás natural na classe Industrial não sofreu alterações consideráveis ao longo do ano de 2016. Já o consumo em Geração Elétrica, como pode ser observado no Gráfico 3.3, sofreu considerável aumento neste último mês de agosto, embora esteja em um patamar bastante inferior àqueles registrados nos últimos três anos. Em relação ao consumo das classes com menor participação,

a trajetória apresentada no Gráfico 3.4 nos mostra que embora o consumo da classe Automotiva tenha registrado queda ao longo dos últimos cinco anos, ela vem se mantendo estável ao longo do ano de 2016. Essa trajetória também pode ser observada no consumo da classe de Cogeração, embora em proporção mais suave. Já o consumo nas classes Residencial e Comercial sofreram suave crescimento ao longo dos últimos cinco anos.

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) PREÇOS

No mês de agosto foi registrado aumento médio de 2,00% nos preços do gás natural das distribuidoras para o setor industrial. Para consumo de até 2.000 m³/dia o preço foi de 14,24 US\$/MMBTU, para aqueles até 20.000 m³/dia foi de 12,63 US\$/MMBTU e para consumo de até 50.000 m³/dia foi de 12,26 US\$/MMBTU. O preço do gás no citygate e no PPT permaneceram estáveis em relação ao mês anterior, em 6,01 US\$/MMBTU e

4,06 US\$/MMBTU, respectivamente. Em relação aos preços de gás natural no mercado internacional, o Henry Hub permaneceu estável no mês de agosto em 2,79 US\$/MMBTU, o preço na Europa sofreu leve queda (0,89%), sendo cotado a 4,47 US\$/MMBTU, e o preço no Japão registrou aumento de 4,33%, ficando em 6,60 US\$/MMBTU. Tais relações podem ser vistas na Tabela 3.5.

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

	ago-16	ago-16/jul-16	ago-16/ago-15	12 meses	jul-16	ago-15	
Henry Hub	2,79	0,12%	0,18%		2,79	2,79	
Europa	4,47	-0,89%	-35,92%		4,51	6,98	
Japão	6,60	4,33%	-26,24%		6,33	8,95	
PPT *	4,06	-0,19%	-5,20%		4,07	4,28	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	6,01	0,00%	-12,32%		6,01	6,85
	2.000 m³/dia **	14,24	2,01%	9,46%		13,96	13,01
	20.000 m³/dia **	12,63	2,00%	9,12%		12,39	11,58
	50.000 m³/dia **	12,26	1,99%	8,83%		12,02	11,26

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

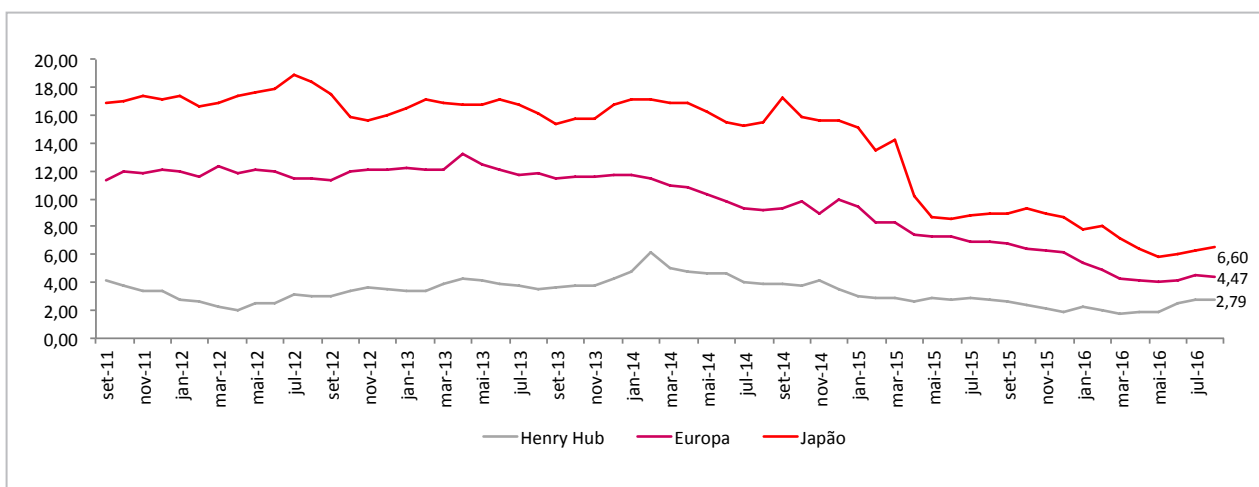
* não inclui impostos

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

Analisando a trajetória de preço do gás natural no mercado internacional no Gráfico 3.5, podemos observar que o preço do gás no Japão se encontra em um nível consideravelmente abaixo daquele apresentado até início do ano de 2015, tendo, mais adiante, interrompido tendência de queda ainda

maior desde o mês de maio. O preço do gás na Europa encontra-se em uma trajetória de queda desde início de 2014, tendo se estabilizado no início de 2016. Já o preço do Henry Hub se mostra em equilíbrio ao longo dos últimos cinco anos, indicando leve trajetória de crescimento com o passar do ano de 2016.

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)

	set-16		set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16		set-15	
SE	18.214,00	93,79%	-13,01%	-13,31%		20.938,00	105,06%	21.010,00	119,78%
S	8.886,00	74,01%	-22,24%	-34,79%		11.427,00	111,19%	13.626,00	113,57%
NE	1.010,00	32,80%	-16,74%	-22,55%		1.213,00	35,22%	1.304,00	42,12%
N	1.058,00	39,78%	-12,27%	-16,89%		1.206,00	46,62%	1.273,00	67,37%
Total	29.168,00	-	-16,15%	-21,62%		34.784,00	-	37.213,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Natural Afluente – ENA total, indicador que mede a disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, recuou 16,15% na comparação mensal, de acordo com a Tabela 4.1. Tal fato decorreu por estarmos no período seco do SIN. A principal redução foi verificada na região S, 22,24%, que apresentou 74% da Média de Longo Termo – MLT em setembro/16, valor bem inferior ao realizado no

mês anterior, com 111% da MLT. As demais regiões também recuaram: SE 93,79%, NE 16,74% e N 12,27%. A comparação anual também apresentou um cenário de queda, 21,62% para ENA total. As regiões SE, S, NE e N reduziram, respectivamente, 13,31%, 34,79%, 22,55% e 16,89%, provando que o mês de setembro do ano passado apresentou melhores resultados que esse ano.

b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
SE/CO	34.836,72	1,38%	-1,98%		34.363,16	35.542,15
S	10.028,65	-1,84%	1,73%		10.216,90	9.858,34
NE	9.783,76	1,30%	1,26%		9.657,81	9.661,57
N	5.446,87	-0,59%	-1,81%		5.478,96	5.547,03
Total	60.096,00	0,63%	-0,85%		59.716,83	60.609,09

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Tabela 4.2 retrata que a carga de energia total no SIN registrou aumento de 0,63% em setembro deste ano em relação ao mês anterior. Os subsistemas SE/CO e NE aumentaram a carga, 1,38% e 1,30%, respectivamente, enquanto que S reduziu 1,84%, bem como N, 0,59%.

A comparação anual demonstrou que houve redução de 0,85% da carga total do SIN. Os subsistemas que recuaram foram SE/CO 1,98% e N 1,81%. Já S e NE elevaram o indicador, 1,73% e 1,26%, respectivamente.

c) Oferta

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

		set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
SE/CO	Hidráulica	17.187,72	-4,76%	12,40%		18.047,29	15.291,35
	Nuclear	2.018,65	1,43%	28,05%		1.990,22	1.576,49
	Térmica	5.189,78	16,39%	-28,86%		4.458,77	7.295,02
	Total	24.396,15	-0,41%	0,97%		24.496,28	24.162,86
S	Hidráulica	10.587,55	1,05%	-2,38%		10.477,67	10.845,58
	Térmica	1.091,06	4,49%	-14,22%		1.044,14	1.271,89
	Eólica	621,57	29,71%	50,86%		479,20	412,02
	Total	12.300,18	2,49%	-1,83%		12.001,01	12.529,49
NE	Hidráulica	2.453,79	0,89%	-13,16%		2.432,07	2.825,77
	Térmica	2.473,46	20,92%	-27,19%		2.045,58	3.397,36
	Eólica	3.906,65	2,99%	68,25%		3.793,08	2.321,96
	Total	8.833,90	6,81%	3,38%		8.270,73	8.545,09
N	Hidráulica	2.339,35	-8,36%	-51,45%		2.552,66	4.818,57
	Térmica	1.832,82	-16,17%	-9,48%		2.186,36	2.024,87
	Total	4.172,17	-11,96%	-39,03%		4.739,02	6.843,44
Itaipu		10.413,89	1,29%	24,73%		10.280,94	8.349,14
	Total	42.982,30	-1,85%	2,02%		43.790,63	42.130,41
Total	Térmica	12.605,77	7,51%	-19,02%		11.725,07	15.565,63
	Eólica	4.528,22	5,99%	65,63%		4.272,28	2.733,98
	Total	60.116,29	0,55%	-0,52%		59.787,98	60.430,02




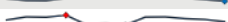
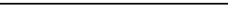
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mensal, acompanhando a tendência da carga (Tabela 4.2), a geração de energia aumentou 0,55% (Tabela 4.3). A geração hidráulica, por causa da queda de ENA (Tabela 4.1) no SIN, recuou 1,85%. A geração eólica elevou 5,99%, por setembro ser, geralmente, o pico de geração dessa fonte no SIN. Com a queda de geração hidráulica, a geração térmica também aumentou 7,51% para complementar

e alcançar a carga. Comparado com o mesmo mês do ano anterior, houve queda de geração de 0,52%. O despacho hidráulico aumentou 2,02%, por estarmos em um ano com o nível de estresse menor no SIN. A geração eólica aumentou 65,63%, pela entrada de novos parques no SIN. Com um ano com um nível de estresse sobre SIN menor, o despacho térmico não necessitou ser tão incisivo e sofreu queda de 19,02%.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
S - SE/CO	2.270,79	30,31%	-17,83%		1.742,57	2.763,50
Internacional - S	0,74	-98,27%	-101,36%		42,72	-54,56
N - NE	0,00	-	-100,00%		0,00	772,33
N - SE/CO	-1.274,78	-72,24%	-343,24%		-740,11	524,08
SE/CO - NE	969,32	-31,57%	276,54%		1.416,46	257,43






Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

O intercâmbio de energia de S para SE/CO aumentou 30,31%, chegando a 2270 MWmed, como mostra a (Tabela 4.4). O intercâmbio internacional pelo subsistema S foi inexpressivo, 0,74 MWmed. Com

a queda de geração (Tabela 4.3) no subsistema N, o intercâmbio de energia de N para NE foi novamente nulo. SE/CO exportou energia para N 1274 MWmed e NE 969 MWmed.

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

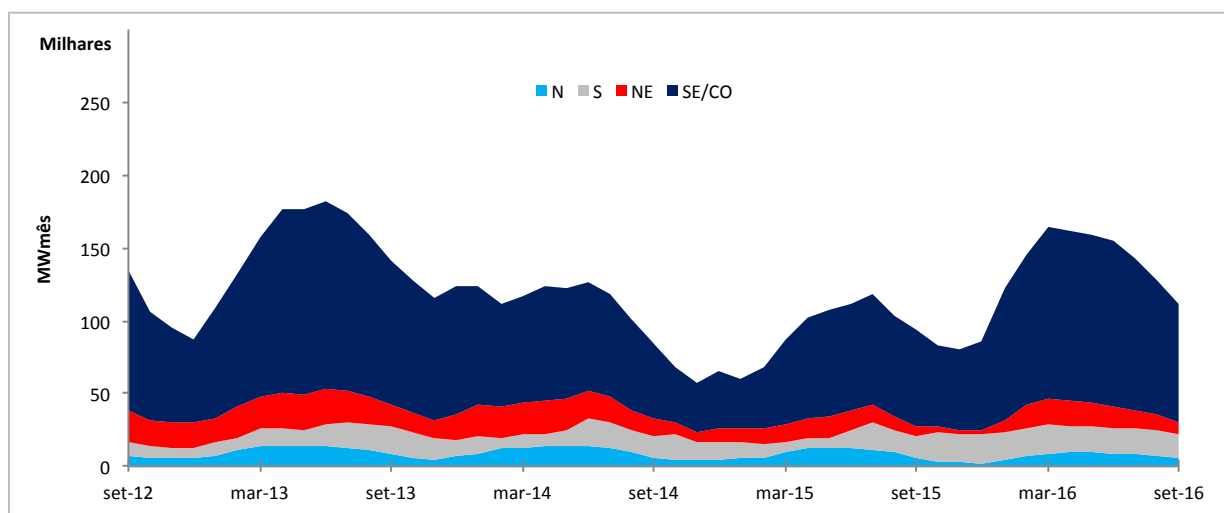
	set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
SE/CO	81.404,00	40,13%	-12,74%		93.293,00	65.543,00
S	15.948,00	79,91%	-11,41%		18.003,00	15.446,00
NE	7.668,00	14,80%	-22,72%		9.923,00	7.047,00
N	5.984,00	39,78%	-15,50%		7.082,00	5.535,00
Total	111.004,00	38,32%	-13,48%		128.301,00	93.571,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mês a mês, houve deplecionamento nos reservatórios do SIN com queda de 13,48% na Energia Armazenada – EAR total. A queda de geração hidráulica total (Tabela 4.2) não foi suficiente para reduzir o deplecionamento, muito pela redução significativa de ENA no SIN (Tabela 4.1), já esperada para o mês de análise. A EAR recuou em todos os subsistemas, porém foi mais expressiva em NE 22,72%, seguida de N 15,50%, SE/CO 12,74% e S 11,41%. O

resultado de NE é preocupante, pois é o segundo subsistema com maior capacidade de armazenamento no SIN e hoje apresenta o nível 14,80% do máximo. Na comparação anual, é nítida a recuperação dos reservatórios do SIN que aumentaram 18,63% na totalidade. SE/CO é o subsistema que apresenta maior capacidade de armazenamento e foi o que se recuperou mais, 24,20%. Os demais também elevaram, S 3,25%, NE 8,81% e N 8,11%.

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










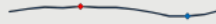


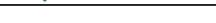




Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) Oferta

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16	jul-15
Hidráulica > 30MW	40.611,07	-1,39%	9,55%		41.184,70	37.069,58
Térmica a Gás	3.795,00	6,77%	-39,00%		3.554,42	6.221,26
Térmica a Óleo	291,17	-41,30%	-81,55%		496,08	1.577,77
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	301,83	-0,32%	-47,09%		302,79	570,42
Térmica a Carvão Mineral	1.594,83	-17,35%	-13,77%		1.929,55	1.849,49
Térmica Nuclear	1.414,95	-11,25%	-15,48%		1.594,29	1.674,09
Total Térmica Convencional	7.397,78	-6,09%	-37,80%		7.877,13	11.893,03
Total Convencional	48.008,86	-2,15%	-1,95%		49.061,82	48.962,61
Eólica	4.343,12	20,35%	72,05%		3.608,61	2.524,29
Hidráulica CGH	74,46	-13,07%	-2,32%		85,66	76,23
Hidráulica PCH	1.899,75	-9,49%	-21,26%		2.098,96	2.412,56
Térmica a Biomassa	3.998,79	22,45%	11,93%		3.265,59	3.572,64
Total Alternativa	10.316,12	13,88%	20,15%		9.058,81	8.585,72
Térmica - Outros	419,78	-7,34%	-15,31%		453,01	495,66
Total	58.744,76	0,29%	1,21%		58.573,65	58.043,99

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 julho de 2016 foi de 58.744,76 MWmed. Isso representou um aumento mensal de 0,29% e anual de 1,21%.

A geração térmica convencional teve redução mensal de 6,09%. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, porém, a redução foi de 37,80%. Essa queda brusca foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-39,00%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-81,55%). Na comparação mensal, as térmicas a gás aumentaram sua geração em 6,77%, enquanto as térmicas a óleo apresentaram uma redução de 41,30%. A geração por térmicas nucleares caiu em relação ao mês anterior (-11,25%) e ao mês julho do ano passado (-15,48%).

A geração hidráulica teve um aumento de 9,55% em julho com relação ao mesmo mês de 2015. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve uma queda de 2,81% na geração hidráulica, bem como na geração por PCHs (-9,49%) e CGHs (-13,07%). Na comparação anual, as PCHs e a CGHs geraram a menos 21,26% e 2,32% respectivamente.

A geração por fontes alternativas teve aumento na comparação mensal de 13,88% e na comparação anual de 20,15%. A geração por térmicas a biomassa apresentou crescimento na comparação anual de 11,93% e na comparação mensal de 22,45%, devido ao período de colheita da cana de açúcar na região sudeste². A fonte eólica por sua vez apresentou aumento em sua geração na comparação mensal (20,35%) e na comparação anual (72,05%).

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)*

		jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16	jul-15
Sistemas Isolados	Residencial	151,02	-4,57%	-29,08%		158,26	212,94
	Industrial	16,85	5,41%	-17,16%		15,99	20,34
	Comercial	55,38	-3,00%	-33,94%		57,09	83,83
	Outros	88,34	-2,31%	-16,60%		90,43	105,92
	Total	311,59	-3,16%	-26,34%		321,76	423,03
N	Residencial	1.106,82	3,88%	16,08%		1.065,53	953,54
	Industrial	1.785,34	4,29%	2,01%		1.711,86	1.750,15
	Comercial	560,72	2,40%	7,94%		547,60	519,49
	Outros	492,88	1,45%	7,77%		485,83	457,34
	Total	3.945,76	3,54%	7,21%		3.810,82	3.680,52
NE	Residencial	2.484,27	-8,58%	3,43%		2.717,54	2.402,00
	Industrial	2.449,74	-1,11%	-4,28%		2.477,15	2.559,33
	Comercial	1.352,15	-8,49%	2,38%		1.477,65	1.320,69
	Outros	1.533,78	-6,52%	6,69%		1.640,76	1.437,64
	Total	7.819,94	-5,93%	1,30%		8.313,11	7.719,66
SE/CO	Residencial	7.918,01	-5,51%	0,49%		8.380,06	7.879,10
	Industrial	10.890,76	-2,44%	-2,19%		11.163,44	11.134,81
	Comercial	5.568,56	-5,82%	-1,90%		5.912,91	5.676,53
	Outros	4.381,05	-4,16%	3,44%		4.571,26	4.235,47
	Total	28.758,38	-4,23%	-0,58%		30.027,66	28.925,91
S	Residencial	2.291,02	-2,01%	6,15%		2.338,10	2.158,26
	Industrial	3.486,11	-2,96%	1,68%		3.592,54	3.428,35
	Comercial	1.476,59	-1,82%	-1,63%		1.503,93	1.501,12
	Outros	1.649,58	-4,23%	2,98%		1.722,42	1.601,84
	Total	8.903,30	-2,77%	2,46%		9.156,99	8.689,57
Total	Residencial	13.951,14	-4,83%	2,54%		14.659,48	13.605,84
	Industrial	18.628,80	-1,75%	-1,40%		18.960,98	18.892,99
	Comercial	9.013,40	-5,11%	-0,97%		9.499,18	9.101,65
	Outros	8.145,63	-4,29%	3,92%		8.510,70	7.838,21
	Total	49.738,96	-3,66%	0,61%		51.630,34	49.438,68

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 julho de 2016 foi de 49.738,96 MWmed. O consumo de energia apresentou queda na comparação mensal (-3,66%) e pequeno crescimento na comparação anual (+0,61%). Todos os subsistemas apresentaram redução da demanda de energia na comparação mensal, com exceção do N que alavancou sua demanda em 3,54%. Já na comparação anual, somente no subsistema SE/CO teve a sua demanda de energia reduzida em 0,58%. O consumo nos sistemas isolados caiu 3,16% em relação ao mês anterior e 26,34% em relação ao mesmo mês do ano passado.

O consumo residencial no país, que representou 27,88% do consumo total, apresentou queda de 4,83% em relação ao mês de junho ao passo que na comparação anual cresceu 2,54%. SE/CO, NE e S

tiveram o consumo residencial diminuído com relação ao mês anterior, somente N registrou crescimento.

O consumo de energia do setor comercial diminuiu na comparação mensal (-5,11%) e na comparação anual (-0,97%). Este setor apresentou redução do consumo em relação ao mês anterior nos subsistemas SE/CO, S e NE, ao passo que no subsistema N houve ascensão do consumo de energia deste setor.

A indústria registrou queda no consumo de 1,75% e 1,40% na comparação mensal e anual respectivamente, tendência que se repetiu nos subsistemas SE/CO e NE. Já, no N, o consumo de energia da indústria além de ter crescido na comparação com o mesmo mês do ano de 2015 (+4,29%), foi verificado aumento de 2,01% na demanda também em relação ao mês anterior.

Segundo a Sondagem Industrial do IBRE/FGV³, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) apresentou uma alta significativa entre junho e julho, passando de 81,9 para 87,3 pontos. O Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) com relação ao mês passado também apresentou crescimento, passando de 73,9% para 74,3%. Este cenário otimista para o setor industrial provavelmente está associado aos últimos acontecimentos da conjuntura política brasileira.

O consumo industrial no mercado livre cresceu 1,91% em relação ao mês anterior e 15,35% com relação a julho do ano anterior. Na comparação mensal, os setores *Metalurgia e Produtos de Metal*, *Madeira, Papel e Celulose* e *Veículos* 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)

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16	jul-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3.329,54	-0,83%	18,43%		3.357,54	2.811,30
Químicos	1.731,36	0,94%	10,02%		1.715,18	1.573,70
Madeira, Papel e Celulose	1.037,22	-2,32%	13,56%		1.061,87	913,41
Minerais Não Metálicos	994,53	2,39%	15,19%		971,34	863,38
Alimentícios	1.012,76	2,32%	24,22%		989,81	815,30
Manufaturados Diversos	983,83	1,06%	25,20%		973,53	785,82
Extração de Minerais Metálicos	730,77	15,73%	-3,00%		631,42	753,38
Serviços	602,78	10,60%	15,33%		544,98	522,65
Veículos	544,46	-1,49%	8,41%		552,68	502,23
Têxteis	454,77	1,37%	14,61%		448,64	396,80
Comércio	320,20	8,99%	43,87%		293,78	222,55
Transporte	192,74	2,23%	-0,61%		188,53	193,93
Bebidas	141,78	6,14%	25,48%		133,59	112,99
Saneamento	131,78	10,98%	21,60%		118,75	108,37
Telecomunicações	98,60	4,41%	5,31%		94,43	93,62
Total Geral	12.307,11	1,91%	15,35%		12.076,07	10.669,44

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 42.001,46 MWmed em julho de 2016, o que representou uma queda de 1,64% na comparação mensal e um aumento de 8,05% na comparação anual.

A garantia física para o mês em questão foi estimada em 51.816,93 MWmed, um valor 1,27% menor ao do mês anterior e 14,18% maior ao do mesmo mês do ano anterior.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 81,1%, registrando uma queda de 0,38% no mês e de 5,37% no ano.

A liquidação financeira referente a julho de 2016 foi realizada no mês de setembro e movimentou R\$ 550 milhões dos R\$ 2,4 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 270 milhões integram a quantia remanescente do acordo de parcelamento do GSF, R\$ 420 milhões representam outros valores em aberto da liquidação (inadimplência) e o 1,16 bilhão restante está relacionado com liminares de GSF ainda vigentes. Somados os montantes financeiros pagos nas cinco liquidações deste ano, já foram quitados R\$ 2,78 bilhões o que equivale a 91% do montante dos valores da repactuação do risco hidrológico (GSF - Generator Scaling Factor).

A liquidação de agosto estava prevista para ocorrer no dia 11 de outubro.

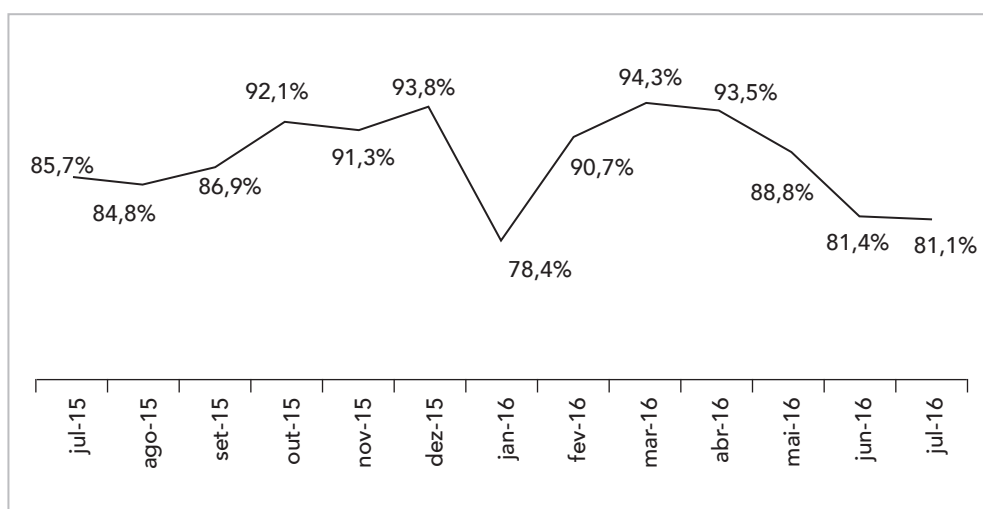
³ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Junho/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16	jul-15
Energia Gerada (MWmed)	42.001,46	-1,64%	8,05%		42.703,90	38.870,73
Garantia Física (MWmed)	51.816,93	-1,27%	14,18%		52.483,16	45.381,14
Geração/Garantia Física	0,811	-0,38%	-5,37%		0,814	0,857

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 julho de 2016, o PLD médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou aumento em todos os subsistemas, com exceção do subsistema NE. No subsistema SE/CO e no S, o crescimento foi de respectivamente 35,35% e 47,87%, fazendo com que o PLD médio mensal alcançasse R\$ 83,43/MWh em

ambos os subsistemas. No N, a elevação foi mais amena (+3,29%) e o PLD médio mensal ficou em R\$ 106,13/MWh. O NE foi um único subsistema em que o PLD declinou (-8,84%), retornando para o patamar de R\$ 108,68/MWh.

Na comparação anual, todos apresentaram quedas: SE/CO teve redução de 68,04%, S de 62,75%, N de 58,99% e N de 59,54%.

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

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16	jul-15
SE/CO	83,43	35,35%	-68,04%		61,64	261,05
S	83,43	47,87%	-62,75%		56,42	223,96
NE	108,68	-8,84%	-58,99%		119,22	265,03
N	106,13	3,29%	-59,54%		102,75	262,31

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

A Companhia Elétrica de Alagoas S.A. (CEAL) teve um reajuste tarifário de -1,13% na alta tensão e -1,37% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de -1,29%. A distribuidora atende a 1,1 milhão de unidades consumidoras localizadas no Estado de Alagoas. A Companhia Energética do Piauí (CEPISA) teve reajuste de 0,42% na alta tensão e 0,51% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 0,44% das tarifas. A distribuidora atende a 1,1 milhões de unidades consumidoras localizadas no estado do Piauí.

A distribuidora Força e Luz Coronel Vivida Ltda – FORCEL passou pelo processo de revisão tarifária periódica (que ocorre em geral a cada quatro anos). A revisão tarifária determinou o desconto de 25,48% para os consumidores de alta tensão e de 2,87% para os consumidores de baixa tensão, resultando em uma redução média de 15,50%. A nova tarifa entrou em vigor a partir do dia 29 de agosto para 7 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Paraná.

Tabela 4.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	-1,29%	28/09/2016 a 27/09/2017
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	0,44%	29/09/2016 a 28/09/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisões Tarifárias Periódicas (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida	PR	-15,50%	29/08/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Tabela 4.13: Próximos Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CELG-D	Celg Distribuição	GO	22/10/16
BANDEIRANTE	EDP Bandeirante Energia	SP	23/10/16
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	23/10/16
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade	RJ	07/11/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Tabela 4.14: Próximas Revisões Tarifárias

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CEB	Companhia Energética de Brasília	DF	22/10/16
CHESP	Companhia Hidroelétrica de São Patrício	GO	22/11/16
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	22/11/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

e) Leilões

O 1º Leilão de Reserva de 2016 ocorreu no dia 23 de setembro e resultou na contratação de 180,3 megawatts (MW) de capacidade instalada, sendo 164,4 MW provenientes de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e 15,9 MW de Centrais Geradoras Hidrelétricas. Ao todo foram contratados 30 projetos de geração hidrelétrica, distribuídos entre 13 estados brasileiros. Os investimentos estimados na ordem de R\$ 1,07 bilhões estão previstos para 1º de março de 2020 e tem prazo de suprimento de 30 anos a partir do início do fornecimento. O preço médio da energia contratada no leilão foi de R\$ 227,02/MWh, alcançando um deságio médio de 8,46% em relação ao preço inicialmente estabelecido (R\$ 248,00/MWh).

O 2º Leilão de Reserva de 2016 está previsto para 16 de dezembro e visa a contratação de energia solar fotovoltaica e eólica e. 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 marcada para 28 de outubro e contará com a licitação de 24 lotes de empreendimentos localizados nos estados: Bahia, Ceará, Goiás, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte. Espera-se que sejam implantadas aproximadamente 6.800 km de linhas de transmissão e 8.200 MVA em capacidade de subestações com investimentos da ordem de R\$ 12,58 bilhões. A operação comercial dos empreendimentos é prevista para um prazo de 42 a 60 meses a partir da assinatura dos contratos de concessão, prevista para 9 de fevereiro de 2017.

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	MME - Consulta Pública nº 20	
	Descrição	Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil (Gás para Crescer)	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 07/11/2016
	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	
	Etapa		Data
	Consulta aos dados para Manifestação de interesse		Até 14/12/2016
	Manifestação de interesse pelas áreas		20/12/16
	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 19/2016	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que estabelecerá as especificações dos óleos básicos comercializados em território nacional, bem como as responsabilidades e obrigações dos agentes envolvidos na sua produção, comercialização e importação.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 22/11/2016
	Audiência Pública		01/12/16
	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 18/2016	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre o Pré-Edital e a minuta do Contrato de Concessão da 4ª Rodada de Licitações - Áreas com Acumulações Marginais.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		Até 14/11/2016
Audiência Pública		21/11/16	
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		
Etapa		Data	
Consulta Pública		Até 18/10/2016	
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.		
Etapa		Data	
Consulta Pública		Até 15/11/2016	
Audiência Pública		24/11/16	
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.		
Etapa		Data	
Consulta Pública		Até 31/10/2016	
Audiência Pública		17/11/16	
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
	Realização		16/12/2016 (previsto)
Objeto	Leilão de Transmissão de Energia Elétrica		
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	
Realização		28/10/16	
Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 009/2016	
	Descrição	Obter subsídios para a proposta do Procedimentos de Comercialização - PdC 1.7 - Monitoramento, consoante Nota Técnica n.º 231/2016-SRM/ANEEL, de 13/10/2016	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		14/11/16
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 010/2016	
	Descrição	Obter subsídios à nova metodologia de monitoramento das cargas disponibilizadas para corte pelos Esquemas Regionais de Alívio de Carga - ERAC proposta pela SFE nos Submódulos 11.4 e 25.9 dos Procedimentos de Rede.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		01/11/16
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 22	
	Descrição	Estabelecimento de competências e diretrizes para alterações nos Modelos Computacionais de Operação e Formação de Preço no Setor Elétrico	
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 30/10/2016	
Objeto	MME - Consulta Pública nº 21		
Descrição	Questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 04/12/2016	



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:

