



BOLETIM

DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

OPINIÃO

Bernardo Cinelli

Nova tecnologia propõe ganho de rendimento na produção de etanol e menor geração da vinhaça

André Lawson e Mariana Weiss

Tarifa Branca: oportunidades em meio a incertezas

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

Pesquisadores

André Lawson

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

SUMÁRIO

OPINIÃO

Nova tecnologia propõe ganho de rendimento na produção de etanol e menor geração da vinhaça.....	04
Tarifa Branca: oportunidades em meio a incertezas.....	09

EDITORIAL

Análise dos resultados dos leilões do setor elétrico realizados em dezembro de 2017.....	14
Os cortes de produção da OPEP e a política de preços de derivados da Petrobras.....	18

PETRÓLEO.....	22
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo.....	22
Derivados do Petróleo.....	28

GÁS NATURAL.....	30
Dados Gerais.....	30
Produção e Importação.....	31
Consumo.....	32
Preços.....	34
Prévia – Novembro 2017.....	35
Futuro.....	37

BIOCOMBUSTÍVEIS.....	38
Produção.....	38
Preços.....	40
Consumo.....	40
Importação e Exportação de etanol.....	42
Decisões recentes que afetam o setor.....	43

SETOR ELÉTRICO.....	07
Disponibilidade.....	07
Demanda.....	07
Oferta.....	07
Balanco Energético.....	07
Estoque.....	07
Custo Marginal de Operação – CMO.....	07
Micro e Minigeração Distribuída.....	07
Expansão.....	07
Tarifas de Energia Elétrica.....	07
Leilões.....	07
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	07

ANEXO.....	07
-------------------	-----------

OPINIÃO

Nova tecnologia propõe ganho de rendimento na produção de etanol e menor geração da vinhaça

Por Bernardo Cinelli*

Um novo processo de fermentação alcoólica está sendo desenvolvido pelo programa de Engenharia Química da COPPE/UFRJ. O processo é uma combinação inovadora de uma tecnologia emergente denominada destilação por membranas (DM) com os fermentadores de produção de etanol. Através desse método seria possível aumentar o rendimento de conversão de açúcares em etanol, promovendo um aumento na eficiência do processo e assim maior produção de etanol. Outro aspecto relevante da tecnologia é a redução na geração da vinhaça.

O etanol, hoje em dia, é o principal biocombustível utilizado no mundo e sua tecnologia de produção está baseada em uma fonte renovável de energia e leva à redução significativa das emissões de gases, como aqueles responsáveis pelo efeito estufa, quando comparada com a utilização de combustíveis fósseis. A produção de etanol no Brasil utiliza a cana-de-açúcar como matéria-prima. Até o ano de 2017, o Brasil segue como o segundo maior produtor mundial, com uma produção de 30,5 bilhões de litros na safra 2015/2016. A tecnologia utilizada para produzir o etanol é relativamente

madura e envolve a fermentação de açúcares, como sacarose e glicose, provenientes da cana-de-açúcar, geralmente convertidos pela levedura *Saccharomyces cerevisiae*. O maior produtor mundial de etanol segue sendo, desde 2005, os Estados Unidos, com o principal insumo para a sua produção o milho. Esse programa de etanol é mais recente e suas justificativas são a substituição de aditivos promotores de octanagem na gasolina automotiva e a redução das emissões de gases do efeito estufa.

A QUESTÃO DA VINHAÇA

Entretanto, apesar de todos os benefícios, a produção de etanol também levanta preocupações sobre o uso excessivo de água e poluição, dentre outros impactos ambientais. Dentre os maiores desafios para esta indústria podem ser mencionados: o aumento de eficiência do processo, promovendo desta forma maior rendimento na produção de etanol e redução nos custos de produção, conciliados com as questões ambientais. Existe uma série de debates sobre os principais riscos ambientais resultantes dos métodos e processos de produção utilizados, que está especialmente associado com a

grande geração da vinhaça. A vinhaça é o efluente gerado durante a etapa de destilação, sendo esta produzida em grandes quantidades e apresenta um enorme poder poluidor. Este efluente é composto basicamente por 93% de água e 7% de sólidos, apresenta coloração escura, com pH ácido, altos níveis de sais dissolvidos e altas taxas de compostos orgânicos. Apresenta ainda temperatura elevada, alta corrosividade, alto teor de potássio e quantidades significativas de nitrogênio. A produção média de vinhaça na destilaria de cana está em uma faixa de 10 até 15 litros por litro de etanol produzido, o que representa um enorme volume de efluente para tratamento ou descarte. Para se ter uma ideia, em 2016, foram gerados no Brasil mais de 300 bilhões de litros de vinhaça.

Até os anos 1980, a vinhaça era lançada diretamente em rios, poluindo a água em cada época da colheita. Hoje em dia, tal disposição é proibida em todo o país e a “fertilirrigação”, que é o uso da vinhaça nos canaviais visando à fertilização do solo, se aplicada adequadamente, é a principal forma de seu uso. Entretanto, os custos de disposição são elevados devido ao grande volume de água que deve ser transportado até às áreas de cultivo.

AUMENTO DE RENDIMENTO

Na maioria das usinas, o teor final de etanol no interior do fermentador é limitado pela tolerância ao combustível. O próprio produto da reação, o etanol, possui um efeito inibidor sobre o microrganismo, limitando muitas vezes a eficiência do processo. Como consequência, os processos convencionais de fermentação utilizados na indústria de etanol limitam a quantidade de açúcar fornecida, muitas vezes diluindo com água, para manter o teor de etanol dentro dos fermentadores em níveis abaixo da inibição. Ao

final de cada batelada, cerca de 8% a 10% de etanol são obtidos.

Portanto, a utilização de um processo acoplado de remoção contínua do etanol produzido no meio fermentativo reduz significativamente o poder inibitório na atividade metabólica do microrganismo, assim obtendo um melhor desempenho do processo com aumento na eficiência da fermentação. Existem algumas técnicas que podem ser aplicadas com esta finalidade, dentre elas o uso de um sistema de separação por membranas. Dentre as tecnologias de membranas avaliadas no estudo, a mais promissora foi a destilação por membranas (DM).

A TECNOLOGIA DE MEMBRANAS

A DM é uma tecnologia emergente que vem chamando muito a atenção dos setores de tecnologia nos últimos anos, despontando hoje em especial na aplicação para dessalinização como uma alternativa promissora para a destilação convencional e osmose inversa.

Na construção do módulo de DM, foram utilizadas membranas de fibras poliméricas produzidas no próprio laboratório da COPPE. A membrana atua como um filtro, com milhares de poros micrométricos que permitem a passagem preferencialmente do etanol em relação aos demais componentes presentes na dorna de fermentação. O etanol é mais volátil do que a água e, assim, esse líquido obtido após a passagem pela membrana, denominado de permeado, pode estar até 5 vezes mais concentrado em etanol. Ou seja, as membranas ficam continuamente removendo o etanol de dentro da dorna, enquanto esse está sendo produzido. Neste caso, torna-se possível uma integração entre a produção e a remoção do etanol de forma contínua.

A INTENSIFICAÇÃO DE PROCESSOS

A intensificação de processos oferece uma possível solução que aumenta a competitividade das indústrias, tornando os processos industriais mais eficientes, com maior produtividade e ambientalmente amigáveis. A recuperação de produtos *in situ* é uma forma de integração de processos em que a formação e a separação do produto ocorrem em um mesmo reator, através de uma combinação de remoção do produto e retenção de células, levando a produtividades e rendimentos mais elevados, possibilitando ainda o funcionamento contínuo do processo. Distingue-se entre os métodos de separação dentro do reator (submerso); e fora do reator (externo), no qual o sistema de separação e recuperação é localizado em um circuito externo. Mais ainda, com a integração e imersão do sistema de separação dentro do reator de produção de etanol, tem-se como consequência inerente uma minimização na geração da vinhaça, tendo em vista que esta é gerada durante a separação convencional por destilação. Neste caso, com este novo processo, o etanol é removido de dentro do reator através da membrana e a água presente no efluente é parcialmente conservada no sistema, minimizando esta geração. A minimização na geração de efluentes líquidos ainda está alinhada com uma nova tendência global, denominada de “zero liquid discharge” ou ZLD. Este é um conceito de processo que busca trazer benefícios tanto para as indústrias e órgãos municipais, bem como para o meio ambiente, trazendo ganhos econômicos e sem a geração de efluente para disposição. Os sistemas ZLD buscam empregar as mais avançadas tecnologias de tratamento de efluentes para purificar e reciclar praticamente todo o efluente produzido, visando ainda atender aos requisitos de disposição e reuso de água.

O PARALELO COM A TECNOLOGIA DE MBR

Embora seja inovador o uso dessas membranas para esse tipo de aplicação, o sistema proposto se assemelha com os sistemas já existentes e bem estabelecidos de MBR (do inglês “*membrane bioreactor*”), amplamente utilizados em tratamento de efluentes municipais. A tecnologia de MBR pode ser definida como um processo híbrido que combina um reator biológico à tecnologia de membrana, sendo sistemas em que os módulos de microfiltração ou ultrafiltração funcionam como uma barreira, retendo a biomassa e removendo uma água mais limpa. Os módulos comerciais de MBR apresentam membranas planas ou em fibras e os módulos podem ser internos ou externos ao tanque biológico. Assim, todo o desenvolvimento realizado para MBR nos últimos 30 anos pode ser aproveitado para esse novo conceito de DM submerso em dornas de fermentação. Especialmente com relação à configuração dos módulos, empacotamento e propriedades mecânicas. Usualmente tais membranas apresentam um tempo de vida útil de aproximadamente 5 anos.

VANTAGENS ECONÔMICAS

A tecnologia apresenta um potencial aumento na produção anual de etanol para uma mesma capacidade instalada de cana. Esse aumento na produção de etanol se deve ao aumento no rendimento de conversão dos açúcares em etanol durante a fermentação. De acordo com resultados obtidos em escala de laboratório, estudos com simuladores de processo indicaram um potencial aumento de até 3% na produção de etanol anual das usinas. A tecnologia propõe ainda uma drástica redução na geração da vinhaça, de até 70% no volume produzido. A diminuição na geração da vinhaça se

traduz em valioso benefício econômico, que está associado aos custos de logística desse efluente. Importante ressaltar que a quantidade em massa que entra de sais fertilizantes provenientes da cana, como potássio, sai em sua totalidade pela vinhaça. Logo, junto da redução do volume gerado de vinhaça, há equivalente aumento na concentração dos sais fertilizantes da vinhaça destinada ao campo. Portanto menor o volume de água será transportado juntos com a vinhaça, que estará mais concentrada. Somente com a redução do volume, os ganhos para uma usina de médio porte, com capacidade de moagem de 2 milhões de toneladas de cana por ano, poderiam chegar a mais de R\$ 4 milhões por ano. Ainda mais, a aplicação de vinhaça, como é realizada convencionalmente, não está otimizada, na prática sendo aplicada no máximo dos limites legais visando diminuir ao máximo os custos com seu transporte. Assim, com uma vinhaça mais concentrada, poderia se cobrir uma área maior de acordo com a quantidade ótima necessária de potássio pelo solo. Dessa forma, poderiam ser reduzidos ainda os gastos com fertilizantes, e o benefício econômico seria ainda maior.

Os resultados indicaram ainda uma economia potencial no consumo de água. Essa redução na captação de água, devido à redução de seu consumo no processo, reduziria a demanda de licenças adicionais industriais, as chamadas outorgas para captação de água. Além de ser um benefício econômico, vale destacar mais uma importante vantagem do ponto de vista do impacto ambiental. Os resultados da análise econômica preliminar indicaram que esta rota tecnológica apresentou viabilidade econômica dentro das premissas estabelecidas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Existem muitos desafios no desenvolvimento dessa tecnologia e as mudanças geradas no processo que precisam ser superadas. Todavia, com base no estudo preliminar, a oportunidade de aplicação da tecnologia de DM nesta indústria mostrou ser extremamente promissora, com ao menos dois grandes benefícios evidentes: o aumento na produção do etanol e a redução na geração da vinhaça. Para ressaltar a importância de tecnologias que buscam a redução dos custos com a logística da vinhaça, diversas tecnologias foram apresentadas e testadas nos últimos anos, mas sendo a concentração a principal delas. Hoje existem diversos fornecedores para unidade de concentração de vinhaça, e no Brasil existem instalações fornecidas pela Citrotec e Dedini, por exemplo. Além do elevado valor de CAPEX, a tecnologia tem enfrentado dificuldades quanto à durabilidade, devido a alta corrosão causada pela acidez e alta temperatura da vinhaça. Portanto, a solução integrada com membrana, com um investimento igual ou inferior, seria possível não somente para trazer o benefício da redução da vinhaça, mas também para aumentar a produção de etanol. Embora a tecnologia de DM ainda seja muito recente e em fase de desenvolvimento, existem indicativos de viabilidade técnica e econômica, com benefícios claros para a indústria, atacando justamente um dos principais problemas apontados pelo setor. Pode ainda haver uma sinergia com demais alternativas, como a biodigestão da vinhaça, à qual as barreiras de custo tem sido um forte impedimento. Entretanto, a produção de biogás a partir do uso de vinhaça concentrada teria menor volume de reator e possivelmente menores custos.

Existem sinais de mudanças no cenário do setor sucroenergético. As usinas devem, e já estão, cada vez mais atentas a essas oportunidades, não só pela possibilidade de aumentar suas receitas e redução dos custos, mas principalmente como uma questão de sobrevivência da própria empresa no setor. A questão da vinhaça é de grande interesse e um dos pontos mais relevantes apontados. Apesar da maturidade existente do processo de produção de etanol, ainda existem oportunidades de inovação no processo de primeira geração. Como qualquer investimento em pesquisa e tecnologia, existe custo e existe risco. Para superar essas barreiras, além de incentivos, é necessário principalmente um fator organizacional, que enxergue essas oportunidades e consiga lidar com os riscos associados. Iniciativas como o programa RenovaBio, que busca assegurar previsibilidade para a participação dos biocombustíveis, com objetivo justamente de impulsionar o desenvolvi-

mento tecnológico e a inovação, poderá impulsionar novos investimentos para o setor.

O processo de fermentação acoplado com a tecnologia de DM, com a finalidade de remover continuamente o etanol produzido visando um aumento da eficiência de conversão e menor geração de efluente no processo, apresenta uma grande oportunidade para a indústria do etanol de primeira geração, tendo também um potencial fantástico para a remoção de outros bioprodutos: tanto na remoção do etanol celulósico ou o butanol, por exemplo. Espera-se que futuras parcerias possam levar esse desenvolvimento adiante. Até que a tecnologia atinja a escala industrial, deve-se implementar um projeto piloto para avaliar e aprimorar, em maior escala, o processo aprovado em laboratório, com potencial de desenvolver uma tecnologia nacional com todo o sistema produzido no Brasil.



Bernardo Cinelli é doutorando pelo programa de Engenharia Química da COPPE/UFRJ. Engenheiro Bioquímico e Mestre em Engenharia química pela UFRJ. Foi pesquisador pelo centro de pesquisas global da General Electric por 5 anos, com experiência em projetos de desenvolvimento de tecnologia, pesquisa e inovação, atuando na área de tecnologia, ambiental, processos químicos, bioenergia e petróleo & gás. Focado no desenvolvimento e aplicação de tecnologias com experiência em programas em escala de laboratório e piloto, conciliado com avaliação de viabilidade técnico-econômica. Possui até o momento, cinco patentes depositadas, especialista em processos com membrana e experiência no setor sucroenergético e tecnologias *waste-to-value*.

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



OPINIÃO

Tarifa Branca: oportunidades em meio a incertezas

Por André Lawson e Mariana Weiss*

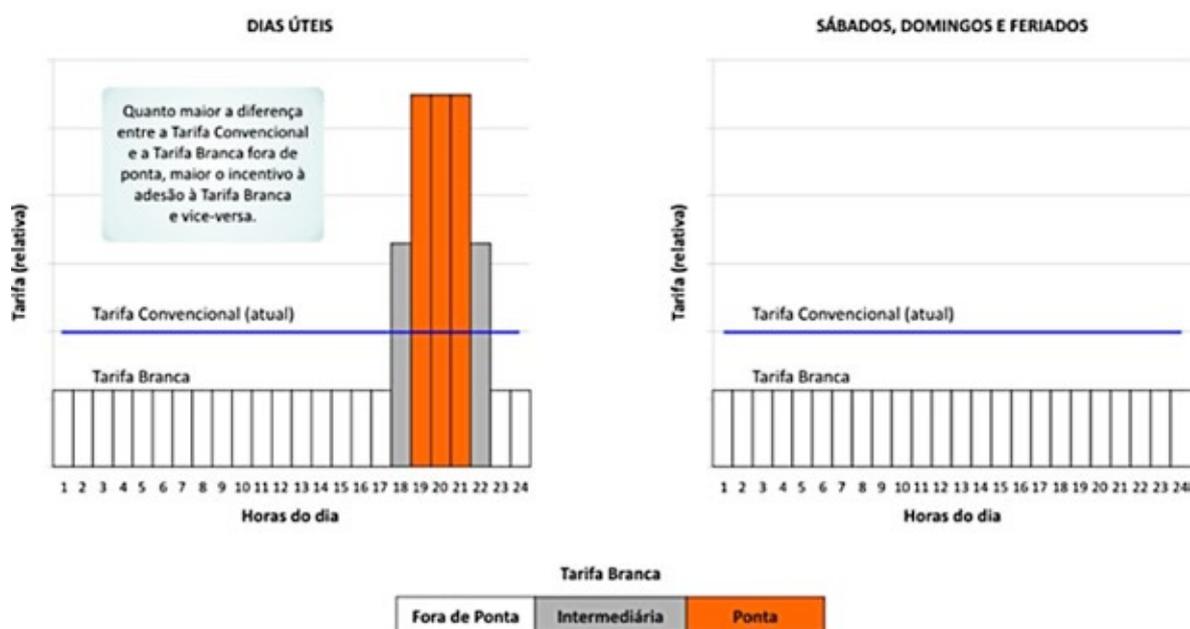
Com o início de 2018, os consumidores passaram a contar com uma nova opção tarifária para o cálculo da fatura de energia elétrica: a tarifa branca. A partir dessa nova modalidade, dependendo dos hábitos de consumo, é possível obter uma redução no valor da conta de luz.

O novo regime se destina às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 e 440 Volts) e será adotado gradualmente. Inicialmente, poderão optar pela nova modalidade aqueles consumidores cuja média de consumo mensal é superior a 500 kWh, o que corresponde a apenas 5% das unidades consumidoras brasileiras, segundo a ANEEL. A partir de 2019, esse valor será reduzido para 250 kWh, e em 2020 poderão optar por migrar para nova modalidade todos os consumidores de baixa tensão, exceto residenciais classificados como baixa renda, beneficiários de descontos previstos em lei e iluminação pública. Como os possíveis adotantes representam cerca

de 60% do consumo de energia do país, é possível que a tarifa branca traga mudanças significativas para o setor elétrico a partir de 2020.

Os consumidores que optarem pela nova modalidade pagarão preços diferenciados de acordo com o horário de consumo. Nos dias úteis, a tarifa branca é dividida em três faixas de preço: ponta, intermediária e fora de ponta. O horário de ponta é composto por três horas diárias consecutivas, definido individualmente para cada uma das distribuidoras do país de acordo com o perfil de demanda em sua área de concessão, o que geralmente ocorre das 18h às 21h. O período de 1 hora anterior e 1 hora posterior ao horário de ponta constitui a faixa intermediária. O preço da energia nessas duas faixas é superior ao da tarifa convencional. Nos demais horários, além de fins-de-semana e feriados nacionais a faixa vigente é a fora de ponta, cujo valor é inferior ao convencional, como mostra a Figura 1.

Figura 1. Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.



Fonte: ANEEL.

As três faixas de preço praticadas na modalidade tarifária branca são definidas no processo de revisão tarifária de cada distribuidora e podem variar de acordo com a classe de consumo, conforme previsto nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET da ANEEL. Para calculá-las, a distribuidora determina inicialmente a razão entre o componente transporte da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) vigente para tarifa branca fora de ponta e o vigente para a tarifa convencional. Denominada fator k_z , esta razão pode assumir valores entre 0 e 1 e deve ser calculada com base nos perfis típicos de consumo de cada subgrupo tarifário da distribuidora. Uma vez definido o valor do componente transporte da TUSD relativo à tarifa branca fora de ponta, este deve ser multiplicado, respectivamente, por 3 e por 5 para determinar os valores relativos à tarifa branca intermediária e à tarifa branca de ponta.

Como destaca a ANEEL, a diferença entre a tarifa branca de ponta e fora de ponta representa o incentivo para transferir a carga do horário de maior demanda para aqueles em que o sistema está ocioso. Desta forma, a definição dos fatores k_z para cada distribuidora é um ponto crucial, dado que determinará quão interessante será a migração dos consumidores para a tarifa branca. Quanto mais próximo de 0, maior a diferença entre a tarifa convencional e a tarifa branca fora do horário de ponta e, conseqüentemente, maior o incentivo dado ao cliente para migrar.

Normalmente, os maiores incentivos para adesão à tarifa branca serão dados às classes de consumo, como a residencial, que apresentam maior concentração do consumo de energia no horário de ponta, de forma a estimular a modulação de carga destes consumidores. Contudo, antes de deci-

dir se deseja migrar ou não para a tarifa branca, o cliente deve não só levar em consideração a diferença entre as tarifas, mas também avaliar se seus hábitos de consumo de energia elétrica são compatíveis com a modalidade tarifária e qual a sua possível capacidade de adaptação.

Para aqueles cujo perfil de consumo se concentra fora do horário de ponta, como estabelecimentos que funcionam apenas em horário comercial, ou que tenham a possibilidade de adequar seus hábitos, transferindo parte do uso da energia elétrica para o período fora de ponta, é possível obter uma redução no valor da fatura através do novo regime. Consumidores que não se enquadrem nesses perfis, no entanto, podem acabar pagando mais caro caso decidam aderir à tarifa branca. Portanto, antes de decidir pela mudança, é preciso avaliar se seria vantajoso ou não.

Postas as ressalvas, quem optar por migrar deve informar à sua distribuidora, que terá então 30 dias para atender à solicitação e a fatura deverá passar a apresentar o valor de consumo energético em cada período (ponta, intermediário e fora de ponta). Caso decida retornar à tarifa convencional, o consumidor também poderá fazê-lo. A distribuidora terá, então, novo prazo de 30 dias e uma nova solicitação para aderir à tarifa branca só poderá ser feita após um prazo de 180 dias.

Segundo a ANEEL, o objetivo dessa nova modalidade é incentivar o consumidor a utilizar a rede de distribuição de forma mais inteligente através de tarifas que sinalizem de forma mais adequada qual o real custo da geração de energia ao longo do dia. Classificado como um mecanismo de resposta à demanda, ou *demand response*, essa

modalidade tarifária pode trazer uma série de benefícios financeiros para consumidores que se disponham a deslocar parte de sua carga de forma a não sobrecarregar a rede nos períodos de maior demanda. Uma vez que o sistema é dimensionado para o atendimento nos períodos de maior demanda, ao reduzir a carga no período de ponta, espera-se tanto reduzir quanto postergar o investimento necessário para expansão da rede.

Essa nova modalidade tarifária, no entanto, pode gerar novos problemas para as distribuidoras. Apesar do maior incentivo para a adesão de consumidores com maior concentração de consumo no horário de ponta, uma vez que a adoção do novo regime é opcional, inicialmente só devem migrar aqueles consumidores que enxerguem uma vantagem imediata, ou seja, cuja carga já se concentra fora do período de ponta. Desta forma, a adoção facultativa à tarifa branca, além de suscitar um alto nível de incerteza, pode vir a reduzir a receita das distribuidoras antes de gerar qualquer benefício visível para o sistema de distribuição.

Além disso, no curto prazo, os custos das distribuidoras devem ser alavancados, uma vez que a tarifa branca requer a substituição dos medidores e que os custos deste investimento competem exclusivamente às concessionárias. Ademais, como a distribuidora possui um prazo de até 30 dias para realizar as adaptações necessárias, este processo deve demandar custos operacionais significativos para atender a casos pontuais.

É preciso, portanto, estar alerta com suas possíveis consequências. Segundo a ANEEL, a tarifa de energia elétrica "*visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos*

operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade”¹. Sendo assim, os custos relativos à introdução da modalidade tarifária branca podem ser repassados ao consumidor nos processos de Revisão Tarifária e de Reajuste Tarifário Anual subsequentes, ocasionando o aumento da tarifa de energia elétrica.

Para evitar esse efeito, muitas das distribuidoras defendem que a tarifa branca somente mediante a sua obrigatoriedade traria os benefícios esperados para o setor elétrico. Sendo obrigatória, estaria garantida a adesão dos consumidores com concentração de carga no horário de ponta, que seriam estimulados pela sinalização de preços a deslocar sua carga para horários de maior ociosidade da rede. Esta mudança poderia de fato trazer resultados interessantes para o setor elétrico e atingir o objetivo do programa.

Entretanto, seria preciso avaliar se a obrigatoriedade estaria de acordo com o princípio da modicidade da tarifária. Caso a redução de custos operacionais para o sistema não compense o vultoso investimento em novos medidores, a obrigatoriedade pode levar

a aumento da tarifa de energia elétrica. Ademais, como muitos consumidores não são capazes de alterar seu padrão de consumo, a obrigatoriedade de adesão à tarifa branca levaria ao aumento expressivo das faturas de energia, decorrência natural dos custos causados por esses consumidores ao sistema.

Desta forma, uma opção seria o estabelecimento de uma data limite para a adesão opcional dos maiores consumidores da baixa tensão, a partir da qual se iniciaria a fase compulsória com redução gradativa dos limites de consumo. Tais alterações reduziram significativamente a incerteza das distribuidoras e dariam tempo para o consumidor se familiarizar e fazer os investimentos necessários para se adequar à nova modalidade tarifária.

Sendo assim, é inegável que a incorporação da tarifa branca pode trazer diversos benefícios ao sistema elétrico brasileiro. No entanto, o fato de ser opcional é ainda uma fonte de incerteza, principalmente para as distribuidoras. Cabe à ANEEL responder adequadamente à situação para que não acabe por prejudicar nenhuma das partes envolvidas no processo e possibilitar, assim, uma maior modernização do setor.

¹ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>



André Lawson é Pesquisador na FGV Energia. Engenheiro eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestre pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) no programa de Métodos de Apoio à Decisão do Departamento de Engenharia Elétrica. Sua linha de pesquisa envolve otimização e programação estocástica com aplicações em energia, voltada principalmente para o planejamento do sistema elétrico brasileiro. Além disso, também possui experiência em projetos na indústria de Óleo e Gás.



Mariana Weiss é Pesquisadora na FGV Energia. Doutoranda do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre em Planejamento Energético também pela COPPE/UFRJ e graduada em Economia pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atua na área de geração distribuída, fontes de energia renováveis, eficiência energética e projetos de P&D. Possui experiência também com análises utilizando matrizes insumo-produto, construção de cenários de demanda de energia através de modelos *bottom up* e estudos relacionados aos temas padrões de consumo de energia, *demand response*, *smart grids* e mudanças climáticas.



EDITORIAL

Análise dos resultados dos leilões do setor elétrico realizados em dezembro de 2017

Em dezembro de 2017, a expansão do setor elétrico brasileiro foi retomada com a realização de leilões de geração e um leilão de transmissão. Foram realizados leilões de energia nova A-4 e A-6, além de leilões de energia existente A-2 e A-1. Em todos os certames, a aquisição de todos os lotes em negociação, além da alta competitividade nos lances e deságios significativos, indicam que os agentes do setor estão não apenas ávidos por investimentos, após anos de pouca atividade, mas também otimistas com as perspectivas de desenvolvimento do setor e do país.

O leilão de transmissão de 15 de dezembro não foi o primeiro a ser realizado em 2017, mas foi mais bem sucedido que o leilão anterior, realizado em 24 de abril. Enquanto que, no leilão de abril, quatro lotes não tiveram interessados e não receberam lances, todos os lotes negociados em dezembro foram adquiridos, a um deságio médio de 40,46%. Outra característica importante do leilão foi a ausência de empresas estatais dentre as vencedoras dos lotes — a primeira vez, desde 2000, que isso ocorre. Empresas ligadas à Eletro-

bras, como Furnas e Chesf, não foram autorizadas pela ANEEL a participar do certame devido a atrasos na execução de linhas de transmissão adquiridas em leilões anteriores.

A ausência das estatais e as condições de financiamento, além do design do leilão, foram vistos como grandes responsáveis pelo sucesso do certame. A forte participação do setor privado, que adquiriu todos os lotes do leilão, pode indicar uma nova tendência, em que a competição é priorizada com o objetivo de aumentar a eficiência e proporcionar menores custos de investimento no setor elétrico. Uma política eficiente para este não deve escolher campeões específicos, independente do perfil das empresas, privadas ou estatais, mas sim dar condições para que o mercado competitivo e regulado funcione corretamente.

O governo atribui o sucesso do certame ao design do leilão, que já havia sido modificado para leilões anteriores. A ANEEL agora atua como gestora dos contratos, não apenas como fiscalizadora, acompanhando a execução do projeto para evitar atra-

sos. Além disso, a elevação da rentabilidade dos projetos, realizada pela ANEEL, e o maior prazo para a construção das linhas também contribuíram para o aumento no número de interessados e para o resultado final do leilão². Ademais, proibir que empresas com obras em atraso participem dos certames envia um importante sinal ao mercado — sinal este que foi ainda mais acentuado ao se vetar a participação de estatais em tal situação.

Mesmo com a ausência das estatais, os deságios na negociação dos lotes foram substanciais, indicando que as empresas do setor privado vêm buscando maneiras de aumentar sua competitividade. Por exemplo, a Engie, vencedora do Lote 1, que vai investir R\$ 2 bilhões para construir 1.146 quilômetros de linhas de transmissão no Paraná, atribui sua competitividade à redução do capex na realização do projeto, que será possível devido a soluções de engenharia e condições favoráveis junto às empresas de construção e fornecedores de equipamentos. Além disso, por já ter firmado pré-contratos com grande parte desses fornecedores, a empresa pretende antecipar o prazo de construção do projeto³. Medidas como essas são bem-vindas, indicando como a competição pode atuar para reduzir custos que serão transmitidos às tarifas pagas pelo consumidor. Além disso, essas empresas privadas têm acesso a financiamento internacional, a valores mais atraentes, contribuindo para uma maior oferta de ativos à sua disposição. Entretanto, a atuação da ANEEL, fiscalizando esses projetos para garantir que eles são e continuem viáveis, deve ser ainda mais presente.

Ademais, a maioria das empresas vencedoras no leilão de transmissão é de grande porte, com tradição no setor — fator que se traduz em redução de risco dos empreendimentos. Observou-se também uma maior diversificação entre os ganhadores. Possivelmente não deverão se repetir casos como o da Abengoa, uma empresa espanhola que foi afetada pela crise naquele país. Por fim, o aprimoramento na habilitação das proponentes, com a exigência de experiência prévia e da restrição a empreendedores com histórico de atrasos, contribui para a segurança dos certames. O próximo leilão de transmissão está previsto para junho de 2018, contribuindo para continuar a expansão do SIN e proporcionar segurança ao sistema em um momento de retomada da economia nacional.

Os leilões de geração também foram vistos como bem-sucedidos pelos agentes do setor. Assim como no caso da transmissão, o resultado desses pleitos também foi marcado pelo deságio expressivo no preço da energia contratada das diferentes fontes, o que representa um grande alívio para as distribuidoras. Além do alto número de empreendimentos cadastrados, o que levou a uma forte competição, outros fatores foram determinantes para esse resultado, como a capacidade ociosa da indústria, que enfrentou um longo período sem novos projetos, e a sinalização de queda na taxa de juros, o que cria incentivos para o investimento na área, principalmente em um momento em que o país apresenta sinais de recuperação econômica.

² <http://www.valor.com.br/empresas/5230185/sem-estatais-setor-privado-vence-leilao-de-transmissao>

³ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53046284/engie-quer-antecipar-em-ate-um-ano-lts-e-subestacoes-arrematadas-em-leilao>

Ao analisar o perfil dos projetos vencedores, também se observa o predomínio de empresas com experiência no setor, o que ajuda a reduzir o risco dos novos empreendimentos. Do ponto de vista financeiro, é interessante observar a participação de fabricantes como sócios, que dessa vez ainda contou com menor participação do BNDES, o que pode marcar uma nova tendência no setor. A fonte eólica arrematou 51 diferentes projetos, com uma capacidade total de 1450 MW e preço médio com deságio superior a 64% frente ao teto. Assim, essa fonte confirma a tendência de aumento na participação da geração, principalmente no NE, onde vem respondendo por mais da metade da energia gerada nesse subsistema nos últimos meses.

A geração solar fotovoltaica obteve destaque no A-4. No entanto, é importante ressaltar que sua participação ficou restrita a esse certame, que teve um baixo montante de energia contratada, o que acabou por acirrar a competição e contribuir para o preço médio final de \$145,68/MWh, valor equiparável às demais fontes. Sendo assim, é possível que esse preço não se repita nos próximos leilões. Gera preocupação ao setor fotovoltaico, agora, o fato de não haver nenhum projeto previsto para o biênio 2019-2020. Na tentativa de impedir que esse hiato prejudique a indústria, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) recomendou ao MME que planeje ainda para este ano um leilão A-2 que inclua a fonte fotovoltaica, como um Leilão de Fontes Alternativas (LFA)⁴.

Outro fator de destaque foi a contratação de termelétricas a gás a preços competitivos. Cerca de 56% da capacidade de geração contratada no A-6 corresponde a 2 empreendimentos desse tipo, ambos no Rio de Janeiro, no centro de carga do sistema. Esses empreendimentos despacháveis favorecem a operação, em virtude de absorver a variabilidade das fontes renováveis. Por outro lado, não houve contratação de fontes despacháveis no NE, subsistema que conta com maior participação de fontes intermitentes e cujos reservatórios vêm apresentando volume muito baixo, o que pode demandar o despacho de térmicas mais caras para garantir a confiabilidade do sistema e que deve ser motivo de atenção nos certames futuros.

Por fim, foram realizados os leilões de energia existente A-1 e A-2. Nesses certames, foram realizadas contratações pontuais, que segundo a Abradee representa menos de 1% do total da demanda das distribuidoras do país e que foi suficiente para assegurar o atendimento à demanda para o ano de 2018.

No dia 4 de abril, ocorrerá um novo leilão A-4, para o qual foram cadastrados 1.672 projetos, com capacidade total de 48.713 MW. As fontes eólica e fotovoltaica mais uma vez lideraram os cadastros, tanto em número de empreendimentos quanto em capacidade de geração. Além deste certame, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) indicou que existe a possibilidade de realização de outros 3 leilões ainda este ano,

⁴ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53045624/leilao-a-4-apesar-do-alivio-demanda-frustra-associacoes>

sendo um A-6, um para o suprimento de Roraima e outro para fontes alternativas.

Em suma, os leilões realizados em dezembro de 2017 foram importantes para o país não apenas pelos resultados obtidos, com altos deságios, que se traduzirão em economia para o consumidor, como também por indicarem novas tendências para o setor. Com a retomada do crescimento

econômico, mais leilões estão previstos para 2018. A fim de garantir que esses certames também sejam bem-sucedidos, deve-se buscar a continuidade no emprego de boas práticas, além de endereçar as questões levantadas pelos agentes do setor, assim garantindo previsibilidade ao mercado em um momento crucial em que o país está retomando o crescimento e muito necessita dessa segurança.

* 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.



OPINIÃO

Os cortes de produção da OPEP e a política de preços de derivados da Petrobras

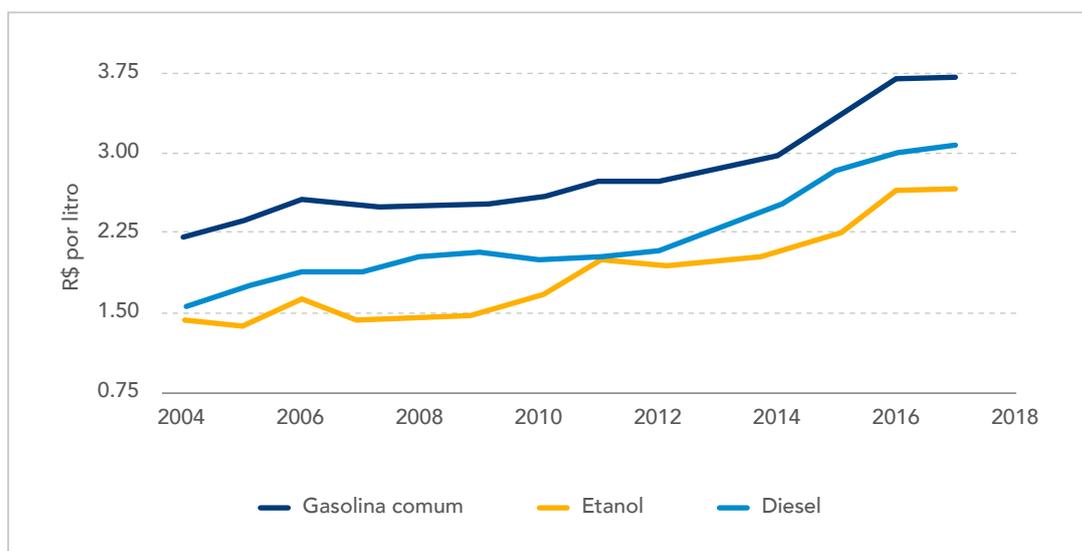
Uma das perguntas que mais tem sido feitas nesses primeiros dias de 2018 é “por que os preços da gasolina e do diesel no Brasil estão subindo?”. Neste editorial, não se propõe prever os preços dos combustíveis líquidos nas bombas dos postos, mas sim, contribuir para a compreensão da tendência de preços destes no Brasil à luz das oscilações dos preços dos óleos marcadores no mercado internacional.

A nova política de reajuste de preços de combustíveis da Petrobras está em vigor desde 03 de julho de 2017. Desde então, os preços da gasolina e do diesel estão sendo alterados, às vezes, de um dia para o outro, aos preços do petróleo no mercado internacional e ao câmbio, visando o alinhamento de curto prazo aos preços internacionais. Segundo

a estatal a ideia é permitir “maior aderência dos preços do mercado doméstico ao mercado internacional no curto prazo”, dando condições de competir “de maneira mais ágil e eficiente” (Petrobras, 2017).

A política anterior, de preços represados pela estatal e pelo governo, trouxe prejuízos significativos ao desenvolvimento de um parque de refino competitivo e diversificado no Brasil, consolidando o monopólio da Petrobras no segmento. Vários projetos de refinarias não saíram do papel, tanto por falta de investimentos internos, quanto por falta de atratividade desses empreendimentos para o investidor externo, que enxergava, no preço tabelado, um entrave à remuneração sobre o capital empregado.

Figura 1: Média anual do preço do litro de gasolina comum, etanol e diesel, de 2004 a 2017



Fonte: ANP, 2017

No esteio das mudanças que têm ocorrido no setor de óleo e gás no Brasil, com foco na diversificação do segmento e na atração de novos investimentos, a nova política de preços surgiu juntamente com o fim da Petrobras como operadora única do pré-sal, com a renovação do REPETRO, com os novos percentuais de conteúdo local e o tão esperado anúncio de um calendário de rodadas para 2018 e 2019, entre outras alterações.

Os novos movimentos de ajustes diários dos preços da gasolina e do diesel, entretanto, dão maior tônica ao mercado, mas deixam confuso o consumidor final, que não consegue acompanhar as rápidas mudanças, especialmente quando estas estão em uma tendência de alta. Com o aquecimento do mercado internacional de petróleo nas últimas semanas, desde dezembro de 2017 a Petrobras aumentou o valor dos combustíveis nas refinarias: 1,7% de aumento da gasolina e 1,1%

sobre o preço do óleo diesel no preço final da bomba. No acumulado, de julho a dezembro de 2017, o aumento do preço da gasolina foi de 15%, segundo a ANP (2017). Observa-se o *ramp up* dos preços na Figura 1 desde o final de 2017.

Pela nova política em vigor, a Petrobras avalia todas as condições do mercado, como cotações dos óleos marcadores internacionais e câmbio e procede o ajuste de preços. Por um lado, a nova política é acertada, uma vez que demonstra que os preços dos combustíveis flutuam de acordo com o mercado internacional - atraindo possíveis investidores para o *downstream* brasileiro (vide as premissas do programa Combustível Brasil, capitaneado pelo MME) - e não de acordo com um tabelamento/ congelamento de preços do governo. Por outro, as constantes variações internacionais, influenciadas por múltiplos motivos, torna a variação constante⁵.

⁵ <https://infopetro.wordpress.com/2017/12/04/os-precos-dos-combustiveis-sobem-como-um-foguete-mas-caem-como-uma-pena-analisando-os-fatores-da-assimetria-na-transmissao-dos-precos-no-brasil/>

Na verdade, após um período em que o balanço de oferta e demanda, fruto da dinâmica de mercado, ditou a tendência de baixa dos preços do petróleo no mercado internacional, – um período conhecido sobre ofertado, – os aspectos geopolíticos da oferta estão retomando sua relevância na determinação dos preços; i.e., a OPEP estaria retomando seu poder discricionário sobre o mercado de petróleo. Nessa visão, o retorno às explicações geopolíticas pode ser pautado pelos seguintes condicionantes: i) aumento das tensões no Oriente Médio ii) extensão do acordo de corte de produção entre os países da OPEP iii) crescimento da demanda e eventos climáticos no Golfo do México, além da onda de frio no hemisfério norte; que deram a tendência alta dos preços do óleo cru no mercado internacional nas últimas semanas (janeiro de 2018).

Dentre as questões geopolíticas mais importantes, por exemplo, pode-se citar a tensão política no Irã, terceiro maior produtor da OPEP, que tem puxado para cima os preços da *commodity*. Adicionalmente, o realinhamento político-estratégico dos países da OPEP permitiu um rebalanceamento do mercado, dotando-a, novamente, de um significativo poder de determinação dos preços e de auferir parcelas relevantes da renda petrolífera. Esse mecanismo de controle dos preços é feito pelo estabelecimento de cotas de produção. Em 11 de janeiro de 2018 o Brent chegou a quase 70 dólares o barril, a mais alta cotação em quase três anos, ou seja, antes do colapso dos preços da *commodity*. A OPEP formou uma aliança com a Rússia no final de 2016, reduzindo sua produção para acabar com um excesso que pesava sobre os preços e maltrava suas economias. A coalizão concordou em pressionar os preços até o final do ano (2018) para eliminar os restos do excedente de oferta de petró-

leo (WorldOil, 2018). Alguns países do cartel, cujas economias sofreram nos últimos anos, têm recebido positivamente a alta dos preços, que se acelerou desde o final de 2017, quando a OPEP afirmou manter este corte de produção pelos próximos 6 meses. A Arábia Saudita, por exemplo, líder de fato da OPEP, quer o petróleo acima de 60 dólares por barril para impulsionar o valor da petroleira estatal Saudi Aramco antes da programada oferta pública inicial de ações da companhia, prevista ainda para este ano (primeiro trimestre de 2018), de modo a diminuir o déficit no orçamento do país.

Dessa forma, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2017), como a era do petróleo ainda não acabou, espera-se que o crescimento da demanda por hidrocarbonetos continue robusto para os próximos anos, ainda que com largas medidas de maior eficiência energética no mundo inteiro. Pressões de aumento de demanda sinalizam, mormente, pressões nos preços para cima. Em estando o petróleo em tendência de alta no mercado internacional, estão os combustíveis líquidos em tendência de alta no Brasil também.

Todavia, o constante aumento dos preços dos combustíveis no Brasil já altera a rotina dos consumidores, como a redução do consumo de gasolina em alguns estados (menos 3% de julho a outubro no Rio de Janeiro; menos 13% em Minas Gerais e 12% no Paraná), e a maior procura pelo etanol (quase 30% de aumento de demanda no mesmo período), mesmo que com o menor poder calorífico, o que leva a abastecimentos mais frequentes.

Para desonerar o consumidor final e diminuir a pressão inflacionária que os combustíveis exercem na economia (o aumento do combustível pode afetar o consumo, já que as transportadoras repassam os

custos para o produto final vendido ao consumidor), uma sugestão seria alterações com periodicidade certa para permitir que os consumidores pudessem se preparar para isso. Adicionalmente, o Governo poderia pensar em uma redução temporária da CIDE ou do ICMS, por exemplo, cobrados

sobre os combustíveis líquidos, que em alguns casos, quando combinados, representam quase 50% do preço do combustível na bomba, quando em períodos de alta de preços. Tais movimentos exigiriam uma ação conjunta e orquestrada entre MME, Ministério da Fazenda e CNPE.

Figura 2: ICMS recolhido sobre a venda da gasolina nos Estados Brasileiros, 2017

	ICMS Gasolina
AC, AM, AP, RR, MT, MS, SC, SP	25%
RO	26%
MA, PI, ES	27%
PA, BA, DF	28%
TO, CE, AL, RN, PB, PE, SE, MG, PR	29%
GO, RS	30%
RJ	32%

Fonte: BlogInfopetro, dados da EPE, 2017

* 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.

A large, complex offshore oil platform with yellow and white structures, including cranes and multiple levels, situated in the ocean under a blue sky. A dark blue diagonal banner is overlaid on the bottom left of the image.

Petróleo

Por Júlia Febraro*

A) PETRÓLEO

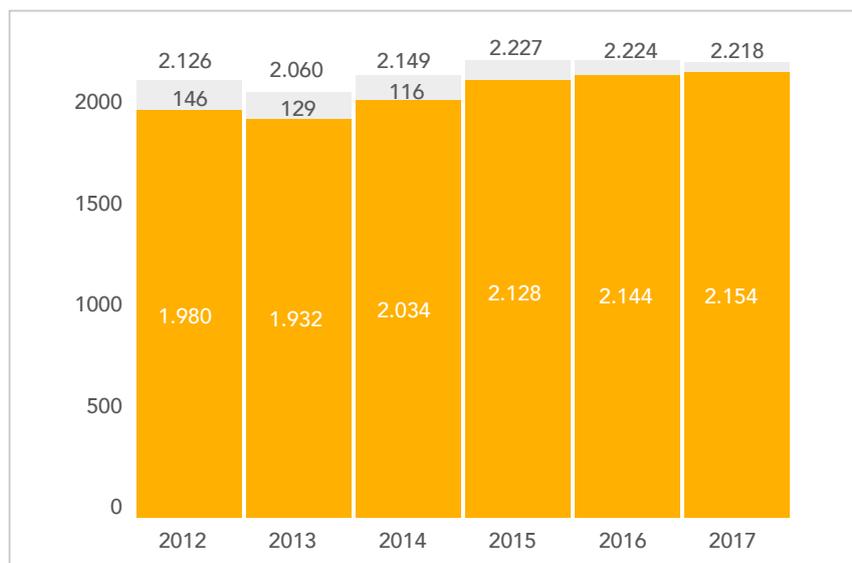
a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de novembro de 2017 apresentou produção diária de 2,6 milhões de barris por dia (MMbbl/d), 4% abaixo dos 2,62 MMbbl/d de outubro. Na comparação anual também houve queda em novembro (2017), ficando 0,53% abaixo da produção de 2016 para esse mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em novembro, 95,3% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 79,4% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 8.014 poços, sendo 732 marítimos e 7.282 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,7% do total de óleo e gás natural.

Em 2017 a Petrobras bateu novos recordes de produção média de petróleo, chegando a 2,1

MMbbl/d, 0,4% acima do resultado para 2016. Este foi o quarto ano consecutivo de crescimento na produção de petróleo nacional pela Petrobras (ver Figura 2.1). Segundo a estatal, o resultado se deve principalmente ao crescimento da produção do campo de Lula, além do início da operação da plataforma P-66 e do campo de Lapa. Outro fator relevante foi o início da produção do FPSO Pioneiro de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, com o primeiro óleo em 26 de novembro. O Bloco de Libra se estende por mais 1.500 km² na Bacia de Santos, situado a 164 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, ao sul da cidade de Saquarema. O FPSO Pioneiro de Libra será capaz de atuar em lâmina d'água de até 2.400 metros de profundidade e poderá produzir 50 mil barris de óleo por dia, com capacidade de compressão e reinjeção de quatro milhões de metros cúbicos de gás/ dia (Odebrecht, 2017)

Figura 2.1: Quarto ano de crescimento na produção de petróleo pela Petrobras



Fonte: E&P Brasil, 2018

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	Tendências	out-17	nov-16
Produção	77.839.300	-4,43%	-0,53%		81.450.246	78.255.905
Consumo Interno	51.571.409	-2,80%	3,26%		53.055.063	49.945.498
Importação	5.434.161	-5,81%	5,77%		5.769.642	5.137.689
Exportação	17.688.778	-33,50%	-34,94%		26.598.539	27.188.988

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Com relação ao pré-sal, sua produção em novembro foi oriunda de 83 poços e chegou a 1,3 MMbbl/d de óleo e 52 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,6 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 49,9% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.102.

Percebe-se, portanto, que o pré-sal já responde por praticamente metade do total de petróleo e gás natural produzidos no Brasil. Além disso, 11 anos após sua descoberta, a área tem contribuído para impulsionar a participação das petroleiras estrangeiras no setor, que já representam 33% do total da produção

no pré-sal. A tendência é de queda ainda maior da participação da Petrobras, levando-se em conta a entrada em operação do bloco de Libra e a retomada do calendário de leilões (Guia Oil & Gas, 2017)⁶.

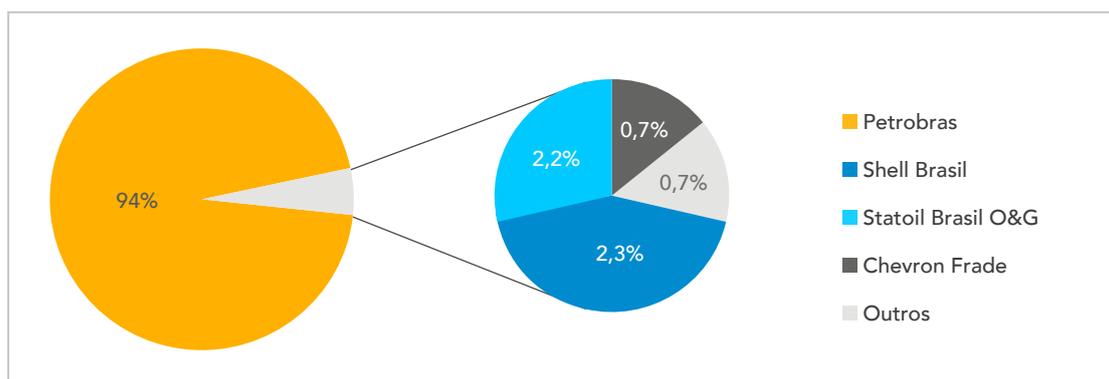
Em portaria publicada no dia 04 de janeiro (2018) no Diário Oficial da União e assinada pelo ministro Fernando Coelho Filho, a Pré-Sal Petróleo SA (PPSA) deverá priorizar a realização de leilões para a venda do petróleo da União nos projetos de partilha da produção do pré-sal (E&P Brasil, 2018). Segundo a portaria, a venda do petróleo da União no pré-sal só poderá ser feita por preço inferior ao de referência fixado pela ANP se não houver interessados na compra nessa condição.

⁶ http://guiaoilgas.com.br/pt/site_extras_detalhes.asp?id_tb_extras=974028

Entretanto, com relação às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária e se manteve a mesma do mês de outubro, com 94% da produção. A participação da Statoil caiu ligeiramente pelo segundo

mês consecutivo, chegando a 2,2%, enquanto que a da Shell subiu de 2,1% para 2,3% do total da produção. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de novembro.

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

Em dezembro de 2017, a Petrobras anunciou o novo plano de negócios e gestão (PGN), onde previu-se o início da produção em 19 novos sistemas petrolíferos até 2022, sendo oito deles já em 2018. Assim, a estatal espera aumentar o volume de óleo e gás de 2,7 MM barris/dia previstos em 2018 para 3,5 MM barris/dia em 2022, o que corresponde a um crescimento de 29,6% (Petronoticias, 2017)⁷. Ainda de acordo com a reportagem, a Petrobras totalizará US\$ 60,3 milhões de investimentos na área de exploração e produção de 2018 a 2022, sendo 58% destes voltados somente ao pré-sal.

Os campos em destaque para os investimentos são Lula e Búzios, ambos localizados no pré-sal da bacia de Santos. Juntos, os campos deverão rece-

ber quase US\$ 16 bilhões em investimentos no período de 2018 a 2022 (Petronoticias, 2017)⁸. A Bacia de Campos também está no radar da Petrobras, que pretende investir US\$ 18,9 bilhões até 2022 na região, que ainda responde por 50% da produção da estatal, além da adição de quatro novas plataformas à região (Tartaruga Verde e Mestiça em 2018; Revitalização de Marlim 1 e 2 em 2021, e o Integrado Parque das Baleias em 2021) (Petronoticias, 2017).

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações caíram ligeiramente (-5,8%) em novembro, chegando a 5,4Mbbbl (mês), valor 6% superior ao mesmo mês do ano anterior. Com relação às exportações, foi registrada uma queda mais expressiva (-33%) no mês de novembro, assim

⁷ https://petronoticias.com.br/archives/106704?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

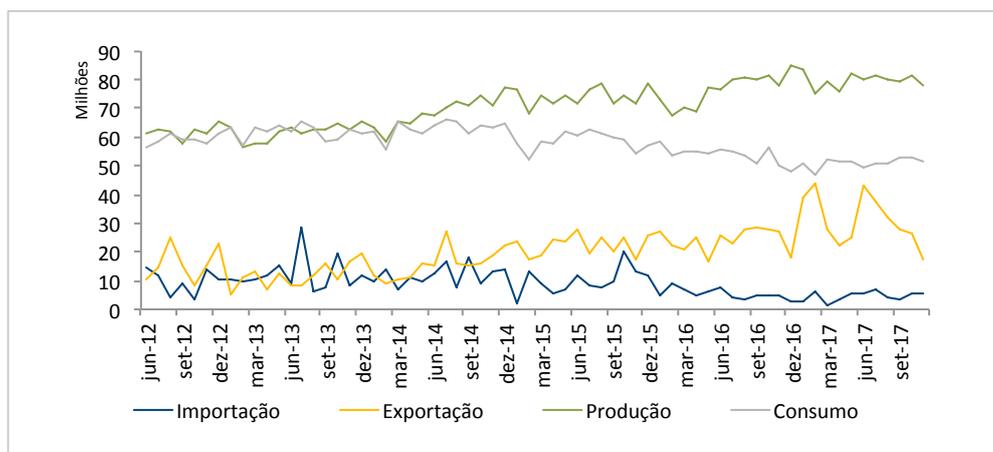
⁸ https://petronoticias.com.br/archives/106711?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

como na comparação anual (-35%), chegando a 17MMbbl, o menor valor dos últimos 12 meses.

Apesar das quedas do mês de novembro, o volume de petróleo exportado em 2017 foi o maior da história, chegando a representar 6,7% de todas as exportações brasileiras. Levando-se em conta os valores já

disponibilizados pela ANP, de janeiro a novembro o Brasil exportou 360 milhões de barris equivalentes de petróleo, já superando os 306,6 milhões exportados durante todo o ano de 2016. Ainda segundo a reportagem, os números são reflexo da política da Petrobras de “produzir muito, refinar pouco e exportar grande parte do óleo cru, sem valor agregado”.

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

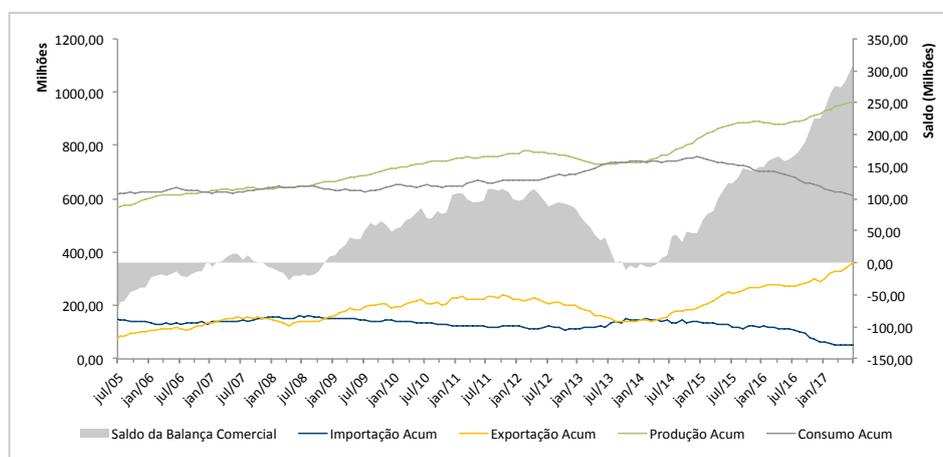


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, houve uma redução da diferença entre Produção e Consumo, após 18 meses consecutivos de crescimento. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre

Exportações e Importações, verificou-se queda no acumulado de 12 meses, contribuindo negativamente para o saldo em transações da balança comercial em novembro (Figura 2.4).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Na visão do secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, do MME, Márcio Felix, 2018 será um ano de consolidação de várias iniciativas de anos anteriores, o que pode resultar em melhorias no ambiente produtivo do país. Segundo ele, o maior desafio atual se concentra no processo de renegociação da Cessão Onerosa e, para tal, espera-se conseguir viabilizar um leilão do excedente da cessão onerosa para breve. Em reportagem da TN Petróleo (2018)⁹, foram listados outros temas que o secretário acredita que serão tratados ainda nesse ano que se inicia: a comercialização do óleo e gás da união; a preparação para os leilões da 15ª Rodada de concessões (em 29 de março) e o da 4ª Rodada de partilha (em 7 de junho); o início da oferta permanente de áreas a partir de maio (2018), que será a maior licitação da história do país, com mais de 846 oportunidades; a atração de investimentos em refino; e a consolidação do *onshore* brasileiro.

Com relação a este último ponto, adiantamos que no último dia 18 de janeiro foi criado o Comitê Diretivo do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate)¹⁰. O objetivo do comitê é propor e monitorar ações, projetos e políticas para o incremento das atividades de E&P em terra no país. Com reuniões a cada seis meses, o comitê espera estar a par da evolução das ações propostas pelo grupo de trabalho do Reate e, sempre que possível, propor novas ações. (E&P Brasil, 2018)¹¹.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent subiu pelo quinto mês consecutivo, chegando a US\$ 62,71/bbl. O WTI também segue tendência altista e atinge US\$ 56,64/bbl em novembro. Os eventos geopolíticos que explicam a alta dos preços dos óleos marcadores no mercado internacional são descritos e analisados no Editorial desse Boletim (Os cortes de produção da OPEP e a política de preços de derivados da Petrobras).

Apesar de estarmos analisando dados do mês de novembro de 2017, nesta edição adiantamos que em janeiro (2018), o Brent atingiu a mais alta cotação em quase três anos, chegando a ser cotado a US\$ 69,37 o barril. Este valor ficou próximo aos de 2014, antes do colapso dos preços da commodity. A entrada em vigor dos cortes de produção anunciados pela OPEP, a queda nos estoques mundiais e o aumento de tensões geopolíticas acabaram mais do que compensando as preocupações mundiais com relação à alta na produção de xisto nos Estados Unidos (Folha de São Paulo, 2018)¹².

Segundo projeções da agência Moody's, os preços do petróleo deverão estar situados na faixa de 40 a 60 dólares por barril em 2018. É previsto também que a produção crescente de shale dos Estados Unidos siga pressionando os preços, assim como as possibilidades de não cumprimento dos cortes de produção acordados (Guia Oil & Gas, 2018)¹³.

⁹ <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/a-prioridade-e-a-cessao-onerosa-por-armando-cavanha/>

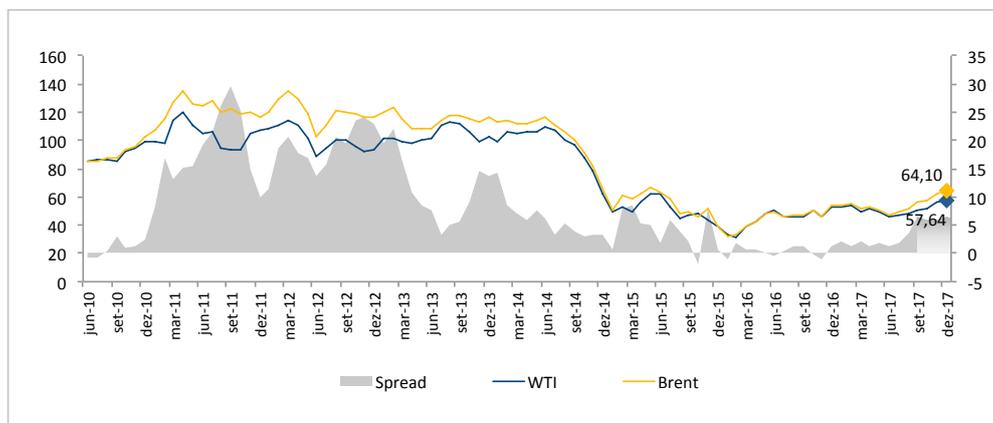
¹⁰ Para mais informações, vide Coluna de Opinião FGV Energia "O Programa Reate e a Desmistificação do Fraturamento Hidráulico no Brasil" de 08/01/2018. Disponível no link a seguir: <http://fgvenergia.fgv.br/opinioes/o-programa-reate-e-desmistificacao-do-fraturamento-hidraulico-no-brasil>

¹¹ http://epbr.com.br/reate-ganha-comite-diretivo/?utm_term=Reate+ganha+Comite+Diretivo.+CEL+da+15a+rodada+e+montada.+Novo+modelo+de+compras+da+Petrobras&utm_campaign=Comece+seu+dia+bem-informado&utm_source=e-goi&utm_medium=email

¹² <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/01/1949562-petroleo-encosta-nos-us-70-e-retorna-ao-nivel-de-2015.shtml>

¹³ http://www.guiaolegasbrasil.com.br/pt/site_extras_detalhes.asp?id_tb_extras=974976

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



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

Voltando à produção brasileira, em novembro (2017), com exceção do Maranhão, todos os outros estados apresentaram quedas em suas produções. O destaque negativo foi o estado do Amazonas, cuja produção atingiu o menor valor dos últimos

doze meses após a queda de 9% em novembro. As produções *onshore* do Rio Grande do Norte e de Sergipe também atingiram os menores valores dos últimos doze meses, após as quedas de 6% e 5%, respectivamente, no mês analisado.

Tabela 2.4: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	Tendências	out-17	nov-16
AL	Onshore	92.492	-9,11%	-19,37%		101.765	114.709
	Offshore	3.372	21,69%	13,20%		2.771	2.979
AM	Onshore	562.963	-9,08%	-12,02%		619.206	639.852
	Offshore	937.391	-5,69%	-9,77%		993.990	1.038.866
BA	Onshore	17.122	-2,88%	-2,44%		17.629	17.550
	Offshore	35.933	-6,82%	-10,55%		38.561	40.172
CE	Onshore	130.619	3,57%	-12,74%		126.114	149.689
	Offshore	333.609	-4,14%	-6,54%		348.030	356.949
ES	Onshore	10.360.798	-3,04%	-14,27%		10.686.147	12.084.898
	Offshore	1.751	3,50%	0,75%		1.692	1.738
MA	Onshore	54.938.273	-3,95%	2,73%		57.197.159	53.477.110
	Offshore	1.145.987	-6,39%	-18,61%		1.224.159	1.408.093
RN	Onshore	168.669	-7,41%	-2,39%		182.158	172.803
	Offshore	8.434.967	-8,40%	7,12%		9.208.818	7.874.253
SP	Onshore	511.738	-5,62%	-25,44%		542.221	686.367
	Offshore	163.616	2,37%	-13,83%		159.826	189.877
Total		77.839.300	-4,43%	-0,53%		81.450.246	78.255.905

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em novembro, a produção dos principais derivados de petróleo apresentou queda com relação a outubro: com queda de quase 11%, a produção de gasolina foi o destaque negativo do mês, o que a levou ao menor valor dos últimos 12 meses. Diesel e óleo combustível também tiveram quedas significativas em suas produções, de 11% e 10%, respec-

tivamente. Diesel (-3,85%) e QAV (-4%) também registraram queda com relação a outubro. Com relação às exportações, o destaque negativo foi o óleo combustível, pois a queda de quase 43% em novembro levou a produção deste derivado para o menor valor dos últimos 12 meses. No caso da gasolina, a variação foi positiva e de 22%.

Tabela 2.5: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	Tendências	out-17	nov-16
Gasolina	Produção	12.309.803	-10,94%	-10,78%		13.822.297	13.796.386
	Consumo	21.606.574	-2,93%	26,94%		22.258.165	17.020.558
	Importação	1.177.291	-41,44%	17,64%		2.010.498	1.000.756
	Exportação	68.843	22,30%	-		56.292	679.929
Diesel	Produção	21.295.682	-3,85%	-0,93%		22.148.441	21.494.547
	Consumo	29.188.756	-5,60%	13,41%		30.918.872	25.738.222
	Importação	8.022.213	-5,21%	75,44%		8.463.222	4.572.720
	Exportação	1.812	-	-		0	0
GLP	Produção	3.731.842	-10,82%	1,32%		4.184.794	3.683.055
	Consumo	6.902.796	-0,28%	-0,10%		6.921.945	6.909.983
	Importação	709.217	-44,66%	-49,44%		1.281.576	1.402.835
QAV	Produção	3.359.947	-4,30%	5,46%		3.510.758	3.186.066
	Consumo	3.534.891	-1,81%	6,37%		3.600.145	3.323.267
	Importação	0	-	-		640.639	0
	Exportação	0	-	-		0	4.310
Óleo Combustível	Produção	5.863.497	-9,99%	4,04%		6.514.210	5.635.725
	Consumo	2.149.000	-20,73%	43,17%		2.710.934	1.501.050
	Importação	149	-	-99,61%		0	38.372
	Exportação	655.320	-42,55%	-34,73%		1.140.655	1.004.067

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em novembro de 2017, após 5 meses, os preços de realização interna da gasolina voltaram a ficar ligeiramente superiores aos de referência internacional. No caso do diesel, seus preços domésticos seguem superiores aos internacionais, diferentemente do

GLP, cujos preços internacionais estão maiores. Ainda para a este último, a diferença aumentou no mês de novembro. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado (Figura 2.6).

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

Por Larissa Resende*

A) DADOS GERAIS

A produção de gás natural nacional no mês de outubro foi de 114,6 MMm³/dia, estando acima da produção de setembro em 0,5% e 5,6% acima da produção deste mesmo período do ano anterior.

Já a oferta de gás nacional atingiu o seu maior valor dos últimos 12 meses, passando de um volume ofertado de 61,9MMm³/dia em setembro para 65,3MMm³/dia em outubro.

Em relação ao consumo de gás natural, este apresentou um aumento de 1,9MMm³/dia, sendo registrado o montante de 96,8MMm³/dia. Já se comparado ao consumo de gás deste mesmo período do ano anterior, este sofreu aumento de 17,5%.

Embora o consumo tenha aumentado, devido ao aumento da oferta de gás nacional, o volume de gás importado sofreu queda de 0,3%. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	12 meses	set-17	out-16
Produção Nacional	114,6	0,5%	5,6%		114,0	108,5
Oferta de gás nacional	65,3	5,4%	15,9%		61,9	56,3
Importação	37,3	-0,3%	17,8%		37,4	31,6
Consumo	96,8	2,0%	17,5%		94,9	82,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de outubro a parcela de gás natural produzida que ficou indisponível ao mercado apresentou queda de 5,3%, sobretudo devido à queda do volume de gás reinjetado, que apresentou declínio de 2,8 MMm³/dia (9,1%), e a absorção em UPGN's, que apresentou queda de 2,6%.

em relação ao consumo interno em E&P e o gás perdido na queima, estes apresentaram aumento de 1,0% e 0,4%, respectivamente. O volume queimado no processo de produção registrou o maior valor dos últimos 12 meses, no montante de 3,4 MMm³/dia, como pode ser observado na Tabela 3.2.

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

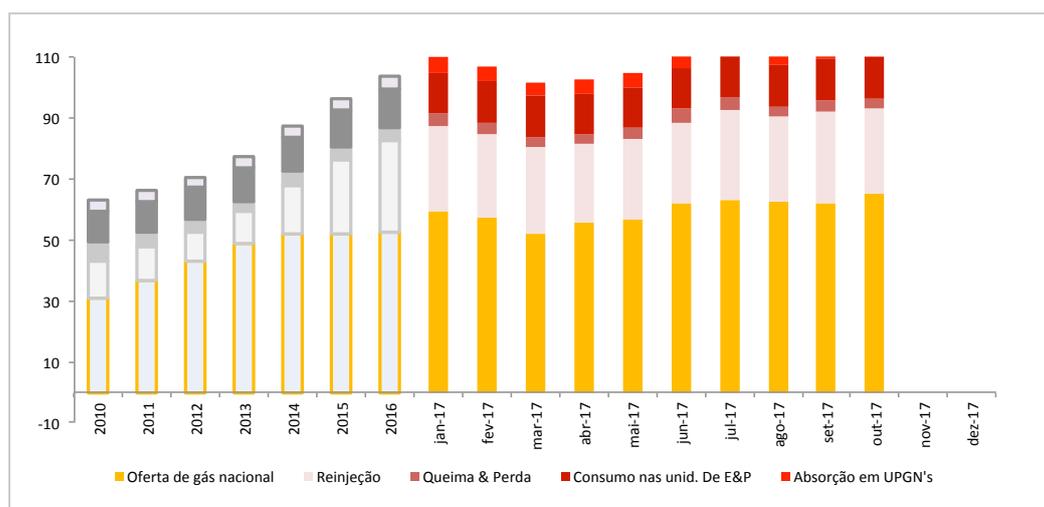
	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	12 meses	set-17	out-16
Prod. Nacional Bruta	114,6	0,5%	5,6%		114,0	108,5
Reinjeção	27,6	-9,1%	-9,1%		30,4	30,4
Queima	3,4	0,4%	-8,9%		3,4	3,7
Produção Indisponível						
Consumo interno em E&P	13,8	1,0%	3,8%		13,6	13,3
Absorção em UPGN's	4,6	-2,6%	-4,8%		4,7	4,8
Subtotal	49,3	-5,3%	-5,4%		52,1	52,2
Oferta de gás nacional	65,3	5,4%	15,9%		61,9	56,3
Ofert nacional/Prod. Bruta	57,0%	4,8%	9,7%		54,3%	51,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O Gráfico 3.1 apresenta a produção nacional bruta desfragmentada em oferta nacional e as parcelas de gás indisponíveis para consumo, onde é possível

observar o crescimento da oferta de gás nacional se comparado aos demais meses do ano de 2017 e à média de gás ofertada nos sete anos anteriores.

Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado no mês de outubro (2017), que se encontra apresentado na Tabela 3.3 e no Gráfico 3.2, embora seja possível observar um aumento de 17,8% ao comparar com o volume importado no mesmo período do ano de 2016, houve uma leve queda se comparado ao mês de setembro (2017). Enquanto

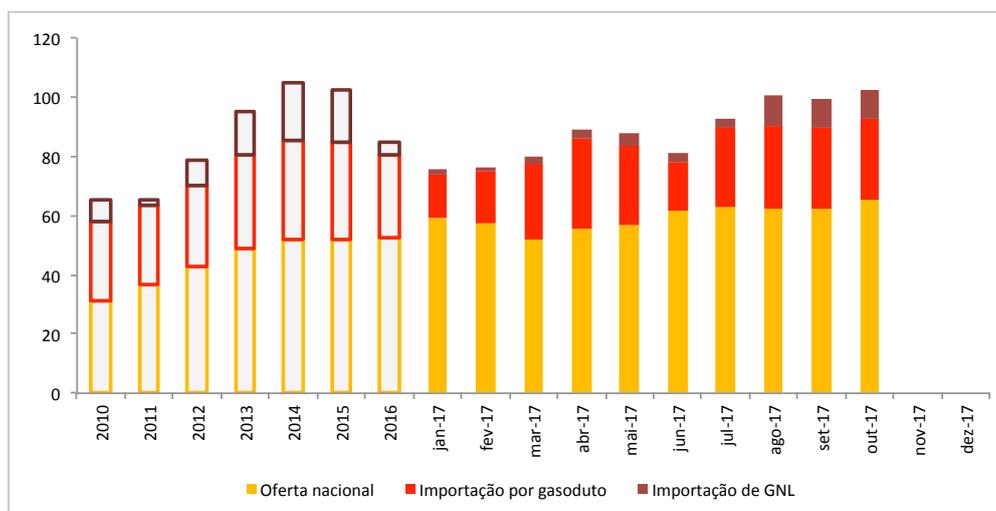
o volume de gás importado via GASBOL em outubro foi de 27,5 MMm³/dia, representando uma redução de 8,5% se comparado ao mesmo período do ano anterior, o volume de GNL regaseificado foi de 9,8 MMm³/dia, 8,2 MMm³/dia acima do volume regaseificado no mesmo período do ano anterior.

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

	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	12 meses	set-17	out-16
Gasoduto	27,5	0,1%	-8,5%		27,5	30,1
GNL	9,8	-1,6%	517,1%		9,9	1,6
Total	37,3	-0,3%	17,8%		37,4	31,6

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.2: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

O consumo de gás natural no mês de outubro apresentou um aumento de 1,9 MMm³/dia se comparado ao mês de setembro e de 14,4 MMm³/dia ao se comparar ao mesmo período do ano anterior, resultando em um total de gás de 96,8 MMm³/dia. Enquanto o consumo de gás natural para geração

elétrica foi de 45,2MMm³/dia, aumento de 5,9% se comparado ao mês de setembro e 44,9% se comparado ao mesmo período do ano anterior - registrando o maior consumo dos últimos 12 meses, aquele referente aos consumidores industriais foi de 40,8 MMm³/dia, 1,2% abaixo do consumido em setembro e 0,3% abaixo do consumo do ano

anterior. A parcela de consumo referente ao setor automotivo e segmento de cogeração também alcançaram suas maiores marcas dos últimos 12 meses, ficando em 5,5 MMm³/dia e 2,8 MMm³/dia,

respectivamente. O consumo dos segmentos residencial e comercial apresentaram queda de 16,9% e 2,5%, respectivamente, como pode ser observado na Tabela 3.4.

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

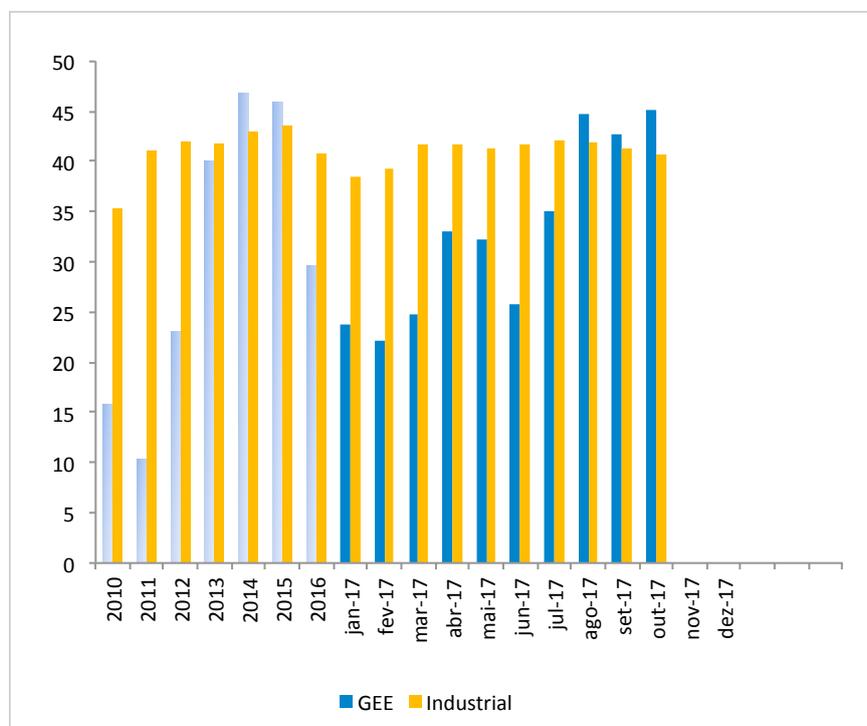
	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	12 meses	set-17	out-16
Industrial	40,8	-1,2%	-0,3%		41,3	40,9
Automotivo	5,5	0,0%	8,3%		5,5	5,1
Residencial	1,1	-16,9%	-13,1%		1,4	1,3
Comercial	0,8	-2,5%	-8,1%		0,8	0,9
GEE	45,2	5,9%	44,9%		42,7	31,2
Cogeração	2,8	4,1%	9,8%		2,7	2,5
Total	96,8	2,0%	17,5%		94,9	82,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Como é possível observar no Gráfico 3.5, o consumo para geração elétrica nos últimos três meses tem se concentrado em patamares mais elevados se comparado aos demais meses do ano e próximos

aqueles volumes consumidos na média dos anos de 2013, 2014 e 2015, que foram anos com hidrologia em situação mais crítica. Já o consumo industrial não apresenta tanta volatilidade no curto-médio prazo.

Gráfico 3.5: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)

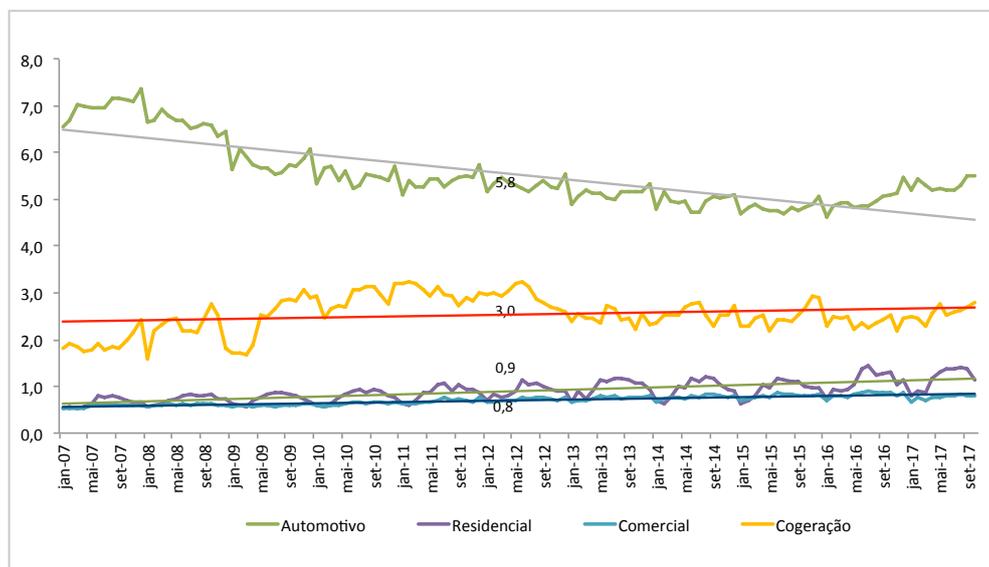


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação aos consumidores com menor participação, o Gráfico 3.6 apresenta sua tendência de consumo dos últimos 10 anos, onde é possível observar forte declínio no consumo do segmento automotivo no longo-prazo, que vem apresentando recuperação desde início de 2016, sobretudo devido aos constantes aumentos do preço da gasolina, e também do etanol, que tem feito com que os motoristas procurem um combustível alternativo optando pelo gás natural veicular (GNV).

Além da economia na hora de abastecer o carro, o GNV é menos poluente que os combustíveis líquidos e possui um rendimento maior – conseguindo rodar quase duas vezes em comparação ao etanol. Na média, um veículo abastecido com GNL chega a rodar 13,2 Km/m³, enquanto que a gasolina proporciona um rendimento médio de 10,7 Km/litro e o etanol 7,0 Km/litro (SCGás, 2017)¹⁴.

Gráfico 3.6: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) PREÇOS

Em relação aos preços do gás natural no mercado internacional, como pode ser observado na Tabela 3.5, enquanto o preço no mercado europeu apresentou aumento de 10,3% em relação ao mês de setembro (2017) e o preço spot NBP apresentou aumento de 2,3%, sendo cotados a 6,1 US\$/MMBTU

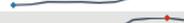
e 6,2 US\$/MMBTU em outubro (2017), respectivamente, o preço do Henry Hub apresentou queda de 3,3% sendo cotado a 2,9 US\$/MMBTU. Em relação ao preço do gás no Japão, o preço do gás natural esteve em 7,8 US\$/MMBTU – tendo sofrido queda de 3,8% - e o do GNL em 8,2 US\$/MMBTU, aumento de 18,7% em relação ao preço de setembro (2017).

¹⁴ <http://www.scgas.com.br/index.php/site/veicular/conteudos/simulador/idse/255>

Já os preços no mercado nacional, enquanto os preços do gás importado apresentaram aumento, tendo o GNL sido entregue a 7,3 US\$/MMBTU, aumento de 44,6% frente ao preço de setembro, e o preço do gás da Bolívia aumento de 1,6%, entregue a 5,9 US\$/MMBTU, o preço do gás entregue no Programa Prioritário Termelétrico

(PPT), no *city gate* e aos consumidores industriais registrado queda. O preço do gás no PPT foi cotado a 4,2 US\$/MMBTU, o gás entregue da Petrobras para as distribuidoras a 7,4 US\$/MMBTU e o gás entregue ao consumidor final no segmento industrial variou de 13,7 US\$/MMBTU a 16,0 US\$/MMBTU.

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

	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	12 meses	set-17	out-16	
Henry Hub	2,9	-3,3%	-4,4%		3,0	3,0	
Europa	6,1	10,3%	39,5%		5,5	4,4	
Japão	7,8	-3,8%	12,2%		8,1	6,9	
NBP*	6,2	2,3%	43,1%		6,1	4,3	
GNL no Japão	8,2	18,7%	49,8%		6,91	5,5	
GNL no Brasil	7,3	44,6%	-5,0%		5,1	7,7	
Gás Importado no Brasil **	5,9	1,6%	20,3%		5,8	4,9	
PPT ***	4,2	-0,9%	-0,2%		4,2	4,2	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	7,4	-1,8%	15,6%		7,5	6,4
	2.000 m³/dia ****	16,0	-2,0%	7,5%		16,3	14,9
	20.000 m³/dia ****	14,1	-2,0%	5,7%		14,4	13,4
	50.000 m³/dia ****	13,7	-2,0%	4,8%		13,9	13,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI.

* National Balancing Point (UK) ** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

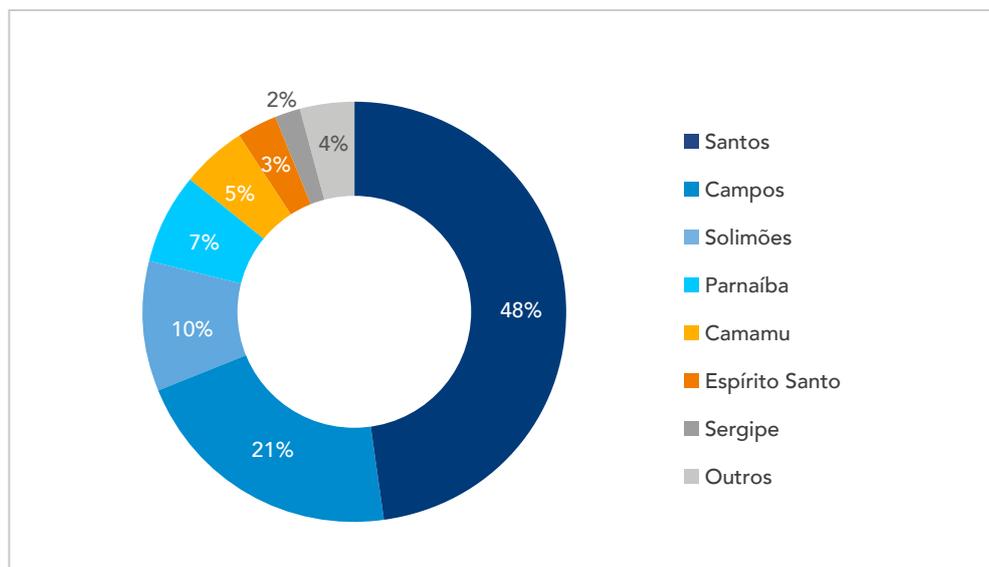
*** não inclui impostos **** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

E) PRÉVIA – NOVEMBRO 2017

No mês de novembro de 2017 a produção de gás natural nacional foi de 113,0 MMm³/dia, apresentando uma redução de 1,0% se comparado ao mês de outubro (2017), devido, sobretudo, a parada programada para manutenção do FPSO Cidade de Niterói, que opera no campo de Marlim Leste, na Bacia de Campos e redução da produção em campos do Amazonas devido à manutenção no sistema de compressão. Da produção total de gás natural, 79,4% foi oriundo de 732 campos marítimos, onde o campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o campo recordista, com produção média de 35,5 MMm³/dia.

O pré-sal produziu, em média, 52,0 MMm³/dia no mês de novembro (2017), onde o aumento da produção foi devido, principalmente, ao crescimento da produção do campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, por meio da plataforma P-66.

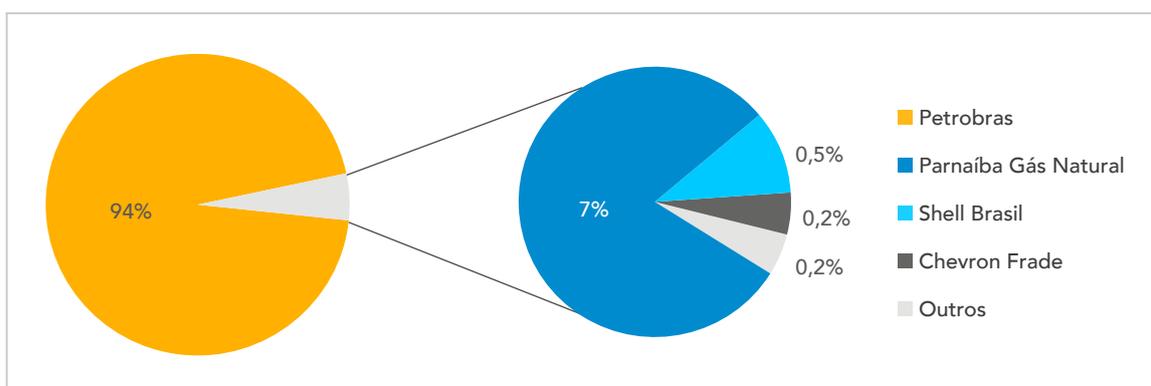
O Rio de Janeiro foi o Estado que mais produziu gás natural, um total de 54,0 MMm³/dia, ficando São Paulo com a segunda maior produção, de 17,6 MMm³/dia. Em relação as bacias recordistas, como pode ser visto no Gráfico 3.7, a Bacia de Santos foi responsável por 48,0% de toda a produção de gás nacional e a Bacia de Campos por 21,0%.

GRÁFICO 3.7 – Distribuição da Produção de Gás Nacional por Bacia – Novembro/17


Fonte: ANP (2017)

A distribuição da produção de gás natural nacional por operador encontra-se apresentado no Gráfico 3.7, onde é possível observar que 92,0% de todo gás natural – 104,8 MMm³/dia – adveio das operações da Petrobras, enquanto a segunda posição ficou com a Parnaíba Gás Natural, com produção

de 7,0% do gás natural nacional – 7,5 MMm³/dia. Embora a Petrobras seja responsável por grande parte da produção de gás, com o início das operações do bloco de Libra e a retomada do calendário de leilões é esperado que a participação da Petrobras diminua nos próximos anos.

GRÁFICO 3.8 – Distribuição da Produção de Gás Nacional por Operador – Novembro/17


Fonte: ANP (2017)

F) FUTURO

No mês de dezembro de 2017 a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou a transferência da autorização de construção e operação da termelétrica Novo Tempo da Bolognesi Energia para a Gás Natural Açú, do Grupo Prumo Logística. Com capacidade instalada de 1,2 gigawatt, esta autorização viabiliza a implantação da primeira termelétrica no Porto do Açú, onde a Prumo planeja desenvolver o Açú Gas Hub, localizado em São João da Barra - Estado do Rio de Janeiro. O projeto, além de contar com a UTE Novo Tempo, também conta em seu planejamento com outra usina termelétrica negociada no último leilão A-6 e com o Terminal de Regaseificação do Açú, que planeja ter capacidade de regaseificar até 42,0 MMm³/dia.

Com a abertura prevista no mercado de gás natural e a manifestação de interesse da Petrobras em vender diversos ativos do setor, após a operação

de venda de 90,0% das ações da Petrobras na rede de gasodutos Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para a Brookfield e da venda de 50,0% das participações em duas usinas à gás natural e do direito de usufruir de um terminal de regaseificação para a francesa Total, a gigante elétrica francesa Engie é uma das grandes candidatas a comprar a rede de gasodutos do Nordeste, de propriedade da estatal.

Devido ao aumento no número de reservas de gás natural provadas da Parnaíba Gás Natural (PGN), controlada pela Eneva, e pela melhora na performance dos campos de Gavião Azul Caboclo, Gavião Branco e Gavião Branco Sudeste, é esperado um aumento na produção de gás natural em terra nos próximos anos. Ao final do ano de 2017 as reservas certificadas de gás natural da PGN somavam 18,8 bilhões de m³, que representou alta de 6,2% se comparado com o ano anterior.



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

Em novembro/17, foram produzidos 2,1 bilhões de litros de etanol (anidro e hidratado), volume 37,6% inferior ao do mês de outubro/17. Segundo a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o menor rendimento na moagem da cana-de-açúcar foi um dos motivos da menor produção de etanol, apesar da maior destinação da cana para a produção do biocombustível. De acordo com a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), a queda na moagem se deve às chuvas, que dificultaram a colheita em importantes áreas canavieiras e ao encerramento da safra por diversas unidades. Segundo levantamento realizado pela entidade, 147 usinas e destilarias haviam finalizado suas atividades até 30 de novembro.

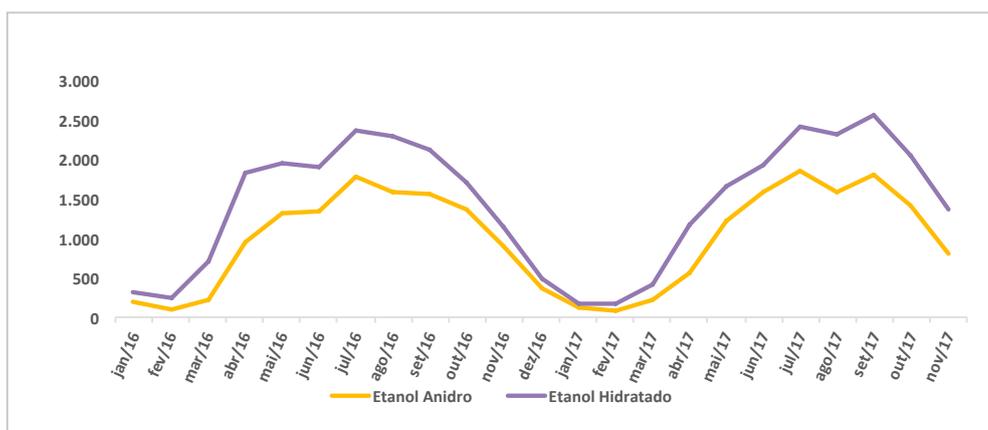
A produção de etanol anidro em novembro/17 foi 43,4% inferior ao mês anterior (outubro/17) e 11,4% inferior ao mesmo mês do ano anterior (novembro/16). No acumulado do ano (janeiro a novembro), a produção de 2017 está 0,7% abaixo da de 2016. Em relação ao etanol hidratado, a produção de novembro/17 foi 33,7% inferior à de outubro/17, mas quase 20% superior ao mesmo mês do ano anterior (novembro/16), como resultado, principalmente, da maior demanda pelo biocombustível e da maior destinação da cana para a produção de etanol, que foi favorecida pela queda de preços do açúcar no mercado internacional. No acumulado do ano, a produção de etanol hidratado em 2017 está 2,1% inferior à de 2016.

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

Biocombustível	nov-17	acum-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	acum-17/acum-16	Tendências	out-17	nov-16	acum-16
Etanol Anidro	794,0	11.222,8	-43,4%	-11,4%	-0,7%		1.402,7	895,8	11.300,3
Etanol Hidratado	1.360,9	16.188,6	-33,7%	19,9%	-2,1%		2.053,0	1.134,8	16.527,6
Total Etanol	2.154,9	27.411,4	-37,6%	6,1%	-1,5%		3.455,7	2.030,6	27.827,9
Biodiesel	386,9	3.906,6	-5,5%	20,3%	11,5%		409,3	321,6	3.505,2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



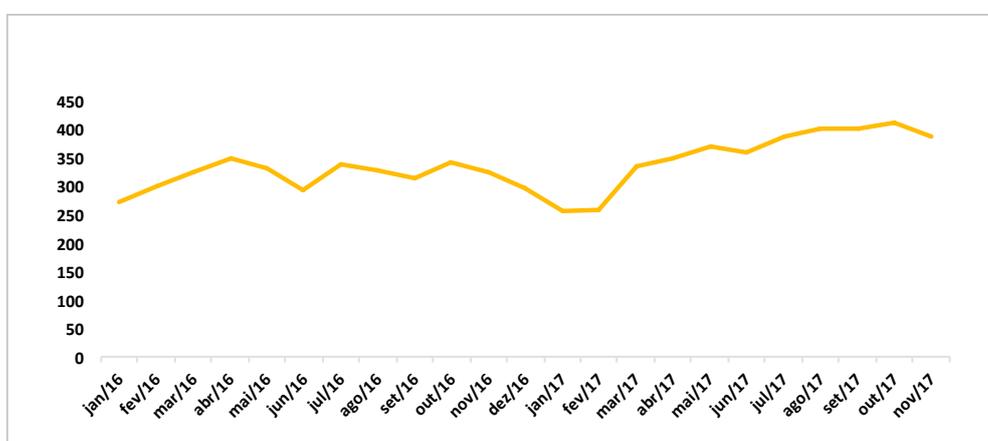
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Após diversos recordes de produção, o volume de biodiesel produzido em novembro/17, 386,9 milhões de litros, sofreu retração de 5,5%, na comparação com mês anterior (outubro/17). A produção, no entanto, representa um aumento de 20,6% em relação a novembro/16, como consequência da retomada do consumo de óleo diesel e do aumento do teor de mistura do biocombustível no combustível fóssil, que passou de 7% para 8% em março de 2017. No acumulado do ano (janeiro

a novembro), a produção de 2017 está 11,5% superior à de 2016.

O volume produzido em novembro 2017 fez parte das negociações ocorridas no 57º Leilão de Biodiesel da ANP, no qual foram arrematados aproximadamente 760 milhões de litros, para os meses de novembro e dezembro. O volume foi 4,5% inferior ao transacionado no último Leilão, no qual foram adquiridos 796 milhões de litros.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

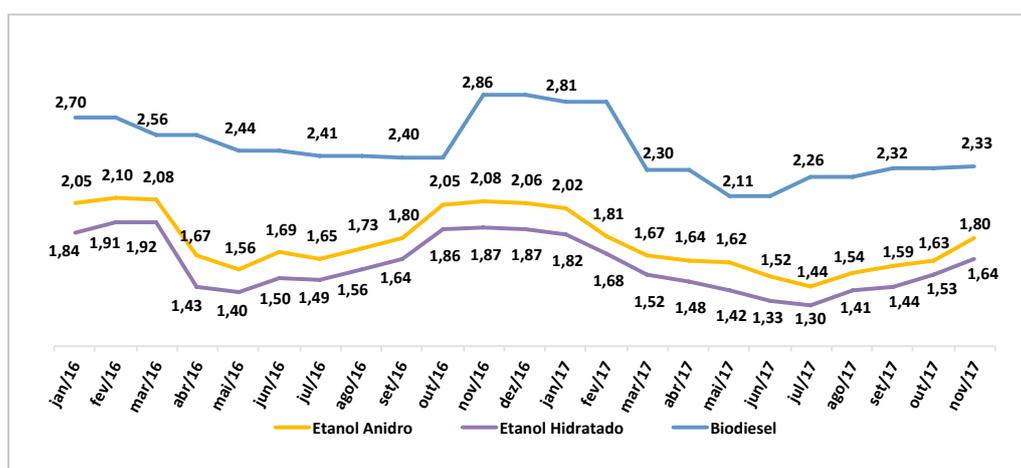
B) PREÇOS

O litro do etanol anidro passou de R\$ 1,63, em outubro/17, para R\$ 1,80, em novembro/17, o que representa um aumento de 10,5%, e o preço do etanol hidratado aumentou 7,3%, indo de R\$ 1,53 (em outubro/17) para R\$ 1,64 (em novembro/17). O crescimento da demanda pelo biocombustível, em decorrência do aumento de preços da gasolina, e

a menor oferta do biocombustível, como resultado do encerramento da safra por diversas usinas são alguns dos fatores que levaram à alta dos preços, que vem ocorrendo desde agosto de 2017.

Os preços do biodiesel também têm apresentado alta. No 57º Leilão de Biodiesel da ANP, o biocombustível foi negociado a R\$ 2,33 por litro, valor 0,7% superior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,32/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

As vendas de etanol anidro, em novembro/17, somaram 927,5 milhões de litros, volume quase 3% inferior a outubro/17, e 7,3% inferior ao mês de novembro/16. No acumulado do ano (janeiro a novembro), a demanda aumentou 3,9% entre 2016 e 2017.

A demanda por etanol hidratado caiu 2,8% entre outubro/17 e novembro/17. No entanto, apresentou um aumento expressivo, de 33,1%, entre novembro/16

e novembro/17. Tal crescimento decorreu de fatores como as alterações nas alíquotas de PIS/COFINS dos combustíveis e os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras. O biocombustível foi considerado mais competitivo em relação à gasolina nos estados de Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais e São Paulo. No acumulado do ano, o aumento das vendas ainda não foi suficiente para superar as vendas de 2016. A demanda entre janeiro e novembro de 2017 está 9,7% abaixo do mesmo período de 2016.

Apesar de uma pequena queda de 5,6% nas vendas de biodiesel em novembro/17, na comparação com o mês anterior (outubro/17), em relação ao mês de novembro do ano anterior (2016), a demanda registra alta de 20,5%, como reflexo do crescimento da demanda por óleo diesel, após dois anos de queda no consumo e marcados pela

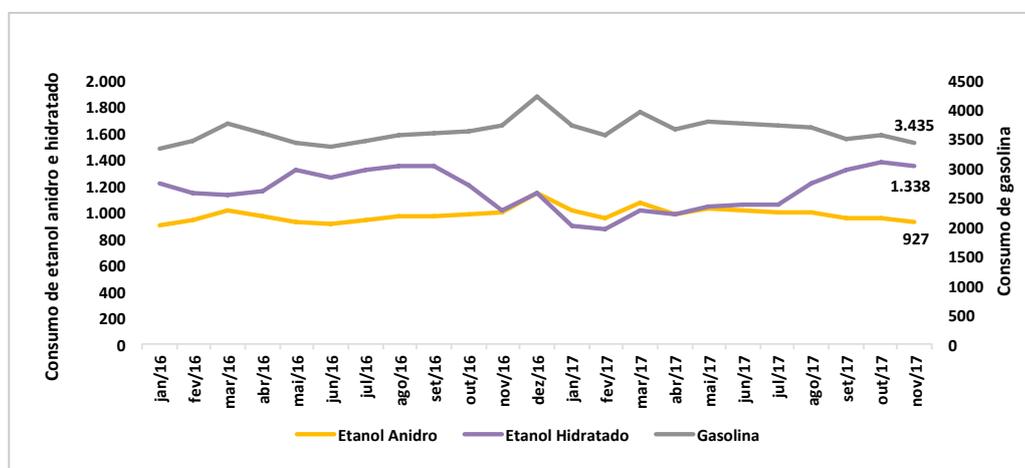
recessão econômica. No acumulado de janeiro a novembro, as vendas de 2017 superaram em 13% as de 2016. Vale lembrar que, além do aumento da demanda por óleo diesel, o teor de adição de biodiesel no diesel mineral passou de 7% para 8%, contribuindo, também, para o maior consumo do biocombustível.

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

Biocombustível	nov-17	acum-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	acum-17/acum-16	Tendências	out-17	nov-16	acum-16
Etanol Anidro	927,5	10.878,6	-2,9%	-7,3%	3,9%		955,5	1.000,9	10.475,1
Etanol Hidratado	1.338,1	12.144,1	-2,8%	33,1%	-9,7%		1.377,1	1.005,5	13.441,7
Total Etanol	2.265,6	23.022,7	-2,9%	12,9%	-3,7%		2.332,5	2.006,4	23.916,8
Biodiesel	371,3	3.961,8	-5,6%	20,5%	13,0%		393,3	308,0	3.505,3

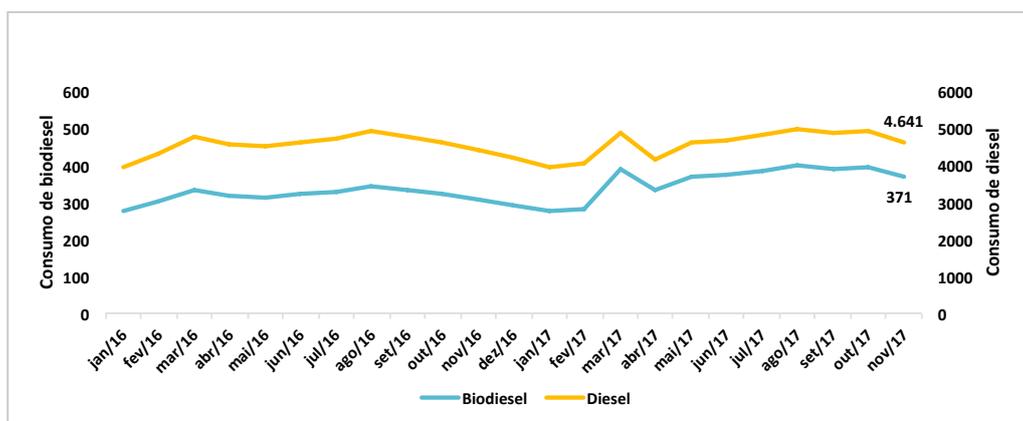
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

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 novembro/17, o Brasil importou 50,3 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro), volume 44,8% inferior ao importado no mês anterior (outubro/17) e 63,3% inferior ao mesmo mês do ano anterior (novembro/16). A determinação da Câmara de Comércio Exterior (Camex) de tariffar a importação de etanol em 20% sobre o volume que exceder 600 milhões de litros por ano (ou 1,2 bilhão de litros em 2 anos), ocorrida em agosto de 2017, contribuiu, em parte, para a redução das importações, a partir de agosto. Nesse momento, a oferta do biocombustível no mercado interno também estava aumentando devido ao aumento da produção nacional, o que também contribuiu para a menor demanda por biocombustível de

origem externa. No entanto, o volume que entrou no país em de janeiro a novembro de 2017 superou em 151,8% o mesmo período de 2016.

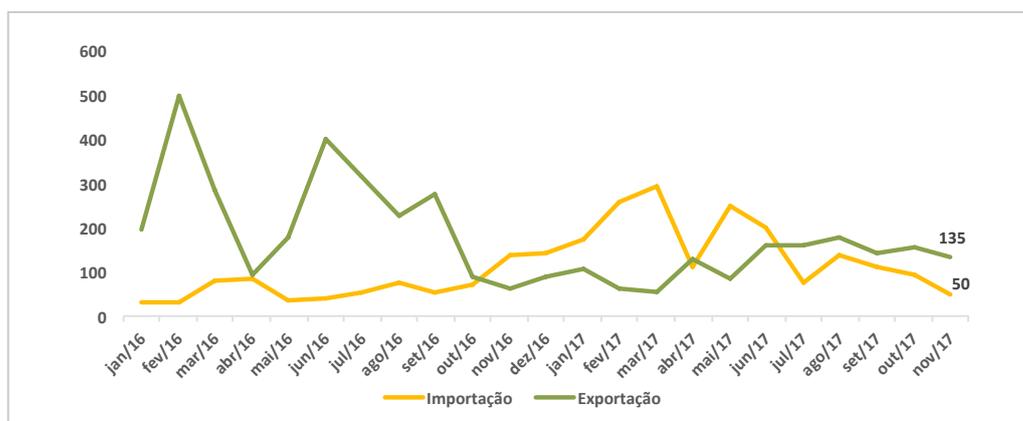
Em novembro/17, foram exportados 134,7 milhões de litros de etanol anidro e hidratado, volume 12,5% inferior ao transacionado no mês de outubro/17. Em relação ao ano anterior, as vendas para o exterior apresentaram um aumento de 122,9% entre novembro/16 e novembro/17, devido ao atraso nas moagens. No acumulado de janeiro a novembro, as exportações, em 2017, representaram menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. As exportações mais baixas, em 2017, são consequência da menor produção nacional de etanol e do maior direcionamento da produção de cana para o açúcar nos meses anteriores.

Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	nov-17	acum-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	acum-17/acum-16	Tendências	out-17	nov-16	acum-16
Importação	50,3	1.740,8	-44,8%	-63,3%	151,8%		91,2	137,1	691,4
Exportação	134,7	1.361,2	-12,5%	122,9%	-47,8%		154,1	60,5	2.607,6

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

E) DECISÕES RECENTES QUE AFETAM O SETOR

RenovaBio

O Projeto de Lei (PL) que cria a Política Nacional de Biocombustíveis, o RenovaBio, foi sancionado pelo presidente Michel Temer, no dia 27 de dezembro de 2017, 13 dias após ter sido protocolado, no dia 14 de novembro. Segundo o portal Novacana, a lei foi publicada no DOU com alguns vetos parciais do presidente. Entre eles está a retirada da possibilidade de redução da meta individual para o Norte e Nordeste. A explicação é que a medida

seria “prejudicial à livre concorrência, distorce o mercado, e cria barreiras à entrada de produtores em outras regiões não atingidas pelo benefício”.

O próximo passo é regulamentar o programa. De acordo com a UNICA, a regulamentação do RenovaBio será feita dentro de um prazo estimado de 18 meses e envolverá o trabalho de diversos órgãos públicos e reguladores, que criarão instrumentos legais para a operacionalização do novo mercado de comercialização de biocombustíveis. A expectativa é que essa política seja implementada na safra de cana 2019/2020.

Na edição desse mês inserimos um box na qual realizamos uma análise sobre a hidrologia de 2017 em cada um dos 4 subsistemas que compõem o SIN. O objetivo é sumarizar os quadros de afluência ao longo de todos os meses do ano passado. Além disso, aproveitamos a oportunidade para apresentar ao leitor essa nova fonte de informação. A partir deste boletim, ao final de cada uma das quatro estações do ano, iremos realizar uma análise sobre a hidrologia do período.

Setor Elétrico

Por André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss*

A) DISPONIBILIDADE

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

	nov-17		nov-17/out-17		nov-17/nov-16	tendências*	out-17		nov-16	
SE/CO	31.026,00	101,12%	103,82%	17,30%			15.222,00	65,12%	26.451,00	86,14%
S	11.432,00	120,48%	11,89%	84,98%			10.217,00	75,20%	6.180,00	65,02%
NE	1.195,00	22,00%	111,50%	-28,10%			565,00	16,90%	1.662,00	30,42%
N	1.828,00	57,40%	75,60%	16,28%			1.041,00	49,85%	1.572,00	50,66%
SIN	45.481,00	-	68,17%	26,81%			27.045,00	-	35.865,00	-

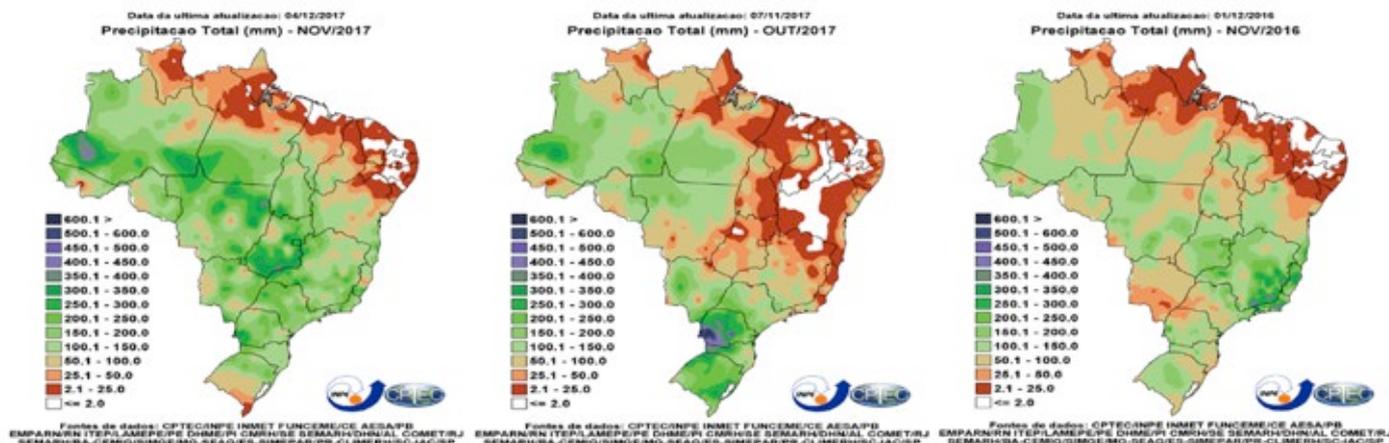
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou entre os meses de outubro e novembro de 2017 alta de 68,17% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente (ENA), conforme Tabela 5.1. Todos os subsistemas apresentaram aumento no volume registrado: 103,12% no SE/CO, 11,89% no S, 111,50% no NE e 75,60% no N. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar o aumento geral na precipitação, principalmente nas regiões CO e NE, com a diminuição das áreas

cujo registro foi inferior a 50.0 mm. O aumento nos índices pluviométricos está de acordo com a tendência para essa época do ano. No entanto, através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que as vazões naturais foram consideravelmente inferiores nos subsistemas NE e N, e bem acima da média no S (101,12% no SE/CO, 120,48% no S, 22,00% no NE e 57,40% no N), comportamento diverso dos meses anteriores, em que os valores foram inferiores à série histórica em todos os subsistemas.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para out/17, set/17 e out/16

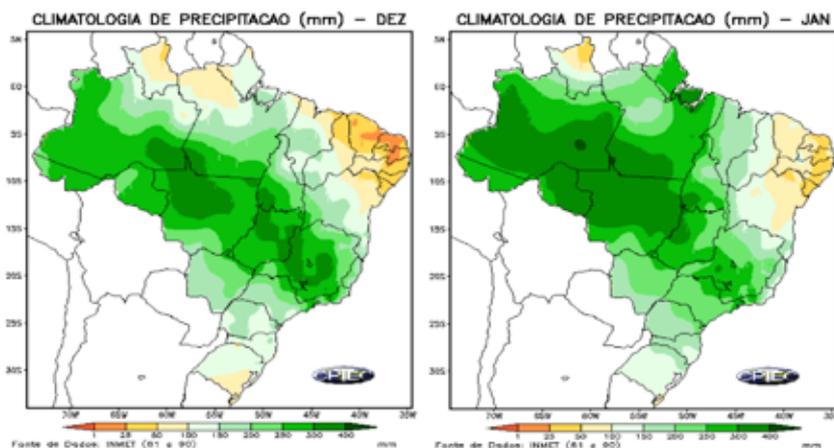


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, observou-se aumento de 26,81% na ENA total. À exceção do subsistema NE, que registrou queda de 28,10%, todos os outros apresentaram alta, com destaque para o subsistema S, cujo valor foi 84,98% superior. A

Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de dezembro e janeiro. Como esses meses fazem parte do período úmido, a expectativa é de aumento da precipitação nos subsistemas SE/CO, NE e N.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para novembro e dezembro



Fonte: CPTEC/INPE

ANÁLISE DA HIDROLOGIA DE 2017

Figura 5.3 - Energia Natural Afluente (%MLT) em 2017.

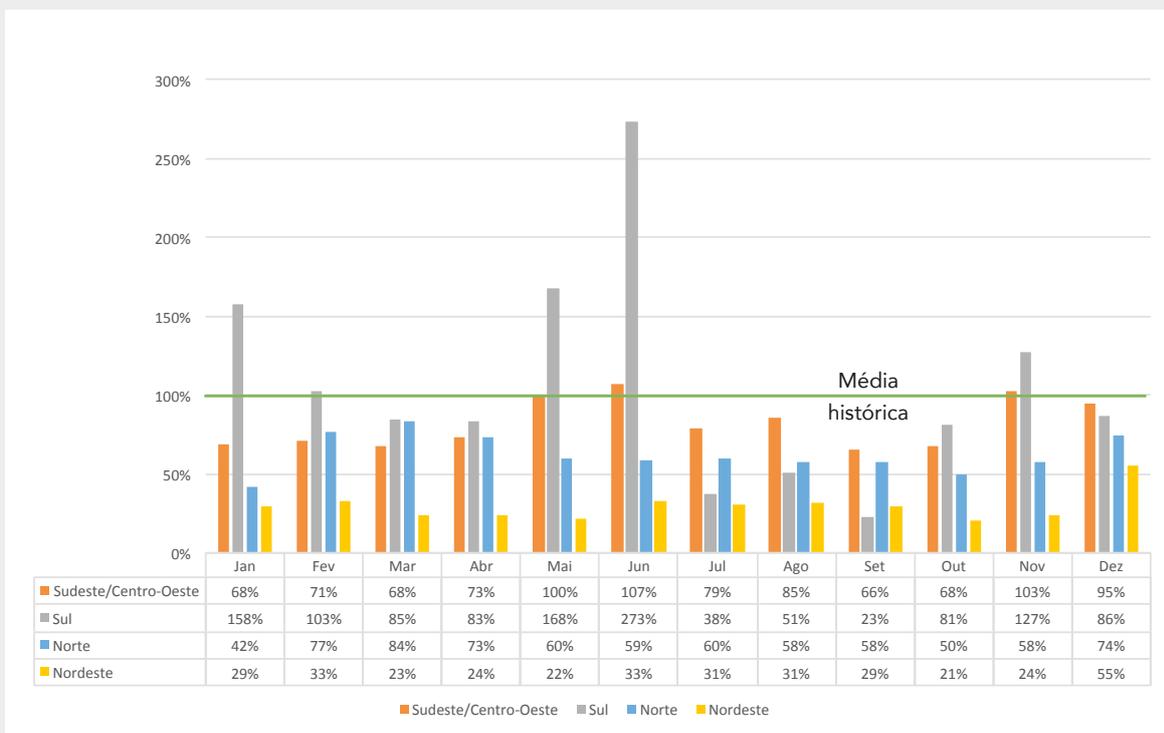
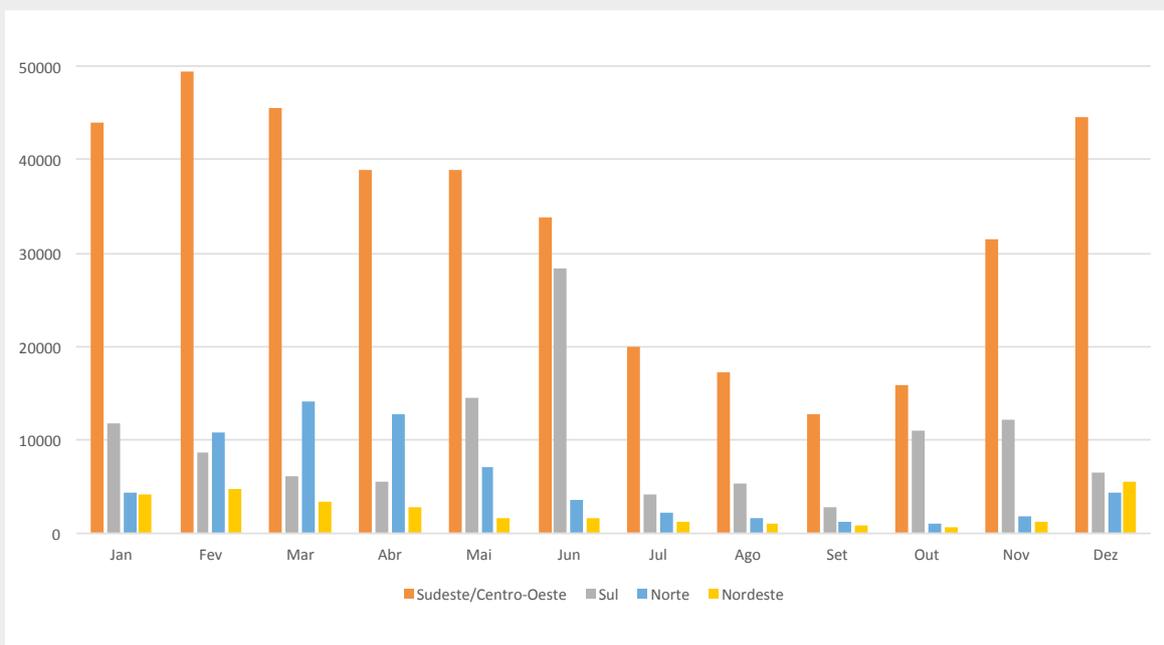


Figura 5.4 - Energia Natural Afluente (MWmed) em 2017.



Na Figura 5.3 é possível observar o comportamento da Energia Natural Afluente (ENA) em termos percentuais da Média de Longo Termo (MLT) para os 4 subsistemas que compõem o SIN. Vale lembrar que a MLT de cada mês corresponde à média histórica mensal calculada a partir dos dados observados. A título ilustrativo, uma ENA igual a 100% da MLT significa que a energia natural afluente em determinado mês foi igual a média histórica. De forma complementar, a Figura 5.4 apresenta as ENAs em megawatt médio (MWmed). Dessa forma é possível analisar seu comportamento em termos absolutos.

Nota-se que no geral, através da Figura 5.3, o ano de 2017 apresentou um quadro hidrológico abaixo da média histórica. O quadro mais crítico foi observado no Nordeste cuja a média anual foi de aproximadamente 30% da média histórica. O mês mais úmido nesse subsistema foi dezembro onde a ENA foi apenas 55% da MLT.

O subsistema Norte também apresentou ENAs abaixo da MLT durante todos os meses do ano de 2017, sendo março o mês mais úmido (84% da MLT).

Apenas os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste obtiveram ENAs superiores à MLT. Mesmo assim, essa ocorrência se deu em poucos meses. No subsistema Sul, estas foram maiores nos meses de janeiro, fevereiro, maio e junho. Destaque para o mês de junho onde a ENA foi mais do que o dobro da MLT.

Tendo em vista o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, apenas as ENAs de maio, junho e novembro foram superiores à média histórica. No entanto, os volumes registrados nestes meses não superam muito essa marca.

Vale destacar que a maior capacidade de armazenamento está localizada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e é de 203.343 MWmês, segundo o ONS. Em seguida, encontra-se o Nordeste com 51.809 MWmês, Sul com 20.100 MWmês e por fim o Norte com 15.041 MWmês. Através da Figura 5.4, podemos observar a situação delicada do Nordeste onde o volume absoluto da ENA é muito baixo.

O ano de 2017 não foi positivo em termos hidrológicos. Com raras exceções, os volumes das ENAs permaneceram abaixo das médias históricas durante todo o ano. Em termos da MLT anual, a ENA do Sudeste/Centro-Oeste foi de 82%. As ENAs dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte foram respectivamente 106%, 30% e 63%. O Sul, único subsistema que ficou próximo da média histórica, é apenas o terceiro em capacidade de armazenamento. O Nordeste, cuja capacidade é aproximadamente 2,5 vezes maior do que a do Sul, também apresentou um quadro muito desfavorável. Tais números preocupam o setor, uma vez que esses cenários de baixas afluências já vem sendo observados ao longo dos últimos anos.

B) DEMANDA

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

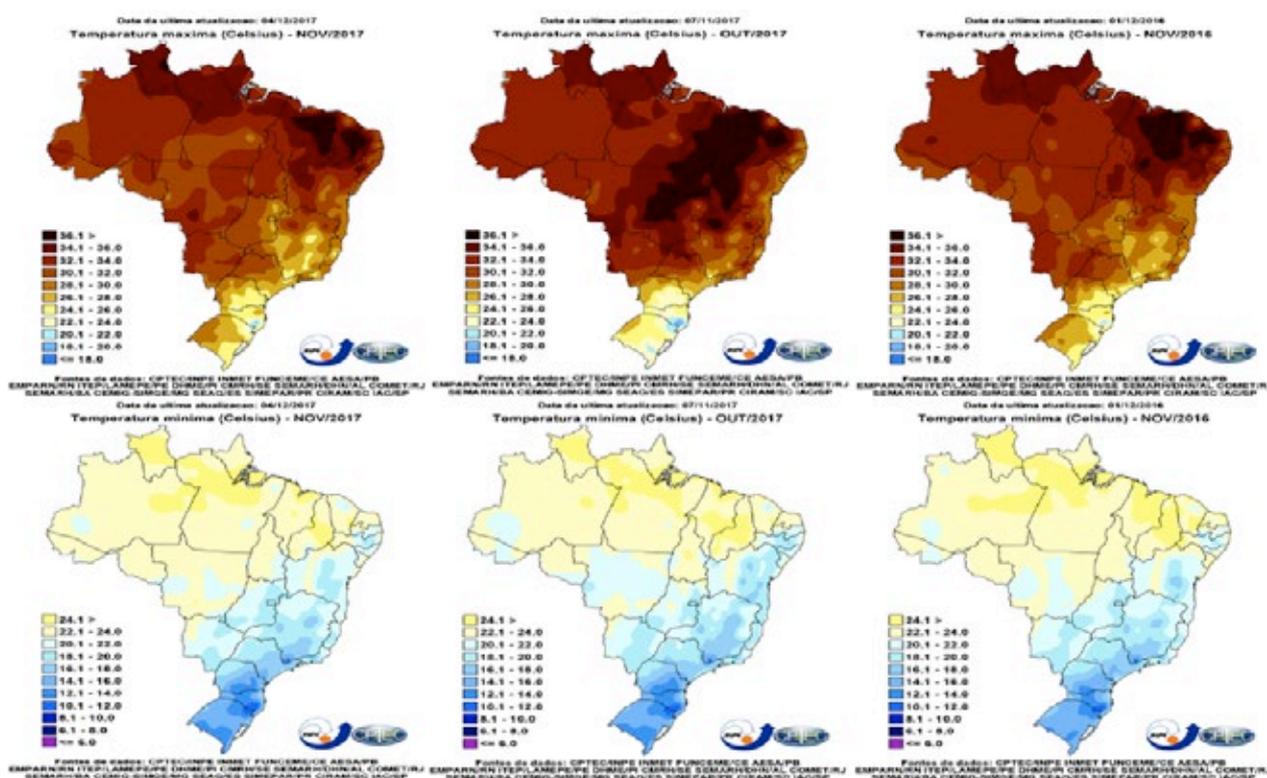
	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	tendências*	out-17	nov-16
SE/CO	38.163,79	-2,00%	2,04%		38.943,08	37.402,37
S	11.183,54	2,88%	2,20%		10.870,54	10.943,09
NE	10.954,64	1,36%	0,92%		10.807,24	10.855,07
N	5.688,30	-0,69%	-0,37%		5.727,98	5.709,43
SIN	65.990,28	-0,54%	1,66%		66.348,86	64.909,95

* Tendências nos últimos 12 meses
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN apresentou uma ligeira queda de 0,54% na comparação mensal, ao passo que na comparação anual houve um crescimento de 1,66% (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, os subsistemas S e NE aumentaram sua carga em 2,88% e 1,36%, respectivamente, enquanto que no SE/CO e N a carga caiu em 2,00% e 0,69%, respectivamente. Já, na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram crescimento de sua carga (SE/CO +2,04%, S +2,20, NE, +0,92%), com exceção do N em que a carga permaneceu ligeiramente estável (-0,37%).

Na comparação mensal, as reduções na carga de energia do SE/CO e N podem ser associadas à verificação de temperaturas máximas mais baixas ao longo do mês de novembro, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET (Figura 5.3). Já no S, entre outubro e novembro, o aumento de temperatura pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e conseqüentemente um maior consumo de energia elétrica.

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



Fonte: CPTEC/INPE

Cabe ressaltar ainda que a queda na carga de energia entre outubro e novembro de 2017 pode estar atrelada ao aumento do valor da bandeira vermelha patamar 2 ao longo do período, devido à implementação da nova regra da conta bandeiras prevista pela Nota Técnica nº 136/2017-SRG/ANEEL. Como exposto no Boletim de Conjuntura do Setor Energético da FGV Energia do mês de novembro de 2017, a presente nota técnica conta com a atualização dos valores e da metodologia de acionamento das bandeiras, que passou a contar com uma análise conjunta do Preço de Liquidação das Diferenças estimado pela CCEE e do patamar de risco hidrológico (ou *Generation Scaling Factor* – GSF) previsto pelo ONS¹⁵. Em decorrência dessas mudanças, o valor da bandeira vermelha patamar 2 passou de R\$ 0,035/kWh para R\$ 0,05/kWh entre outubro e novembro.

É importante lembrar que as bandeiras tarifárias não se caracterizam como um custo extra para o consumidor, mas, sim, como um mecanismo de sinalização para o consumidor do custo real da geração de energia no mês de exercício. Ou seja, como era previsto para novembro de 2017, um GSF baixo (0,69) e o PLD no teto (R\$ 533,82/MWh), foi acionada a bandeira vermelha patamar 2 de forma a sinalizar que a população deveria consumir energia elétrica da forma mais consciente e eficiente possível.

Na comparação anual, o crescimento do consumo de energia pode ser explicado pela melhoria signi-

ficativa da maioria dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV¹⁶, que consolida informações sobre os setores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 80,3 para 91,80 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 73,7 para 86,7 entre novembro de 2016 e novembro de 2017, 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/FGV¹⁷, caiu 13,6 pontos em relação a novembro de 2016.

C) OFERTA

Em resposta ao comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de novembro ficou praticamente estável, com queda de 0,47% em comparação com o mês anterior, de acordo com a Tabela 5.4. Conforme pode-se observar, a geração nuclear aumentou sua participação em 25,71%, em consequência da operação de manutenção programada da usina de Angra 1, que permaneceu desconectada do sistema durante parte do mês de outubro. Além disso, a geração hídrica cresceu 5,71%, devido à expectativa de aumento do volume pluviométrico para os meses seguintes. Assim, apesar da diminuição de 17,17% da geração eólica, foi possível reduzir a participação da geração térmica em 10,30%, o que levou à queda de 12,66% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.5.

¹⁵ O patamar de risco hidrológico (ou *Generation Scaling Factor* – GSF) leva em conta a quantidade de energia prevista de ser produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE. Se o GSF for menor do que 1, significa que as usinas hidrelétricas estão gerando abaixo de suas garantias físicas e conseqüentemente precisam recorrer ao mercado de curto prazo para honrar seus contratos de fornecimento de energia. Logo, quanto mais próximo de zero for o GSF, maior o risco hidrológico do sistema elétrico.

¹⁶ IBRE, FGV. Índice de Confiança Empresarial. Disponível em:

<http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015D0801580E6FA0>

¹⁷ IBRE, FGV. Indicador de Incerteza da Economia Brasileira. Disponível em:

<http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015CF369B58B583A>

Tabela 5.4: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	tendências*	out-17	nov-16
SE/CO	Hidráulica	17.907,07	0,90%	-8,75%		17.747,96	19.624,98
	Nuclear	2.004,56	25,71%	66,94%		1.594,56	1.200,79
	Térmica	8.276,53	-12,51%	14,00%		9.459,91	7.260,28
	Eólica	9,70	-28,59%	-11,83%		13,58	11,00
	Solar	39,42	-5,63%	9659,08%		41,77	0,40
	Total	28.237,28	-2,15%	0,50%		28.857,79	28.097,44
S	Hidráulica	9.414,30	14,97%	-3,70%		8.188,46	9.775,91
	Térmica	1.454,59	-15,26%	9,01%		1.716,47	1.334,36
	Eólica	713,44	-16,12%	24,50%		850,59	573,03
	Solar	0,61	18,19%	-10,73%		0,51	0,68
	Total	11.582,94	7,69%	-0,86%		10.756,04	11.683,98
NE	Hidráulica	1.566,55	3,21%	-36,63%		1.517,83	2.471,92
	Térmica	3.297,87	-8,34%	17,27%		3.597,87	2.812,18
	Eólica	4.648,64	-17,85%	13,44%		5.658,89	4.098,03
	Solar	145,81	-9,72%	5375,54%		161,51	2,66
	Total	9.658,86	-11,68%	2,92%		10.936,10	9.384,80
N	Hidráulica	2.668,61	-5,63%	-23,65%		2.827,79	3.495,31
	Térmica	2.841,85	-2,66%	29,91%		2.919,52	2.187,58
	Eólica	183,87	-0,08%	-		184,01	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	5.694,33	-4,00%	0,20%		5.931,31	5.682,88
Total	Itaipu	10.532,80	10,48%	4,69%		9.533,53	10.060,85
	Hidráulica	42.089,33	5,71%	-7,35%		39.815,58	45.428,96
	Nuclear	2.004,56	25,71%	66,94%		1.594,56	1.200,79
	Térmica	15.870,84	-10,30%	16,75%		17.693,77	13.594,39
	Eólica	5.555,64	-17,17%	18,66%		6.707,07	4.682,07
	Solar	185,84	-8,81%	4858,45%		203,79	3,75
SIN	65.706,21	-0,47%	1,23%		66.014,77	64.909,95	

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, observa-se redução considerável da geração hídrica no SIN (-7,35%), reflexo do baixo volume pluviométrico observado ao longo de 2017 e do

baixo volume nos reservatórios. A geração eólica, por sua vez, apresentou aumento de 18,66%, em consequência do incremento de 1721,0 MW¹⁸ na capacidade instalada entre janeiro e novembro de 2017.

Tabela 5.5: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	tendências*	out-17	nov-16
SIN	0,1193	-12,66%	19,06%		0,1366	0,1002

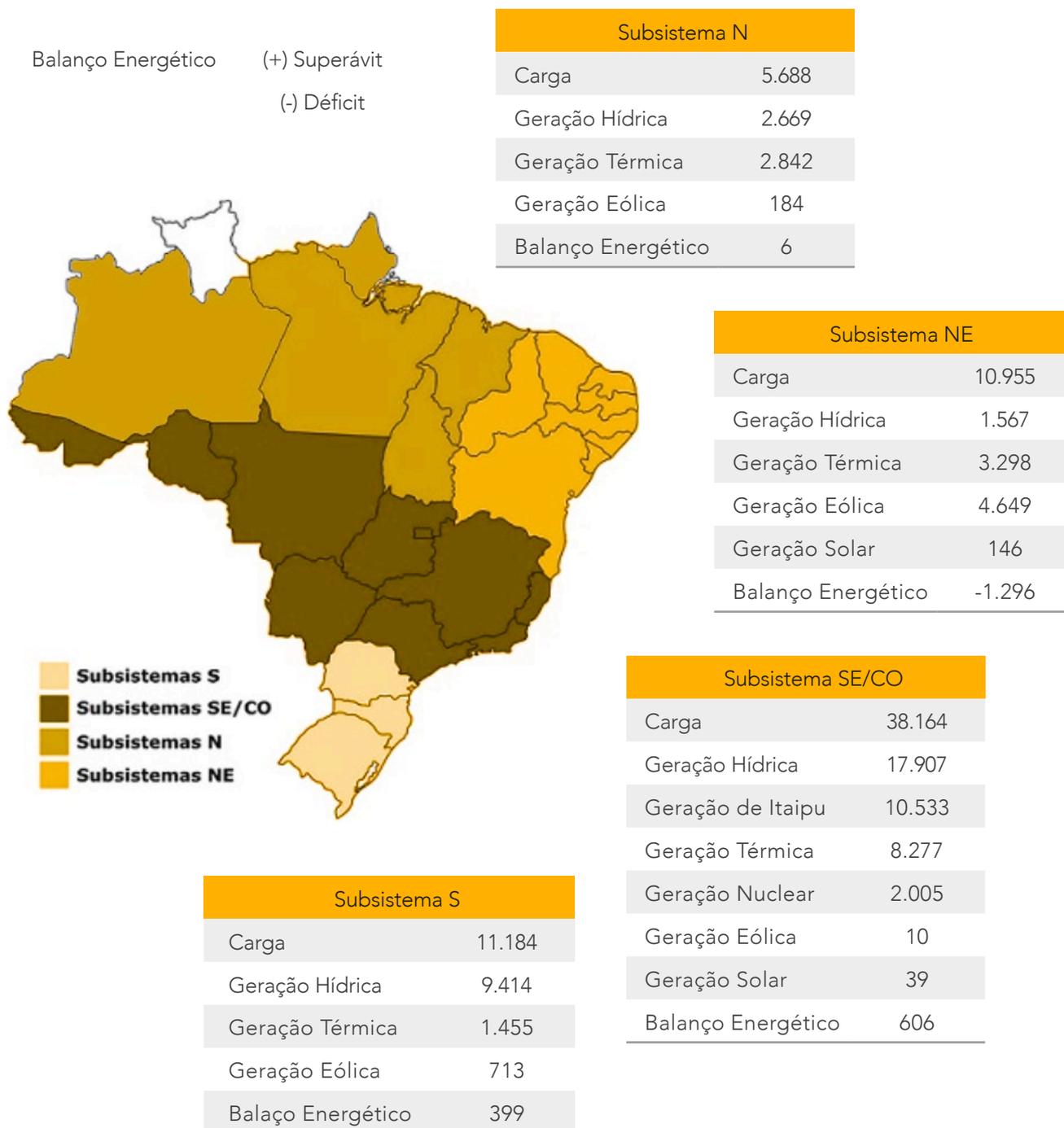
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

¹⁸ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.5 e na Tabela 5.6, no mês de novembro de 2017, o único subsistema deficitário foi o NE, que foi suprido com

1.296 MWmed, sendo 606 MWmed a partir do SE/CO, 399 MWmed do S e 6 MWmed do N. Além disso, houve importação de 284 MWmed do Uruguai.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	tendências*	out-17	nov-16
S - SE/CO	683,47	211,25%	-6,84%		219,59	733,67
Internacional - S	284,05	-14,98%	-		334,09	0,00
N - NE	225,51	725,14%	-43,66%		27,33	400,27
N - SE/CO	-191,04	-196,99%	52,24%		196,97	-399,99
SE/CO - NE	1.070,28	785,29%	0,03%		-156,18	1.070,00

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	nov-17		nov-17/out-17	nov-17/nov-16	tendências*	out-17		nov-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	38.098	18,74%	6,41%	-44,02%		35.804	17,61%	68.055	33,47%
S	12.053	59,97%	23,99%	-15,41%		9.721	48,36%	14.248	70,89%
NE	2.842	5,49%	-8,56%	-43,87%		3.108	6,00%	5.063	9,77%
N	2.426	16,13%	-23,23%	-23,35%		3.160	21,01%	3.165	21,04%
SIN	55.419	19,10%	7,00%	-38,78%		51.793	17,84%	90.531	31,19%

* Tendências nos últimos 12 meses

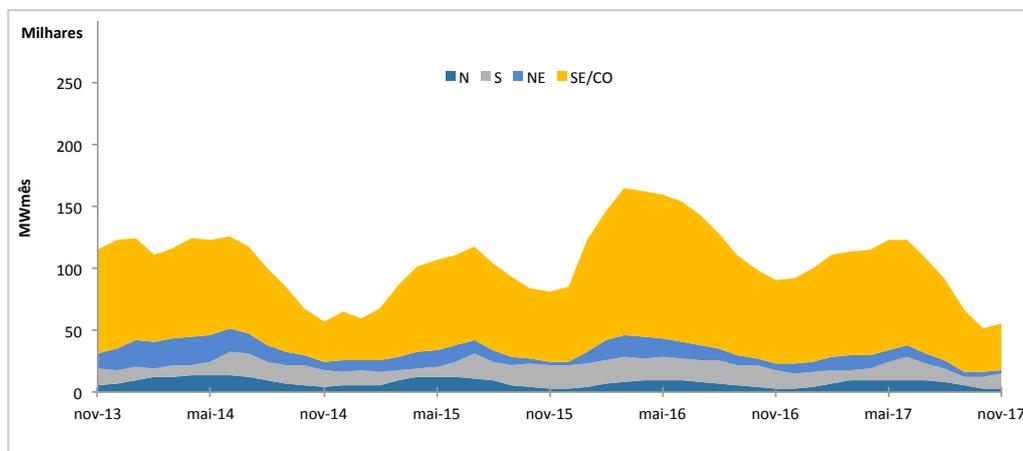
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de novembro, apresentados na Tabela 5.1 em função da MLT, os subsistemas SE/CO e S registraram aumento de 6,41% e 23,99%, respectivamente, na Energia Armazenada (EAR). Já os subsistemas NE e N, cujos valores de ENA foram consideravelmente inferiores à série histórica, apresentaram queda de 8,56% e 23,23%, respectivamente. Como resultado final, registrou-se aumento de 7,00% no SIN, atingindo 19,10% da capacidade total dos reservatórios. No subsistema

NE, no entanto, o volume acumulado ao final de novembro era de apenas 5,49% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 38,78%, com quedas expressivas em todos os subsistemas (-44,02% no SE/CO, -15,41% no S, -43,87% no NE e -23,35% no N), reflexo da hidrologia ruim registrada nos últimos meses. O histórico da EAR no SIN é apresentado na Figura 5.6.

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWh/mês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de novembro de 2017, o CMO médio foi inferior ao do mês anterior em todos os subsistemas, e o valor de R\$485,33/MWh foi idêntico em todos eles. Para todos os subsistemas, a queda

do custo marginal de operação foi de 47,67% na comparação mensal, devido à diminuição da participação das termelétricas na geração. Na comparação ano a ano, a alta nos preços foi de 180,73%.

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

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	tendências*	out-17	nov-16
SE/CO	485,33	-47,67%	180,73%		927,50	172,88
S	485,33	-47,67%	180,73%		927,50	172,88
NE	485,33	-47,67%	180,73%		927,50	172,88
N	485,33	-47,67%	180,73%		927,50	172,88

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 dezembro de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 244,3 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 70,8% era do tipo fotovoltaica, 9,7% térmica, 15,3% hidráulica e 4,2% eólica. O aumento da participação da fonte hidráulica se deveu à entrada de 21,5 MW distribuídos em 15 CGH na área de concessão da CEMIG e

de uma CGH de 600 kW na área de concessão da Energisa Mato Grosso. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 27,7% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 9,2% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na compara-

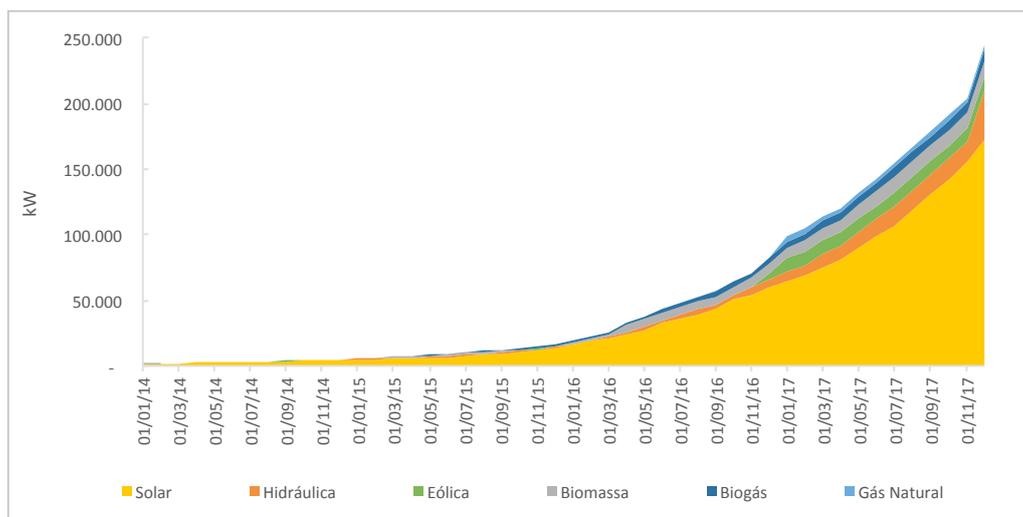
ção com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 19,48%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 194,17%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram CEMIG-D (+66,43%), RGE Sul (+15,61%) e CPFL (+9,22%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a CEEE-D (+549,81%), RGE Sul (+385,15%) e CELG-D (+371,53%).

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

Distribuidoras	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	tendências*	nov-17	dez-16
CEMIG Distribuição S.A	67.595,74	66,43%	260,74%		40.613,98	18.738,04
Companhia Energética do Ceará	22.380,85	0,23%	88,94%		22.329,17	11.845,71
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	14.946,98	15,61%	385,15%		12.928,28	3.080,87
Celesc Distribuição S.A.	11.820,27	0,00%	80,33%		11.820,27	6.554,70
Copel Distribuição S.A	11.678,04	6,59%	140,07%		10.956,34	4.864,33
Light Serviços de Eletricidade S.A.	11.358,80	4,41%	351,57%		10.879,45	2.515,39
Companhia Paulista de Força e Luz	11.121,48	9,22%	251,87%		10.182,52	3.160,69
Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S.A.	9.992,80	9,11%	305,15%		9.158,65	2.466,47
Celg Distribuição S.A.	7.329,03	5,72%	371,53%		6.932,75	1.554,32
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.826,90	5,07%	549,81%		6.497,32	1.050,60
Outras	69.260,26	11,37%	154,46%		62.188,42	27.219,00
Total	244.311,15	19,48%	194,17%		204.487,15	83.050,12

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.8: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	108	766	1.823	6	50	-	-	2.752
Biomassa	58	70	135	171	20	74	-	528
Solar	946	605	48	200	-	-	-	1.800
Hidrelétrica	3.272	3.403	1.833	32	256	-	-	8.797
PCH	226	123	660	341	129	50	-	1.530
Eólica	1.737	1.266	631	120	-	-	-	3.754
Total	6.347	6.234	5.130	870	456	123	-	19.160

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 17 de novembro a 16 de dezembro de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 49,4 MW em termelétricas convencionais, 275,9 MW em fotovoltaicas e 340,9 MW em eólicas. Dessa forma, durante o ano de 2017, a expansão registrada foi de 309,6 MW em termelétricas convencionais, 490,06 MW em termelétricas a biomassa, 130,57 MW em PCH, 2.939,68 MW em hidrelétricas, 1.721 MW em eólicas e 384,07 MW em fotovoltaicas, totalizando 6.239,05 MW adicionais.

Conforme apresentado na Tabela 5.10, a expectativa para 2018 é de expansão de 6.347 MW, sendo 3.272 MW em hidrelétricas, 1.737 MW em eólicas e 946 MW em fotovoltaicas.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foi verificado apenas o processo de reajuste tarifário da distribuidora CEEE-D, como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo a 1,5 milhão de unidades consumidores distribuídos em 72 municípios do estado do Rio Grande do Sul, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) aumentou em 29,29% as tarifas dos consumidores de baixa tensão e em 33,54% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 30,62% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da CEEE-D entraram em vigor a partir de 22 de novembro, como mostra a Tabela 5.11.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CEEE-D	Companhia Estadual de Energia Elétrica	RS	30,62%	19/dez

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

No dia 22 de dezembro, ocorreram os Leilões de Geração nº 6 e nº 7 de 2017, também conhecidos como Leilão A-1 e Leilão A-2. Os certames são destinados à compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, sendo o suprimento de energia referente ao Leilão A-1 para período de 1º de janeiro de 2018 a 31 de dezembro de 2019 e ao Leilão A-2 para o período de 1º de janeiro de 2019 a 31 de dezembro de 2020.

O Leilão A-1 resultou na contratação de 288 MW médios de energia elétrica, movimentando R\$ 895,4 milhões em contratos. O preço médio da energia negociada foi de R\$ 177,46/ MWh, representando um deságio de 18,2% em relação ao preço-teto de R\$ 217,00/MWh. Ao todo 10 concessionárias de distribuição participaram do certame, cabendo destacar o desempenho da RGE, Eletropaulo e Coelba, que foram responsáveis por respectivamente 34%, 28% e 12% do total negociado.

Já no Leilão A-2, foram negociados 423 MW médios de energia elétrica, o que resultou na movimentação de R\$ 1,3 bilhão em contratos. A energia elétrica foi negociada com deságio de 9,6% em relação ao preço-teto, resultando em um preço médio de R\$ 174,52/MWh. Das 12 distribuidoras que participaram do certame, cabe destacar o papel da Coelba, da Eletropaulo e da Cepisa que foram responsáveis por respectivamente 30%, 17% e 12% do valor total negociado.

Está previsto para ocorrer no dia 4 de abril de 2018 o Leilão de Geração nº 1/2018. Do tipo A-4, o leilão

visa contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte renováveis (hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa) para suprimento a partir de 1º de janeiro de 2022.

L) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

Situação dos reservatórios em janeiro

As chuvas ocorridas entre o fim de dezembro de 2017 e início de janeiro de 2018 contribuíram para a recuperação dos reservatórios. No dia 21 de janeiro, o volume acumulado nos reservatórios do subsistema SE era de 30,25% da capacidade total, um aumento de quase 10 pontos percentuais em comparação com os 20,70% de 21 de dezembro. Os reservatórios do subsistema S foram os que registraram maior aumento em pontos percentuais, passando de 50,18% para 70,18% no mesmo período. No subsistema NE, apesar da ENA registrada ter sido muito inferior à MLT, o volume de água nos reservatórios aumentou de 9,96% para 16,39%, valor que não era observado desde julho. O subsistema N, por sua vez, registrou aumento de 18,90% para 28,62%.

Apesar da melhora expressiva, especialistas apontam que situação hidrológica está longe de ser confortável. Segundo estimativas do Climatempo, o volume de água esperado até o fim do período úmido é superior ao observado no mesmo período do ano passado. No entanto, como o volume inicial estava muito mais baixo, o volume final deve ser equivalente ao de 2017.

Brasil alcança seu primeiro gigawatt de energia solar fotovoltaica

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, o país acaba de atingir o patamar de aproximadamente 1,1 GW em capacidade instalada. Desse total, cerca de 85% estão na geração centralizada enquanto que a geração distribuída contribui com 15%. No mundo, apenas 30 países de um grupo de 195 possuem capacidade instalada superior a 1 GW. Apesar de alcançar essa marca expressiva, muito há de se evoluir nesse mercado, uma vez que o Brasil possui potencial suficiente para se tornar um dos grandes produtores mundiais.

Projeto de lei com proposta de privatização da Eletrobras é assinado pelo presidente

O presidente da república Michel Temer assinou no dia 19 de janeiro de 2018 o projeto de lei que aborda o processo de privatização da Eletrobras. O projeto de lei afirma que a desestatização ocorrerá através do aumento de capital social mediante subscrição pública de ações ordinárias. Agora, o projeto segue para o Congresso Nacional.

Brasil inicia processo de adesão à Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA)

A comissão Interministerial da Participação em Organismos Internacionais do Governo Federal aprovou o início do processo de adesão à Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA). A IRENA é uma organização intergovernamental cuja finalidade é apoiar e fomentar o desenvolvimento de energias renováveis nos países membros. Dessa forma, o Brasil poderá se beneficiar da cooperação internacional e da troca de conhecimentos, alavancando assim o desenvolvimento das energias renováveis.

Número de migrações para o mercado livre cai em 2017

De acordo com a CCEE, o volume de migrações para o mercado livre caiu 45% em 2017. No ano anterior, houve uma adesão média mensal de aproximadamente 200 consumidores. Em 2017, esse número foi de 105. Mesmo com essa queda, a CCEE ressalta que esse número é expressivo se comparado com o de dois anos atrás, quando número médio de empresas aprovadas era de apenas 8 por mês.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 14ª Rodada de Licitações	
	Descrição	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 km ² .	
	Etapa		Data
	Assinatura dos contratos de concessão		Até 31/01/2018
	Objeto	ANP - 2ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Desenvolvimento de estudos para viabilizar a realização da 2ª Licitação de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção, em áreas unitizáveis na região do polígono do pré-sal.	
	Etapa		Data
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 31/01/2018
	Objeto	ANP - 3ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção no pré-sal. No certame serão ofertadas quatro áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central.	
	Etapa		Data
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 31/01/2018
	Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 95,5 mil km ² de área.	
	Etapa		Data
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		Até 25/01/2018
	Seminário técnico		30/01/18
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal		02/02/18
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		07/02/18
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		08/03/18
Sessão pública de apresentação das ofertas		29/03/18	
Fim do prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)		13/04/18	
Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 13/07/2018	
Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		11/10/18	
Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		11/10/18	
Assinatura dos contratos de concessão		Até 30/11/2018	
Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção		
Descrição	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.		
Etapa		Data	
Seminário técnico		30/01/18	
Realização da rodada		07/06/18	
Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas		
Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 846 blocos de 13 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Acre, Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 285.399,534 km ² . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.		
Etapa		Data	
Divulgação das regras para realização e participação na oferta permanente		Até 30/04/2018	
Divulgação dos parâmetros técnicos e econômicos das áreas e blocos		Até 30/04/2018	
Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante		A partir de 02/05/2018	
Apresentação de ofertas		A partir de 01/11/2018	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapa		Data
	Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (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.	
	Etapa		Data
	Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais	
	Descrição	-	
	Etapa		Data
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).
	Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018
	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais	
	Descrição	-	
	Etapa		Data
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).
	Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 01/2018	
	Descrição	Divulgar a proposta de revogação da Resolução ANP nº 06, de 05 de fevereiro de 2014, que dispõe sobre cadastramento de laboratórios de biodiesel junto a ANP.	
Etapa		Data	
Período da Consulta Pública		De 19/01/2018 a 19/02/2018	
Data da Audiência Pública		12/03/18	
Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 02/2018		
Descrição	Divulgar a proposta de alteração da Resolução ANP nº 30, de 23 de junho de 2016, que estabelece a especificação de óleo diesel BX a B30		
Etapa		Data	
Período da Consulta Pública		De 19/01/2018 a 29/01/2018	
Data da Audiência Pública		07/02/18	

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2018	
	Descrição	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	Etapas		Data
	Realização		04/04/18
	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017	
	Descrição	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).	
	Etapas		Data
	Realização		18/12/17
	Resultado do julgamento de habilitação		05/03/18
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão		28/03/18
Envio dos documentos de constituição da SPE		100 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017	
Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

	Devolução das Garantias de Proposta	Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização	25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017	
Descrição	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).	
	Etapas	Data
	Realização	20/12/17
	Resultado do julgamento de habilitação	05/03/18
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão	28/03/18
	Envio dos documentos de constituição da SPE	98 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento	Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	Devolução das Garantias de Proposta	Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização	25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
Objeto	ANEEL - Leilão A-1 e A-2/2017	
Descrição	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".	
	Etapas	Data
	Realização	22/12/17
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto dos Leilões	24/01/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 dias úteis após a Adjudicação
	Devolução das Garantias de Participação	5 dias após a assinatura dos CCEARs
Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão 002/2017	
Descrição	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.	
	Etapas	Data
	Sessão pública de realização do LEILÃO, às 10 horas, na B3 S.A, sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP	15/12/17
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL	31/01/18
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União	07/02/18
	Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto	20/02/18
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	27/02/18
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	27/02/18
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	02/03/18
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO	09/03/18
Objeto	ANEEL - Audiência 050/2017	
Descrição	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.	
	Etapas	Data
	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 18/12/2017 a 02/02/2018

Setor Elétrico

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 066/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão do custo médio ponderado de capital regulatório do segmento de distribuição referente ao Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret.	
	Etapas		Data
	SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa 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		De 20/12/2017 a 12/01/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 069/2017	
	Descrição	Obter subsídios visando: (i) o aprimoramento da proposta de definição do ano limite para o alcance da universalização rural da região do Pantanal Sul Mato-grossense nos municípios de Aquidauana, Corumbá, Coxim, Ladário, Miranda, Porto Murtinho e Rio Verde, conforme minuta disponibilizada; e (ii) a possibilidade de enquadramento de parte das microrregiões de Paiaguás, Nhecolândia e Nabileque como Regiões Remotas de Sistemas Isolados, nos termos do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, de modo a viabilizar o ressarcimento parcial dos custos de instalação, manutenção e operação dos sistemas SIGFI/MIGDI por meio da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		Até 19/02/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 070/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a regulamentação da venda de excedentes de que trata o art. 6º da Lei nº 13.360/2016.	
	Etapas		Data
	PRIMEIRA FASE: colher subsídios e informações adicionais para (i) criação do Mecanismo de Venda de Excedentes, (ii) revogação da Resolução Normativa nº 711/2016 e (iii) alteração da Resolução Normativa nº 693/2015.		De 30/11/2017 a 15/01/2018
	SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas apenas às contribuições recebidas na primeira parte da Audiência Pública.		De 18/01/2018 a 01/02/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 074/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão da Resolução nº 395/1998, que estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		02/02/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 075/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética Regulado pela ANEEL - PROPEE.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		12/02/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 076/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a análise da Proposta Orçamentária do Operador Nacional do Sistema - ONS para 2018.	
	Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		26/01/18	
Objeto	ANEEL - Audiência 077/2017		
Descrição	Debater o edital do leilão de geração Nº 1/2018 - "A-4". O objetivo do certame é contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022. O leilão está previsto para 4/4/2018. A energia elétrica gerada será objeto de Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), nas modalidades por disponibilidade para os empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e termelétricos, com prazo de suprimento de 20 anos, e quantidade de energia para empreendimentos hidrelétricos, com prazo de suprimento de 30 anos.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		28/01/18	
Objeto	ANEEL - Audiência 078/2017		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Rio - Enel RJ, a vigorar a partir de 15/03/2018, 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, para o período de 2019 a 2023.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		04/02/18	
Data e horário da realização da Audiência		Dia 18/01/2018 de 14:00 às 17:00. Niterói - RJ Rua Marechal Deodoro, 217 - Centro - Auditório da Universidade Salgado de Oliveira (Universo)	
Objeto	ANEEL - Audiência 079/2017		
Descrição	Obter subsídios para a definição das tarifas iniciais para as Cooperativas relacionadas a seguir, passíveis de serem regularizadas como permissionárias do serviço público de distribuição: 1. Codesam; 2. Cegero; 3. Cerci; 4. Ceral Araruama; 5. Cemirim; 6. Cerfox; 7. Cervam; 8. Cooperzem Distribuição; 9. Eletorrural; 10. Cersad; 11. Certhil; 12. Coopersul; e 13. Coopernort.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		19/02/18	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 080/2017	
	Descrição	Obter subsídios com vistas a consolidar, em ato normativo único, as Resoluções Normativas nº 389, 390 e 391, todas de 2009, e nº 672 e 676, ambas de 2015, de modo a simplificar os procedimentos de submissão e a análise dos requerimentos e a gestão de outorga dos empreendimentos de geração de energia elétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		09/02/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 081/2017	
	Descrição	Obter subsídios para atualizar a Resolução nº 67/2001, que estabelece o procedimento para cálculo e recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, no que tange a cobrança de multa e juros por atraso no seu recolhimento.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		02/02/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 082/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão da Resolução Normativa nº 454/2011, que estabelece os critérios e condições para entrada em operação comercial de reforços e ampliações de instalações de transmissão a serem integrados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, bem como para a revisão dos Submódulos 15.8, 20.1, 21.10 e 24.3 dos Procedimentos de Rede.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		23/02/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 083/2017	
	Descrição	Obter subsídios sobre os seguintes tópicos, detalhados na Nota Técnica nº 167/2017, emitida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG: (i) critérios de elegibilidade para a geração termelétrica despachada por razões de restrições elétricas, a ser considerada no deslocamento de geração hidrelétrica; (ii) tratamento para as inflexibilidades termelétricas declaradas na programação diária e em tempo real; e (iii) tratamento da importação de energia com garantia física.	
	Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		05/02/18	
Objeto	ANEEL - Consulta 016/2017		
Descrição	Obter subsídios acerca da pertinência da previsão regulatória do pré-pagamento de energia elétrica, analisar os obstáculos da sua implantação e avaliar propostas de aprimoramentos na Resolução Normativa nº 610/2014.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		19/03/18	

The logo for FGV ENERGIA, featuring a stylized blue and white graphic element to the left of the text "FGV ENERGIA" in a bold, blue, sans-serif font.

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



RIO DE JANEIRO

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