

# **BOLETIM** DE CONJUNTURA DO SETOR **ENERGÉTICO**

OUTUBRO • 2017

10

## **EDITORIAL**

Horário de Verão:  
uma polêmica histórica

## **OPINIÃO**

**Gabriel G. Fiuza de Bragança**

O Financiamento de energias  
renováveis alternativas no Brasil

## **DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

## **EQUIPE DE PESQUISA**

*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Pesquisa*

Felipe Gonçalves

*Coordenação de Pesquisa*

Fernanda Delgado de Jesus

*Pesquisadores*

André Lawson

Bruno Andrade

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

## **PRODUÇÃO**

*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

*Execução*

Raquel Dias de Oliveira

*Diagramação*

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da  
FGV Energia – [fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)



# SUMÁRIO

▷ <b>Opinião</b>	
O Financiamento de energias renováveis alternativas no Brasil.....	04
▷ <b>Editorial</b>	
Horário de Verão: uma polêmica histórica.....	09
▷ <b>Petróleo.....</b>	14
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo .....	14
Derivados do Petróleo .....	19
▷ <b>Gás Natural .....</b>	21
Dados Gerais .....	21
Produção e Importação .....	22
Consumo.....	24
Preços .....	25
Futuro .....	26
▷ <b>Biocombustíveis .....</b>	27
Produção.....	27
Preços .....	29
Consumo.....	30
Importação e Exportação de etanol .....	31
▷ <b>Setor Elétrico .....</b>	33
Disponibilidade.....	33
Demanda .....	35
Oferta.....	36
Balanço Energético.....	38
Estoque.....	39
Custo Marginal de Operação – CMO.....	40
Micro e Minigeração Distribuída.....	40
Expansão .....	41
Tarifas de Energia Elétrica .....	42
Leilões.....	42
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	43
▷ <b>Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas .....</b>	45





## OPINIÃO

### O FINANCIAMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NO BRASIL

*Gabriel G. Fiuza de Bragança,  
coordenador/pesquisador do IPEA e  
professor do IBMEC e FGV*

O aumento global de investimentos na área de energia sustentável é fundamental para a mitigação de problemas associados às mudanças climáticas e se constitui numa grande oportunidade de desenvolvimento econômico e tecnológico para os países receptores. Além disso, a diversificação da matriz energética é questão de segurança estratégica para muitos países. Embora ainda

pequenos quando comparados aos investimentos em combustíveis fósseis, o investimento mundial em novas fontes renováveis adquiriu uma magnitude considerável e tem aumentado substancialmente nos últimos anos. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2017), os investimentos novos em energias renováveis totalizaram 297 bilhões de dólares mundialmente em 2016, representando 17,5% do total de 1,7 trilhões de dólares investidos em energia no mesmo ano. Esses investimentos foram multiplicados por quatro de 2004 a 2016, crescendo a uma média anual de 13,4%, segundo (FS-UNEP, 2017). Levando em conta as previsões da IEA, esses investimentos continuarão crescendo robustamente ao menos pela próxima década. Ou seja, o cenário mundial é bastante favorável para investimentos nessa área.

Em linha com essa tendência internacional e também em razão de seu grande potencial eólico e solar, o Brasil obteve investimentos bastante significativos em novas energias renováveis nos últimos anos. FS-UNEP (2017) aponta que esses totalizaram cerca de 34,4 bilhões de



dólares nos últimos cinco anos. Em termos relativos, no entanto, esse valor constitui apenas 2,6% do total mundial investido no mesmo período, o que sinaliza um grande potencial de expansão.

Ao olhar para esse futuro potencial, o novo Plano Decenal de Energia (PDE 2026) acena para uma política ambiciosa de investimentos em projetos de energia renovável alternativa. O Brasil demandará R\$ 242 bilhões para incrementar a capacidade de geração em 64,1 GW nos próximos dez anos e mais de 40% dessa expansão virá das fontes eólica e solar. No entanto, diante da previsão de forte restrição fiscal do setor público para os próximos anos e consequente redução de subsídios governamentais, o sucesso desse plano dependerá de acesso ao financiamento privado e de condições de mercado melhores do que aquelas dos últimos dois anos.

A viabilização de projetos de infraestrutura no Brasil, sobretudo devido à sua natureza de longo prazo, teve o suporte significativo do BNDES na última década. Ilustrativamente, o total de desembolsos do BNDES cresceu em todos os anos, saindo de um total anual de R\$39 bilhões em 2004 para o ápice de R\$190 bilhões em 2013. Cerca de um terço desses montantes correspondem a desembolsos para projetos de infraestrutura. Esse modelo de empréstimos fartos e baratos foi aprofundado entre os anos de 2009 e 2014 no esteio de aportes do Tesouro Nacional totalizando quase R\$450 bilhões. No entanto, em função da crise econômica nos últimos anos e da consequente necessidade de redução do déficit fiscal, desde então, os aportes do Tesouro ao banco cessaram e o crédito do BNDES se tornou mais restritivo tanto em termos de condições de financiamento quanto em termos de participação máxima do banco. Nesse contexto, o montante total desembolsado caiu significativamente nos anos de 2015 e 2016, voltando aos patamares de R\$ 136 bilhões e R\$88 bilhões respectivamente. Os números de 2017 apontam para uma retração do banco ainda maior nesse ano. Surpreendentemente, os desembolsos para o setor elétrico e de gás mostraram resiliência em 2015, se mantendo em torno de R\$ 20 bilhões, mesmo nível de 2012 a 2014, mas acabaram cedendo à crise e caíram para aproximadamente metade desse valor no acumulado de 2016. Estimativas do Banco dão conta de que esse número deve subir para R\$ 14 milhões em 2017.

Dentro desse quadro geral, os projetos vinculados a fontes alternativas de energia renovável mantiveram condições de financiamento relativamente privilegiadas quando comparados com projetos relacionados a outros setores de infraestrutura ou mesmo com projetos ligados a fontes mais tradicionais de geração de energia elétrica ou a demais seguimentos da indústria como distribuição e transmissão. A participação máxima do BNDES em itens financiáveis para energia eólica e solar permaneceu alta durante os últimos cinco anos, variando entre 70% e 80% ao longo do período. No entanto, as condições de financiamento e do mercado mudaram bastante no mesmo intervalo de tempo.

Tomemos, como referência, um típico projeto de grande porte no setor elétrico. Esses são geralmente financiados a partir da modalidade conhecida como *project finance*, onde os participantes do consórcio ganhador de um leilão constituem uma empresa (sociedade de propósito específico - SPE) especificamente para tocar o projeto. Esses projetos têm como principais fontes de financiamento os recursos próprios dos acionistas da SPE, o BNDES, e, em proporção menor, porém crescente, a emissão de debêntures. A atratividade de um projeto tem relação inversa com o custo do capital investido. Simplificadamente, esse poderia ser entendido como uma média do custo do financiamento (capital de terceiros), descontado da tributação, e do custo do capital próprio da empresa ponderados pelas respectivas participações de cada um na estrutura de capital do projeto. No jargão de finanças, deixando algumas nuances técnicas de lado, esse é o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*).

Grosso modo, o custo de capital próprio de um empreendimento pode ser representado a partir da soma de uma taxa livre de risco mais os prêmios de risco associados ao empreendimento. Notadamente, utiliza-se o risco de mercado, mas alguns consideram fontes adicionais de risco como, por exemplo, o risco regulatório. A taxa de financiamento de operações diretas de empréstimos do BNDES, como é em geral o caso em grandes projetos de infraestrutura, tem três componentes fundamentais: o custo financeiro, a remuneração do banco e o risco de crédito. Desde o final de 2016, os dois últimos passaram a se chamar taxa do

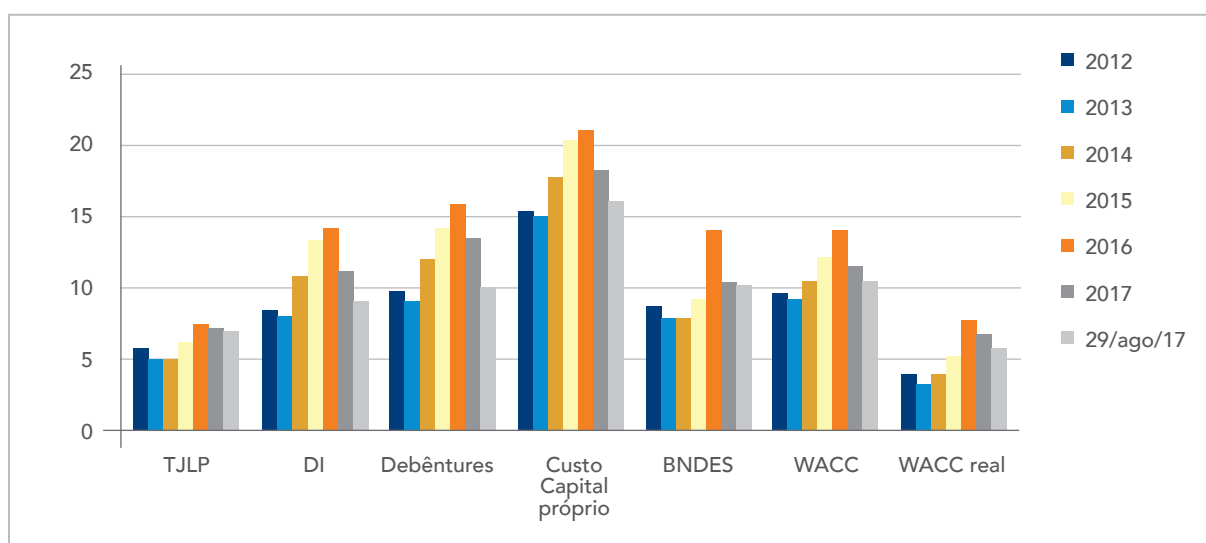
BNDES e deixaram de ser discriminados. As operações indiretas, para projetos de menor vulto, envolvem custos adicionais com a intermediação de outras instituições financeiras e são mais caras. Consideremos, pois, o custo de operações diretas para a análise. O custo do financiamento de debêntures pode ser aproximado pela taxa livre de risco mais um spread associado ao risco de crédito do título.

Para efeitos meramente ilustrativos, consideremos que esse projeto típico tenha uma estrutura de capital dada por 50% de financiamento via BNDES, 40% de capital próprio e 10% de emissão de debêntures. Além disso, assumamos que a taxa livre de risco pode ser aproximada pela taxa DI (taxa de depósitos interbancários), que o prêmio de risco de mercado de projetos de fontes renováveis seja de 5% (Rocha, Gutierrez e Hauser, 2012) e que o prêmio de risco regulatório brasileiro seja aproximadamente 1,9% maior do que a média de países desenvolvidos (Carrasco et Al., 2014). Ou seja, assumamos que o custo de capital próprio seja dado pela taxa DI + 6,9%. Consideremos também que o custo de captação via debêntures observa a média geral de valorização do índice IDA-DI da Anbima, que representa uma carteira teórica de debêntures indexadas ao DI. A razão para a utilização desse subconjunto do total de debêntures emitidas é que ele isola mais adequadamente o risco de crédito, haja

vista que a rentabilidade de títulos indexados à taxa livre de risco (DI) é, por definição, protegida de variações nessa mesma taxa. Pela pior média de classificação de crédito das debêntures de infraestrutura (Wajnberg, 2015), essa pode até ser considerada uma aproximação conservadora.

Para mensurar o custo de captação do BNDES, assumamos um valor médio para o risco de crédito em 2% e observemos que, ao contrário de outras fontes energéticas, o custo financeiro de operações de fontes renováveis alternativas permaneceu igual à TJLP durante os últimos cinco anos. A remuneração básica do BNDES apresentou, no entanto, duas regras distintas durante os últimos cinco anos. De 2012 a 2014, a remuneração do banco para esses projetos foi de 0,9%. Nesses anos, consideraremos então um custo de financiamento médio anual de TJLP + 2,9%. De 2015 ao final de 2016, a remuneração básica do BNDES aumentou para 1,2% e posteriormente passou a não ser discriminada e incluída na taxa do BNDES junto com o risco de crédito. Por simplificação, assumiremos então que custo de financiamento do banco foi de TJLP + 3,2% de 2015 até o momento. Por último, considere a alíquota de 34% de impostos referentes a IR/CSLL. O gráfico abaixo ilustra a evolução da média anual das principais variáveis consideradas e um esboço simplificado para o WACC real médio confrontado por investidores em cada ano.

**Gráfico 1: Evolução do custo de capital aproximado de projetos em novas fontes renováveis.**



Elaboração Própria. Fontes: Anbima, Banco Central do Brasil e BNDES.

Podemos dividir o período recente em três fases bem distintas. Na fase de bonança, verificada de 2012 a 2014, tanto a TJLP quanto a taxa de mercado foram extremamente baixas, com médias de 5,2% e 9,2% respectivamente. Neste período, o custo de capital médio aproximado dos projetos no setor foi de 9,8% nominal e 3,7% real. Nos anos de 2015 e 2016, ocorreu o aprofundamento da crise e o WACC médio real cresceu para 5,3% e 7,7% respectivamente. Essa média caiu para 6,7% no início de 2017 e, no final de agosto de 2017, a estimativa simplificada de custo de capital se encontrava em 5,7%, número ainda bem superior ao do período de bonança. Se levarmos em consideração a aprovação da Taxa de Longo Prazo (TLP) instituída pela Media Provisória 777, teremos a TJLP convergindo para condições de mercado ao longo dos próximos cinco anos. Deixemos de lado, por um instante, o fato de que a TLP pode contribuir para a diminuição do déficit fiscal via redução de subsídios implícitos e explícitos do governo (IPEA, 2017a) e consideremos que as condições macroeconômicas e regulatórias se mantenham as mesmas pelos próximos cinco anos. Neste caso, teríamos o WACC real convergindo dos atuais 5,7% para o mesmo patamar médio de 6,7% real do biênio de crise mais acentuada. É importante notar duas coisas: primeiro, assume-se, neste cenário, que o BNDES terá fôlego pelos próximos anos para continuar atuante como financiador de projetos de energia renovável alternativa. Segundo, apenas projetos que dessem um retorno real médio anual superior a 6,7% acima da inflação seriam iniciados. Trata-se de um retorno requerido bastante alto para investimentos tipicamente de longo prazo.

Para que as expectativas de investimento privado vultoso em fontes alternativas nos próximos anos sejam atendidas, precisaremos ter melhora significativa no ambiente macroeconômico, microeconômico e regulatório. Com essa melhora, a partir da diminuição da taxa livre de risco e do risco regulatório, conseguiremos reduzir o custo de capital para patamares mais aceitáveis ao apetite do investidor sem a necessidade de subsídios governamentais.

Do lado macroeconômico, isso significa maior controle fiscal por meio da aprovação de reformas, sobretudo, a previdenciária. Isso levaria a uma redução sustentável dos juros da economia. Do lado microeconômico, seria preciso aprofundar reformas que melhorem o ambiente de negócios, aprimorem a governança dos ministérios setoriais e de agências reguladoras de infraestrutura e que reduzam incertezas relativas à judicialização excessiva (IPEA, 2017b). Por último, em termos setoriais, é vital que haja especial atenção dos tomadores de decisão às mudanças do marco regulatório, para que não se produzam riscos adicionais que afastem ainda mais o investidor. Em um cenário benigno em que os juros do governo caiam para 7% ao ano e que tanto o risco de crédito médio dos empreendimentos e o risco regulatório brasileiro caiam pela metade, teríamos um WACC real novamente em um patamar inferior a 4,5% ao ano, mesmo sem acesso a empréstimos subsidiados.

Se não reduzirmos o custo de capital de maneira sustentável a partir da melhora das condições econômicas, a expansão em grande escala dos investimentos no setor de energia elétrica, em particular nas fontes renováveis, ficará refém de pelo menos uma das seguintes situações: primeiro, da volta dos subsídios, na forma de políticas fiscais expansivas potencialmente irresponsáveis de gastos públicos. Segundo, de investimentos feitos exclusivamente por empresas estrangeiras que tenham custo de capital muito mais baixo fruto do acesso a crédito subsidiado em seus respectivos países, como é o caso das empresas chinesas. Terceiro, de um ajuste tarifário que cubra o alto custo de capital dos projetos. A primeira situação não é sustentável economicamente e resultaria em novas altas de taxa de juros reais comprometendo os investimentos. A segunda concentraria ainda mais o setor nas mãos de poucas empresas. A terceira é tanto social quanto politicamente indesejável. Em última instância, qualquer desses caminhos se traduz em maior poder de mercado ao longo da cadeia e maiores tarifas para o consumidor, justamente no momento em que se busca uma maior liberalização do setor.

## REFERÊNCIAS

CARRASCO, V., J. M. PINHO MELLO, and J. GUSTAVO. "Risco regulatório no Brasil: teoria e mensuração." Gargalos e soluções na infraestrutura de transportes. Rio de Janeiro: Editora FGV 1 (2014): 21-37.

FS-UNEP. "Global Trends in Renewable Energy Investment". Relatório da FS-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, 2017.

IEA. "World Energy Investment 2017". Relatório da International Energy Agency, 2017.

IPEA. "Capítulo 5: Financiamento do Desenvolvimento: Enfrentar os Obstáculos de Longo Prazo" em "Desafios da Nação 2017". Instituto de Pesquisa econômica e Aplicada, 2017.

IPEA. "Capítulo 13: Risco Regulatório: Sobre Regulamentação e Falta Governança" em "Desafios da Nação 2017". Instituto de Pesquisa econômica e Aplicada, 2017.

Rocha, Katia, Maria Bernadete GP Gutierrez, and Philipp Hauser. "A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil: Uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil". No. 1701. Texto para Discussão, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2012.



Gabriel G. Fiuzza de Bragança, PhD, é doutor em economia pela Victoria University of Wellington (VUW-NZ), mestre em economia pela EPGE/FGV e mestre em métodos matemáticos em finanças pelo IMPA. É atualmente coordenador/pesquisador do IPEA e professor do IBMEC e FGV. O autor trabalha na área de regulação econômica desde 2004. Nesse período, contribuiu ativamente para o debate regulatório dos setores de energia elétrica e telecomunicações. Em especial, produziu estudos relacionados aos temas de tarifação e preços de acesso; risco regulatório, estruturas de mercado; base de ativos regulatórios; custos de capital / custos incrementais de longo prazo; rentabilidade econômica; investimentos e opções reais, e ganhos de produtividade (fator X). Gabriel tem participado de inúmeras conferências nacionais e internacionais, recebeu prêmios no Brasil e na Austrália por seus artigos acadêmicos,

possui publicações em periódicos de ponta (Energy Economics, Revista Brasileira de Finanças, Energy Policy e Revista do BNDES) e participou de vários livros (Marcos Regulatórios no Brasil, Defesa da Concorrência e Poder de Mercado no Agronegócio, Regulação e Concorrência no Brasil - governança, incentivos e eficiência, Ajustes Fiscais: Experiência de Países Selecionados e Forest Valuation under Carbon Price). Foi também pesquisador associado do Instituto de Regulação e Defesa da Concorrência da Nova Zelândia (ISCR), com o qual manteve vínculos de 2008 até o seu encerramento em 2015. Suas áreas de interesse incluem economia da energia, finanças e investimentos, regulação econômica e infraestrutura.

\* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.





## EDITORIAL

# HORÁRIO DE VERÃO: UMA POLÊMICA HISTÓRICA

“Foi uma medida que muito aproveitou ao commercio, agradando tanto a patrões como a empregados.”

*Jornal do Brasil, Rio de Janeiro, página 11, quinta-feira,  
22 de setembro de 1932.*

“As estatísticas provam exuberantemente que não é a diferença de hora que faz diminuir o consumo de luz, mas tão somente a crise, que obriga a população a toda sorte de economia e sacrifícios.”

*Jornal do Brasil, Rio de Janeiro, página 12, sexta-feira,  
30 de setembro de 1932*

“O comercio e a industria, representados por diversas das suas instituições, não desejam que se observe o horario de verão, instituída o ano passado. E têm razão. A experiência não deu o resultado que se esperava.”

*Jornal do Brasil, Rio de Janeiro, página 5, domingo,  
1 de outubro de 1933.*

“A Confederação Nacional do Comércio pediu, ontem, ao Conselho Nacional de Águas e Energia a imediata adoção do horário de verão, como medida capaz de contribuir para minorar os efeitos da crise de energia elétrica que ocorre em vários Estados.”

*Jornal do Brasil, Rio de Janeiro, página 9, sexta-feira,  
18 de outubro de 1963.*

Criado pelo político e cientista norte-americano, Benjamim Franklin no ano de 1784, o horário de verão foi adotado pela primeira vez no início do século XX, durante a I Guerra Mundial, pela Alemanha, com o objetivo de reduzir os gastos com carvão mineral em meios aos tempos difíceis. A ideia original continua a mesma. Ao adiantar os relógios em uma

hora durante os meses do verão, é possível aproveitar a luz natural por mais tempo e postergar demanda de iluminação artificial em uma hora.

No Brasil, o horário de verão foi implementado pela primeira vez em 1931 e desde o início divide opiniões. Aqueles que são contrários argumentam que a medida traz transtornos aos trabalhadores, além de impactar na saúde ao alterar o relógio biológico. Por outro lado, existem também os que gostam e apoiam a prática, uma vez que, com uma hora adicional de luz natural no final do dia, aproveitam para praticar mais atividades de lazer, sobretudo depois do expediente.

Recentemente, uma pesquisa do ONS/MME trouxe novamente à tona a discussão acerca dos custos e benefícios do horário de verão. De acordo com o ONS, o regime se justifica pela redução da demanda no horário de ponta, aumentando assim a segurança operacional do sistema. O fato de haver uma hora adicional de luz natural faz com que a demanda por iluminação artificial seja deslocada em uma hora. Desta forma, as lâmpadas dos domicílios, ruas e espaços públicos passam a ser ligadas mais tarde, evitando sobreposição com a carga comercial e industrial, que começa a diminuir a partir das 18h.

Historicamente, a demanda mínima ocorria entre as 3h e 4h, seguido de um aumento gradual até às 10h, quando atingia relativa estabilidade, condizente com a jornada diária da população e o início das atividades comerciais e industriais. A partir das 17h, observava-se um aumento de carga decorrente do fim do período de luminosidade natural e início do acionamento de lâmpadas para iluminação. No período entre 18h e 19h, a carga atingia seu pico, com o fim do expediente da maior parte da população e o retorno às suas casas,

quando, além das lâmpadas, eram acionados também o chuveiro elétrico e outros equipamentos eletrônicos, como TV e micro-ondas. A Figura 1a exemplifica esse comportamento, retratando a média do consumo horário em abril de 1999 para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO).

Durante os meses de verão, o período de incidência de luminosidade natural particularmente nas regiões Sul e Sudeste se estende, e com a adoção do horário de verão, é possível aproveitar ainda mais a luz do sol. Em anos passados, o benefício para o sistema era evidente, como pode-se observar através da Figura 1b, que retrata a média do consumo horário em janeiro de 1999, período de vigência do horário de verão, para o subsistema SE/CO.

De acordo com a Figura 1, ao promover o deslocamento do acionamento das lâmpadas, o horário de verão é capaz de reduzir a demanda máxima a ser atendida pelo sistema. Para efeitos de comparação, o incremento médio de demanda entre o horário de pico e o período da tarde foi de 17% em abril de 1999. Já no mês de janeiro do mesmo ano, o incremento foi apenas de 12%, de acordo com o Operador Nacional do sistema -ONS.

A redução do pico de demanda evita a sobrecarga do sistema, permitindo uma operação mais segura e com menor risco de apagões, ao reduzir a necessidade de despacho de térmicas de alto custo. Além disso, a medida contribui também para a economia de energia, ainda que em menor escala. De acordo com dados do ONS, historicamente, a cada ano o horário de verão traz ganhos de armazenamento de aproximadamente 0,40% no subsistema SE/CO e 1,30% no subsistema Sul (S).

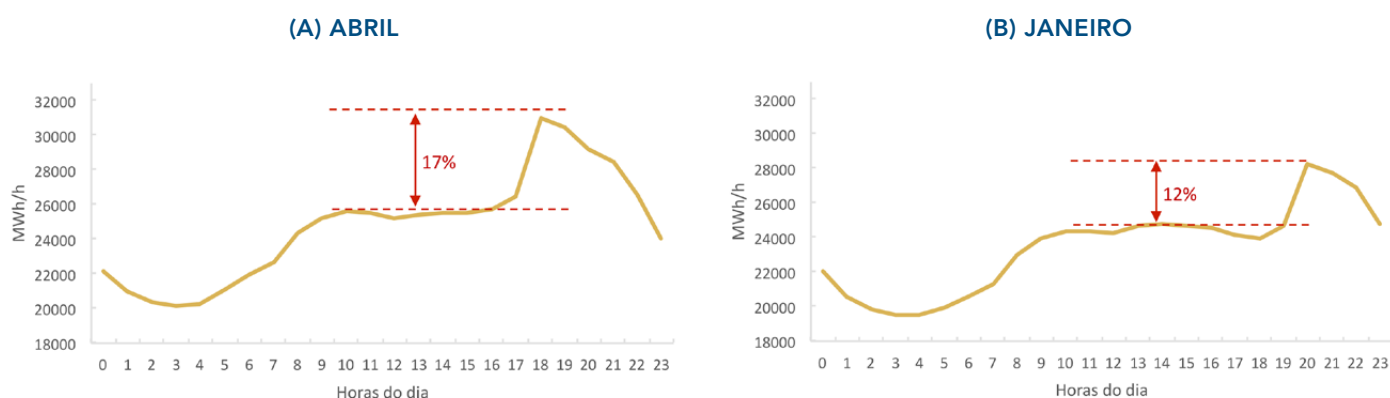


Figura 1 – Consumo horário médio para os subsistemas SE/CO - 1999. Fonte: NOS.

Com o passar dos anos, no entanto, observou-se uma mudança gradual no perfil da demanda de energia. Após a crise energética de 2001, as políticas de aumento da eficiência ganharam força, o que colaborou para o uso mais consciente de energia e para a disseminação de eletrodomésticos mais eficientes no mercado interno. O Selo Procel, por exemplo, teve um papel determinante neste processo, fornecendo aos consumidores novas ferramentas de informação no momento de aquisição desses produtos.

Um dos casos mais marcantes da política de eficiência energética foi a substituição das lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes. Esse processo teve início no racionamento de 2001 e se mostrou irreversível com a publicação da Portaria Interministerial MME/MCTI e MDIC nº 1.007 em 2010, que determinou o banimento gradual das lâmpadas incandescentes do mercado brasileiro. No dia 1º de julho de 2017, passou a vigorar o prazo estabelecido pelo governo que estabelece a proibição da fabricação e comercialização, no território brasileiro, de todos os tipos de lâmpadas incandescente que não se enquadrem nos índices de eficiência energética.

O uso de lâmpadas mais eficientes tem proporcionado a redução da participação da iluminação na demanda de energia, inclusive no horário de pico. Se as lâmpadas fluorescentes já eram capazes de prestar o mesmo serviço energético com um consumo de energia muito menor do que uma incandescente, as lâmpadas LED conseguem ser ainda mais eficientes. Uma lâmpada de 60W incandescente ao ser utilizada 1 hora por dia consome em média 4 vezes mais do que uma lâmpada fluorescente equivalente de 15W e até 10 vezes mais do que uma lâmpada LED equivalente de 7W. E a tendência é uma disseminação cada vez maior das lâmpadas LED, dado a sua redução de custo e aos inúmeros os projetos de eficiência energética que preveem a introdução deste tipo de lâmpada.

Por outro lado, o crescimento da economia, o aumento real do salário mínimo, as políticas de transferência de renda, a valorização do real, dentre outros fatores, aumentaram o poder de compra das famílias brasileiras, o que colaborou para que adquirissem novos

eletrodomésticos, inclusive aparelhos antes tidos como supérfluos. Com a aquisição de novos equipamentos, o chuveiro elétrico, antes tido como o grande vilão no consumo de energia das famílias brasileiras, teve o seu peso amenizado na fatura de energia, ao passo que os aparelhos de ar-condicionado ganharam maior relevância tanto no consumo residencial quanto no comercial. A Figura 2 mostra como a venda de aparelhos de ar condicionado cresceu exponencialmente entre 2009 e 2013.

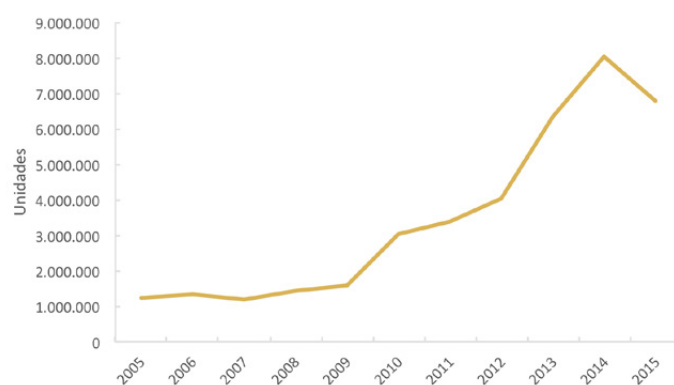


Figura 2 – Quantidade produzida de aparelhos de ar condicionado. Fonte: Pesquisa Industrial Anual – IBGE.

Dessa forma, o impacto no sistema devido ao acionamento da iluminação artificial tornou-se menor, enquanto que o impacto do consumo de energia referente ao uso de aparelhos de ar condicionado cresceu consideravelmente. A Figura 3 traz a média da demanda horária para os meses de abril e janeiro de 2017 no subsistema SE/CO. Conforme se observa, houve aumento nos níveis gerais de consumo, principalmente no período entre 10h e 17h, quando a temperatura tende a ser mais alta, levando a uma maior demanda de energia para refrigeração de ambiente.

O impacto no sistema devido à maior presença de aparelhos de ar condicionado fica ainda mais evidente quando se compara os valores de demanda mínima entre os meses de abril e janeiro de 2017 (Figura 3). Em dias mais quentes, boa parte dos aparelhos permanece ligada durante toda a noite, o que ajuda a explicar o aumento médio observado de cerca de 4260 MWh/h no período das 22h às 6h no sistema SE/CO.

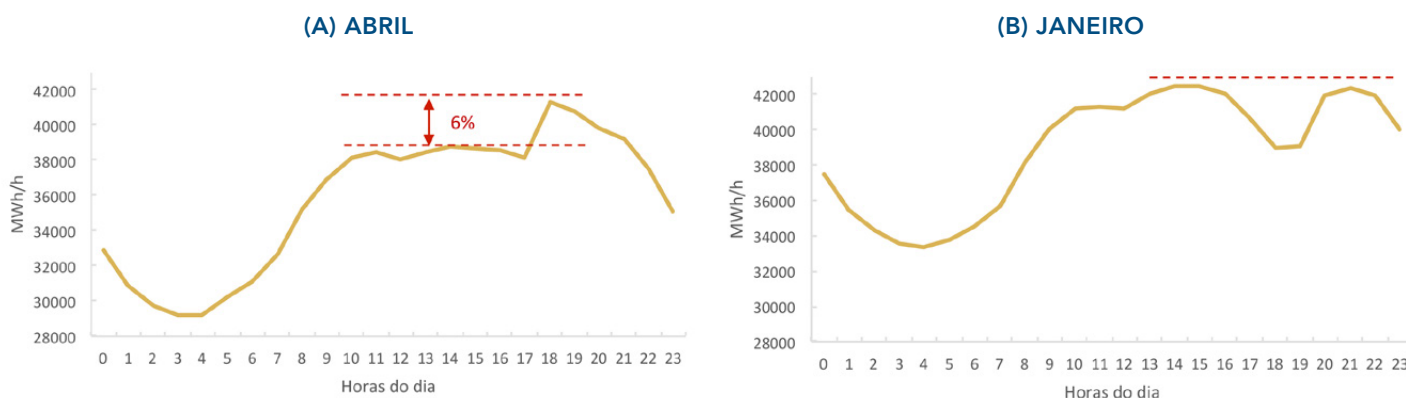


Figura 3 – Consumo horário médio para os subsistemas SE/CO - 2017. Fonte: ONS.

Isso fez com que, apesar de a demanda máxima diária ter se mantido às 18h no mês de abril de 2017, a diferença entre a demanda máxima verificada ao longo da tarde e no horário de pico passasse a ser de apenas 6% em média. Já, em janeiro de 2017, foi verificado pico da demanda de energia no meio da tarde, entre 14h e 15h, devido ao acionamento de aparelhos de ar condicionado.

Contudo, apesar de em janeiro de 2017 o pico ter sido registrado no meio da tarde, sua magnitude foi a mesma da demanda no horário de ponta. Logo, é importante lembrar que, por menor que tenha sido o efeito, a adoção do horário de verão entre 2016 e 2017 contribuiu para o abatimento da carga no início da noite. Caso não estivesse vigente, o sistema apresentaria uma demanda ainda mais elevada no período a partir das 18h.

A Figura 4 apresenta as reduções percentuais estimadas pelo ONS para a demanda no horário de ponta dos últimos 19 períodos de horário de verão para os subsistemas SE/CO e S. Como pode ser observado, há uma tendência de redução dos impactos do horário de verão no abatimento da demanda neste horário, principalmente devido à disseminação de lâmpadas mais eficientes. Já quanto à ocorrência de

pico de demanda no meio da tarde devido ao uso mais intenso de ar condicionado, cabe questionar se o conceito de horário de ponta continua adequado perante o novo padrão de consumo observado. Porém, não desqualifica a manutenção do horário de verão, dado que o período do final da tarde e início da noite continua a apresentar alta demanda de energia elétrica.

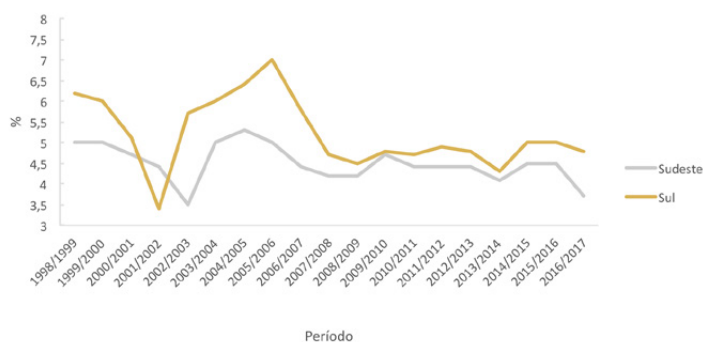


Figura 4 – Redução percentual da demanda no horário de ponta. Fonte: ONS.

É preciso ter em mente, no entanto que o objetivo declarado do programa é reduzir a demanda máxima do sistema no período de ponta, o que ocorre pelo deslocamento da carga referente à iluminação e contribui para uma operação mais econômica e



segura. Sendo assim, conforme se reduz a participação da iluminação artificial na demanda total do sistema, seja pela adoção de lâmpadas mais eficientes, seja pelo aumento do consumo de outros tipos de equipamentos, os benefícios declarados desta medida tendem a diminuir.

No caso do sistema brasileiro, que tem nas usinas hidrelétricas sua principal fonte de geração, a adoção do horário de verão tem como segundo efeito uma

redução de consumo energético total, ainda que em escala reduzida. Tal redução permite acumular um volume adicional de água nos reservatórios. Em momentos em que o volume armazenado encontra-se em situação desfavorável, como o que enfrentamos atualmente, qualquer redução no consumo energético deve ser bem recebida e a adoção do regime pode ser justificada. Entretanto, não se pode perder de vista qual o real objetivo do programa e, se for o caso, visitar a questão futuramente.

---

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



## PETRÓLEO

Júlia Febraro/Bruno Andrade

### A) PETRÓLEO

#### a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de agosto de 2017 apresentou produção diária de 2,6 milhões de barris (MMbbl/d), o que representou uma queda de 1,8% com relação à produção de julho. Na comparação anual também houve queda em agosto,

ficando 1,3% abaixo da produção de 2016 para esse mês, que havia sido de 2,6MMbbl/d. (Tabela 2.1).

Segundo dados da ANP, em agosto, 95,1% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 77,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 8.183 poços, sendo 743 marítimos e 7.440 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,7% do total de óleo e gás natural.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendência 12 meses	jul-17	ago-16
<b>Produção</b>	79.857.976	-1,78%	-1,25%		81.308.760	80.871.171
<b>Consumo Interno</b>	50.835.362	-0,41%	-5,58%		51.043.021	53.838.436
<b>Importação</b>	4.053.722	-40,28%	13,86%		6.788.327	3.560.318
<b>Exportação</b>	32.034.885	-14,97%	14,37%		37.674.833	28.009.524

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Com relação ao pré-sal, sua produção em agosto foi oriunda de 84 poços e chegou a 1,3 MMbbl/d de óleo e 48MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 1,6MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 48,0% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.087.

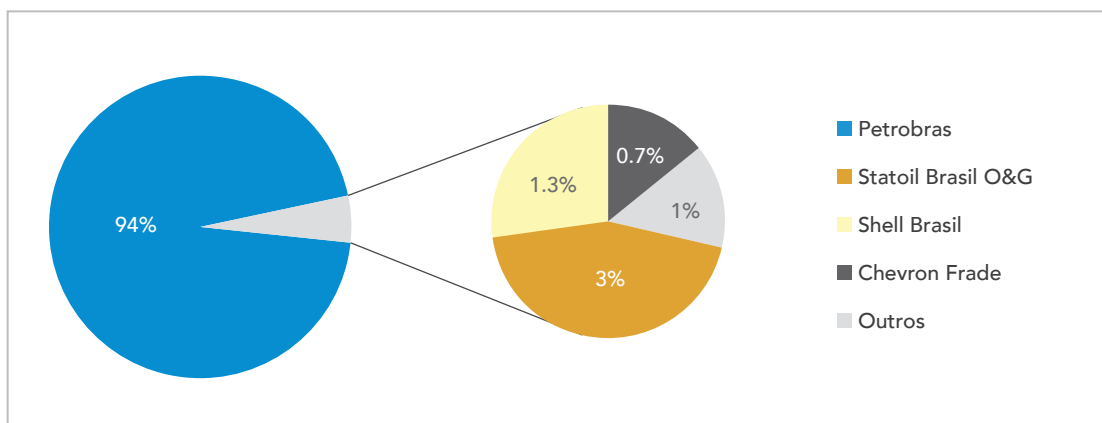
Em 27 de outubro foram realizadas as rodadas de licitação do pré-sal. Na 2ª rodada, foram licitados blocos com reservatórios que se estendem para áreas adjacentes, visando a individualização da produção. Na 3ª rodada, as áreas que foram ofertadas estão localizadas nas bacias de Campos e Santos. De acordo com TN Petróleo (2017), o governo esperava uma arrecadação de mais de R\$ 7,7 bilhões em bônus de assinatura com os dois leilões, mas, como definido pelo modelo de partilha, vence o leilão aquela empresa ou consórcio que ofertar o maior volume de óleo à União.

Segundo o secretário de Petróleo e Gás do MME, Márcio Félix, era esperada maior competição e disputa no leilão da 3ª rodada, pois como na 2ª rodada serão leiloadas áreas unitizáveis, o interesse maior era de quem já opera as áreas.

A Petrobras havia manifestado direito de preferência em três das oito áreas das rodadas do pré-sal e, segundo a ANP, haviam 10 empresas habilitadas para a 2ª rodada e outras 14 para a 3ª, dentre elas estão Exxon Mobil, BP, Shell, Total, Repsol, Chevron e a própria Petrobras.

Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, a participação da Petrobras subiu 1% com relação ao mês de julho, ficando com 94% da produção. A Statoil permaneceu com 3% em agosto e a Shell caiu ligeiramente para 1,3%. A Figura 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de agosto.

**Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador**



Fonte: ANP, 2017

### 14ª Rodada de Licitações

Em 27 de setembro de 2017 foi realizada a 14ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural. O evento, realizado pela ANP, marcou a retomada de investimentos no *upstream* brasileiro. Diante de expectativas e incertezas, com normas do regime de concessão simplificadas, como a retirada do conteúdo local como critério de licitação, a extensão do

Repetro e a redução de royalties para áreas específicas (como as de risco mais elevado e bacias maduras), a rodada se mostrava como oportunidade de arrecadação de recursos e termômetro da atratividade do setor.

Antes do evento, o diretor geral da ANP, Décio Oddone, afirmou a expectativa de arremate de cerca de 20% a 30% dos 287 blocos ofertados. Porém apenas 37 blocos

(12,7% do total) foram arrematados e duas (Pelotas e Alagoas) das 10 bacias que participaram do leilão não receberam lances. Apesar do baixo percentual de blocos arrematados, a rodada contou com um recorde em arrecadação de bônus de assinatura, mais de R\$3,8 bilhões. Vale também ressaltar o investimento mínimo previsto superior a R\$845 milhões.

O leilão era tratado por muitos como um aquecimento para as duas próximas rodadas de áreas sob regime de partilha no pré-Sal, marcadas para outubro, no Rio de Janeiro. Os resultados mostram que o *upstream* brasileiro continua muito atrativo. Contudo, esse interesse por parte

das operadoras se mostra seletivo, com 95% do total do bônus de assinatura arrecadado referente a blocos da bacia de Campos, em blocos próximos de áreas do pré-Sal, é possível afirmar realmente os olhos estão voltados para as águas ultra profundas.

Em uma comparação por ambientes, os resultados ficam ainda mais discrepantes, 99,2% do total de bônus de assinatura se refere a blocos localizados em águas profundas ou ultra profundas. Com relação ao Investimento Mínimo Previsto, 86,9% do total se referem a tais áreas. Como mostrado nos gráficos abaixo, é possível perceber o maior interesse das empresas pela Bacia de Campos.

Figura 2.2: Resultados da 14ª Rodada de Licitações



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017

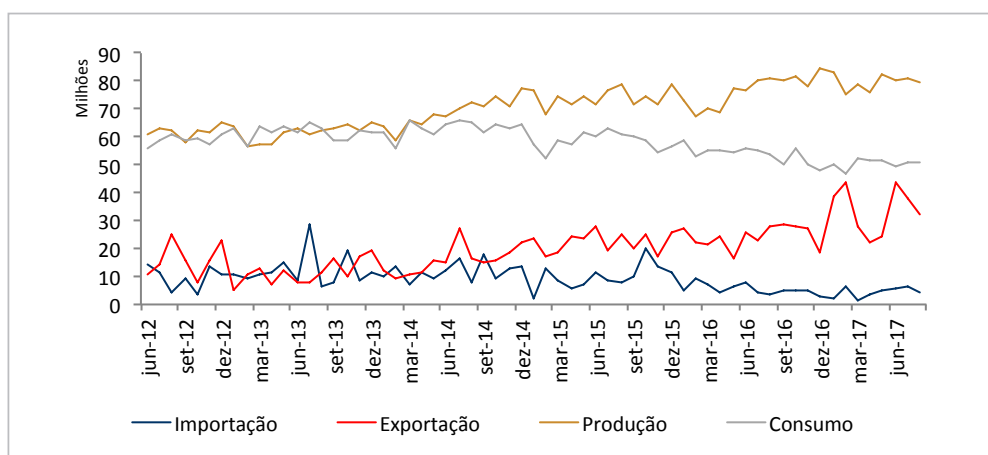


A próxima rodada de licitações terá um novo formato: o governo dividirá a 15ª rodada em dois leilões distintos, um com áreas *onshore* e outro com *offshore*, sendo os dois mais enxutos, dando prioridade à qualidade dos ativos disponibilizados, e não mais à quantidade (Brasil Energia, 2017). O plano, antecipado pelo diretor geral da ANP, Décio Oddone, é fazer duas rodadas seguidas da outra, onde os blocos que já foram disponibilizados nas rodadas anteriores sejam retirados e colocados em oferta permanente, dando lugar apenas às áreas novas nos futuros leilões. Com regras mais simples e condizentes ao perfil das companhias, a meta é a simplificação dos

processos de forma geral, tornando os leilões mais atrativos e rápidos, evitando o grande número de áreas sem oferta (Brasil Energia, 2017).

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações quebraram a trajetória ascendente que já durava 3 meses e caíram significativamente em agosto (-40,3%), chegando a 4MMbbl (mês). Por outro lado, houve aumento na comparação anual, de 13,9%. Com relação às exportações, a comparação mensal registrou queda de 14,9%, apesar de aumento (14,4%) com relação a agosto de 2016, alcançando 32MMbbl.

**Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)**

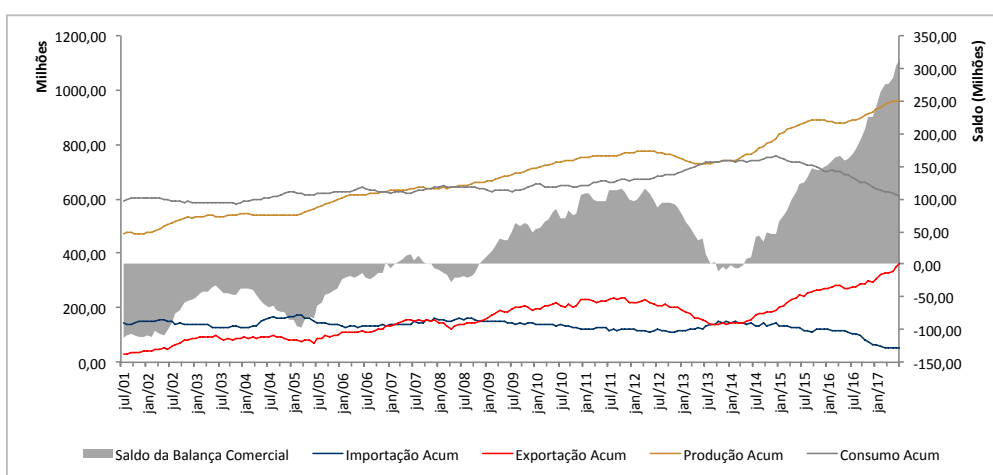


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 16º mês consecutivo. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo

entre Exportações e Importações, também se verifica aumento no acumulado de 12 meses, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em agosto (Figura 2.4).

**Figura 2.4: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

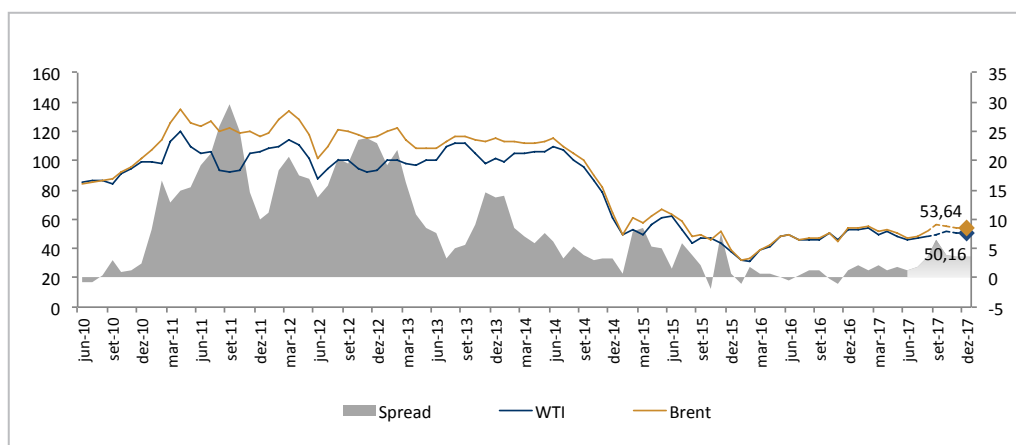
Segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent subiu pelo segundo mês consecutivo, chegando a US\$ 51,7/bbl. O WTI também segue tendência altista e atinge US\$ 48,04/bbl em agosto.

Apesar deste boletim trazer dados para o mês de agosto, adiantamos que em setembro a produção da Opep superou a de agosto, impulsionada pelos resultados da Líbia, Nigéria, Iraque e Gabão. O cartel e outros dez países vêm, desde o começo do ano, buscando reduzir sua produção combinada em 1,8MMbbl, mas os esforços de conter a oferta foram

parcialmente prejudicados pela maior produção na Líbia e Nigéria, dois membros da Opep que foram excluídos do acordo, pois suas indústrias petrolíferas vinham sendo afetadas por conflitos locais. (TN Petróleo, 2017)

A Arábia Saudita vem dando sinais de que está aberta a propostas para a extensão do corte na produção - que inicialmente vai até março de 2018 - até o final do ano que vem. Adicionalmente, o país anunciou que irá diminuir suas exportações em 7% em novembro com relação ao mesmo mês do ano passado, de forma a tentar influenciar o aumento dos preços.

**Figura 2.5: Preço Real e Projeção (\$/Barril).**



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

Neste mês de agosto de 2017, a maioria dos estados apresentou declínio em suas produções. Com queda de quase 20% na comparação anual, a produção *onshore* do Rio Grande do Norte atingiu o menor valor dos últimos 12 meses. Entretanto, o estado de São Paulo merece destaque: com crescimentos mensal e anual de 4,7% e 30,2%, o estado atingiu o maior nível de produção dos últimos 12 meses (Tabela 2.2). Apesar do recorde no mês de agosto, desde julho - com um volume de 344 mil barris de petróleo por dia - o estado de São Paulo ultrapassou o Espírito Santo e se tornou o segundo estado produtor de petróleo do país, atrás

apenas do Rio de Janeiro. (Secretaria do Estado de São Paulo, 2017)

Em 2010, com uma produção de 14 mil barris diários, São Paulo ocupava apenas a sétima posição nacional, realidade que mudou completamente com a descoberta do pré-sal na Bacia de Santos. Atualmente, os campos de Sapinhoá e Lapa (no pré-sal) e Baúna (no pós-sal), são responsáveis por 98% de toda a produção do estado. A expectativa do governo de São Paulo é que a produção ultrapasse 1 milhão de barris por dia e se mantenha como segundo maior produtor de petróleo do Brasil. (Secretaria do Estado de São Paulo, 2017)

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendência 12 meses	jul-17	ago-16
AL	Onshore	101.176	9,16%	-5,81%		92.688	107.418
	Offshore	4.233	5,82%	-32,18%		4.000	6.242
AM	Onshore	660.904	-4,12%	-8,50%		689.310	722.293
BA	Onshore	981.218	0,29%	-7,88%		978.358	1.065.159
	Offshore	19.560	15,30%	-19,99%		16.964	24.446
CE	Onshore	37.876	-3,32%	-13,71%		39.177	43.896
	Offshore	122.988	-11,06%	-25,24%		138.281	164.505
ES	Onshore	317.634	-4,44%	-15,82%		332.391	377.347
	Offshore	11.875.474	34,69%	-5,88%		8.816.669	12.617.888
MA	Onshore	1.502	-12,36%	14,68%		1.714	1.310
RJ	Offshore	52.433.096	-8,59%	-3,82%		57.358.243	54.516.324
RN	Onshore	1.256.388	-0,47%	-19,09%		1.262.363	1.552.868
	Offshore	184.905	-1,74%	-3,42%		188.182	191.452
SP	Offshore	11.174.477	4,67%	30,16%		10.675.692	8.585.195
SE	Onshore	528.564	-1,97%	-18,90%		539.199	651.741
	Offshore	157.983	-10,00%	-35,01%		175.530	243.086
<b>Total</b>		79.857.976	-1,78%	-1,25%		81.308.760	80.871.171

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Vale destacar que a Petrobras anunciou descoberta de acumulação no pré-sal da Bacia de Campos, localizada na área de Marlim Sul (InfoMoney, 2017), a mais de 4.500 metros de profundidade. O resultado, segundo a Petrobras, demonstra o potencial de descobertas em bacias maduras, com estruturas de produção já implementadas. Pelo senso comum, a produção da Bacia de Campos estaria em declínio, uma vez que desde o primeiro semestre desse ano passou de 1,3MMbbl/d para 1,2MMbbl/d, indicando uma queda de 6% no total. Tal afirmação não leva em consideração o esforço exploratório inerente à região, assim como a utilização de técnicas de exploração cada vez mais avançadas que levam a extensão da vida útil dos campos, tão amplamente utilizada na indústria. Indubitavelmente, tal descoberta reacende os ânimos dos consórcios da área.

## B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em agosto, a produção dos principais derivados de petróleo apresentou queda com relação a julho: o volume de gasolina produzido (14MM/bbl) foi 6% inferior e as produções de óleo diesel e GLP caíram 1% e 3,8%, respectivamente. A exceção foi o óleo combustível, que cresceu 18% na comparação mensal. Com relação às exportações, a gasolina merece destaque, com crescimento de quase 200% em agosto com relação a julho (Tabela 2.3). Esse aumento nas exportações de gasolina pode ser explicado pelos números das exportações de petróleo do Brasil, que atingiram 32 milhões de barris em agosto, volume 14,4% maior frente ao total registrado no mesmo mês do ano passado. No acumulado do ano até agosto, o volume exportado aumentou em 43% ante o mesmo período de 2016.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendência 12 meses	jul-17	ago-16
Gasolina	Produção	14.020.118	-6,24%	5,61%		14.953.842	13.275.372
	Consumo	23.500.335	-0,43%	44,69%		23.602.438	16.242.369
	Importação	1.976.129	-2,60%	5,53%		2.028.844	1.872.637
	Exportação	313.650	183,60%	-		110.595	457.886
Diesel	Produção	21.122.345	-1,04%	-13,08%		21.344.281	24.300.885
	Consumo	31.518.480	3,78%	10,15%		30.369.218	28.612.938
	Importação	7.908.513	7,45%	61,13%		7.359.914	4.908.114
	Exportação	351.232	-	-		0	143.068
GLP	Produção	4.149.068	-3,79%	3,54%		4.312.414	4.007.068
	Consumo	7.738.911	3,01%	-0,20%		7.512.575	7.754.394
	Importação	3.007.281	19,47%	9,17%		2.517.245	2.754.607
QAV	Produção	3.104.223	-2,35%	-4,53%		3.179.084	3.251.392
	Consumo	3.584.551	-3,60%	-0,40%		3.718.303	3.598.797
	Importação	315.606	-	-		0	258.799
	Exportação	32.559	-	-		18.414	1.646
Óleo Combustível	Produção	6.444.427	17,96%	9,02%		5.463.312	5.911.286
	Consumo	2.441.080	62,51%	66,44%		1.502.086	1.466.662
	Importação	75	-	-98,79%		114	6.160
	Exportação	2.025.822	-32,88%	105,68%		3.018.192	984.935

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Apesar das quedas nas produções, as vendas de combustíveis no país em agosto atingiram a máxima do ano: 76,1 milhões de barris, 2,2% acima dos níveis registrados no mesmo mês em 2016. Até então, março havia registrado o maior volume de vendas, com 74,5 milhões de barris, mas foi ultrapassado pelas vendas de agosto. Porém, na comparação anual, as vendas caíram 0,4% e chegaram a 562,7 milhões de barris.

Em agosto de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional apenas para o caso do diesel. Para a gasolina, após os

preços de referência internacional ultrapassarem em junho os de realização doméstica pela primeira vez desde agosto de 2015, a diferença entre eles continuou aumentando em agosto. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado (Figura 2.6).

A nova política de preços da Petrobras, que foi detalhada no Boletim de Conjuntura do mês de agosto, pode ajudar a estatal a atrair mais parceiros no segmento de óleo e gás, segundo a própria empresa (Guia Oil & Gas Brasil, 2017)

**Figura 2.6: Preço Real dos combustíveis 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 internação





## GÁS NATURAL

Larissa Resende

### A) DADOS GERAIS

A produção de gás natural bateu novo recorde no mês de julho, totalizando um volume de 115,0MMm<sup>3</sup>/dia, tendo a produção elevado em 7,3% se comparado ao mesmo período do ano passado.

Já a oferta nacional passou de um volume de 61,9MMm<sup>3</sup>/dia para 63,1MMm<sup>3</sup>/dia. Comparando este com aquele ofertado no mesmo período do ano anterior, podemos observar que houve um aumento de 12,5MMm<sup>3</sup>/dia.

Já o consumo de gás natural apresentou no mês de julho um aumento de 12,4%, passando de um volume de 78,0MMm<sup>3</sup>/dia em junho para 87,6MMm<sup>3</sup>/dia.

O aumento no consumo, que foi superior ao aumento na oferta nacional em 8,4MMm<sup>3</sup>/dia, resultou em um aumento na importação em 55,3%, embora este não tenha tido variação significativa se comparado ao volume importado em julho de 2016. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	12 meses	jun-17	jul-16
Produção Nacional	115,01	3,49%	7,32%		111,13	107,17
Oferta de gás nacional	63,12	1,99%	24,69%		61,89	50,62
Importação	29,49	55,29%	-0,57%		18,99	29,66
Consumo	87,61	12,36%	17,36%		77,97	74,65

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

## B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Como se pode observar na Tabela 3.2, a parcela de gás natural produzida indisponível ao mercado apresentou um aumento total de 5,4% em relação ao mês anterior, passando de 49,3MMm<sup>3</sup>/dia para 51,9MMm<sup>3</sup>/dia. Dado que a produção nacional de gás foi de 115,0MMm<sup>3</sup>/dia, novo recorde que provocou expectativa de melhora

para o setor, o percentual da produção que chegou ao mercado foi de 55%. A queima de gás natural, assim como a absorção de gás em UPGN's apresentaram queda no mês de julho se comparado ao mês anterior, enquanto o volume reinjetado e aquele consumido internamente em E&P apresentaram aumento de 11,1% e 1,6%, respectivamente.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

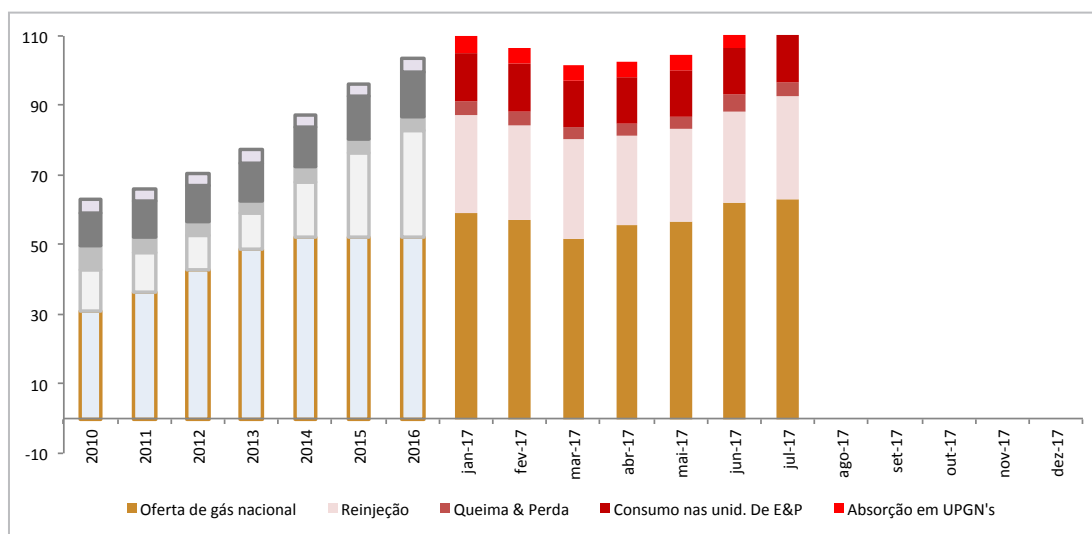
	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	12 meses	jun-17	jul-16
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	115,01	3,49%	7,32%		111,13	107,17
Produção indisponível	Reinjeção	29,51	11,11%	-16,26%	26,56	35,24
	Queima	4,23	-6,21%	-3,42%	4,51	4,38
	Consumo interno em E&P	13,62	1,64%	5,42%	13,40	12,92
	Absorção em UPGN's	4,53	-5,03%	12,97%	4,77	4,01
	<b>Subtotal</b>	51,89	5,38%	-8,24%	49,24	56,55
<b>Oferta de gás nacional</b>	63,12	1,99%	24,69%		61,89	50,62
Ofert nacional/Prod. Bruta	55%	-1,45%	16,19%		56%	47%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Podemos observar no Gráfico 3.1 que no mês de julho houve um aumento na produção nacional, no consumo nas unidades de E&P, na absorção em UPGN's e na oferta nacional de gás natural, se comparando a média de cada um desses volumes dos últimos sete anos. Já ao

se analisar o gás rejeitado, foi possível observar que o volume registrado no mês de julho só não foi superior à média do gás rejeitado em 2016, sendo superior à média de todos os seis anos anteriores.

Figura 3.1: Produção Nacional Bruta (em MMm<sup>3</sup>/dia)

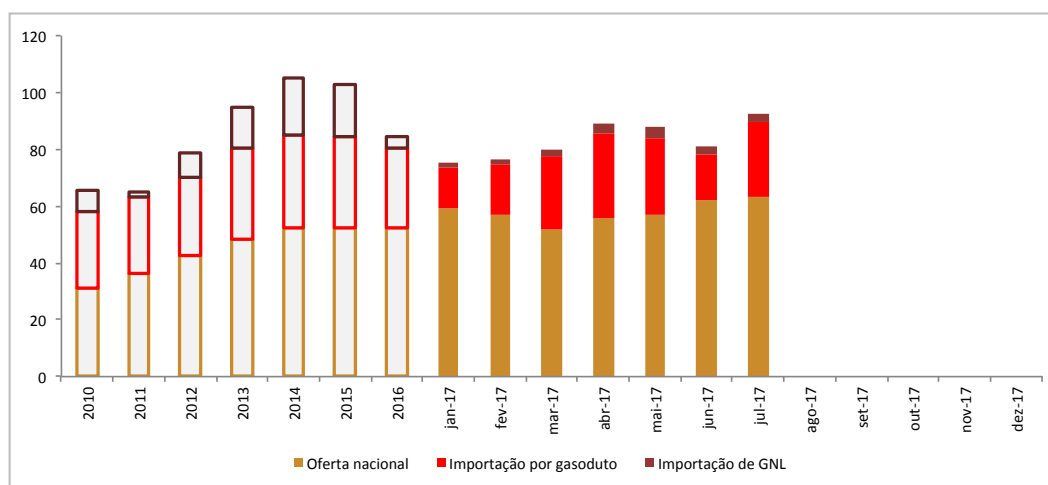


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Após queda de 8,0%, a oferta de gás natural no Brasil passou de um montante total de 80,9 MMm<sup>3</sup>/dia em junho para 92,6MMm<sup>3</sup>/dia em julho, o que representa aumento de 14,5%. Tal incremento pode ser explicado por uma maior demanda por gás natural, sobretudo para geração elétrica, que resultou em um aumento no volume importado. Como é possível observar no Gráfico

3.2, o montante de gás importado através de gasodutos sofreu incremento de 10,3 MMm<sup>3</sup>/dia se comparado ao mês de junho, já a regaseificação de GNL sofreu variação para cima de 6,9%, embora tenha resultado em um volume regaseificado substancialmente inferior à média dos anos de 2013, 2014 e 2015.

Figura 3.2: Oferta de Gás Natural no Brasil (em MMm<sup>3</sup>/dia)






Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Como se pode observar na Tabela 3.3, embora a importação de gás natural no mês de julho tenha registrado aumento de 10,5MMm<sup>3</sup>/dia em relação ao mês anterior, resultando em 29,5MMm<sup>3</sup>/dia, o montante de gás importado não apresentou variação significativa se comparada a este

mesmo período do ano de 2016, que foi de 29,7MMm<sup>3</sup>/dia. Ao desfragmentar as parcelas do gás importado, podemos observar que enquanto o volume importado via gasoduto apresentou queda de 5,7%, aquele regaseificado apresentou aumento de 95,4%.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	12 meses	jun-17	jul-16
<b>Gasoduto</b>	26,54	63,52%	-5,72%		16,23	28,15
<b>GNL</b>	2,95	6,88%	95,36%		2,76	1,51
<b>Total</b>	29,49	55,29%	-0,57%		18,99	29,66

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Embora o volume de gás regaseificado ainda esteja bem modesto, novos projetos que pretendem aumentar a importação de GNL estão em andamento como o projeto da usina térmica e terminal de regaseificação Novo Tempo, no Porto do Açú, com capacidade de gerar 1,2GW, e a construção da Usina Termelétrica Porto de Sergipe, com unidade regaseificadora acoplada, com 1,5GW de capacidade e início de operação planejada para 2020. Por outro lado, outro projeto da Bolognese, que inclui termelétrica no Rio Grande (RS), terminal de importação de GNL, unidade de armazenamento e regaseificação de gás, onde usina teria 1,2GW de capacidade com início de operação em 2021, foi cancelado pela Aneel dado a não comprovação de viabilidade do projeto.








Já em relação ao volume importado através do gasoduto Bolívia-Brasil, com a proximidade do vencimento de um dos contratos do país vizinho com a Petrobras, novos contratos de transporte de gás natural (já no regime de entrada e saída) serão ofertados a partir de chamada pública da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Inicialmente serão negociados 18,0MMm<sup>3</sup>/dia, volume igual ao do contrato que vence em 2019, onde um segundo e terceiro contrato de 6,0MMm<sup>3</sup>/dia cada vence em 2021 e 2030, respectivamente, e um quarto de 5,0MMm<sup>3</sup>/dia vence também em 2030. Caso haja demanda suficiente, uma ampliação da capacidade do GASBOL está sendo cogitada, além da possibilidade de uma chamada pública conjunta com a Nova Transportadora do Sudeste (NTS).

Em relação a oferta de gás boliviano, com a intenção de provar que tem condições de atender a demanda de gás do Brasil e Argentina e ainda atender o próprio mercado, o governo da Bolívia abriu processo de licitação internacional para escolher a empresa que fará a certificação de seus campos de gás. Ao contrário dos dados divulgados pela EPE, que indicam que as reservas bolivianas poderiam não ultrapassar 13 anos, com a expectativa de que sejam quantificados pelo menos 10 trilhões de pés cúbicos, a Bolívia pretende demonstrar que podem fornecer o combustível para além de 2032.

### C) CONSUMO

Após queda no consumo de gás natural para geração elétrica registrada em junho, foi possível observar aumento de 35,9% no consumo térmico, onde foi demandado um montante de 35,0MMm<sup>3</sup>/dia de gás. Já o consumo nos demais segmentos não apresentou variações tão significativas no mês de julho, embora tenham ganhado mais força, exceto pelo setor automotivo. As chuvas escassas no inverno - que resultou no acionamento das térmicas por mais tempo, e o início da retomada da economia - que impactou no consumo industrial e de cogeração, foram os principais responsáveis pelo aumento do consumo total de gás natural no Brasil. Sendo registrando um volume de 87,61 MMm<sup>3</sup>/dia, o consumo total de gás, assim como aquele dos segmentos industrial e residencial, atingiu seus maiores valores se comprado aos últimos doze meses. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

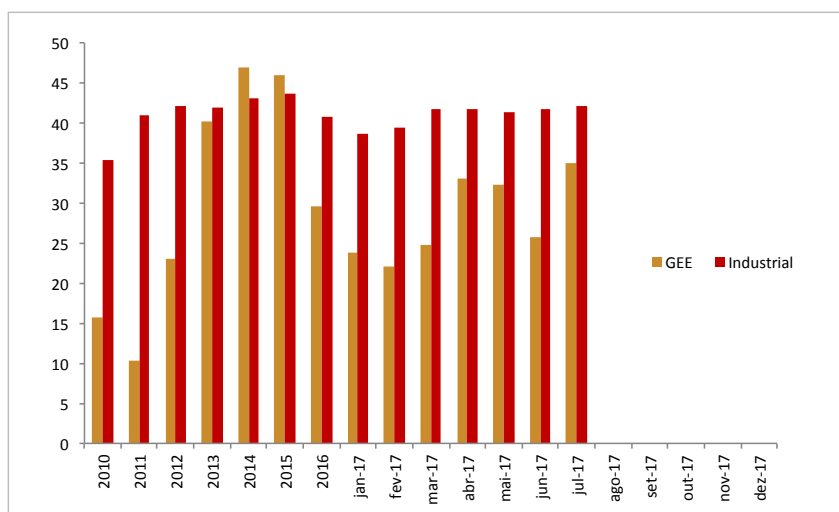
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	12 meses	jun-17	jul-16
<b>Industrial</b>	42,06	0,77%	1,40%		41,74	41,48
<b>Automotivo</b>	5,20	-0,19%	7,22%		5,21	4,85
<b>Residencial</b>	1,39	0,00%	-3,47%		1,39	1,44
<b>Comercial</b>	0,81	1,25%	-10,99%		0,80	0,91
<b>GEE</b>	35,04	35,92%	51,49%		25,78	23,13
<b>Cogeração</b>	2,58	2,38%	15,18%		2,52	2,24
<b>Total</b>	87,61	12,36%	17,36%		77,97	74,65

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Se comparado ao mesmo período do ano anterior, podemos observar avanço de 7,2% no consumo de Gás Natural Veicular (GNV), o que indica que este combustível segue competitivo frente aos combustíveis líquidos. Ainda, dado o baixo nível de resíduos, tal combustível aumenta a vida útil do motor e contribui para um meio ambiente mais limpo devido à baixa emissão de poluentes.

Como é possível observar nos Gráficos 3.5, o consumo para geração elétrica no mês de julho foi o maior do ano, embora seja consideravelmente inferior ao consumo médio desse segmento nos anos de 2013, 2014 e 2015. Já o consumo industrial não sofreu grandes variações se comparado aos últimos quatro meses.

**Figura 3.3: Consumo de GN na indústria e em GEE (em MMm<sup>3</sup>/dia)**


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação a demanda termelétrica, dada a previsão de baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, inferior aquele registrado em 2014 – ano mais crítico da história recente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico vem buscando viabilizar, ainda sem sucesso, combustível para as termelétricas que estão operacionalmente disponíveis, mas paradas por falta de insumo. Por serem movidas a gás natural, o acionamento das usinas Araucária, Cuiabá e Termonorte II é uma alternativa de promoção de energia a preços mais competitivos se comparado com os de outras usinas térmicas. Embora esta seja apenas uma das alternativas consideradas pelo governo para aumentar a segurança energética do país. Ainda que o risco de qualquer déficit de energia em 2017 seja igual a 0% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, a previsão de escassez de chuvas é responsável pela bandeira tarifária vermelha das contas de luz em outubro.

## D) PREÇOS

Analisando os preços do gás natural no mercado nacional, foi possível observar uma elevação generalizada não apenas se comparado aqueles preços do mês anterior, mas também aos do mesmo período do ano de 2016. Enquanto os preços do gás natural para os consumidores industriais sofreram aumento médio de 9,8%, estando em 15,9US\$/MMBTU, 14,1US\$/MMBTU e 13,6US\$/MMBTU para as faixas de consumo de 2.000m<sup>3</sup>/dia, 20.000m<sup>3</sup>/dia e 50.000m<sup>3</sup>/dia, respectivamente, o aumento no preço do gás no city gate foi de 2,5% e no Programa Prioritário Termelétrico de 0,2%, sendo cotados a 7,2 US\$/MMBTU e 4,16US\$/MMBTU, respectivamente. Maiores detalhes podem ser analisados na Tabela 3.5.

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

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	12 meses	jun-17	jul-16
<b>Henry Hub</b>	2,96	0,77%	4,48%		2,94	2,83
<b>Europa</b>	5,21	-4,05%	13,62%		5,43	4,59
<b>Japão</b>	8,30	-0,02%	35,23%		8,30	6,14
<b>PPT *</b>	4,16	0,24%	0,00%		4,15	4,16
<b>Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)</b>	<b>No City Gate</b>	7,24	2,54%	17,21%	7,06	6,17
	<b>2.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	15,91	8,52%	10,97%	14,66	14,34
	<b>20.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	14,07	10,31%	10,58%	12,75	12,72
	<b>50.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	13,59	10,47%	10,11%	12,30	12,35

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

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



Em discussão a respeito da competitividade do gás no pré-sal, tem sido esperado que este saia em até 6,4 US\$/MMBTU, podendo atingir 9,5US\$/MMBTU com o custo de transporte até o *city gate*. Atualmente o custo de transporte varia de 1,5US\$/MMBTU a 2,0 US\$/MMBTU, mas em decorrência de possíveis mudanças tributárias e da proposta de cobrança do transporte pelo modelo de entrada e saída da molécula - que vem sendo discutidas em programa governamental, esse gás poderá chegar mais competitivo.

Em relação aos preços internacionais no mês de julho, enquanto o preço do Henry Hub e o preço do gás no Japão não apresentaram variações significativas, estando em 3,0US\$/MMBTU e 8,3US\$/MMBTU, respectivamente, o preço do gás natural no mercado europeu sofreu queda de 4,0% se comparado ao mês anterior, sendo cotado a 5,2US\$/MMBTU no mês de julho.

## E) FUTURO

Pouco mais de um ano do início das discussões, as propostas do programa governamental Gás para Crescer (GpC) começaram a ganhar forma na esfera legislativa. O substitutivo do PL 6.407 apresentado pelo deputado Marcus Vicente (PP/ES) estabelece diretrizes para o setor de gás, além de revogação da Lei 11.909/2009 - a Lei do Gás, abrindo prazo de oito dias para receber comentários e sugestões. O período extremamente curto para contribuições, dado a imensurável importância dos temas tratados, é justificado pelo regime de urgência que o relator do processo pretende encaminhar para apreciação da CME e aprovação em plenário.

Apesar de temas de grande importância para o mercado - como harmonização da indústria do gás natural e o setor elétrico e superação dos desafios tributários - não tenham sido tratados, as 32 páginas, divididas em nove capítulos, dispuseram normas para o transporte, importação, exportação, estocagem subterrânea, acondicionamento, gasodutos de escoamento, instalações de processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural, além do tratamento da distribuição, comercialização, contingência no suprimento, disposições gerais e transitórias.

Dentre as definições, como a criação da Área de Mercado de Capacidade, da Zona de Balanceamento das injeções e retiradas de gás em gasodutos e do Código Comum de Rede, foi possível observar a busca pela criação de um mercado de gás natural, onde a figura do transportador operando o sistema de transporte e constituindo gestor da área de mercado, em conjunto com uma regulação forte por parte da ANP, se mostraram como peças chaves.

Dado que a PL propõe que a capacidade de transporte passe a ser referida como aquele volume movimentado nos pontos de entrada ou de saída de um gasoduto ou sistema de transporte, não mais aquele movimentado em um determinado gasoduto, o planejamento operacional será afetado, demandando um balanceamento desse fluxo. Essa desvinculação do fluxo físico é muito bem-vinda uma vez que permite um maior número de operações e conseqüentemente uma menor ociosidade nos gasodutos.

Em relação a promoção das Chamadas Públicas, que anteriormente era atribuição da ANP e objetivava a contratação de capacidade de transporte, passa a ser atribuição do Gestor da Área de Mercado - que será constituído pelos transportadores que operam determinado área - e visará a estimativa da demanda efetiva por serviços de transporte. Então, o transportador passa a ter como obrigação a oferta de serviços de transporte, por meio de plataforma eletrônica, os quais serão formalizados por meio de contratos celebrados com os carregadores.

A atividade de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN), que ganha destaque dentre as demais formas de armazenamento, passará do regime de concessão de uso para o regime de autorização. Embora o desenvolvimento da atividade de ESGN ainda dependa de estudos e viabilização técnica, a utilização do serviço de estocagem tem grande potencial de auxiliar o balanceamento do sistema de transporte, que é uma grande motivação para o desenvolvimento dessa atividade. Dessa forma, apesar da ESGN e de seu acesso a terceiros ter sido tratado pela proposta, a forma como esse acesso a

terceiros se dá e a instituição do serviço de estocagem poderia ser sido abordada pelo documento. O serviço de estocagem, se instituído por meio de cobrança de tarifa regulada ou negociada, poderia gerar interesse a agentes investidores - que não transportadores, onde os próprios transportadores seriam potenciais demandantes desse serviço.

Quanto ao segmento de distribuição e comercialização, a grande (e mais polêmica) medida foi a transferência da atribuição Estadual de regular os consumidores livres para a esfera Federal, além da atribuição, também a ANP, de regular, autorizar e fiscalizar o autoprodutor e o auto importador de gás natural. A existência de barreiras para que os consumidores livres procurem os supridores de gás de forma direta acabaram por promover uma restrição a competição, levando a essa proposta de alteração do agente regulador, que está sendo bem vista pelos agentes - exceto pelas distribuidoras e agentes que a representam. Nesse ponto, é importante que existam

medidas provisórias que visem o respeito aos contratos ainda vigentes.

Não objetivando esgotar todas as mudanças apresentadas, é válido destacar que a atividade de transporte, que antes era exercida em regime de concessão (precedida de licenciação), está sendo proposto tratamento pelo regime de autorização, abrangendo a construção, a ampliação e a operação das instalações. Aos transportadores, está sendo vedada relação societária direta ou indireta, controle ou ser controlada, ou mesmo estabelecer coligações com empresas ou consórcios de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural. Aquelas empresas ou consórcios de empresa que tenham sido autorizadas para o exercício da atividade de transporte de gás natural até a data da publicação desta Lei, e que não atendam a esses requisitos e critérios, deverão submeter-se à certificação de independência expedida pela ANP.



## BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman

### A) PRODUÇÃO

Em agosto/17, foram produzidos aproximadamente 1,6 bilhão de litros de etanol anidro, volume 14,2% inferior ao mês anterior (julho/17) e apenas 0,4% superior ao mesmo mês do ano anterior (agosto/16). No acumulado do ano (janeiro a agosto), a produção em 2017 está 3,7% abaixo da de 2016. Em relação ao etanol hidratado, a produção em agosto/17 foi de aproximadamente 2,3 bilhões de litros, volume 2,9% inferior a julho/17 e 1,0% superior ao de agosto/16. A produção acumulada de etanol hidratado, em 2017, está 12% abaixo da de 2016.

Na comparação com a safra passada (2016/17), o ritmo da moagem do ciclo 2017/18 está ocorrendo com atraso. Segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), desde o início da safra até o dia 1º de setembro, a moagem das usinas da região Centro-Sul totalizou

381,5 milhões de toneladas, o que representa uma queda de 3,6% em relação ao valor contabilizado até igual data do ciclo passado. Além disso, a moagem do mês de agosto/17 sofreu retração em relação ao mês anterior (julho/17). De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o volume de moagem de cana-de-açúcar em agosto totalizou 84,2 milhões de toneladas, apresentando retração mensal de 14,5%.

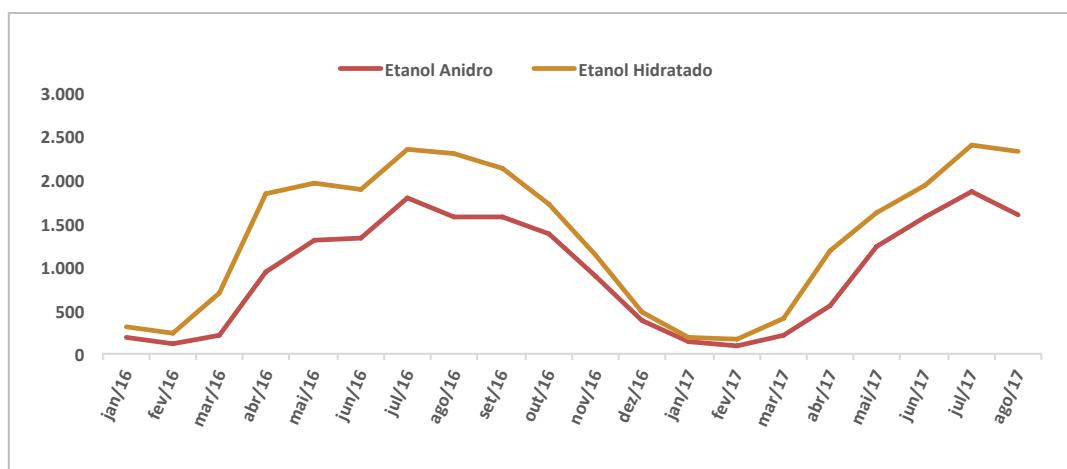
No entanto, já é possível verificar a alteração do *mix* de produção entre açúcar e etanol que vinha sendo praticado nesse ciclo, com uma maior destinação da cana para o açúcar, em relação ao ciclo passado. Ainda segundo a Conab, as usinas, motivadas com a recente recuperação da competitividade do biocombustível em relação à gasolina comum, e, também, com o excedente de oferta açucareira, alteraram a destinação da cana para a fabricação de etanol de 49,7%, em julho/17, para 53,0% em agosto/17.

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

Biocombustível	ago-17	acum-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	jul-17	ago-16	acum-16
Etanol Anidro	1.584,7	7.190,8	-14,2%	0,4%	-3,7%		1.847,8	1.578,2	7.466,6
Etanol Hidratado	2.312,1	10.176,0	-2,9%	1,0%	-12,0%		2.381,2	2.288,5	11.559,7
Total Etanol	3.896,8	17.366,8	-7,9%	0,8%	-8,7%		4.229,0	3.866,7	19.026,2
Biodiesel	400,0	3.498,9	3,3%	22,3%	38,3%		387,2	327,2	2.529,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros

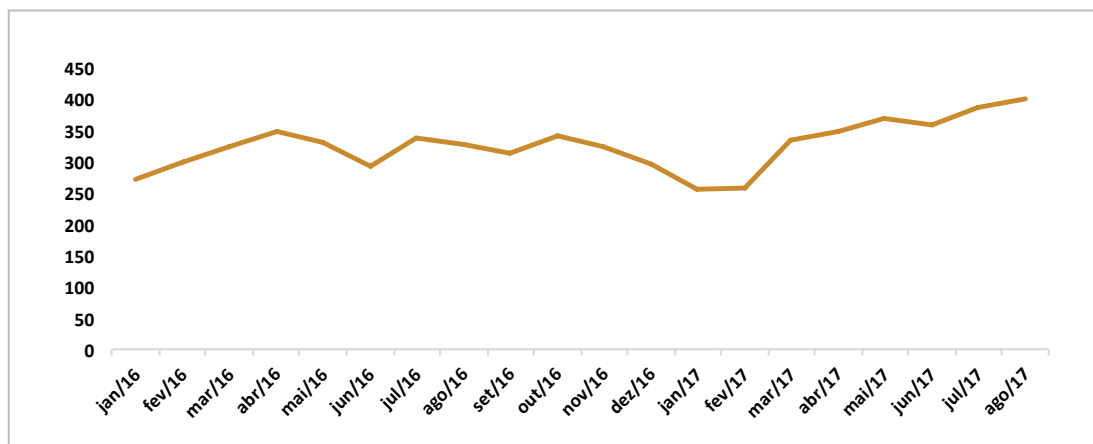


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A produção de biodiesel continua batendo recordes. Em agosto/17, o volume produzido atingiu 400 milhões de litros, volume foi 3,3% superior ao do mês anterior (julho/17) e 22,3% superior ao mesmo mês do ano anterior (agosto/16). A produção acumulada nos oito primeiros meses deste ano está 7,2% acima do mesmo período de 2016. Apesar da recessão econômica ter afetado o consumo de diesel e, conseqüentemente, também o de biodiesel, em 2016, a demanda está sendo retomada em 2017. Além disso, em março de 2017, o teor de adição do biocombustível no combustível fóssil passou de 7% para 8%, contribuindo para o aumento de produção do biodiesel.

O volume produzido em julho e agosto fez parte das negociações ocorridas no 55º Leilão de Biodiesel da ANP, que ocorreu em junho de 2017 e envolveu a negociação de 760,3 milhões de litros, além de mais dois outros leilões. O 55º Leilão de Estoque Complementar (LE55C) ocorreu no dia 2 de agosto e envolveu a negociação de contratos adicionais de opção de venda de biodiesel para um total de 5 milhões de litros. Outro leilão ocorreu no dia 17 de agosto, o Leilão de Estoque 56 (LE56), no qual foram arrematados 29 milhões de litros. O volume produzido nos meses de julho e agosto totalizou 787,2 milhões de litros, representando 99,1% do total de 794,3 milhões de litros negociados nos três leilões.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

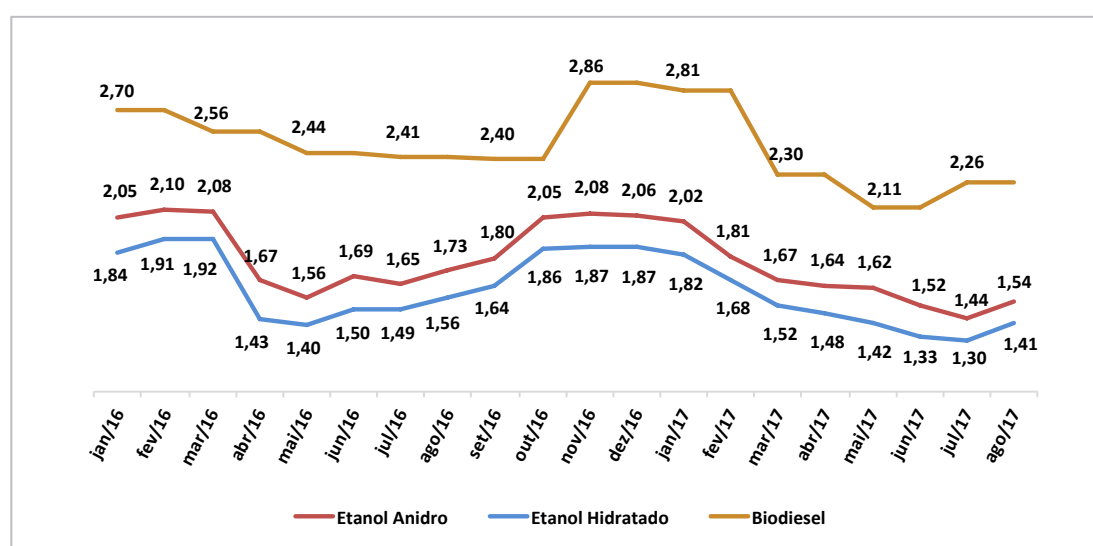
## B) PREÇOS

Em agosto/17, os preços do etanol anidro e hidratado tiveram alta, após alguns meses de queda. O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,54, em agosto/17 valor 6,7% superior ao do mês anterior (R\$ 1,44 em julho/17), e o preço do etanol hidratado aumentou em 8,2%, indo de R\$ 1,30 (em julho/17) para R\$ 1,41 (em agosto/17). Os preços mais altos resultaram da maior demanda pelo biocombustível, do aumento

de tributos (PIS/COFINS) e dos reajustes de preços da gasolina. (vide Boletim de Conjuntura, setembro 2017)

O preço do biodiesel, que vinha caindo desde março, foi negociado no 55º Leilão de Biodiesel da ANP por R\$ 2,26 por litro, valor 7% superior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,11/l).

Gráfico 4.3 – Preços de etanol e biodiesel em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

(biodiesel - posição FOB, com PIS/PASEP e COFINS, sem ICMS, valores médios dos leilões) e ESALQ (etanol - sem PIS/COFINS e sem ICMS, valores médios com base nos preços semanais)



## C) CONSUMO

Em agosto/17, foram consumidos aproximadamente 1 bilhão de litros de etanol anidro, volume 0,4% inferior ao consumido em julho/17, e 5,1% superior ao mesmo mês do ano anterior (agosto/16). No acumulado do ano (janeiro a agosto), a demanda pelo biocombustível está 7,2% acima do mesmo período de 2016. Ainda que tenha ocorrido uma pequena redução da demanda por etanol anidro entre julho e agosto deste ano, pode-se verificar que o consumo de combustíveis no país, em 2017, mostra sinais de recuperação.

O consumo de etanol hidratado, em agosto/17, registrou um crescimento importante, sendo 12,4% superior ao volume consumido em julho/17. As alterações nas alíquotas de PIS/COFINS dos combustíveis e os aumentos de preços da gasolina, praticados, pela Petrobras, contribuíram para aumentar a competitividade do hidratado, levado ao aumento do seu consumo. O volume de etanol hidratado

negociado entre usinas e distribuidoras do estado de São Paulo teve forte aumento de 82,5% de julho para agosto, conforme pesquisas do Cepea. Segundo pesquisadores do instituto, um dos fatores para esse aumento foi a vantagem de 67,9% (dados da ANP) do etanol hidratado sobre a gasolina C nas bombas de SP no mês passado. Na comparação com o ano passado, no entanto, ainda não se pode dizer que houve recuperação. O consumo de agosto/17 está 13,7% abaixo do mês de agosto/16 e acumula uma queda de 18,8% no acumulado do ano 2017 (janeiro a agosto), quando comparado com o mesmo período de 2016.

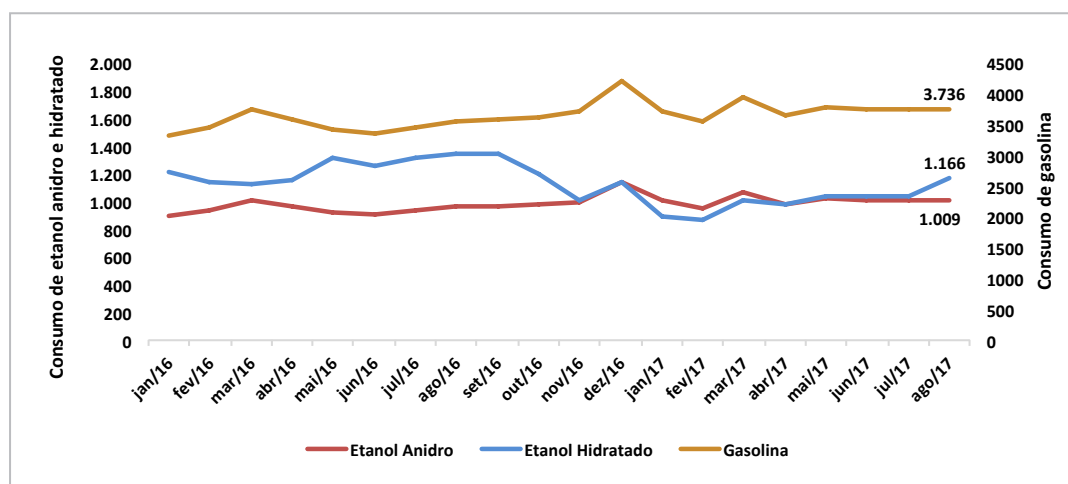
O consumo de biodiesel, que se mantém crescente desde abril, ultrapassou os 400 milhões de litros em agosto/17, superando em 4% o volume de julho/17 e em 16,8% o de agosto/16. No acumulado do ano, a demanda pelo biocombustível está 10,7% acima do ano de 2016. A alta da demanda pelo biocombustível é reflexo do crescimento da demanda por óleo diesel, sinalizando uma recuperação da economia, em relação ao ano passado.

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

Biocombustível	ago-17	acum-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	jul-17	ago-16	acum-16
Etanol Anidro	1.008,8	8.073,2	-0,4%	5,1%	7,2%		1.013,2	959,4	7.528,9
Etanol Hidratado	1.166,2	8.033,3	12,4%	-13,7%	-18,8%		1.037,7	1.351,4	9.892,5
Total Etanol	2.175,0	16.106,4	6,1%	-5,9%	-7,5%		2.050,8	2.310,8	17.421,4
Biodiesel	400,9	2.809,3	4,0%	16,8%	10,7%		385,4	343,2	2.538,8

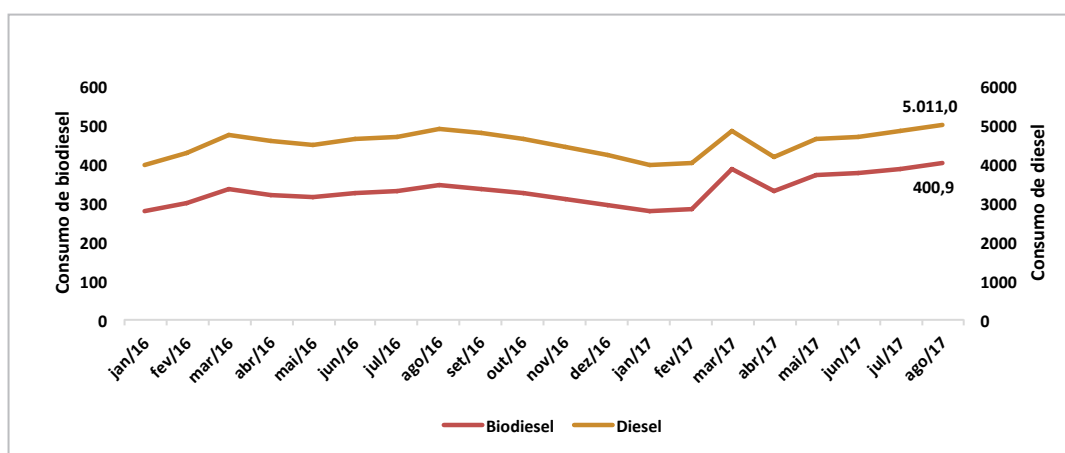
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.4 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



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

Gráfico 4.5 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

## D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em agosto/17, o Brasil importou 135,3 milhões de litros de etanol (o Brasil importa basicamente etanol anidro), volume 83,3% superior ao importado em julho/17 (73,8 milhões de litros). Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (agosto/16), verifica-se um aumento de 82,8% e, no acumulado do ano, o volume importado de janeiro a julho de 2017 chega a quase 1,5 bilhão de litros, correspondendo a um aumento de 246,5% em relação ao mesmo período de 2016.

O crescimento da demanda por etanol no mercado interno, impulsionou ainda mais a importação do biocombustível, que já está bem acima dos níveis de 2016. De acordo com a Conab, mesmo com as quedas observadas nos preços do biocombustível no mercado interno nos últimos meses, questões tributárias e de infraestrutura contribuem para que o produto importado seja mais competitivo.

O aumento das importações de etanol fez com que diversos produtores e entidades do setor se manifestassem

solicitando a volta da tarifa de importação de etanol. Em agosto/17, a Câmara de Comércio Exterior (Camex) publicou resolução, válida por 2 anos (24 meses), determinando uma taxa de 20% sobre o etanol importado pelo Brasil. A tarifa será aplicada apenas ao volume que exceder 600 milhões de litros por ano (ou 1,2 bilhão de litros em 24 meses). Além disso, as importações de volumes de até 150 milhões de litros por trimestre também são isentas da tarifa.

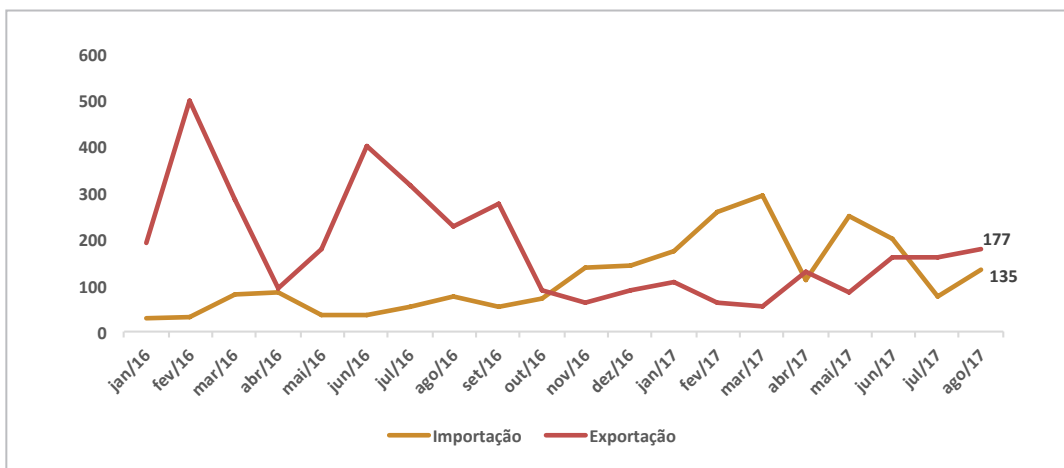
O Brasil exportou 177,2 milhões de litros de etanol (91,6 de anidro e 85,6 de hidratado), em agosto/17, volume 12,2% acima do mês de julho/17. Em comparação ao ano passado, no entanto, as exportações estão menores. A exportação de agosto/17 foi 22% inferior ao mesmo mês do ano anterior (agosto/16). No acumulado do ano, as exportações seguem representando menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. A redução das exportações é consequência da menor produção nacional de etanol e do maior direcionamento da produção para o açúcar nos meses anteriores.

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

Etanol	ago-17	acum-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	jul-17	ago-16	acum-16
Importação	135,3	1.489,5	83,3%	82,8%	246,5%		73,8	74,0	429,9
Exportação	177,2	928,8	12,2%	-22,0%	-57,5%		157,9	227,2	2.185,3

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

Gráfico 4.6 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



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



## SETOR ELÉTRICO

André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss

### A) DISPONIBILIDADE

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

	ago-17		ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17		ago-16	
SE	16.806,00	83,20%	-14,23%	-16,73%		19.594,00	77,59%	20.183,00	99,92%
S	5.090,00	49,43%	25,15%	-51,18%		4.067,00	36,20%	10.427,00	101,25%
NE	897,00	26,18%	-12,14%	-23,92%		1.021,00	25,96%	1.179,00	34,43%
N	1.494,00	51,49%	-28,99%	31,17%		2.104,00	54,72%	1.139,00	44,09%
SIN	24.287,00	-	-9,33%	-26,24%		26.786,00	-	32.928,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

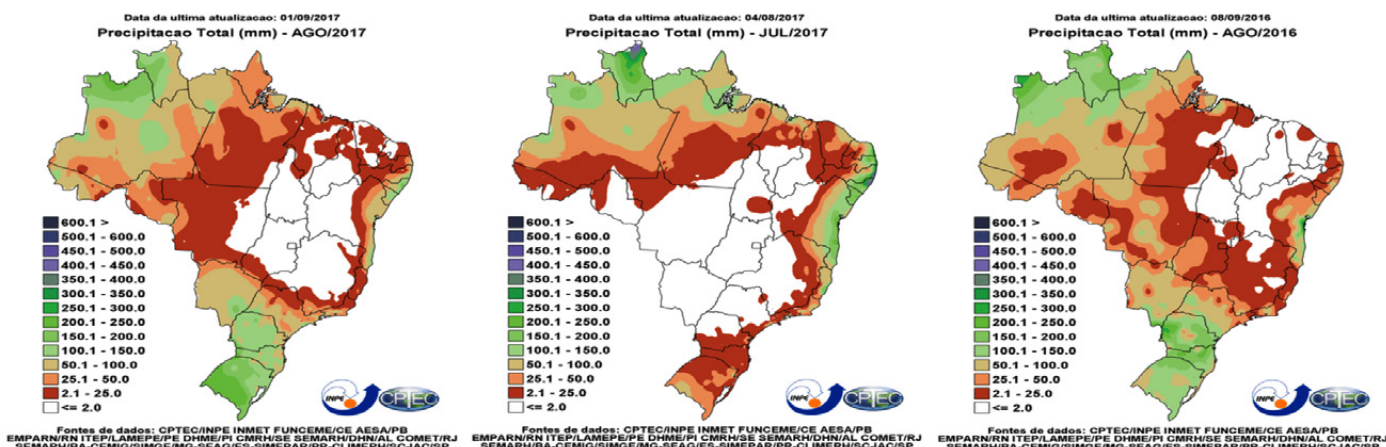
O Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou entre os meses de julho e agosto deste ano queda de 9,33% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente (ENA), conforme Tabela 5.1. Com exceção da região S, que registrou aumento de 25,15%, todas as outras regiões apresentaram queda considerável: 14,23% no SE, 12,14% no NE e 28,99%

no N. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar o claro aumento da precipitação na região S e a diminuição na região NE entre os meses de julho e agosto. Já nas regiões N e SE, apesar de terem registrado um aumento geral do volume pluviométrico, a precipitação observada não ocasionou aumento da ENA. Um dos fatores que podem

ajudar a explicar esse fenômeno é o longo período de baixa pluviosidade, o que requer um volume maior de chuva para revertê-lo. Através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que as vazões naturais,

cujos registros foram de 83,20% no SE, 49,43% no S, 26,18% no NE e 51,49% no N, foram consideravelmente inferiores aos valores médios da série histórica, seguindo a tendência do mês anterior.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para ago/17, jul/17 e ago/16

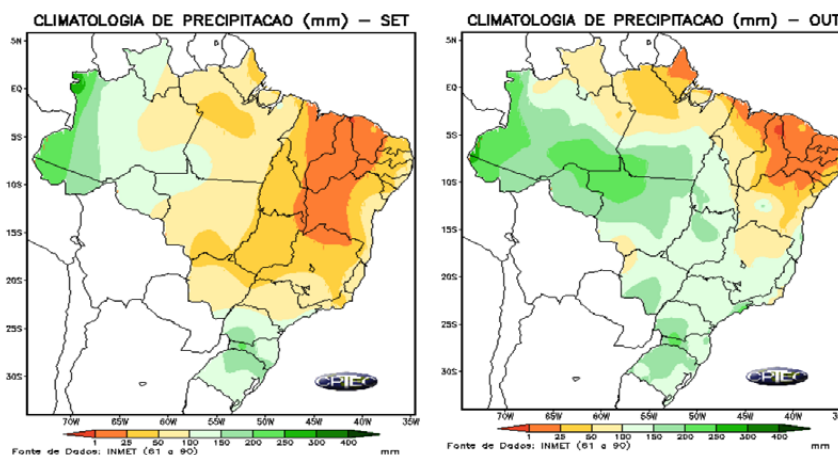


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, observou-se uma redução de 26,24% na ENA total. Com exceção da região N, que ao longo desse período contou com uma expansão de 1,7 GW na capacidade de geração<sup>1</sup>, todas as outras regiões apresentaram redução na ENA, comportamento similar ao registrado no mês anterior. O aumento das áreas com

índices pluviométricos inferior a 2.0 mm e na faixa entre 2.1 e 25 mm, conforme apresenta a Figura 5.1, ilustra bem essa variação. A pluviosidade média para os meses de setembro e outubro é retratada na Figura 5.2. Conforme se aproxima o fim do período seco, que historicamente ocorre entre maio e novembro, a expectativa é de aumento na precipitação.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para agosto e setembro








Fonte: CPTEC/INPE

<sup>1</sup> Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.



## B) DEMANDA

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

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
<b>SE/CO</b>	36.298,68	2,64%	-1,80%		35.364,45	36.964,01
<b>S</b>	10.781,94	0,75%	2,78%		10.702,09	10.490,79
<b>NE</b>	10.000,71	3,19%	-1,49%		9.692,00	10.152,19
<b>N</b>	5.733,13	5,54%	2,84%		5.431,96	5.575,05
<b>SIN</b>	62.814,46	2,65%	-0,58%		61.190,50	63.182,04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN cresceu 2,65% na comparação mensal, ao passo que apresentou uma ligeira queda de 0,58% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, todos os subsistemas apresentaram aumento (SE/CO +2,64%, S +0,75%, NE +3,19%, N +5,54%). Já, na comparação anual, o consumo de energia cresceu em S e N respectivamente 2,78% e 2,84%, enquanto que em SE/CO e NE houve queda no consumo de energia (-1,80% e -1,49%, respectivamente).

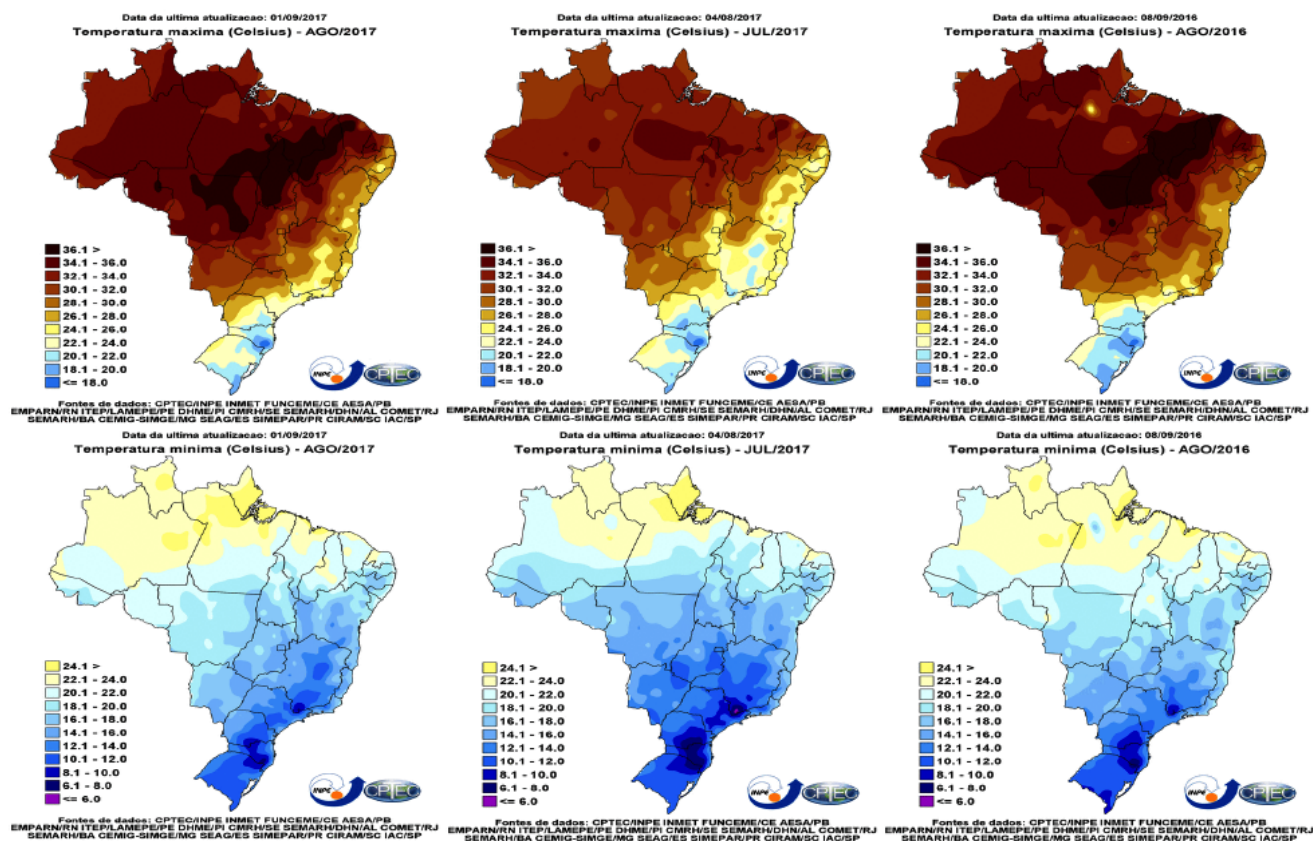
Na comparação mensal, as variações na carga de energia podem ser associadas ao aumento da temperatura média em todos os subsistemas, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET. Este aumento da temperatura média pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e conseqüentemente um maior consumo de energia elétrica.

Cabe ressaltar, no entanto, que o crescimento do consumo de energia entre julho e agosto de 2017 ocorreu mesmo com a bandeira tarifária tendo passado de amarela para vermelha patamar 1 ao longo do período. Isso fez aumentar o custo do kWh para todos os consumidores cativos das distribuidoras (com exceção daqueles localizados em sistemas isolados), dado que na bandeira amarela era cobrada uma tarifa adicional de R\$ 0,02/kWh e na bandeira vermelha patamar 1 o custo extra passava para R\$ 0,03/kWh. Logo, dentre outros objetivos a bandeira vermelha patamar 1 visa sinalizar que a população deve passar a controlar melhor seu consumo e reduzir o desperdício no uso de energia elétrica, o que a princípio não ocorreu no mês de agosto dado que houve crescimento do consumo de energia elétrica.

Portanto, o crescimento do consumo de energia na comparação mensal pode ser explicado também pela melhoria de alguns indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 85 para 86 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 80,60 para 81,70 entre julho e agosto, indicando uma tendência de recuperação da economia brasileira. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 5,9 pontos em relação a julho de 2017 e 1,9 pontos em relação a julho de 2016.

Na comparação anual, a pequena queda da carga de energia no SE/CO e no NE pode ser relacionada à ocorrência de temperaturas em média mais baixas, enquanto o aumento do consumo de energia no S e no N pode estar relacionado ao registro de temperaturas mais altas em ambas as regiões (Figura 5.3). Contudo, não é possível deixar de mencionar que a economia já mostra sinais de aquecimento em relação ao ano passado. Segundo os resultados da Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, o Índice de Confiança Empresarial e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial cresceram respectivamente 5,8 e 7,1 pontos percentuais em relação a agosto de 2016. Contudo, o indicador de incerteza da economia brasileira continua alto e isso pode vir a interferir nos níveis de investimento e de consumo de energia nos próximos meses.

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













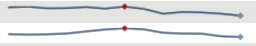


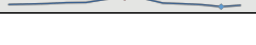



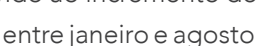

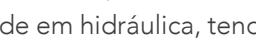
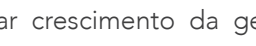



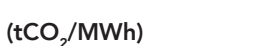



## C) OFERTA

Em resposta ao comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de agosto cresceu 2,29% em comparação com o mês anterior, de acordo com a Tabela 5.4. Conforme se pode observar, houve um aumento considerável da geração térmica, o que se deu por dois diferentes fatores. O primeiro deles diz respeito à tendência hidrológica do período. Dado que o mês de agosto possui histórico de baixa precipitação, além do fato dos reservatórios se encontrarem com baixo volume armazenado, houve redução de 4,01% na geração hidráulica. O segundo se deu pela manutenção programada da usina nuclear Angra 1, que foi desligada do SIN no dia 19 de agosto e levou à queda de 10,40% de geração nuclear no mês. Assim, foi necessário

aumentar o despacho de usinas térmicas convencionais para atender à demanda. A geração deste tipo de fonte cresceu 20,26%, tendo observado aumento de 12,40% no SE/CO, 16,56% no S e 78,48% no NE, levando a um aumento de 35,96% na estimativa do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), apresentado na Tabela 5.5.

Após registrar aumento considerável na participação no mês anterior, a geração eólica novamente apresentou incremento na comparação mensal, dessa vez de 5,52%. Assim, a participação resultante desse tipo de fonte na geração total de energia do SIN foi de 9,27% no mês de agosto, respondendo por 47,44% da energia gerada no subsistema NE.

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

		ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
SE/CO	Hidráulica	17.215,43	3,15%	-5,27%		16.689,87	18.172,63
	Nuclear	1.714,67	-10,40%	-13,91%		1.913,79	1.991,60
	Térmica	9.488,35	12,40%	36,31%		8.441,62	6.960,80
	Eólica	9,14	99,26%	-5,01%		4,59	9,62
	Solar	0,34	9,90%	0,47%		0,31	0,34
	Total	28.427,93	5,09%	4,76%		27.050,18	27.135,00
S	Hidráulica	7.883,54	-10,18%	-25,41%		8.777,47	10.569,38
	Térmica	1.239,10	16,56%	2,80%		1.063,08	1.205,33
	Eólica	757,65	7,27%	51,27%		706,32	500,87
	Solar	0,48	8,23%	-5,15%		0,44	0,51
	Total	9.880,78	-6,32%	-19,51%		10.547,32	12.276,09
NE	Hidráulica	1.623,14	-1,02%	-32,86%		1.639,79	2.417,55
	Térmica	3.745,40	78,48%	67,25%		2.098,54	2.239,44
	Eólica	4.909,15	2,97%	20,44%		4.767,33	4.075,95
	Solar	70,13	32,45%	2415,08%		52,95	2,79
N	Total	10.347,81	20,91%	18,45%		8.558,60	8.735,73
	Hidráulica	3.004,66	-19,64%	13,97%		3.738,94	2.636,29
	Térmica	2.536,10	-0,18%	16,24%		2.540,64	2.181,85
	Eólica	123,06	596,58%	-		17,67	0,00
Itaipu	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	5.663,82	-10,06%	17,55%		6.297,25	4.818,14
	Hidráulica	8.218,46	-5,38%	-19,90%		8.685,40	10.259,80
	Nuclear	37.945,24	-4,01%	-13,87%		39.531,47	44.055,65
Total	Nuclear	1.714,67	-10,40%	-13,91%		1.913,79	1.991,60
	Térmica	17.008,94	20,26%	35,13%		14.143,88	12.587,43
	Eólica	5.799,00	5,52%	26,44%		5.495,90	4.586,44
	Solar	70,95	32,12%	1850,70%		53,70	3,64
SIN	62.538,80	2,29%	-1,08%		61.138,74	63.224,76	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, o comportamento observado da oferta no SIN é similar, com redução de 13,87% da participação da geração hidráulica e de 13,91% da nuclear, pelos mesmos motivos expostos anteriormente. O incremento da geração eólica para esse período, no entanto, foi de 26,44%, em grande

parte devido ao incremento de 935,8 MW na capacidade instalada entre janeiro e agosto de 2017. Da mesma forma, o subsistema N experimentou aumento de 1714,4 MW de capacidade em hidráulica, tendo sido o único subsistema a registrar crescimento da geração proveniente deste tipo de fonte.

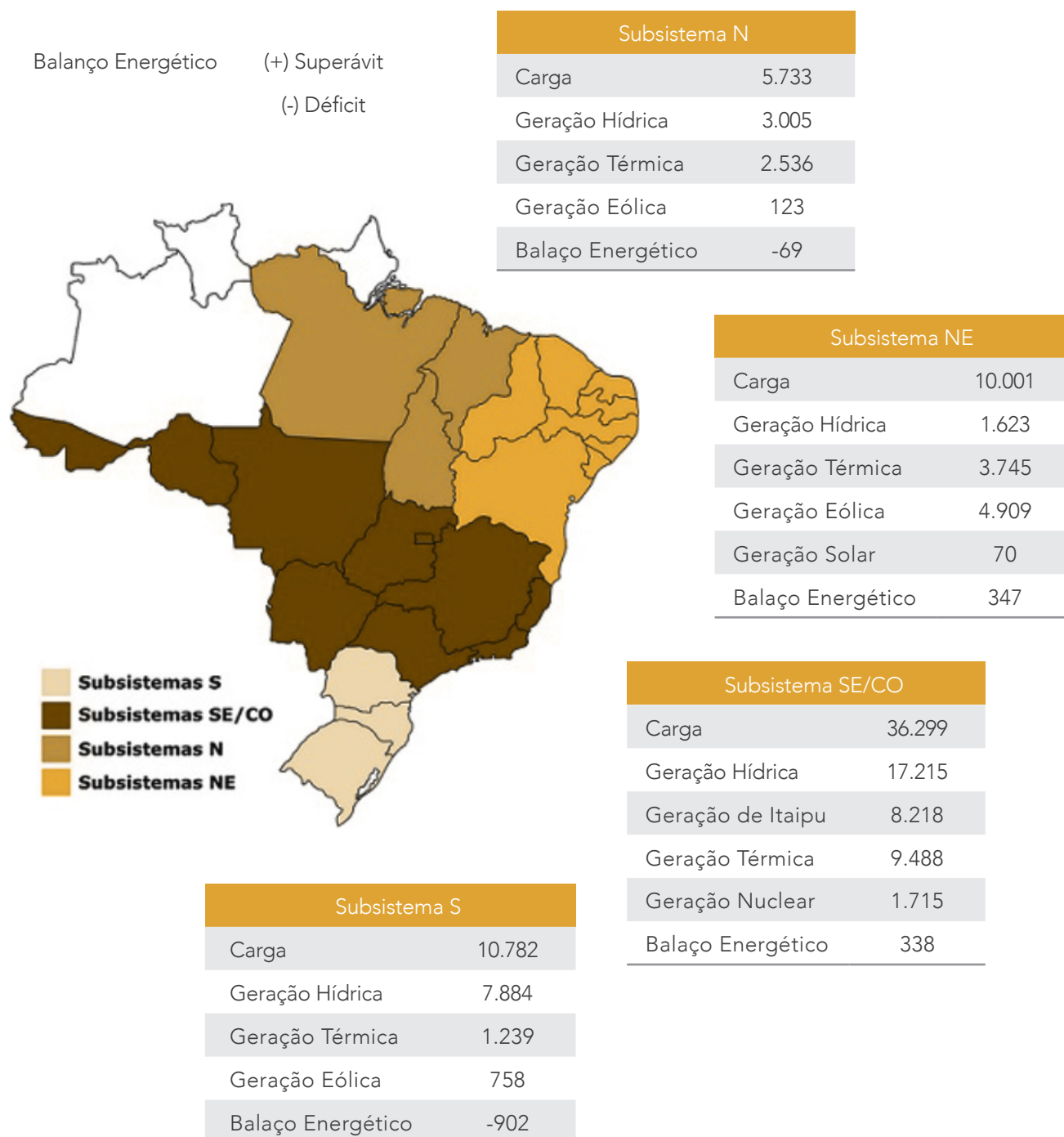
Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh)

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
SIN	0,1312	35,96%	56,94%		0,0965	0,0836

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

## D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.6, no mês de agosto de 2017, os subsistemas SE/CO e NE foram superavitários, tendo exportado respectivamente 348 MWmed e 347 MWmed, devido a uma maior presença de usinas termelétricas no primeiro e à participação da geração eólica no segundo. Os subsistemas N e S, por

sua vez foram deficitários em 69 MWmed e 901 MWmed, respectivamente. Além disso, o S importou 276 MWmed da Argentina e Uruguai, devido à situação em que se encontram os reservatórios hídricos no SIN e à consequente diminuição da geração hidráulica.

**Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)**

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
<b>S - SE/CO</b>	-625,50	-507,18%	-135,90%		-103,02	1.742,57
<b>Internacional - S</b>	275,66	432,57%	-745,27%		51,76	-42,72
<b>N - NE</b>	-106,68	-115,44%	-1333,29%		690,83	8,65
<b>N - SE/CO</b>	57,04	-71,24%	107,62%		198,33	-748,75
<b>SE/CO - NE</b>	-240,42	-154,32%	-117,08%		442,58	1.407,81

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## E) ESTOQUE

**Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWh)**

	ago-17		ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17		ago-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
<b>SE/CO</b>	66.120	32,52%	-14,79%	-29,22%		77.600	38,16%	93.418	45,94%
<b>S</b>	11.390	56,67%	-19,31%	-37,22%		14.115	70,22%	18.142	90,26%
<b>NE</b>	6.312	12,18%	-19,03%	-35,55%		7.795	15,05%	9.793	18,90%
<b>N</b>	7.745	51,49%	-13,08%	9,38%		8.911	59,25%	7.081	47,08%
<b>SIN</b>	91.567	31,54%	-15,54%	-28,71%		108.421	37,35%	128.434	44,24%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

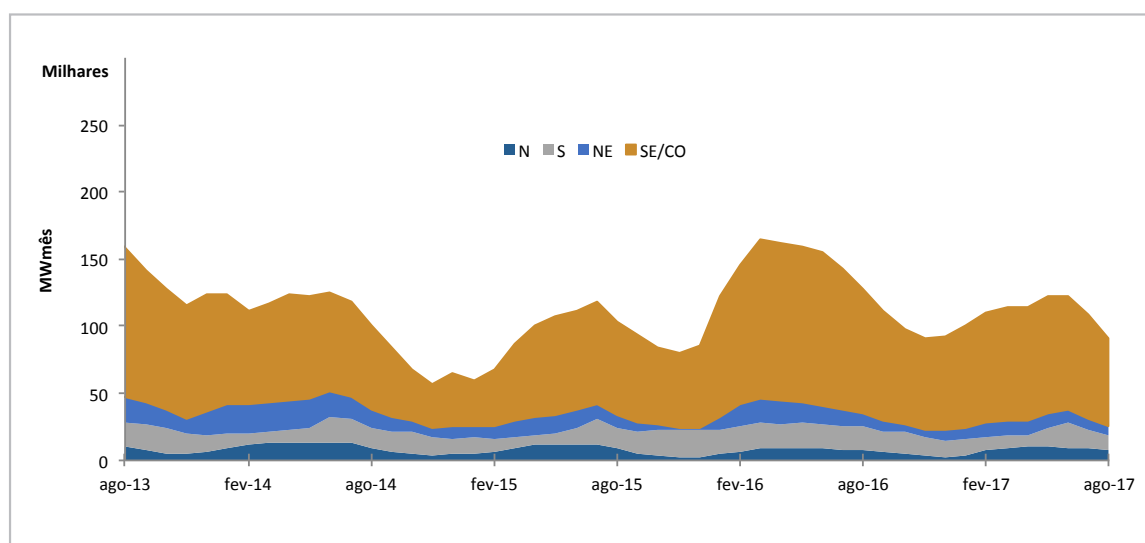
Apesar da redução da geração hídrica, devido ao baixo volume pluviométrico característico do período, a Energia Armazenada (EAR) apresentou queda considerável em todos os subsistemas na comparação com o mês anterior, conforme Tabela 5.7. As quedas registradas foram de 14,79% no SE/CO, 19,31% no S, 19,03% no NE e 13,08% no N, resultando em diminuição de 15,54% para o SIN e atingindo 31,54% da capacidade total dos reservatórios. Com os resultados observados, a situação dos reservatórios no subsistema NE, que já se encontrava em situação

delicada, agravou-se ainda mais, chegando ao final do mês de agosto com apenas 12,18% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 28,71%. Exceto o subsistema N, que observou aumento da capacidade instalada ao longo do período, todos os outros apresentaram quedas expressivas, de 29,22% no SE/CO, 37,22% no S e 35,55% no NE. O histórico da EAR no SIN é apresentado na Figura 5.5.



Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

## F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de agosto de 2017, o CMO médio foi superior ao do mês anterior em todos os subsistemas, e o valor de R\$506,89/MWh foi idêntico em todos eles. Para todos os subsistemas, o aumento do custo marginal de operação foi

97,28% na comparação mensal, devido à maior participação das termelétricas na geração. Na comparação ano a ano, a alta nos preços foi de 446,75% para o subsistema SE, 468,26% para o S e 388,66% para NE e N.

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

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
SE	506,89	97,28%	446,75%		256,94	92,71
S	506,89	97,28%	468,26%		256,94	89,20
NE	506,89	97,28%	388,66%		256,94	103,73
N	506,89	97,28%	388,66%		256,94	103,73

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

## G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA


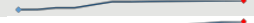


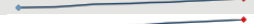







Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente da energia gerada na rede de distribuição de sua localidade para ser abatido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

Em setembro de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 176,0 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 72,5% era do tipo fotovoltaica, 13,0% térmica, 8,6% hidráulica e 5,8% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 20,0% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 11,9% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 6,34%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 202,07%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores

taxas de crescimento foram CELG-D (+23,05%), a RGE Sul (+10,12%) e a Copel (+9,27%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a CEEE-D (+1151,35%), Energisa Mato Grosso (+501,91%) e RGE Sul (+456,35%).

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

Distribuidoras	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17	set-16
CEMIG Distribuição S.A	35.160,41	8,62%	122,71%		32.370,85	15.787,67
Companhia Energética do Ceará	20.881,14	1,38%	343,63%		20.597,39	4.706,89
Light Serviços de Eletricidade S.A.	10.611,86	1,93%	412,27%		10.410,79	2.071,53
Celesc Distribuição S.A.	10.285,52	1,77%	247,54%		10.107,03	2.959,50
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	9.979,82	10,12%	456,35%		9.062,31	1.793,80
Copel Distribuição S.A	9.237,16	9,27%	210,43%		8.453,83	2.975,56
Companhia Paulista de Força e Luz	8.803,25	8,84%	339,47%		8.088,55	2.003,16
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	6.865,06	0,00%	501,91%		6.865,06	1.140,55
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.110,95	3,96%	1151,35%		5.878,25	488,35
CELG Distribuição S.A.	5.430,32	23,05%	282,14%		4.412,94	1.421,02
Outras	52.647,27	6,85%	129,70%		49.273,47	22.920,13
<b>Total</b>	<b>176.012,76</b>	<b>6,34%</b>	<b>202,07%</b>		<b>165.520,47</b>	<b>58.268,16</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

## H) EXPANSÃO

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

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	62	136	350	1.829	50	-	-	2.428
Biomassa	312	70	85	481	125	49	25	1.147
Solar	625	1.175	497	18	-	-	-	2.316
Hidrelétrica	611	3.472	3.235	1.833	221	41	-	9.413
PCH	65	193	214	771	181	91	50	1.565
Eólica	1.177	1.577	1.360	498	90	-	-	4.701
<b>Total</b>	<b>2.852</b>	<b>6.623</b>	<b>5.741</b>	<b>5.431</b>	<b>667</b>	<b>180</b>	<b>75</b>	<b>21.570</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de agosto a 15 de setembro de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 84,5 MW em termelétricas a biomassa, 60 MW em fotovoltaicas, 13,5 MW em PCH e 301,9 MW em eólicas. Assim, o aumento da capacidade instalada desde o início do ano para usinas eólicas totaliza 1,12 GW, com previsão de 1,17 GW adicionais até o fim dezembro.

Para as usinas fotovoltaicas, por sua vez, a expectativa até o final do ano é de expansão de 625 MW, similar aos 611 MW em hidrelétricas, relativo à próxima unidade geradora de Belo Monte, cuja previsão de entrada é em 30/11.

## I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 6 distribuidoras ao longo do período, como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo a 1,1 milhão de unidades consumidoras localizadas em 102 municípios do estado de Alagoas, a CEAL aumentou em 20,76% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 23,36% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 21,60% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da CEAL entraram em vigor a partir de 28 de setembro. A concessionária CEPISA que atende 1,2 milhão de unidades consumidoras localizadas em 224 municípios do estado do Espírito Santo teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 28 de setembro em 27,63% em média, sendo 27,02% para os consumidores da baixa tensão e 30,06% para os consumidores da alta tensão. A concessionária Centrais Elétricas de Goiás (CELG), que atende a 2,8 milhões de unidades consumidoras do estado

de Goiás, teve reajuste de 12,03% na alta tensão e 15,89% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 14,65% das tarifas a partir do dia 22 de outubro. As 1,1 milhão de unidades consumidoras localizadas no Distrito Federal e atendidas pela Companhia Energética de Brasília (CEB), a partir do dia 22 de outubro, tiveram reajuste tarifário de 8,46% na alta tensão e 6,84% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de 7,35%. A concessionária Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga, que atende 1,6 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado de São Paulo apresentou um reajuste tarifário médio de 17,28%, sendo 21,51% para os consumidores da alta tensão e 14,86% para os consumidores da baixa tensão. As novas tarifas da CPFL Piratininga entraram em vigor no dia 23 de outubro. Atendendo a 1,8 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado de São Paulo, a Bandeirante Energia teve suas tarifas reajustadas a partir de 23 de outubro a uma taxa média de 24,37%, sendo 22,67% para a baixa tensão e 27,31% para a alta tensão, como mostra a Tabela 5.11.

**Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)**

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	21,6%	28/set
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	27,6%	28/set
CELG-D	Centrais Elétricas de Goiás	GO	14,7%	22/out
CEB-DIS	Companhia Energética de Brasília	DF	7,4%	22/out
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga	SP	17,3%	23/out
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A	SP	24,4%	23/out

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

## J) LEILÕES

No dia 27 de setembro, ocorreu o leilão nº 1/2017 em que foram arrematadas as hidrelétricas São Simão (GO/MG), Jaguará (MG/SP), Miranda (MG) e Volta Grande (MG/SP), anteriormente sob concessão da CEMIG. Totalizando 2,92 GW de potência instalada e 1,97 GW de garantia física, as quatro usinas ofertadas foram arrematadas no leilão com 9,73% de ágio médio por R\$ 12,130 bilhões de bonificação pelas Outorgas.

No dia 31 de agosto, a minuta do edital do segundo leilão de transmissão de 2017 (Leilão nº 02/2017) entrou em audiência

pública, devendo permanecer até o dia 29 de setembro. A princípio, estima-se que o leilão contribua para a realização de R\$ 8,8 bilhões em investimentos. O certame será dividido em 11 lotes, com empreendimentos nos estados da Bahia, Ceará, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Piauí, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Tocantins. Ao todo, os empreendimentos somam 4.919 quilômetros (km) de linhas de transmissão e 10.416 mega-volt-ampères (MVA) de capacidade de transformação de subestações. A publicação do edital deve ocorrer até o dia 26 de outubro, ao passo que o leilão está previsto para ocorrer no dia 15 de dezembro.

Por fim, o governo anunciou a realização de Leilões de Energia Nova A-4 e A-6 nos dias 18 e 20 de dezembro de 2017, respectivamente. No Leilão de Energia Nova A-4 serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos). Já no Leilão de Energia Nova A-6, serão negociados CCEARs, com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).

Ao todo, foram 1.676 empreendimentos cadastrados para o Leilão A-4 e 1.092 projetos cadastrados para o Leilão A-6. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-4 totalizam uma oferta de 47.965 MW de potência, sendo 55,5% proveniente de usinas eólicas, 38,3% de usinas fotovoltaicas, 4,1% de termelétricas a biomassa, 2,0% de Pequenas Centrais hidrelétrica-PCHs e 0,2% de Centrais Geradoras Elétricas – CGE. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-4 estão majoritariamente localizados na Bahia, Piauí e Ceará. Já os empreendimentos cadastrados no leilão A-6 totalizam a oferta de 53.424 MW de potência, sendo 49,9% proveniente de usinas eólicas, 40,4% de termelétricas a gás natural, 3,9% de termelétricas a biomassa, 3,5% de termelétricas a carvão, 2,0% de Pequenas Centrais hidrelétrica-PCHs e 0,4 de Hidrelétricas de maior porte – UHE. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-6 estão majoritariamente localizados na Bahia, Rio Grande do Norte e Rio de Janeiro.

Além disso, a Diretoria da ANEEL aprovou no dia 3 de outubro a abertura da audiência pública por intercâmbio documental para debater os editais dos leilões de energia nova N°04/2017 - "A-4" e N°05/2017 - "A-6". As contribuições podem ser encaminhadas até o dia 5 de novembro para o e-mail: ap053\_2017@aneel.gov.br

## L) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

### *Situação dos reservatórios em outubro*

A situação dos reservatórios continuava crítica em 19 de outubro de 2017. A pior situação foi observada nos reservatórios do Nordeste que se encontravam com apenas 7,48% de sua capacidade. Nestes, houve uma redução de aproximadamente 3 pontos percentuais quando comparados aos 10,57% de 19 de setembro de 2017. Com relação aos reservatórios do Norte, os níveis também pioraram passando de 43,34% para 25,16%. No Sudeste/Centro-Oeste, em apenas 31 dias, o nível dos reservatórios caiu de 28,42% para 20,17%. O Sul foi o único subsistema que permaneceu relativamente estável em relação aos níveis de armazenamento durante o período. No S, os reservatórios se encontravam com 43,74% de sua capacidade em 19 de outubro de 2017. No mês anterior, o volume de energia armazenada nos reservatórios deste subsistema era de 43,72%.

### *ANEEL atualiza norma para revisão de cotas de garantia física de hidrelétricas*

Com o objetivo de fornecer maior previsibilidade às distribuidoras na gestão dos contratos de energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revisou a metodologia empregada para definir as cotas de garantia física das usinas hidrelétricas. Anteriormente, a revisão das cotas era feita a cada três anos e aplicada aos três anos seguintes. Com a mudança, a partir de 2018, as cotas para o terceiro ano à frente passam a ser definidas anualmente, de forma que as distribuidoras sempre possuam a informação dos fatores de cota alocados para um horizonte de três anos. Desta forma, a ANEEL espera que o novo sistema atenda aos critérios de eficiência na gestão dos contratos.

### *Leilão de linhas da Abengoa devem ocorrer somente em 2018*

Após declaração de caducidade de nove concessões de transmissão da Abengoa feita pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em setembro, o diretor da ANEEL José

Jurhosa Junior informou que essas linhas de transmissão não serão incluídas na próxima licitação, agendada para 15/12. As linhas que estavam sob responsabilidade da Abengoa só poderão ser incluídas nas licitações seguintes, caso a EPE julgue que ainda sejam necessárias, visto que algumas delas deverão ser supridas na licitação de dezembro.

### ***Distribuidoras lançarão campanha para uso racional de energia***

A ANEEL autorizou o lançamento de uma campanha para conscientização do uso racional de energia a ser conduzido pelas distribuidoras a partir de novembro e que utilizará recursos do Programa de Eficiência Energética, pagos pelo consumidor através da tarifa de energia. O objetivo é estimular os consumidores a evitar

desperdícios e usar a energia elétrica de maneira mais eficiente. Segundo estimativas da ANEEL, o custo da campanha deve ser da ordem de R\$20 milhões.

### ***Angra 1 conclui operação de manutenção e volta operar***

A usina nuclear de Angra 1 concluiu sua operação de manutenção programada, iniciada em 19 de agosto, e voltou a operar. Durante os 56 dias que esteve desligada, dentre as diversas atividades realizadas, executou-se o reabastecimento do combustível nuclear e a troca dos transformadores principais, o que levou a uma parada mais longa que o usual.

Fontes das Notícias: Canal Energia, Editora Brasil Energia e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).



## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Objeto	ANP - 14ª Rodada de Licitações	
<b>Descrição</b>	Exploração e produção de petróleo e gás natural. Serão ofertados 287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, totalizando uma área de 122.622,40 km².	
	Etapa	Data
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão	18/05/17
	Início do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	18/05/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	18/05/17
	<b>Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de concessão e término da consulta pública (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)</b>	<b>19/06/17</b>
	<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)</b>	<b>27/06/17</b>
	<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão</b>	<b>20/07/17</b>
	Seminário técnico	20/07/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	21/07/17
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	04/08/17
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	12/09/17
	<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>27/09/17</b>
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)	02/10/17
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 07/12/2017
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	22/12/17
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 22/12/2017
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 31/01/2018
Objeto	ANP - 2ª Rodada de Partilha de Produção	
<b>Descrição</b>	Desenvolvimento de estudos para viabilizar a realização da 2ª Licitação de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção, em áreas unitizáveis na região do polígono do pré-sal.	
	Etapa	Data
	Autorização para a realização da rodada	02/02/17
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção	05/07/17
	Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	06/07/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	06/07/17
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública	21/07/17
	<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)</b>	<b>25/07/17</b>
	<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção</b>	<b>23/08/17</b>
	Seminário técnico	17/08/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	24/08/17
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	08/09/07
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/10/17
	<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>27/10/17</b>
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 11/12/2017
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 29/12/2017

Petróleo & Gás Natural

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 3ª Rodada de Partilha de Produção</b>	
	<b>Descrição</b>	3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção no pré-sal. No certame serão ofertadas quatro áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada		11/04/17
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção		05/07/17
	Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação		06/07/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos		06/07/17
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública		21/07/17
	<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)</b>		<b>25/07/17</b>
	<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção</b>		<b>23/08/17</b>
	Seminário técnico		17/08/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal		24/08/17
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação		08/09/07
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		11/10/17
	<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>		<b>27/10/17</b>
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 09/11/2017
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso		Até 11/12/2017
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 11/12/2017
	<b>Assinatura dos contratos de partilha de produção</b>		<b>Até 29/12/2017</b>
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção</b>	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapurú, na Bacia de Santos, e os blocos exploratórios C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709, situados na Bacia de Campos.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para detalhamento dos estudos dos prospectos indicados		24/05/17
Realização da rodada		Maio de 2018	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção</b>		
<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Autorização para detalhamento dos estudos dos prospectos indicados		24/05/17	
Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos</b>		
<b>Descrição</b>	Deverão ser selecionados blocos das bacias marítimas da Foz do Amazonas (setores SFZA-AP1, AP2, AR1 e AR2), do Ceará (setores SCE-AP2 e AP3) e Potiguar (setores SPOT-AP1, AP2 e AR2), de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP5), Sergipe-Alagoas (setores SSEAL-AUP1 e SSEAL-AUP2), Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP-3) e de Santos (setor SS-AUP1), e das bacias terrestres do Paraná (setores SPAR-N e CN) e do Paraíba (setores SPN-SE e N), além de blocos de setores terrestres das Bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Autorização para a realização da rodada		24/05/17	
Realização da rodada		Maio de 2018	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos</b>		
<b>Descrição</b>	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Autorização para a realização da rodada		24/05/17	
Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019	

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais</b>	
	<b>Descrição</b>	-	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).
	Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais</b>	
	<b>Descrição</b>	-	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).
	Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 21/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Recolher subsídios para revisão da Portaria ANP nº 170/2002, que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis por meio aquaviário, compreendendo as navegações de longo curso, de cabotagem, de apoio marítimo, de apoio portuário e interior, conforme Ação 14.1 da Agenda Regulatória 2017-2018.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Consulta Pública		Até 11/09/2017
	Audiência Pública		30/10/17
<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 22/2017</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta da Resolução relativa à revisão da Portaria ANP nº 255/2000, que regulamenta o livre acesso a dutos de transporte de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, com a extensão inferior a 15 km (quinze quilômetros), conforme Ação 14.3 da Agenda Regulatória 2017-2018.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Consulta Pública		Até 02/10/2017	
Audiência Pública		24/10/17	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 23/2017</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais sobre a nova Resolução a disciplinar os procedimentos de remessa de informações à ANP pelos agentes regulados que menciona, a fim de atualizar o Sistema de Informação de Movimentação de Produtos da ANP (SIMP).		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Consulta Pública		Até 27/10/2017	
Audiência Pública		01/11/17	

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-4/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Publicação do edital para realização do leilão (previsão)		-
Realização do leilão (previsão)		18/12/17
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-6/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Publicação do edital para realização do leilão (previsão)		-
Realização do leilão (previsão)		20/12/17
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-1 e A-2/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Leilões de Energia Existente A-1 e A-2. O suprimento de energia elétrica do Leilão de Energia Existente "A-1", de 2017, terá início em 1º de janeiro de 2018 e término em 31 de dezembro de 2019. O suprimento de energia elétrica do Leilão de Energia Existente "A-2", de 2017, terá início em 1º de janeiro de 2019 e término em 31 de dezembro de 2020. A realização do Leilão de Energia Existente "A-1" deverá anteceder à realização do Leilão de Energia Existente "A-2". A compra frustrada no Leilão de Energia Existente "A-1" não será contratada no Leilão de Energia Existente "A-2".	
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Publicação do edital para realização do leilão (previsão)		-
Realização do leilão (previsão)		Dezembro de 2017
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva</b>	
<b>Descrição</b>	Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva, de 2017, cujas diretrizes foram estabelecidas pelo Decreto nº 9.019/2017 e pelas Portarias MME nº 151/2017 e nº 200/2017.	
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Publicação do Edital e dos Agentes e Usinas elegíveis à participação no Mecanismo		27/07/17
Data-limite para envio dos pedidos de esclarecimentos		04/08/17
Data-limite para publicação dos esclarecimentos		15/08/17
Prazo de Inscrição e Aporte de Garantia de Proposta		Das 8h do dia 16/08/2017 até às 16h do dia 17/08/2017
Distribuição de senhas de acesso ao sistema		17/08/2017 - das 9h às 16h
Treinamento da sistemática		18/08/17
Prazo para impugnação do Edital		21/08/17
Simulação do Mecanismo		23/08/17
Prazo para decisão sobre impugnação do Edital		25/08/17
<b>Sessão do Mecanismo, via Internet.</b>		<b>28/08/17</b>
Entrega na ANEEL dos documentos necessários à Descontratação		27/10/17
Resultado do julgamento dos documentos necessários à Descontratação		14/11/17
<b>Publicação do aviso de homologação do resultado do Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva e extinção das correspondentes outorgas de Autorização dos empreendimentos</b>		<b>13/12/17</b>
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão 001/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência nos termos da Lei n. 12.783/2013, alterada pela Lei nº 13.203/2015. UHEs São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande.	
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Publicação do edital para realização do leilão		09/08/17
Período de visitas técnicas às UHEs		22 a 25 de agosto de 2017
Prazo para solicitação de esclarecimentos sobre o Edital		Até 3 de setembro de 2017
Data limite para respostas aos pedidos de esclarecimento sobre o Edital		18/09/17
Data final para retirada na ANEEL dos DVDs com informações sobre as UHEs (e-data room)		18/09/17
<b>Inscrição (on-line) - de 8:00 hs do dia 19 às 14:00 hs do dia 20/09/2017</b>		<b>19 e 20 de setembro de 2017</b>
<b>Aporte de GARANTIA DE PROPOSTA (on line) (de 8:00 hs do dia 19 às 16:00 hs do dia 20/09/2017)</b>		<b>19 e 20 de setembro de 2017</b>
<b>Entrega na B3 das garantias das INTERESSADAS que não possuem certificado digital; e entrega na ANEEL das garantias sob conta caução, conforme detalhado no MANUAL DE INSTRUÇÃO: até 16:00 hs</b>		<b>20/09/17</b>
Prazo para impugnação do Edital		20/09/17
Prazo para decisão sobre impugnação do Edital		26/09/17
<b>Sessão pública de realização do LEILÃO, às 10 horas, na B3 (antiga BM&amp;FBOVESPA), sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP</b>		<b>27/09/17</b>

Setor Elétrico

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

	Data de recebimento dos documentos para habilitação da(s) PROPONENTE(S) vencedora(s), das 8:00 às 18:00 horas, na ANEEL, em Brasília/DF	10/10/17
	Data prevista para publicação do resultado da habilitação pela Comissão Especial de Licitação da ANEEL	17/10/17
	Prazo final para apresentação de Recurso(s) em face do resultado da habilitação	24/10/17
	Prazo para apresentação de Contrarrazões a Recurso(s) interposto(s)	31/10/17
	Data limite para apresentação dos documentos da SPE.	01/11/17
	Data prevista para publicação do juízo de reconsideração de Recurso(s)	06/11/17
	<b>Previsão para homologação do resultado e adjudicação do objeto do LEILÃO em Reunião Pública da Diretoria da ANEEL</b>	<b>07/11/17</b>
	<b>Data para assinatura do(s) CONTRATO(S) DE CONCESSÃO</b>	<b>10/11/17</b>
	<b>Data para pagamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA resultante do LEILÃO</b>	<b>Até 20 dias contados da assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO</b>
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão de Transmissão 002/2017</b>
	<b>Descrição</b>	Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN. O certame será dividido em 11 lotes, com empreendimentos nos estados da Bahia, Ceará, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Piauí, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Tocantins. As instalações deverão entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses a partir da data de assinatura dos contratos de concessão.
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Término do prazo para Audiência Pública	29/09/17
	Término do prazo para Publicação do Edital - Data Prevista	26/10/17
	<b>Realização</b>	<b>15/12/17</b>
	<b>Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO - Data Prevista</b>	<b>09/03/18</b>
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Consulta 014/2017</b>
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais associadas à sistemática de aperfeiçoamento da representação de condições de contorno hidráulicas em usinas hidrelétricas a fio d'água, de modo a aprimorar o planejamento operativo e a formação do preço de curto prazo no âmbito do SIN.
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	01/11/17
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 086/2016</b>
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 323/2008, que estabelece os critérios e procedimentos para a informação, registro, aprovação e homologação pela ANEEL dos contratos de comercialização de energia elétrica.
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	10/11/17
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 041/2017</b>
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória e de Outras Receitas.
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	SEGUNDA FASE, PRIMEIRA ETAPA: contribuições às Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e 161/2017-SRM/ANEEL	Até 26/10/2017
	SEGUNDA FASE, SEGUNDA ETAPA: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa dessa 2ª fase da Audiência. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira etapa), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais participantes.	Dia 30/10/2017 a 13/11/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 048/2017</b>
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, a vigorar a partir de 30 de novembro de 2017, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, a vigorar em 2018.
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo para recebimento de contribuição	Até 30/10/2017
	Data e horário da realização	Dia 22/09/2017 de 10:00 às 12:30
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 049/2017</b>
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a revisão de regulamentos para a regulamentação dos pagamentos de custos incorridos por concessionárias de serviço público de transmissão e outras obrigações associadas à conexão de usuários a instalações sob sua responsabilidade.
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 30/10/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 050/2017</b>
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de rateio de inadimplência e da cobrança dos Encargos de Serviço do Sistema na Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	PRIMEIRA FASE: submissão da Nota Técnica nº 144/2017-SRM/ANEEL e Minuta de Resolução Normativa para contribuições	De 14/09/2017 a 28/10/2017
	SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira fase da Audiência Pública. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira fase), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais.	De 01/11/2017 a 15/11/2017

Setor Elétrico



## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 052/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a atualização dos parâmetros relacionados à definição dos Custos Operacionais Regulatórios - Submódulo 2.2 e 2.2A dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.	
		<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
		Prazo limite para colaboração	Até 13/11/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 053/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento do Edital do Leilão nº 4/2017-ANEEL - "Leilão A-4" de 2017 -, cujo objeto é a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa.	
		<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
		Prazo limite para colaboração	Até 05/11/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 054/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento do Edital do Leilão nº 5/2017-ANEEL - "Leilão A-6" de 2017 -, cujo objeto é a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, a carvão e a gás natural em ciclo combinado.	
		<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
		Prazo limite para colaboração	Até 05/11/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 056/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a regulamentação da Lei Complementar nº 158/2017, que dispõe sobre o cálculo do valor adicionado de energia hidrelétrica para fins de repartição do produto da arrecadação do imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços pertencente aos municípios.	
		<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
		Prazo limite para colaboração	Até 26/11/2017
	<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 39</b>	
	<b>Descrição</b>	Estabelecimento de nova Regulamentação Específica e novo Programa de Metas para máximo nível de consumo para Refrigeradores e Congeladores.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	27/11/17	
<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 40</b>		
<b>Descrição</b>	Estabelecimento de nova Regulamentação Específica e novo Programa de Metas para coeficientes de eficiência energética para Condicionador de Ar.		
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	27/11/17	
<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 41</b>		
<b>Descrição</b>	Estabelecimento de novo Programa de Metas para níveis máximos de perdas em Transformadores de Distribuição.		
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	27/11/17	



# **FGV ENERGIA**

## RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura  
Tel.: +55 21 3799 6100  
[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)

---

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:

