



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

MARÇO • 2017

03

OPINIÃO

Rodrigo Regis de Almeida Galvão

O biogás do agronegócio: transformando o passivo ambiental em ativo energético e aumentando a competitividade do setor

EDITORIAL

O RenovaBio e as oportunidades para os biocombustíveis

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado de Jesus

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Renata Hamilton de Ruiz

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

Yasmin Monteiro Cyrillo

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gás

Milas Evangelista de Sousa - Biocombustível

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

Estagiárias

Julia Febraro F. G. da Silva

Raquel Dias de Oliveira

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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



SUMÁRIO

▷ Opinião	
O biogás do agronegócio: transformando o passivo ambiental em ativo energético e aumentando a competitividade do setor	04
▷ Editorial	
O RenovaBio e as oportunidades para os biocombustíveis	07
▷ Petróleo.....	11
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	11
Derivados do Petróleo	15
▷ Gás Natural	17
Produção e Importação	17
Consumo.....	20
Preços	21
▷ Biocombustíveis	23
Introdução.....	23
Produção e Consumo	24
Preços	29
Matérias-primas para o biodiesel	30
▷ Setor Elétrico	31
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	31
Demanda	32
Oferta.....	32
Intercâmbio de Energia Elétrica	33
Estoque	33
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	35
Demanda	36
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	37
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	38
Tarifas de Energia Elétrica.....	39
Leilões.....	39
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	40



O BIOGÁS DO AGRONEGÓCIO: TRANSFORMANDO O PASSIVO AMBIENTAL EM ATIVO ENERGÉTICO E AUMENTANDO A COMPETITIVIDADE DO SETOR

Rodrigo Regis de Almeida Galvão **

No ano de 2016 a balança comercial do Brasil foi positiva graças ao agronegócio, que representou algo em torno de 25% do PIB e 50% das exportações. Apesar da economia brasileira ter estagnado, esse setor continuou crescendo. Entretanto, para que o agronegócio brasileiro mantenha os resultados positivos e se torne o maior exportador de proteína animal do mundo, dois fatores são fundamentais: a segurança energética e a segurança ambiental. Para que esse setor mantenha tal ritmo de desenvolvimento, faz-se necessário investir em novas alternativas que garantam qualidade e disponibilidade firme de energia.

A destinação correta dos dejetos e resíduos agroindustriais também precisam estar contemplados na agenda do desenvolvimento sustentável do agronegócio. É preciso inovar e pensar em soluções sistêmicas que contemplem energia, alimento e meio ambiente.

A busca por inovação não é novidade. Desde a primeira revolução industrial a procura pelo aumento da produtividade é contínua e essa busca crescente demanda cada vez mais a geração de energia, já que é o principal vetor que impulsiona o desenvolvimento. Nos dias atuais, além de ter que aumentar a oferta de energia em 50% a cada 20 anos, a conscientização coletiva com foco no respeito às pessoas e ao meio ambiente vem impondo a busca por soluções energéticas sustentáveis direcionadas ao bem-estar comum.

Com o acordo celebrado na COP 21 em Paris, os países se comprometeram a reduzir os gases de efeito estufa (GEE). Nesse acordo, o Brasil se comprometeu a reduzir, até 2025, as emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005. Como contribuição indicativa subsequente, comprometeu-se a reduzir, até 2030, as emissões em 43% na mesma base comparativa.

O impasse se manifesta no seguinte ponto: segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), dois setores respondem pelas maiores parcelas das emissões de Gases de Efeito Estufa: o energético e o agropecuário (37% cada um).

Portanto, estamos diante de um desafio: como garantir que o Brasil atinja seus compromissos ambientais, provendo energia de qualidade e firme sem impactar a competitividade do agronegócio?

Temos certeza de que se o século XX foi dos combustíveis fósseis, o XXI se anuncia como o das Energias Renováveis. Estima-se um crescimento anual em torno de 20% até alcançar uma participação de 19% na matriz mundial em 2030. O Brasil já possui uma matriz renovável, no entanto nota-se uma crescente preocupação devida à redução da capacidade da oferta hídrica ao longo do ano. Portanto, é preciso mais do que diversificar o parque gerador nacional, é preciso inovar o setor elétrico. Em nosso país, as forças externas do mercado conduzem a uma transição também nos modelos de negócio, que vão gerar inovações tecnológicas.

Pode-se dizer que as grandes ondas de transformação do setor elétrico brasileiro ocorreram em três etapas. A primeira onda foi composta pelos "sistemas isolados", com a geração sendo realizada por pequenas usinas. A segunda é identificada como a dos "sistemas interligados", a geração passou a ser feita por grandes usinas centralizadas, suportada por redes de transmissão nacionais. A expansão da rede de distribuição e o maior número de interligações possibilitaram o processo de universalização da energia. A terceira e mais recente é a onda dos "sistemas distribuídos e conectados", que está definindo um novo ambiente de negócios. Essa onda é caracterizada por uma geração mais diversificada e pelo desenvolvimento de tecnologias. Do ponto de vista do consumo, o novo ambiente de negócios contará com a presença de um novo perfil de consumidor, que deixa de ser passivo e se transforma em ativo, com mais poder e participação, sendo, também, um produtor de energia.

Diante dessa realidade, uma nova alternativa energética aparece para o agronegócio: o Biogás. O Biogás é oriundo da degradação da matéria orgânica em ambientes

anaeróbicos. É a única energia renovável que transforma um passivo ambiental em ativo energético com valor econômico. Figurativamente, transforma-se cocô de galinha em dinheiro. Esse gás verde, que possui em média 60% de metano, pode ser usado para geração de energia elétrica, térmica e veicular. A Associação Brasileira de Biogás e Biometano (Abiogás) considera que o potencial nacional de biogás é de 80 bilhões de metros cúbicos de biometano. Esse volume seria capaz de suprir 24% de toda a demanda de energia elétrica do Brasil: portanto, mais do que a Itaipu!

Essa nova fonte renovável vem se consolidando no Brasil principalmente pela versatilidade de aplicações. No ano de 2016 o setor cresceu 30%. A tendência é de continuar crescendo a passos largos pelos próximos anos, sobretudo após a consolidação da geração distribuída e do reconhecimento pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através da resolução nº 08/2015. Desta feita, a regulamentação de tal energia pela ANP fez do Biometano um produto comercializável. Outro importante passo foi a resolução normativa 687 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que aprimorou as possibilidades de uso do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Mais uma notícia animadora. O Biogás, esse imenso potencial energético, acaba de ganhar um novo aliado em 2017: o programa RenovaBio, lançado pelo Governo Federal. O objetivo é dar competitividade aos processos de produção, comercialização e uso de biocombustíveis, com estímulo à concorrência entre estes e os combustíveis fósseis.

Em 2016 pela primeira vez, um projeto em larga escala de biogás venceu um leilão A-5 de energia, tendo sido negociado 20,8MW. Ainda em 2016 teve início, em uma granja de aves poedeiras no município de Santa Helena no oeste do Paraná, o projeto híbrido de produção de biogás com aplicação de geração de energia em GD e produção de biometano. Pode-se dizer que tal granja se tornou primeira fazenda sustentável do Brasil, onde a eletricidade e o combustível são produzidos pelo biogás por ela mesma produzida. Além disso, o biofertilizante de sua lavoura é produzido a partir do processo de biodigestão.

A lei da conservação, enunciada por Lavoisier, não poderia ser melhor ilustrada: do dejetos, nada se perde, tudo se transforma. No caso, pelo menos os efeitos deletérios são afastados pelo incremento da renda e do impulso da economia, que nesta equação verde se manifestam como energia e biofertilizante.

Em um cenário cada vez mais favorável, a expectativa é que o Biogás conquiste mais espaço no setor energético,

tanto na energia elétrica nas grandes gerações e na geração distribuída, quanto no setor de biocombustíveis com a expansão do uso do biometano. O uso do biogás é uma alternativa com capacidade de integrar a segurança energética e ambiental tão necessárias para garantir o crescimento e a competitividade do agronegócio brasileiro e viabilizar a segurança alimentar no mundo, encerrando um ciclo completo que gera mais do que energia, gera sustentabilidade e desenvolvimento.

** Rodrigo Regis de Almeida Galvão é Diretor-Presidente do Centro Internacional de Energias Renováveis-Biogás (CIBiogás). Engenheiro Eletricista, Especialista em Gestão da Inovação Empresarial e Mestre em Engenharia de Sistemas, pela Universidade Estadual do Pernambuco. Atuou na NCTI (Negócios de Tecnologia e Inovação) como Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento

e na EcoEnergia Brasil. Trabalhou também na área de P&D da Fundação Parque Tecnológico Itaipu - FPTI. Cedido ao CIBiogás, pela FPTI, desde 2013.





EDITORIAL

O RENOVABIO E AS OPORTUNIDADES PARA OS BIOCOMBUSTÍVEIS

O Brasil tem um papel de destaque no cenário internacional quando o assunto é biocombustíveis, o que pôde ser visto recentemente durante a 21ª Conferência das Partes (COP21), em Paris, quando o governo brasileiro definiu metas ambiciosas relacionadas à participação de bioenergia na matriz energética brasileira, e também durante a 22ª Conferência das Partes (COP22), em Marrakesh, em que o Brasil, na condição de líder, anunciou o lançamento da “Plataforma para o Biofuturo”, iniciativa que abrange diversos países com o objetivo de promover o uso de combustíveis renováveis.

Entre os compromissos assumidos na COP21, está o de aumentar a participação de bioenergia sustentável na

matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, o que deverá ser atingido por meio da expansão da produção atual de etanol e biodiesel, da ampliação do uso de biomassa para a geração de bioeletricidade e, também, da promoção de novos biocombustíveis, como o biogás e o bio-querosene de aviação, e dos chamados biocombustíveis avançados, como o etanol de segunda geração.

No final de 2016, o Ministério de Minas e Energia lançou a iniciativa denominada RenovaBio, que busca ampliar a participação dos combustíveis renováveis, de forma compatível com o crescimento do mercado e em harmonia com os compromissos internacionais assumidos no âmbito da COP21. Esse movimento do governo é de extrema importância para garantir o atingimento das metas estabelecidas, mas ele vai além disso. Trata-se de um direcionamento necessário a um setor que vem sofrendo com instabilidades, tanto de políticas públicas quanto de mercado, e que demanda regras claras e previsibilidade para retomar o crescimento.

Em fevereiro de 2017, foi aberta uma Consulta Pública sobre o tema, na qual foram apresentadas proposições a

ser analisada e avaliada publicamente pela sociedade brasileira, sendo este o primeiro passo do RenovaBio. O principal resultado esperado desse processo é a definição das diretrizes estratégicas para os biocombustíveis. A partir disso, deverá ser buscado o instrumento adequado para a formalização dessas diretrizes, importantes para nortear as políticas públicas de Estado para os biocombustíveis. De acordo com o cronograma do programa, espera-se realizar a submissão de um Projeto de Lei em junho de 2017.

De acordo com a proposta submetida à Consulta Pública, o programa entende que a Política Pública de Biocombustíveis deve estar baseada nos seguintes valores: competitividade com equidade, credibilidade, diálogo, eficiência, previsibilidade e sustentabilidade.

A Proposta de Diretrizes Estratégicas para os Biocombustíveis, principal produto da etapa de Consulta Pública, é fundamental para nortear as ações e os detalhamentos necessários, pela esfera estatal e pela iniciativa privada, com atividades de curto, médio e longo prazo, e está subdividida em quatro eixos estratégicos. A seguir serão apresentados cada eixo e suas respectivas propostas de diretrizes.

1) PAPEL DOS BIOCOMBUSTÍVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA

Os biocombustíveis são vistos pelo programa como uma forma de aumentar a oferta de energia sustentável e, ainda, de contribuir para o desenvolvimento econômico e social do país, por meio de suas diversas externalidades positivas, como a geração de emprego e de renda, por exemplo.

Diretrizes:

- Assegurar previsibilidade para participação competitiva dos diversos biocombustíveis na matriz energética brasileira, com ênfase na segurança do abastecimento;

- Garantir a relação de eficiência e emissões na distribuição de biocombustíveis, com avaliação de modelos de mercados de biocombustíveis já adotados no Brasil e em outros países, incluindo instrumentos de incentivo em função da análise de ciclo de vida;
- Reconhecer a capacidade dos biocombustíveis em promover a descarbonização do mercado de combustíveis;
- Respeitar os mandatos individuais de adição mínima de etanol anidro à gasolina e de biodiesel ao óleo diesel.

2) EQUILÍBRIO ECONÔMICO E FINANCEIRO

O programa entende ser necessário haver um ambiente de negócios competitivo e empresas em equilíbrio econômico e financeiro. Nesse sentido, adota como valor o estabelecimento de regras estáveis e metas claras para o papel dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, imprescindíveis para garantir a previsibilidade e a segurança regulatória necessária aos investidores.

Diretrizes:

- Criar instrumentos para precificação da relação de eficiência e emissões e de mecanismos que valorizam a produção sustentável;
- Estabelecer uma política tributária para combustíveis de forma conjunta, com ênfase no reconhecimento das externalidades positivas dos biocombustíveis para a isonomia competitiva no médio e longo prazos;
- Formular instrumentos financeiros que contribuam para atrair investimentos na expansão da produção de biocombustíveis e/ou que induzam à contratação da produção em acordos com validade de médio e longo prazo também.

3) REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

De forma a impulsionar o mercado de biocombustíveis, o RenovaBio pretende contribuir com o aperfeiçoamento de regras de comercialização, de forma a assegurar o abastecimento, estimular a competitividade com combustíveis fósseis e desenvolver os potenciais de sinergias regionais.

Diretrizes:

- Aprimorar as regras de comercialização para melhor considerarem as características e as sinergias regionais;
- Aperfeiçoar os mecanismos de monitoramento, controle e fiscalização, incluindo a melhoria dos sistemas de informação, com ênfase na transparência, na garantia de um mercado de combustíveis saudável e no combate permanente a práticas irregulares, a atitudes anticoncorrenciais e a barreiras de entrada;
- Desenvolver mecanismos de precificação dos biocombustíveis, em base de mercado e compatíveis com contratos de curto, médio e longo prazos;
- Para o biodiesel, implementar melhorias no mecanismo de leilões no curto prazo. No médio ou longo prazo, avaliar substituir os leilões por instrumento que induza a negociação direta entre produtor e distribuidor;
- Para o etanol, no curto prazo, aperfeiçoamento as regras de estoque e comercialização;
- Avaliar a antecipação dos percentuais de biodiesel B9 e B10 no curto prazo, assim como assegurar previsibilidade para o alcance da mistura B15 (Lei nº 13.263/16).

4) NOVOS BIOCOMBUSTÍVEIS

Além do etanol e do biodiesel, já produzidos e consumidos em larga escala no país, o programa busca incentivar a produção dos chamados novos biocombustíveis, tais como o bioquerosene de aviação, o biogás/ biometano e os biocombustíveis considerados avançados. Estes

são igualmente importantes para aumentar a oferta de bioenergia, necessária ao atingimento dos compromissos assumidos na COP21, assim como são uma oportunidade para agregar valor e impulsionar a eficiência produtiva.

Diretrizes:

- Criar mecanismos para impulsionar o potencial do Brasil na produção comercial de bioquerosene de aviação e a produção competitiva de etanol celulósico, assim como acelerar o aproveitamento racional do biogás e do biometano;
- Formular instrumentos de incentivos à inserção comercial dos novos biocombustíveis, priorizados pela análise de ciclo de vida e suas relações entre eficiência e emissões;
- Fomentar a pesquisa aplicada e a inovação em novos biocombustíveis, com ênfase no aumento de produtividade agrícola e industrial, eficiência de processos e no uso do produto, bem como aproveitamento de sinergias com os biocombustíveis atuais;
- Estruturar medidas para o desenvolvimento de novos mercados para biocombustíveis, além do seu uso energético, tais como seu uso como insumo produtivo para fabricação de bioquímicos e bioplásticos.

As propostas de diretrizes estratégicas estiveram em Consulta Pública até o dia 20 de março (2017) e a etapa seguinte contemplará o desdobramento dessas diretrizes em ações, projetos e atividades.

O momento do programa RenovaBio é oportuno devido aos compromissos assumidos nas últimas Conferências das Partes (COP21 e COP22) e, se bem aproveitado, pode trazer benefícios muito além do atingimento das metas de redução das emissões de gases do efeito estufa.

O Brasil dispõe de todos os recursos necessários para aumentar a produção de biocombustíveis, incluindo tecnologia, know-how e terras agriculturáveis disponíveis sem a necessidade de desmatar e sem afetar a produção de alimentos. O programa tem o desafio de

aproveitar esse potencial, reconhecendo todas as suas externalidades positivas e garantindo previsibilidade ao setor. Ao traduzir em medidas efetivas todas as suas diretrizes, o RenovaBio poderá alavancar novos investimentos, contribuindo para a recuperação da economia e para o desenvolvimento econômico, social e ambiental do País.

A indústria do biodiesel, que apresenta capacidade produtiva ociosa, vem pleiteando a antecipação dos mandatos previstos na Lei 13.263/2016*, ao passo que o setor sucroenergético reivindica a definição de objetivos claros na política de biocombustíveis, de forma que as empresas possam voltar a investir no aumento da produção.

* Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, para dispor sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional.

“Art. 1º São estabelecidos os seguintes percentuais de adição obrigatória, em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional:

I - 8% (oito por cento), em até doze meses após a data de promulgação desta Lei;

II - 9% (nove por cento), em até vinte e quatro meses após a data de promulgação desta Lei;

III - 10% (dez por cento), em até trinta e seis meses após a data de promulgação desta Lei.”

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



PETRÓLEO

Júlia Febraro / Fernanda Delgado

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de janeiro de 2017 apresentou queda de 1,6% da produção em relação ao mês anterior e crescimento de 14% em relação ao mesmo mês de 2016. A queda de 1,6% da produção de um mês para o outro é praticamente inexpressiva, visto que nas operações offshore são usuais paradas para manutenção ou queda de pressão de poços. A produção diária de petróleo em janeiro de 2017 foi de 2,7 milhões de barris por dia (MMbbl/d), ligeiramente inferior à produção de dezembro, que foi de 2,8 MMbbl/dia, mas superior à de janeiro de 2016 (2,4 MMbbl/d), muito devido ao *ramp-up* da produção do pré-sal (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em janeiro foi de aproximadamente 26,3, sendo 32,3% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 44,1% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 23,6% óleo pesado (< 22 API). Grau API é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados de petróleo. Foi criada pelo *American Petroleum Institute* (API) e é

utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. Quanto mais densidade o óleo tiver, menor será seu grau API, quanto menor seu grau API menor valor de mercado esse óleo terá, pois dele advirão, após o refino, derivados de menor valor agregado (derivados de alto valor agregado: gasolina, diesel e QAV; derivados de menor valor agregado: solventes, asfaltos e parafinas).

Segundo dados da ANP, 94,9% de todo o petróleo extraído nos campos nacionais e 78,9% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. No total, o país tem 8.573 poços: 755 marítimos e 7.818 terrestres. A produção de janeiro de 2017 adveio de 142 plataformas localizadas nas diversas Bacias sedimentares brasileiras, sendo 62 plataformas na Bacia de Campos (cuja produção já se encontra em fase de declínio, segundo a Petrobras), 14 na Bacia de Santos e 2 na Bacia do Espírito Santo, entre outras. Para a produção brasileira utilizam-se vários tipos de plataformas, entre FPSOs, FPSO monocoluna, semisubmersíveis, fixa e semi-fixas.

A produção do pré-sal, oriunda de 68 poços, foi de 1,2 MMbbl/d de petróleo e 49,0 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,5 MMboe/d. Esta produção correspondeu a 46% do total produzido no país. Os campos operados pela Petrobras produziram 94,3% do petróleo e do gás natural. Estreito, na Bacia Potiguar, teve o maior número de poços produtores: 1.103. Já Marlim, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de

poços produtores: 63. A FPSO Petrobras 58, plataforma do tipo semissubmersível que explora, produz, armazena e escoar petróleo e gás natural, foi a Unidade Estacionária

de Produção com maior produção do país, com 189,6 kboe/d. A plataforma atua nos campos de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Anã e Baleia Franca.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendência 12 meses	nov-16	dez-15
Produção	84.625.267	8,14%	7,80%		78.255.905	78.503.431
Consumo Interno	48.090.414	-3,71%	-15,33%		49.945.498	56.794.896
Importação	3.040.399	-40,82%	-73,83%		5.137.689	11.617.354
Exportação	18.389.110	-32,37%	-29,44%		27.188.988	26.061.183

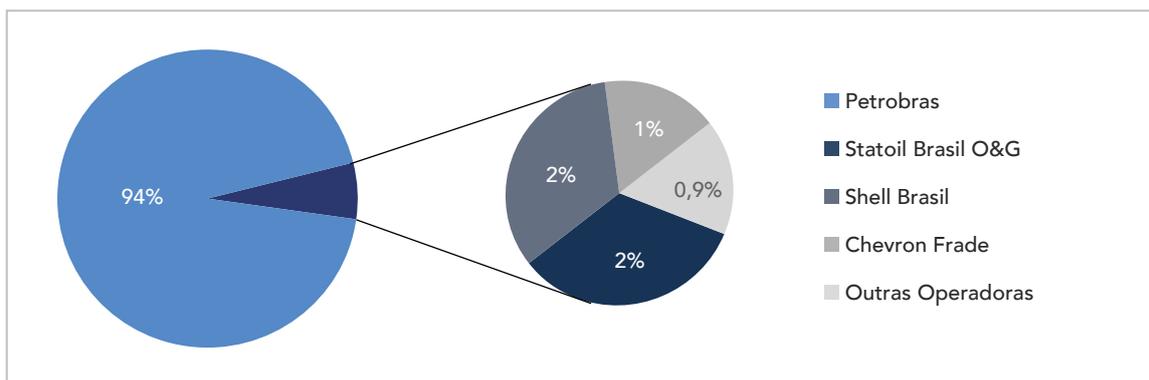
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Vale mencionar que este nível de produção da província do pré-sal foi atingido apenas dez anos após a primeira descoberta. É importante destacar que algumas importantes áreas mundiais de exploração e produção de petróleo tiveram *developments lags* muito maiores do que o pré-sal. O Golfo do México, por exemplo, descoberto em 1947, levou 20 anos para atingir a produção de 500 kbpd (que o pré-sal atingiu em 8 anos). A própria Bacia de

Campos levou 21 anos para alcançar 500 kbpd, marca já superada pelo pré-sal há dois anos atrás (Petrobras, 2017).

A Petrobras detém 94% da produção de óleo e gás no país, seguida pela Statoil e Shell (agregada à BG) com percentuais muito inferiores: 2%. O Gráfico 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção de óleo e gás no Brasil.

Gráfico 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP.

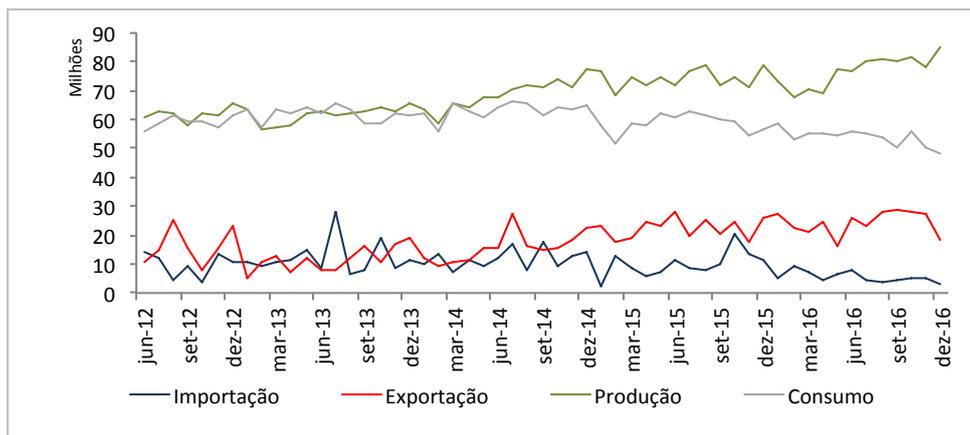
O consumo de petróleo, medido pelo volume refinado em território nacional, aumentou, em janeiro de 2017, 5% na comparação com o mês anterior e queda de 13% na comparação anual. Se atribui essa queda de consumo à crise internacional e nacional. As importações apresentaram fortes quedas tanto na comparação mensal quanto na anual, atingindo o menor

valor dos últimos 12 meses, de 2,5MMbbl, equivalente a uma queda anual de 51%. Em contrapartida, as exportações mais que dobraram de volume em relação ao mês anterior, atingindo 38MMbbl, tanto devido ao menor consumo interno, quanto ao impulso do forte crescimento da produção da commodity nas áreas do pré-sal.

Com a entrada em processamento dos óleos do pré-sal, expressivamente mais leves que as correntes usuais brasileiras, observou-se uma alteração no perfil de refino nacional. Entretanto, seguem havendo importações de

correntes de cru mais leves para compor o *blend* de refino que atenda o consumo nacional de derivados (Gráfico 2.2), o que torna a autossuficiência brasileira de petróleo apenas nominal.

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



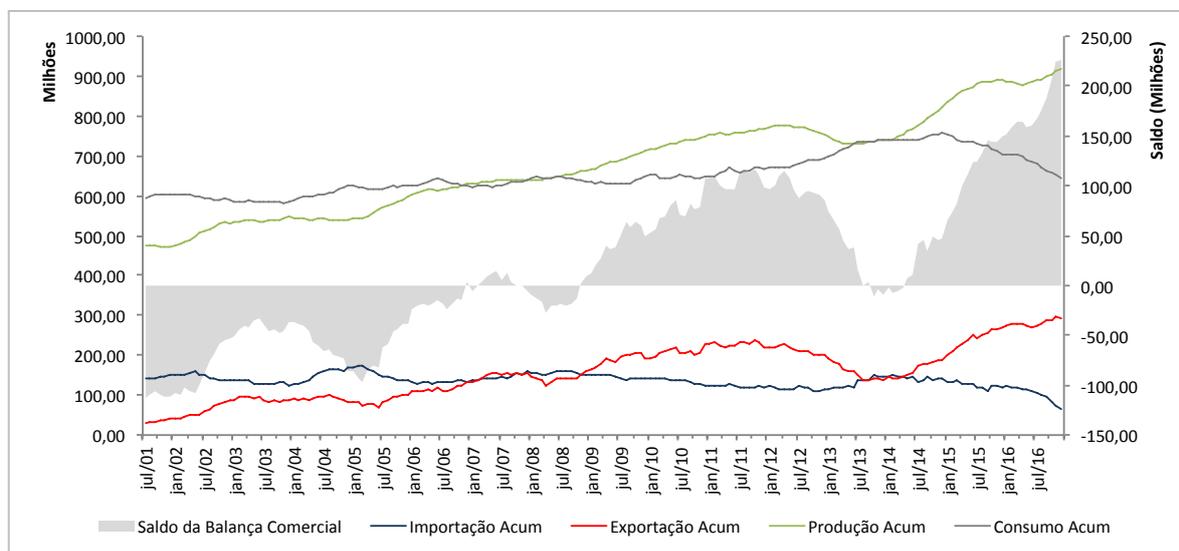
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 10º mês consecutivo. A conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, também continuou a trajetória crescente no acumulado de 12 meses, porém com um aumento um pouco menor do que o registrado no mês anterior (240MMbbl), contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em janeiro (Gráfico 2.3). Acredita-se que essa tendência de crescimento siga ocorrendo nos próximos meses, calcada no incremento da produção dos campos do pré-sal, impulsionadas pelos decrescentes custos de perfuração dos poços desta área.

Segundo a Petrobras, o setor petrolífero representa aproximadamente 13% do PIB brasileiro, percentual inferior quando comparado com outras economias dependentes do setor, como por exemplo a Noruega (>40%). Entretanto, quando da análise do Planejamento Estratégico da companhia para o período 2017-2021, observa-se um apetite exportador em direção ao mercado internacional, a partir da expansão da produção, o que pode elevar esse percentual nos próximos anos (Gráfico 2.3).

Apesar da ligeira queda na produção de cru no mês de janeiro, alguns estados se destacaram com expressivos aumentos de produção como no offshore de Alagoas e onshore no Maranhão, (Tabela 2.2).

Gráfico 2.3: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendência 12 meses	nov-16	dez-15
AL	Onshore	113.103	-1,40%	-19,26%		114.709	140.078
	Offshore	3.329	11,74%	-56,85%		2.979	7.714
AM	Onshore	664.094	3,79%	-14,88%		639.852	780.172
	Offshore	1.041.849	0,29%	-9,82%		1.038.866	1.155.287
BA	Onshore	14.829	-15,50%	-35,55%		17.550	23.007
	Offshore	43.147	7,41%	-6,00%		40.172	45.901
CE	Onshore	143.275	-4,28%	-7,89%		149.689	155.545
	Offshore	384.203	7,64%	-12,45%		356.949	438.841
ES	Onshore	12.899.118	6,74%	4,95%		12.084.898	12.290.758
	Offshore	1.172	-32,55%	350,48%		1.738	260
RJ	Offshore	57.322.354	7,19%	7,02%		53.477.110	53.563.345
RN	Onshore	1.411.959	0,27%	-11,31%		1.408.093	1.592.102
	Offshore	177.604	2,78%	-13,18%		172.803	204.574
SP	Onshore	9.567.743	21,51%	33,67%		7.874.253	7.157.771
	Offshore	656.383	-4,37%	-12,23%		686.367	747.869
SE	Onshore	181.105	-4,62%	-9,54%		189.877	200.208
	Offshore						
Total		84.625.267	8,14%	7,80%		78.255.905	78.503.431

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A importância do óleo cru na balança comercial brasileira está intrinsecamente relacionada com seu preço. Importante evidenciar que o petróleo não é um produto homogêneo, e, a grosso modo, seu preço é um mix do reflexo de suas qualidades físico-químicas e de sua localização de produção. Não cabe aqui esgotar todas as questões que envolvem as relações internacionais de oferta e demanda, nem todos os aspectos geopolíticos inerentes à indústria do petróleo. Assim, simplificadamente, óleos mais leves (maior grau API como

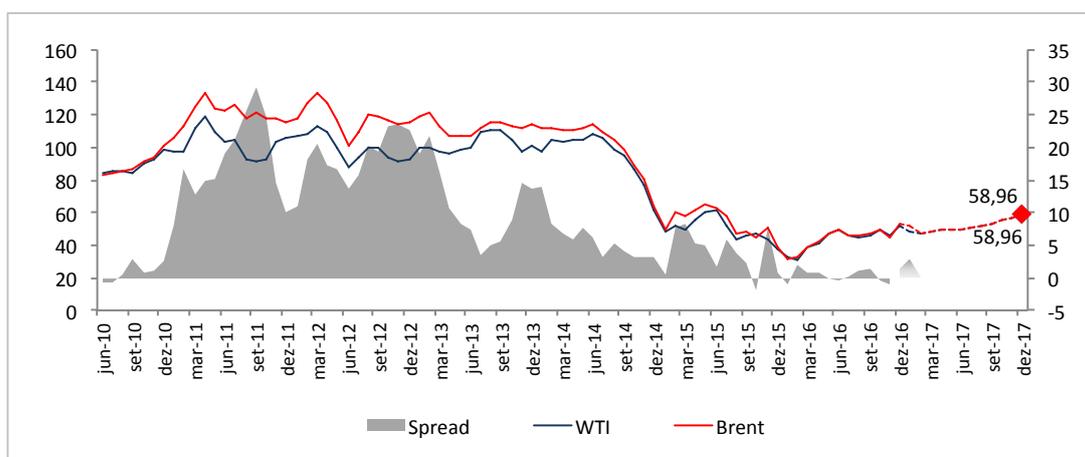
mencionado acima) derivam mais produtos leves, como gasolina (com maior valor de mercado) do que óleos mais pesados, que derivam produtos mais pesados, como óleo de calefação e asfaltos (com menor valor de mercado). Existem três crus marcadores: Brent (origem: Mar do Norte), WTI (*West Texas Intermediate*, origem USA), e o Dubai Fateh (origem: Oriente Médio). Esses crus são considerados *benchmarks* para preços spot no mercado internacional, definindo prêmios e descontos para os óleos, com maiores ou menores qualidades, sendo,

no caso dos óleos nacionais, correntes com descontos como: Marlim, Cabiúnas, Roncador entre outros.

Segundo a *U.S Energy Information Administration* (Gráfico 2.3), observa-se uma tendência *bullish* no mercado de petróleo, onde a média de preços do óleo tipo Brent

cresceu aproximadamente US\$ 6/bbl em relação à média de dezembro, alcançando US\$ 58/bbl. Há quase dois anos não havia um crescimento dessas proporções. Essa alta no preço do Brent deve-se às expectativas de corte na produção da OPEP, assim como de uma redução esperada nos estoques de petróleo bruto dos EUA.

Gráfico 2.4: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



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

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

O mercado brasileiro de derivados de petróleo é fruto de um modelo de transporte rodoviário, e por tal, o parque de refino está voltado para a produção de diesel. A capacidade total de refino do país é aproximadamente 2,3MMbbl/d em 17 refinarias existentes. Essa capacidade de produção deriva percentuais tais que: 45% diesel, 22% gasolina, 10% nafta petroquímica, 9% GLP, 6% QAV e 5% óleo combustível, sendo menores os percentuais de asfaltos, coque e solventes. Existem duas refinarias ainda em projetos pela Petrobras: Abreu Lima em Pernambuco e Complexo Petroquímico COMPERJ, que agregarão aproximadamente 700kbbl/d de capacidade de refino, dedicadas à produção de diesel e petroquímicos,

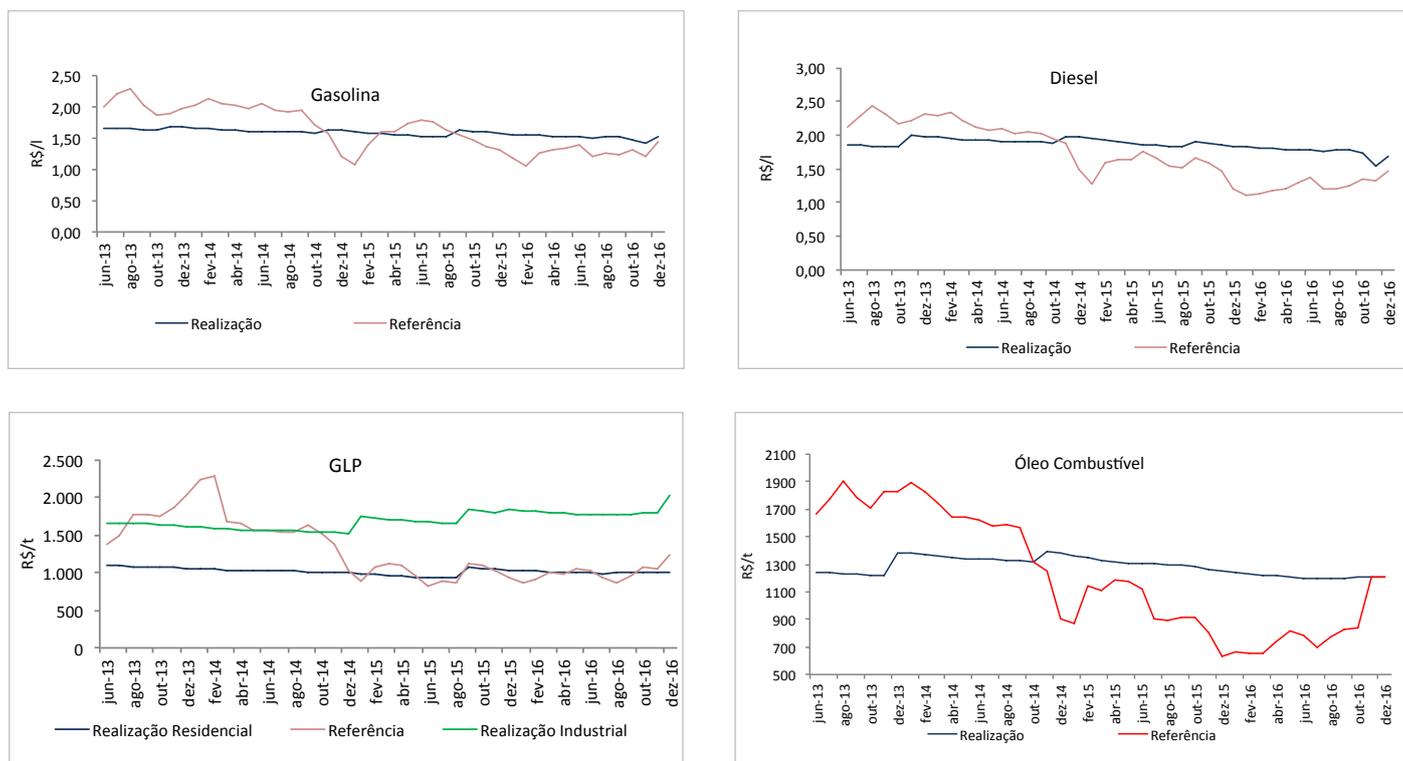
respectivamente. Vale destacar que ainda não há previsão de operação dessas refinarias.

Na comparação com dezembro de 2016, em janeiro de 2017 houve queda na produção dos principais derivados de petróleo no Brasil, com destaque para a gasolina e para óleo combustível (Tabela 2.3). Por outro lado, o óleo diesel apresentou crescimento significativo (8,22%). As variações de produção de derivados explicam-se pelo perfil dos consumidores no mês de janeiro onde observa-se a ocorrência de férias (mais carros circulando, menos caminhões, maior consumo de QAV) e aumento do índice pluviométrico em várias regiões do país (o que diminui o consumo de óleo combustível).

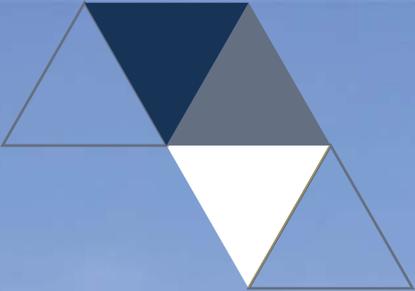
Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendência 12 meses	nov-16	dez-15
Gasolina	Produção	14.409.308	4,44%	0,27%		13.796.386	14.369.916
	Consumo	19.387.947	13,91%	7,05%		17.020.558	18.110.884
	Importação	1.542.515	54,14%	130,38%		1.000.756	669.565
	Exportação	320.830	-52,81%	218,40%		679.929	100.763
Diesel	Produção	19.352.993	-9,96%	-22,26%		21.494.547	24.895.961
	Consumo	24.585.845	-4,48%	-6,62%		25.738.222	26.329.196
	Importação	4.597.255	0,54%	261,70%		4.572.720	1.271.027
	Exportação	571.393	-	-		0	15.780
GLP	Produção	3.660.105	-0,62%	-7,37%		3.683.055	3.951.398
	Consumo	7.196.990	4,15%	2,30%		6.909.983	7.035.314
	Importação	1.051.029	-25,08%	-21,69%		1.402.835	1.342.109
QAV	Produção	3.005.881	-5,66%	5,63%		3.186.066	2.845.553
	Consumo	3.611.381	8,67%	-7,35%		3.323.267	3.897.749
	Importação	270.807	-	-		0	245.624
Óleo Combustível	Exportação	656	-84,78%	-		4.310	0
	Produção	6.782.516	20,35%	0,89%		5.635.725	6.723.002
	Consumo	1.807.641	20,43%	-23,67%		1.501.050	2.368.341
	Importação	7.275	-81,04%	-88,99%		38.372	66.071
	Exportação	1.050.732	4,65%	-51,93%		1.004.067	2.186.039

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.5: Preço Real dos combustíveis¹¹ x referência internacional (R\$/l).

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



GÁS NATURAL

Larissa Resende

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em janeiro a produção nacional de gás natural apresentou leve queda de 1,83 MMm³/dia em relação ao mês anterior, sendo produzido 109,94 MMm³/dia, enquanto a importação de gás registrou considerável queda de 16,33%, sendo importado um total de 16,40

MMm³/dia. Comparando o volume importado nesse mês de janeiro com aquele importado em janeiro do ano anterior, podemos observar uma brusca queda de 29,37 MMm³/dia, que representa uma diminuição de 64,17%. Em relação ao consumo de gás natural, seu volume apresentou queda de 6,57% em relação último mês de dezembro, sendo consumido um volume total de 71,97 MMm³/dia. Maiores detalhes podem ser vistos na Tabela 3.1.

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

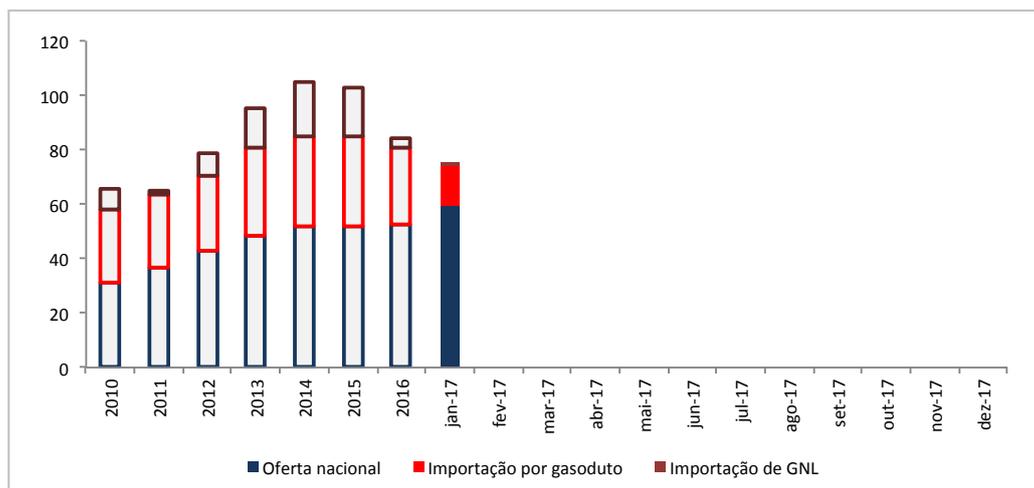
	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	12 meses	dez-16	jan-16
Produção Nacional	109,94	-1,64%	13,05%		111,77	97,25
Oferta de gás nacional	59,16	-0,77%	23,71%		59,62	47,82
Importação	16,40	-16,33%	-64,17%		19,60	45,77
Consumo	71,97	-6,57%	-18,37%		77,03	88,17

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Podemos observar no Gráfico 3.1 que a oferta de gás nacional no mês de janeiro foi consideravelmente superior à média ofertada nos últimos 7 anos. Com comportamento oposto, podemos notar que a importação por gasoduto

no mês de análise foi menor do que a média dos últimos anos. Já em relação ao GNL, o volume total importado só não foi inferior àquele volume médio de GNL importado no ano de 2011.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Em relação à produção nacional indisponível, que apresentou queda de 1,38 MMm³/dia em relação à dezembro, podemos notar na Tabela 3.2 que, exceto pela absorção em UPGN's (que teve aumento de 4,41% em relação ao mês anterior), todas as outras perdas e consumos internos (reinação, queima, consumo interno em E&P) impactaram na queda na produção indisponível. A reinação foi a que apresentou

maior queda, totalizando 28,00 MMm³/dia, que é 4,99% inferior ao volume reinjetado mês anterior. Em relação ao mesmo período do ano de 2016, o volume reinjetado sofreu queda de 7,99%. Devido à diminuição da produção nacional bruta neste mês de janeiro, mesmo com a queda na produção nacional indisponível, foi possível observar, praticamente, uma manutenção da oferta nacional.

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

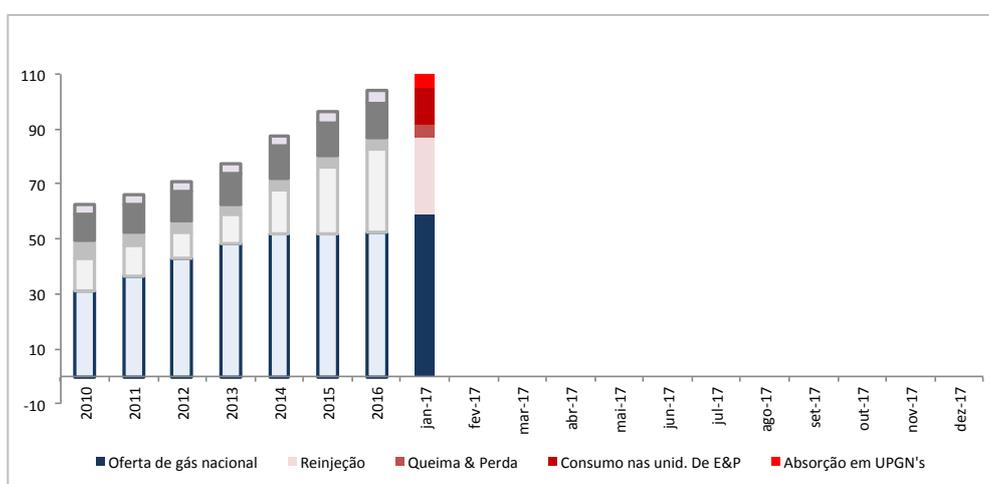
	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	12 meses	dez-16	jan-16
Prod. Nacional Bruta	109,94	-1,64%	13,05%		111,77	97,25
Reinação	28,00	-4,99%	-7,99%		29,47	30,43
Queima	4,28	-1,61%	30,89%		4,35	3,27
Consumo interno em E&P	13,53	-0,37%	8,50%		13,58	12,47
Absorção em UPGN's	4,97	4,41%	52,45%		4,76	3,26
Subtotal	50,78	-2,65%	2,73%		52,16	49,43
Oferta de gás nacional	59,16	-0,77%	23,71%		59,62	47,82
Ofert nacional/Prod. Bruta	54%	0,88%	9,43%		53%	49%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Comparando o desmembramento da produção nacional bruta no mês de janeiro, apresentada no Gráfico 3.2, podemos observar que a proporção de reinjeção por produção nacional aumentou consideravelmente, passando de um percentual de 19% na média de 2011, 14% em 2014 e agora, em janeiro de 2017, ficou em 29%. Em relação à proporção queima e perda por

produção nacional caiu de 11% na média de 2011 para 4% em janeiro de 2017. Já a proporção de consumo nas unidades de E&P e absorção em UPGN's mantiveram uma certa estabilidade. Finalmente, em relação à proporção oferta nacional e produção nacional bruta, essa relação passou de 49% na média de 2011, 63% na média de 2014, voltando para a faixa de 50% em janeiro de 2017.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Quanto às importações, é válido destacar a grande queda que vem ocorrendo no volume importado via gasoduto, que são as importações de gás natural da Bolívia. Esse volume atingiu em janeiro o menor montante dos últimos doze meses, atingindo 14,54 MMm³/dia, que é 20,11% inferior ao volume importado no mês anterior e 54,13%

inferior àquele importado no mesmo período do ano de 2016. Em relação às importações de GNL, que representam um volume bastante inferior ao gás importado da Bolívia, apresentou um aumento de 32,86% em relação ao mês anterior, que representa 0,46 MMm³/dia. Maiores detalhes podem ser verificados na Tabela 3.3.

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

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	12 meses	dez-16	jan-16
Gasoduto	14,54	-20,11%	-54,13%	→	18,20	31,70
GNL	1,86	32,86%	-86,78%	→	1,40	14,07
Total	16,40	-16,33%	-64,17%	→	19,60	45,77

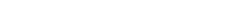
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

B) CONSUMO

Exceto a Cogeração, todas as classes de consumo de gás natural apresentaram uma diminuição neste mês de janeiro, acumulando uma queda no volume total consumido de 5,06 MMm³/dia em relação a dezembro. As classes que sofreram quedas absolutas

mais representativas foram as de Geração Elétrica, 3,2 MMm³/dia, e Industrial, de 1,09 MMm³/dia. Em termos percentuais, as classes Residencial e Comercial foram as mais impactadas. Uma análise desses volumes consumidos pode ser vista na Tabela 3.4.

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

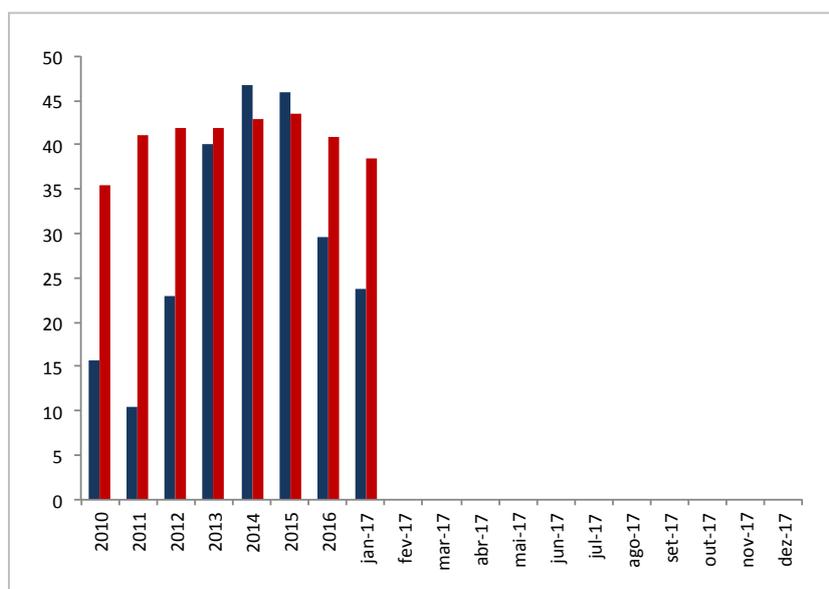
	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	12 meses	dez-16	jan-16
Industrial	38,56	-2,75%	-2,65%		39,65	39,61
Automotivo	5,20	-4,76%	12,80%		5,46	4,61
Residencial	0,81	-28,95%	12,50%		1,14	0,72
Comercial	0,67	-22,99%	-2,90%		0,87	0,69
GEE	23,74	-11,88%	-39,93%		26,94	39,52
Cogeração	2,50	1,63%	9,65%		2,46	2,28
Total	71,97	-6,57%	-18,37%		77,03	88,17

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

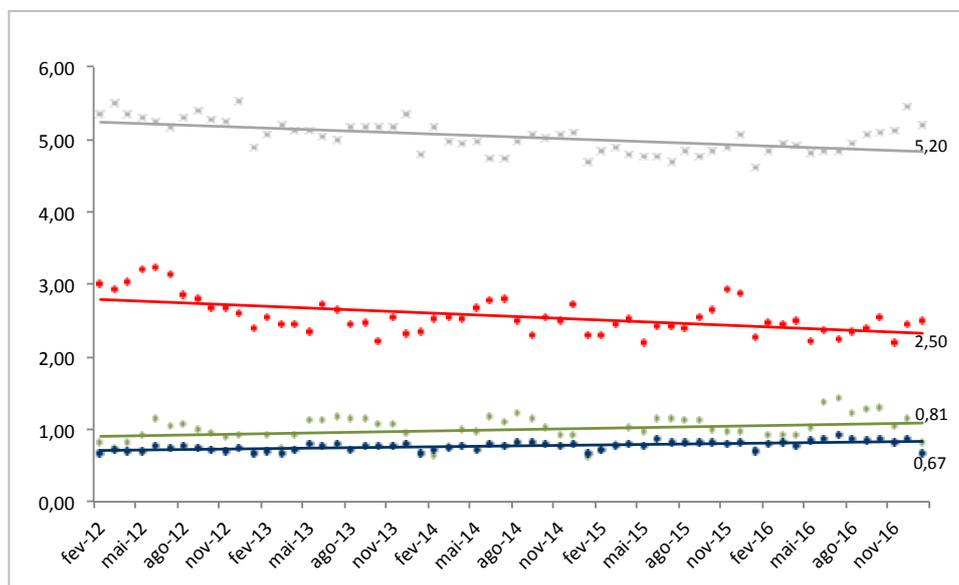
A forte queda do consumo de gás natural na classe Industrial pode ser observada no Gráfico 3.3. O montante consumido na classe Industrial no mês de janeiro foi inferior àquele médio consumido nos últimos 6 anos. Já o consumo para Geração Elétrica foi inferior à média dos

últimos 3 anos. Em relação ao consumo dos setores com menor participação, à queda desse volume nas classes Automotiva reforça a tendência de longo prazo, já a baixa nas classes Residencial e Comercial vão de encontro à tendência de crescimento de longo prazo.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

C) PREÇOS

Os preços do gás natural no mercado brasileiro no mês de janeiro apresentaram alta em todas as categorias. O preço do gás no city gate sofreu aumento de 2,14%, ficando em 6,40 US\$/MMBTU. O preço do gás aos consumidores finais registrou aumento médio de 1,83%, atingindo o preço de 13,53 US\$/MMBTU na faixa de consumo de 2.000 m³/dia, 11,92 US\$/MMBTU na faixa de 20.000 m³/dia e de 11,53 US\$/MMBTU na de 50.000 m³/dia. Já os preços no PPT no mês de janeiro sofreu aumento

de 2,08% em relação a dezembro, atingindo o valor de 4,15 US\$/MMBTU. Analisando os preços no mercado internacional, o Henry Hub registrou considerável queda de 9,34%, estando em 3,26 US\$/MMBTU no mês de janeiro. Já o preço do gás natural no mercado japonês sofreu aumento de 5,63%, estando em 7,50 US\$/MMBTU, e o preço no mercado europeu se manteve estável em 5,46 US\$/MMBTU. Os preços detalhados se encontram apresentados na Tabela 3.5.

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

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	12 meses	dez-16	jan-16	
Henry Hub	3,26	-9,34%	39,84%		3,60	2,33	
Europa	5,46	-0,08%	0,17%		5,46	5,45	
Japão	7,50	5,63%	-5,10%		7,10	7,90	
PPT *	4,15	2,08%	6,75%		4,07	3,89	
Preços na distribuidora (ref. Sudeste)	No City Gate	6,40	2,14%	13,40%		6,26	5,64
	2.000 m³/dia **	13,53	2,09%	14,59%		13,25	11,81
	20.000 m³/dia **	11,92	1,81%	14,55%		11,71	10,41
	50.000 m³/dia **	11,53	1,60%	13,78%		11,35	10,13

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

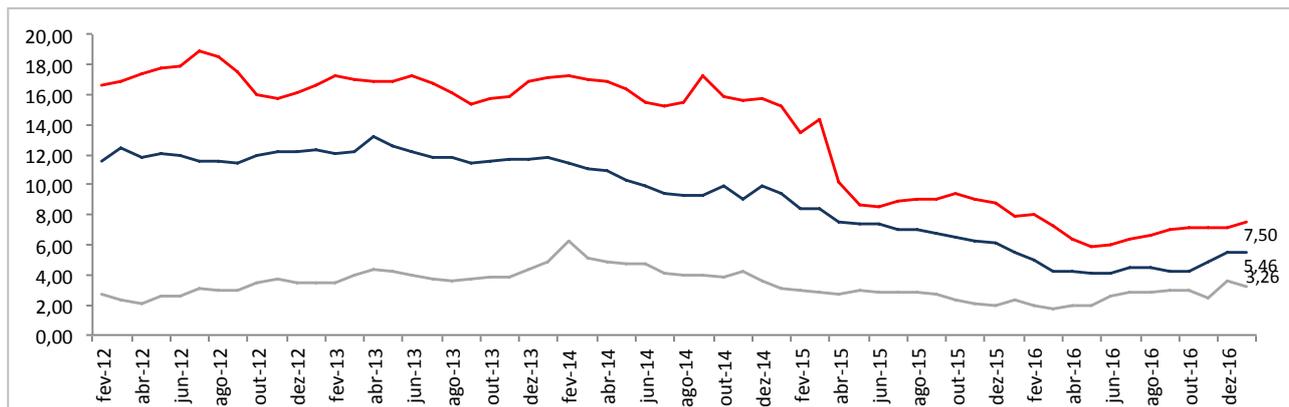
* não inclui impostos

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

Embora nos mercados europeu e japonês o patamar de preços ainda se encontre bem abaixo daquele observado antes de 2015, podemos observar uma leve trajetória recente de crescimento neste último ano.

O comportamento de longo prazo dos preços do gás natural no mercado internacional encontra-se apresentados no Gráfico 3.5, onde podemos notar que o preço do Henry Hub é o mais estável.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial

Deflatores: CPI; CPI Japão; CPI Alemanha



BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman / Fernanda Delgado

INTRODUÇÃO

A partir de março de 2017, passaremos a publicar o acompanhamento mensal dos dados do setor de biocombustíveis. A motivação para a inclusão destas informações no Boletim de Conjuntura é a representatividade dos combustíveis renováveis na matriz energética brasileira, apresentando tendência de crescimento devido aos compromissos assumidos na 21ª Conferência das Partes (COP21), em Paris. Conforme mencionado no Editorial deste Boletim, o Brasil estipulou a meta de aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, o que inclui o aumento

da oferta de etanol e do percentual de biodiesel adicionado no diesel*.

Na história recente do país, destacam-se três momentos importantes para o setor de biocombustíveis: o lançamento do Programa Nacional do Alcool (PROALCOOL) em 1975, com uma segunda etapa em 1979, a inserção da tecnologia flex-fuel em 2003 e o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), em 2005. Os programas inseriram os biocombustíveis na matriz energética brasileira e um dos instrumentos utilizados foi o estabelecimento de mandatos de mistura obrigatória de etanol anidro na gasolina e de biodiesel no diesel.

As tabelas 1 e 2 apresentam o histórico dos percentuais de mistura obrigatória de etanol e biodiesel, respectivamente. O teor de mistura de etanol anidro na gasolina se manteve em uma faixa de 20 a 25% desde 2000 e, em 2015, ele foi elevado para 27%, um dos maiores teores possíveis que podem ser adicionado sem causar danos ao

* Os dados publicados neste Boletim consideram o etanol e o biodiesel, visto que esses são os biocombustíveis produzidos em escala comercial no Brasil.

motor**. Em relação ao biodiesel, os teores aumentaram gradativamente, a partir de 2008, à medida que foram sendo realizados testes comprovando que a mistura não

afetaria o desempenho dos motores. Em março de 2017, o percentual chegou a 8% e já estão definidos em lei os teores para 2018 (9%) e 2019 (10%) (MME, 2017).

Tabela 1 – Histórico do teor de mistura de etanol anidro na gasolina

% Etanol anidro na Gasolina	
mai/98	24%
ago/00	20%
mai/01	22%
fev/06	20%
jun/07	25%
jan/10	20%
mai/10	25%
out/11	20%
mai/13	25%
mar/15	27%

Tabela 2 – Histórico do teor de mistura de etanol anidro na gasolina

% Biodiesel no Diesel	
antes de 2008	opcional
Jan/2008	2%
Jul/2008	3%
Jul/2009	4%
Jan/2010	5%
Aug/2014	6%
Nov/2014	7%
Mar/2017	8%
Mar/2018	9%
Mar/2019	10%

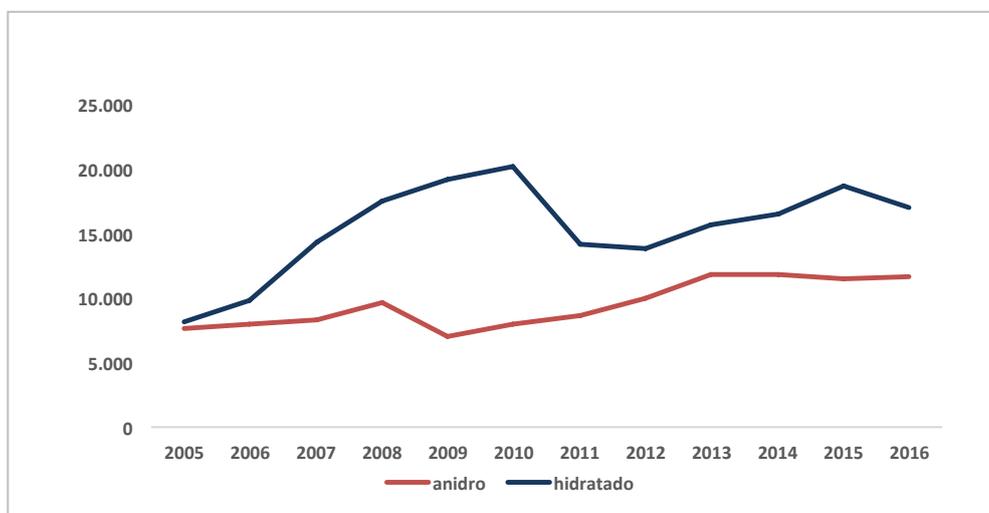
A) PRODUÇÃO E CONSUMO

Em se tratando do primeiro mês em que os biocombustíveis estão sendo apresentados, antes da análise comparativa mensal, apresentamos a evolução da produção dos biocombustíveis desde 2005. A produção de etanol anidro, que é adicionado à gasolina em percentuais obrigatórios, está sujeita à variação da demanda por gasolina e, desde 2013, se manteve em um patamar estável, com valor médio anual de 11,6 bilhões de litros. Até 2003, o etanol hidratado era utilizado apenas em automóveis com motores dedicados a álcool,

com pouca representatividade. A partir da entrada de motores do tipo flex-fuel, a produção deste combustível aumentou consideravelmente, até 2010, sofreu uma queda brusca entre 2010 e 2012, devido a alguns fatores, entre eles o clima adverso, a crise financeira e o controle de preços da gasolina (DATAGRO, 2014), retomando uma trajetória de crescimento a partir de 2012. O mercado de etanol hidratado é bastante instável, principalmente pela competição direta com a gasolina, mas, também, por ser afetado pelos preços de açúcar no mercado internacional.

** Segundo a ANFAVEA, a indústria automobilística já produz peças e equipamentos aptos a trabalharem com blends até E30 para motores Otto a gasolina sem os riscos de maiores perdas de poder calorífico, porém não recomendam que esta barreira seja ultrapassada.

Gráfico 4.1: Produção de etanol em milhões de litros

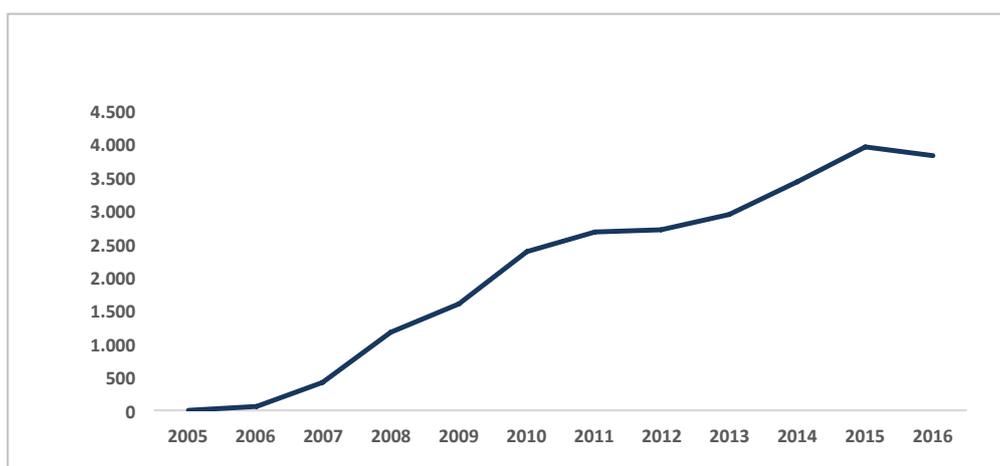


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ÚNICA e ANP

O biodiesel apresenta trajetória crescente desde 2005, consistente com o aumento gradual do teor do biocombustível no diesel mineral. Vale mencionar que o mercado de biodiesel no Brasil opera com grande

capacidade ociosa, muito decorrente da aposta dos usineiros no crescimento futuro do mercado de biodiesel nacional, calcado na evolução das misturas anunciadas pelo governo para até 2020 (MME, 2017).

Gráfico 4.2: Produção de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Dando início às análises comparativas mensais, nota-se que a produção de etanol anidro sofreu uma queda de quase 25% entre dezembro/16 e janeiro/17, porém apresentou um aumento significativo, de 43%, entre janeiro/16 e janeiro/17. A produção de etanol hidratado aumentou quando comparamos janeiro/17 com o mês anterior e com o mesmo mês do ano anterior, sendo que entre janeiro/16 e janeiro/17, esse aumento representou quase 68%. Pelo gráfico de produção mensal, é possível perceber que janeiro, fevereiro e março são os meses de menor produção, devido à entressafra. Segundo a Única, a entressafra de cana de açúcar levou à queda da produção de etanol, entretanto esse não será um declínio duradouro, tratando-se apenas de uma ocorrência pontual devido ao período menos chuvoso. A Única destaca também o potencial brasileiro para a fabricação de etanol nos próximos seis anos, mencionando que este pode dobrar, a partir da implementação de políticas públicas mais abrangentes e investimentos maciços, desoneração tributária assim como com o aprimoramento do planejamento e da

previsibilidade do mercado de combustíveis. Em janeiro de 2017 foram produzidos 281 MMI de etanol anidro e 522 MMI de etanol hidratado.

O gráfico de tendência anual mostra que a produção de etanol anidro em 2016 foi 2,4% superior à de 2015, mas, em 2017, a Conab (Companhia Nacional de Abastecimento) projeta uma redução de 2,6% em relação a 2016. A Conab também projeta uma queda de 3% da produção de etanol hidratado em 2017, comparativamente a 2016, sendo essa queda menor que a ocorrida entre 2015 e 2016, que foi de 8,6%. Um dos motivos para a menor produção de etanol em 2016 decorre da alta de preço do açúcar no mercado internacional.

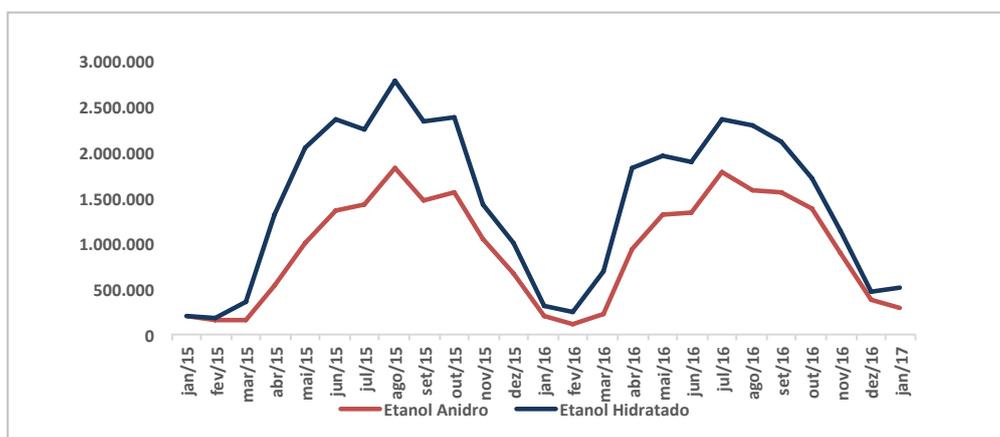
O biodiesel também apresentou redução da produção na comparação com o mês anterior (14%) e com o mesmo mês do ano anterior (6%). Cabe mencionar que a produção de biodiesel em 2017 tende a ser superior à de 2016 devido à entrada em vigor do novo teor de mistura (8%), a partir de março de 2017.

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

Biocombustível	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendência 12 meses	dez-16	jan-16
Etanol Anidro	281.171.000	-24,88%	42,85%		374.305.217	196.829.366
Etanol Hidratado	522.660.000	9,01%	67,54%		479.473.757	311.961.000
Biodiesel	255.360.693	-13,77%	-5,91%		296.144.683	271.387.902
Total	1.059.191.693	-7,89%	35,76%		1.149.923.657	780.178.268

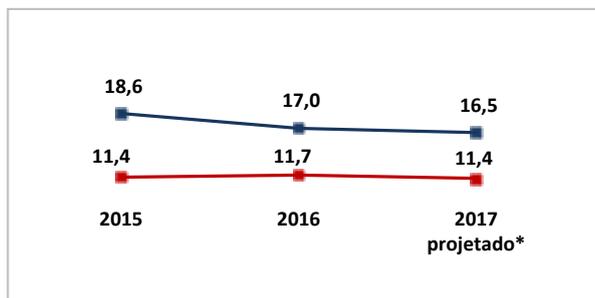
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Gráfico 4.3: Produção mensal de etanol em mil litros



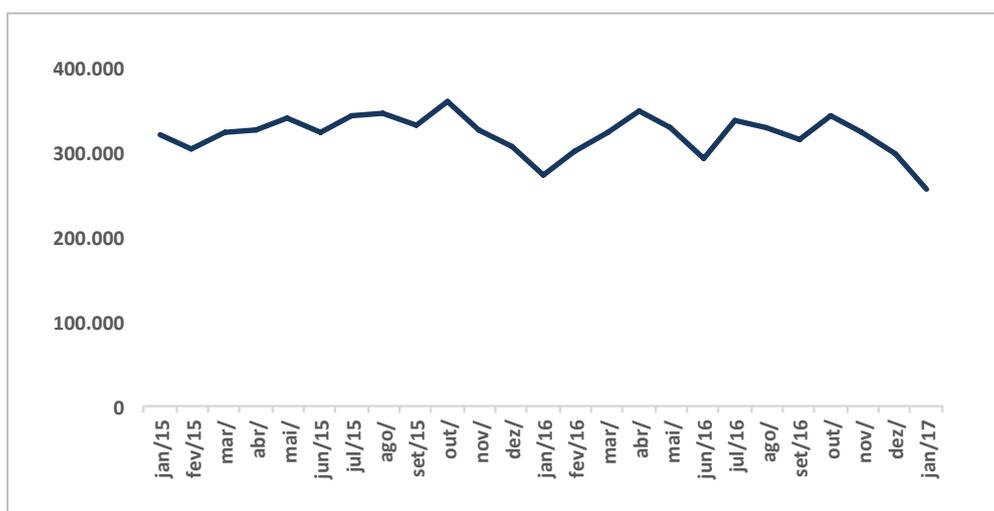
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MAPA, ÚNICA e ANP

Gráfico 4.4: Tendência anual de produção de etanol



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ÚNICA e ANP
*Projeção da Conab (MME, 2016)

Gráfico 4.5: Produção mensal de biodiesel em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Já em relação ao consumo, demonstrado na Tabela 4, observa-se queda do consumo de etanol anidro, etanol hidratado e biodiesel, entre dezembro/16 e janeiro/17. Quando comparamos o consumo de janeiro/17 com o mesmo mês do ano anterior, percebemos um aumento de consumo do etanol anidro (12%) e de biodiesel (0,5%) e uma redução de 28% do consumo de etanol hidratado.

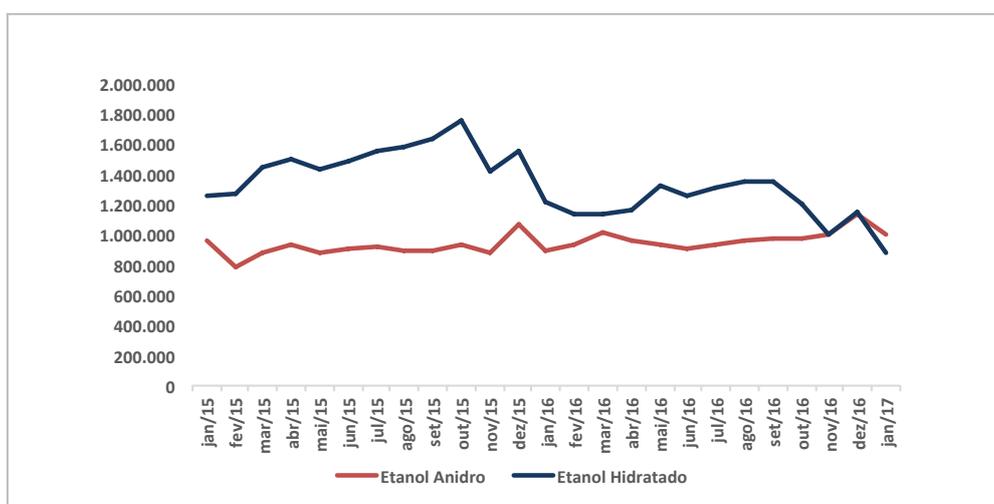
A partir dos gráficos de consumo mensal, podemos verificar uma tendência de queda de consumo do etanol hidratado desde setembro de 2015 e é possível perceber que este produto apresenta consumo mais oscilante que o etanol anidro, que possui períodos de alguns meses de estabilidade. Já o biodiesel, tem consumo próximo de 300 MMI desde janeiro de 2015.

Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil (litros).

Biocombustível	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendência 12 meses	dez-16	jan-16
Etanol Anidro	1.004.880.228	-11,86%	12,04%		1.140.077.409	896.904.352
Etanol Hidratado	876.327.369	-23,41%	-27,72%		1.144.133.271	1.212.363.102
Biodiesel	277.293.346	-5,75%	0,47%		294.212.987	276.000.899
Total	2.158.500.943	-16,29%	-9,51%		2.578.423.667	2.385.268.353

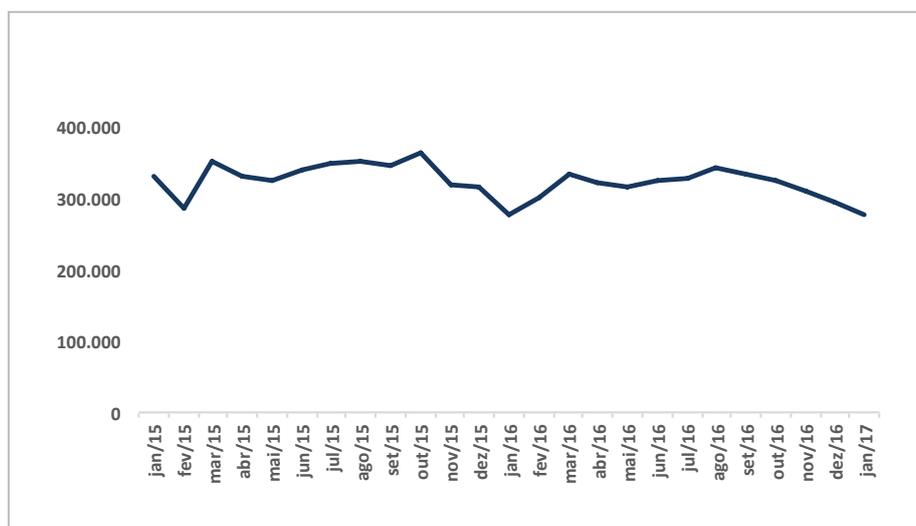
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Gráfico 4.6: Consumo mensal de etanol em mil litros



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

Gráfico 4.7: Consumo mensal de biodiesel em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

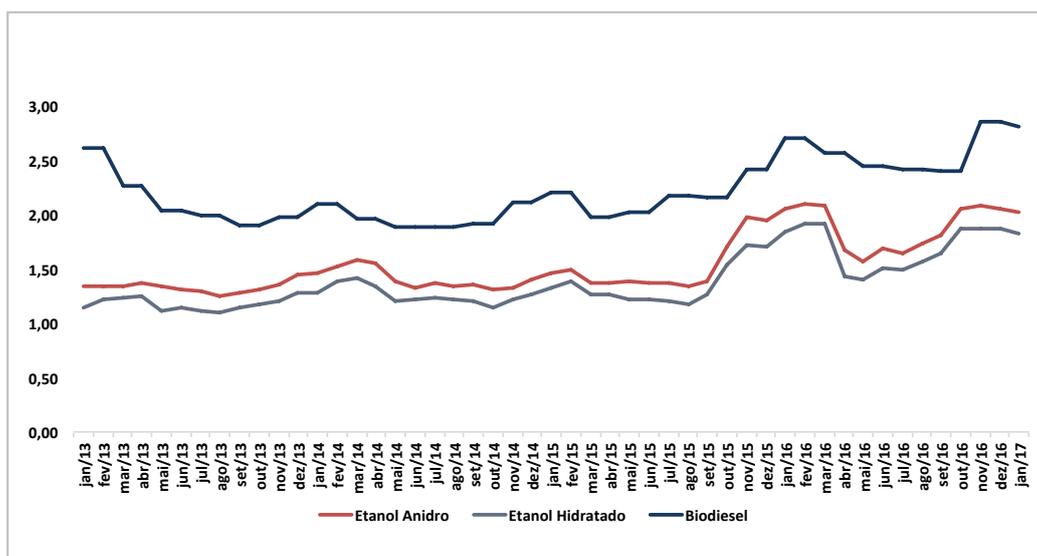
B) PREÇOS

O indicador de preços utilizado para o etanol é o divulgado pela ESALQ (Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz), da USP, sendo a referência de preços para o mercado spot e, também, para a liquidação de contratos futuros na BM&FBOVESPA. Os valores apresentados neste boletim se referem a negócios efetivados na modalidade spot entre usinas e distribuidoras - preços ao produtor (usina). Em janeiro de 2017, tanto o preço do etanol anidro quanto do hidratado caíram 2% em relação a dezembro de 2016, e foram cotados, respectivamente, em R\$ 2,02 e R\$ 1,82 por litro.

A comercialização do biodiesel é feita por meio de leilões públicos organizados pela ANP. Os leilões de

biodiesel visam à aquisição de biodiesel pelos adquirentes (refinarias e importadores de óleo diesel) para atendimento ao percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel e para fins de uso voluntário, cujo volume deve ser entregue pelas unidades produtoras de biodiesel. No 52º Leilão de Biodiesel da ANP, que visa garantir o abastecimento de biodiesel no mercado nacional durante os meses de janeiro e fevereiro de 2017, foram arrematados 545,7 milhões de litros de biodiesel, com preço médio de R\$ 2,81 por litro, refletindo num deságio médio de 14,09% quando comparado com o preço máximo de referência médio (R\$ 3,271/L) (ANP, 2016).

Gráfico 4.8: Preços de etanol e biodiesel em R\$/L



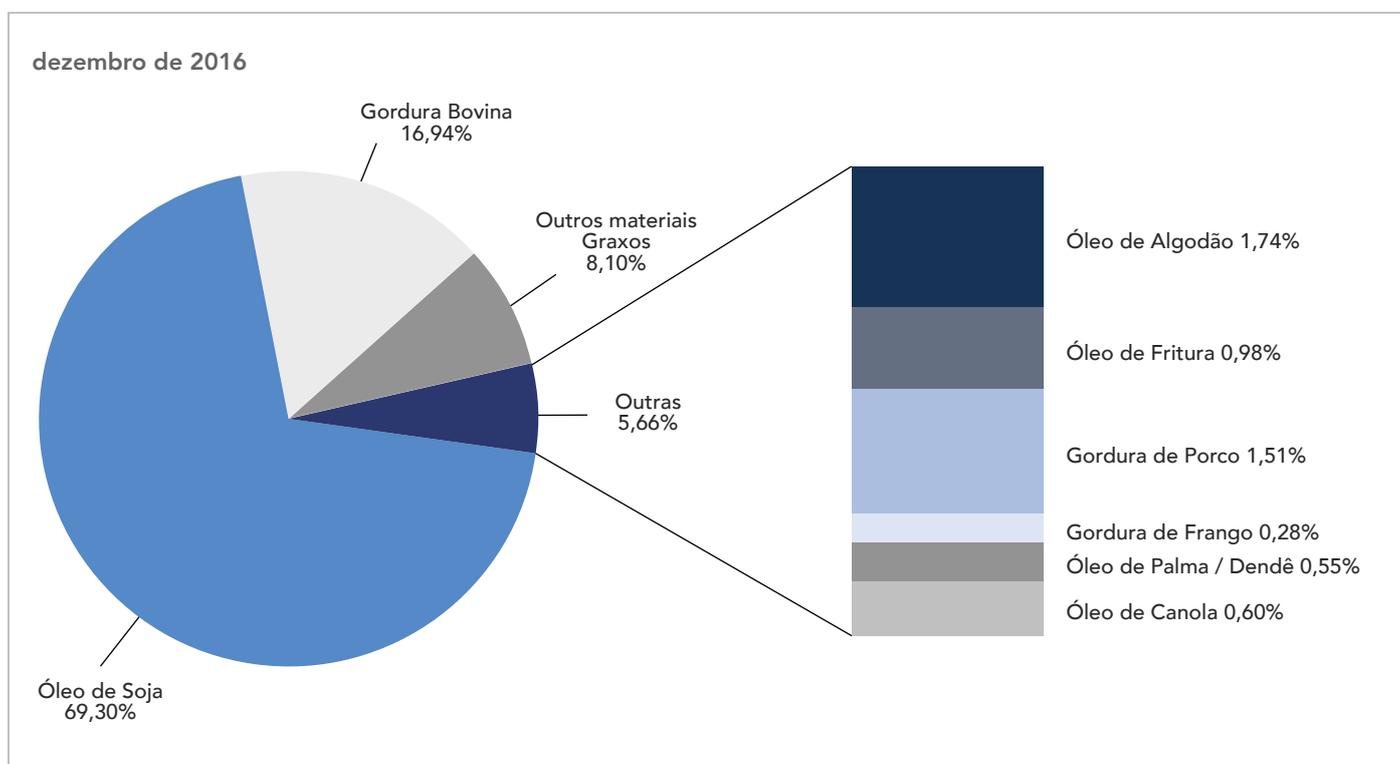
Fonte: ANP (biodiesel - posição FOB, com PIS/PASEP e COFINS, sem ICMS, valores médios dos leilões) e ESALQ (etanol - sem PIS/COFINS e sem ICMS, com base nos preços semanais)

C) MATÉRIAS-PRIMAS PARA O BIODIESEL

A principal matéria-prima utilizada para a produção de biodiesel no Brasil é o óleo de soja, representando aproximadamente 70%, seguido de gordura bovina, respondendo por quase 17% dos insumos. A Figura 9 apresenta as matérias-primas empregadas na produção de biodiesel em dezembro de 2016.

Vale destacar que muitos estudos têm sido conduzidos por inúmeras entidades de pesquisa buscando novas e alternativas matérias-primas para a confecção do biodiesel. Estas vão de algas marinhas a carcaças de peixes passando por uma miríade de oleaginosas. Exploraremos o estado da arte dessas pesquisas nos meses seguintes, trazendo uma rápida visão do desenvolvimento desses energéticos, assim como seus usos e aplicações no setor de combustíveis renováveis.

Gráfico 4.9: Principais matérias-primas para o biodiesel



Fonte: ANP (2016)



SETOR ELÉTRICO

Bruno Moreno | Mariana Weiss

A) MUNDO FÍSICO

a) Disponibilidade

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

	fev-17		fev-17/jan-17		fev-17/fev-16		Tendências 12 meses		jan-17		fev-16	
SE	48.520,00	70,25%	9,78%	-15,79%			44.199,00	68,88%	57.620,00	85,65%		
S	8.549,00	102,41%	-26,75%	-38,06%			11.671,00	157,64%	13.801,00	165,99%		
NE	4.740,00	32,38%	15,53%	-65,88%			4.103,00	29,31%	13.894,00	94,10%		
N	10.819,00	47,41%	153,19%	15,61%			4.273,00	41,92%	9.358,00	68,52%		
Total	72.628,00	-	13,05%	-23,29%			64.246,00	-	94.673,00	-		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, representada pelo indicador Energia Natural Afluyente – ENA total, aumentou 13,05% em fevereiro deste ano em relação ao mês anterior, como mostra a Tabela 4.1. Fevereiro, em geral, é penúltimo mês do período de chuvas do sistema. Todas as regiões incrementaram suas respectivas ENAs SE 9,78%, NE 15,53% e N 153,19%, excetuando S que recuou 26,75%. Apesar da elevação significativa, N ainda manteve sua

ENA bem inferior à sua Média de Longo Termo – MLT. Por outro lado, S, que foi a única região que sofreu queda na ENA, manteve o seu resultado acima da sua MLT. No entanto, o mês de análise foi 23,29% inferior na ENA total em comparação ao mesmo mês do ano passado. Isso pode dar indícios que a disponibilidade hídrica deste ano está inferior que em 2016. SE, S e NE recuaram, respectivamente, 15,79%, 38,06% e 65,88%. Somente N elevou a ENA, 15,61%.

b) Demanda

Tabela 5.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16
SE/CO	40.025,48	2,71%	1,25%		38.971,30	39.533,00
S	12.510,10	5,47%	6,38%		11.861,71	11.760,08
NE	10.499,77	0,52%	5,52%		10.445,22	9.950,56
N	5.166,70	1,73%	-1,39%		5.078,82	5.239,37
Total	68.202,05	2,78%	2,59%		66.357,05	66.483,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mês a mês, a carga de energia aumentou 2,78% (Tabela 4.2). Todos os subsistemas incrementaram SE/CO 2,71%, S 5,47%, NE 0,52% e N1,73%. Em relação à comparação anual, a carga de

energia total aumentou 2,59%, o que pode dar indício à uma possível retomada da atividade econômica brasileira. N recuou 1,39% e os demais subsistemas elevaram: SE/CO 1,25%, S 6,38% e NE 5,52%.

c) Oferta

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

		fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16
SE/CO	Hidráulica	25.098,81	1,74%	22,95%		24.669,44	20.414,44
	Nuclear	1.782,77	-7,91%	-10,52%		1.935,93	1.992,30
	Térmica	3.035,31	0,81%	-36,22%		3.010,90	4.758,77
	Total	29.916,89	1,02%	10,13%		29.616,27	27.165,51
S	Hidráulica	9.904,60	-10,54%	-16,06%		11.071,56	11.799,49
	Térmica	785,61	6,26%	15,72%		739,30	678,87
	Eólica	391,26	-23,77%	-6,74%		513,23	419,54
	Total	11.081,47	-10,08%	-14,08%		12.324,09	12.897,90
NE	Hidráulica	2.283,34	-0,71%	-16,84%		2.299,68	2.745,66
	Térmica	2.606,78	-3,31%	-3,78%		2.695,88	2.709,15
	Eólica	2.622,33	-14,12%	22,63%		3.053,50	2.138,37
	Total	7.512,45	-6,67%	-1,06%		8.049,06	7.593,18
N	Hidráulica	8.277,33	55,09%	36,31%		5.336,95	6.072,59
	Térmica	936,62	-25,46%	-47,79%		1.256,49	1.794,04
	Total	9.213,95	39,74%	17,13%		6.593,44	7.866,63
Itaipu	Hidráulica	10.491,14	5,14%	-4,47%		9.978,49	10.981,66
	Total	56.055,22	5,06%	7,77%		53.356,12	52.013,84
Total	Térmica	9.147,09	-5,10%	-23,35%		9.638,50	11.933,13
	Eólica	3.013,59	-15,51%	17,81%		3.566,73	2.557,91
	Total	68.215,90	2,49%	2,57%		66.561,35	66.504,88

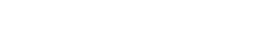
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na Tabela 4.3, a geração de energia total acompanhou a tendência da carga e incrementou 2,49%, na comparação mensal. Com a elevação da disponibilidade hídrica no SIN (Tabela 4.1), a geração hidráulica pôde ser mais utilizada na operação do SIN, elevando 5,06%. Assim, a geração térmica sofreu queda de 5,10%. As eólicas recuaram significativamente, 15,51%, pelo período de maior geração

eólica no SIN ser geralmente em outubro e vir decaindo até completar novo ciclo. Na comparação ano a ano, a geração total também aumentou, 2,57%. A geração hidráulica foi mais utilizada no mês de análise deste ano em comparação com o mesmo mês do ano anterior e aumentou 7,77%. Com isso, a térmica recuou 23,35%. A geração eólica elevou 17,81%, devido à entrada de novos parques no SIN.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16
S - SE/CO	-1.441,33	-560,68%	-229,16%		312,87	1.115,93
Internacional - S	12,29	-91,62%	-43,86%		146,60	21,89
N - NE	2.525,26	66,73%	30,68%		1.514,62	1.932,33
N - SE/CO	1.521,94	-	119,01%		0,00	694,93
SE/CO - NE	463,78	-50,48%	9,11%		936,50	425,04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Devido à redução de disponibilidade hídrica de S e aumento em SE (Tabela 4.1), o intercâmbio de energia ocorreu de SE/CO em direção à S, chegando à 1441 MWmed, segundo à Tabela 4.4. S também recebeu

energia a partir de outros países, 12 MWmed. NE importou 463 MWmed a partir de SE/CO e 2525 MWmed a partir de N. Este, por sua vez, importou 1521 MWmed.

e) Estoque

Tabela 5.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

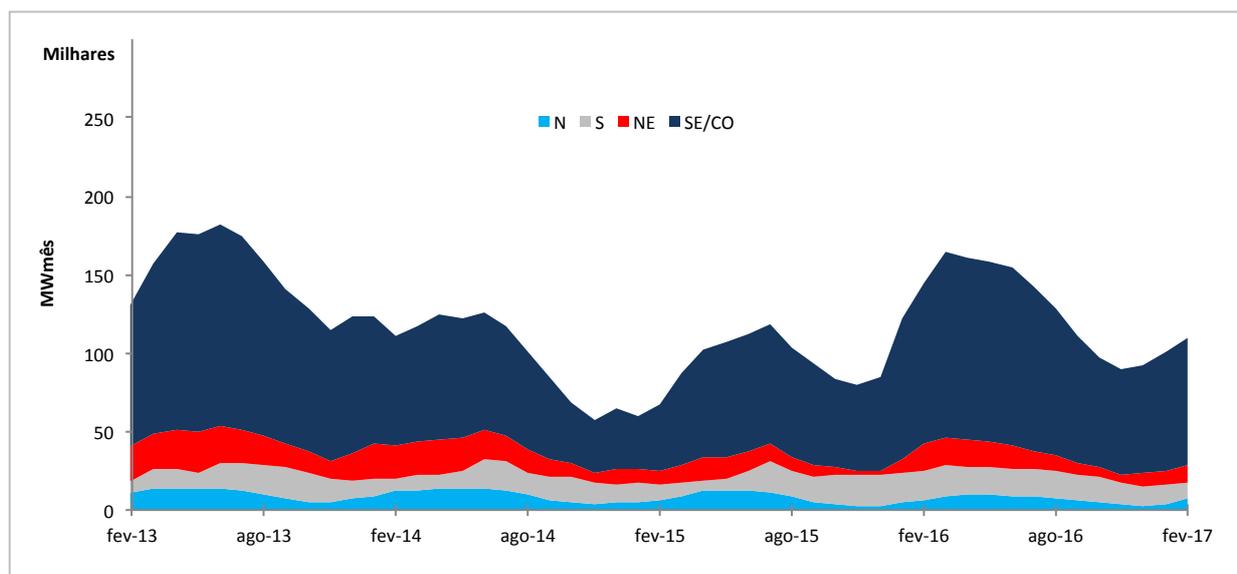
	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendências 12 meses	jan-17	fev-16		
SE/CO	81.803,00	40,23%	7,47%		76.116,00	37,43%	103.227,00	50,89%
S	10.305,00	51,63%	-14,58%		12.064,00	60,45%	18.984,00	95,12%
NE	10.780,00	20,81%	19,42%		9.027,00	17,42%	16.475,00	31,80%
N	7.131,00	47,41%	94,46%		3.667,00	24,38%	6.483,00	43,10%
Total	110.019,00	37,92%	9,07%		100.874,00	34,76%	145.169,00	50,12%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mensal, a Energia Armazenada – EAR incrementou 9,07% e foi bastante influenciada pelo aumento de ENA (Tabela 4.1). Excetuando S, com recuo de 14,58%, todos os demais subsistemas elevaram seus níveis de água nos reservatórios SE/CO 7,47%, NE 19,42% e N 94,46%. Cabe ressaltar a recuperação dos reservatórios de NE que apresentaram 20,81% do nível dos

reservatórios e que estavam em situação bem crítica no início do período úmido (dezembro/16). Na comparação ano a ano, a EAR do SIN recuou 24,21%. Acompanhando o movimento, os subsistemas SE/CO, S e NE reduziram 20,78%, 45,72% e 34,57%, respectivamente, ao mesmo tempo que N elevou 10,00%. O Gráfico 4.1 registra o histórico da EAR no SIN.

Gráfico 5.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) Oferta

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
Hidráulica > 30MW	45.098,52	10,16%	10,14%		40.938,29	40.947,24
Térmica a Gás	4.381,00	-28,66%	-31,66%		6.140,64	6.410,48
Térmica a Óleo	473,43	-29,46%	-66,55%		671,13	1.415,33
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	388,31	6,05%	-28,02%		366,17	539,50
Térmica a Carvão Mineral	1.274,20	-20,67%	-27,76%		1.606,19	1.763,87
Térmica Nuclear	1.090,99	-1,21%	-40,68%		1.104,30	1.839,09
Total Térmica Convencional	7.607,93	-23,06%	-36,43%		9.888,43	11.968,25
Total Convencional	52.706,45	3,70%	-0,40%		50.826,72	52.915,50
Eólica	3.964,80	-12,88%	42,45%		4.551,11	2.783,23
Hidráulica CGH	97,17	12,97%	4,03%		86,01	93,40
Hidráulica PCH	2.822,07	17,00%	0,87%		2.411,96	2.797,65
Térmica a Biomassa	1.753,42	-46,82%	-7,34%		3.297,11	1.892,39
Total Alternativa	8.637,46	-16,52%	14,15%		10.346,19	7.566,67
Térmica - Outros	280,33	-17,11%	-33,89%		338,21	424,06
Total	61.624,24	0,18%	1,18%		61.511,12	60.906,23

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

* "Térmica - Outros" inclui térmica solar, fotovoltaica e outros tipos de geração não convencionais.

A geração total de energia elétrica em dezembro de 2016 foi de 61.624,24 MWmed. Apesar de ter se mostrado estável em relação a novembro de 2016, houve um aumento de 1,18% na comparação anual.

A geração térmica convencional reduziu na comparação mensal (-23,06%) e na comparação anual (-36,43%). A queda brusca verificada na comparação anual foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-31,66%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-66,55%). Na comparação mensal, as térmicas a gás e as térmicas a óleo também reduziram sua geração em 28,66% e 29,46% respectivamente. A geração por térmicas nucleares caiu 1,21% na comparação mensal e 40,68% na comparação anual. Esta queda na geração nuclear pode ser explicada pelo fato de a Usina Angra 2 ter permanecido parada de 14 de novembro a 19 de dezembro para reabastecimento de combustível e a realização de inspeções e manutenções periódicas.

A geração hidráulica aumentou 10,14% em relação a dezembro de 2015. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve um aumento semelhante (+10,16%) na geração hidráulica com potência instalada superior a 30 MW, bem como na geração por PCHs (+17,00%) e CGHs (+12,97%). Na comparação anual, a geração das PCHs se manteve relativamente estável (+0,87%), enquanto as CGHs geraram a mais 4,03%.

A geração por fontes alternativas foi reduzida em 16,52% na comparação mensal, enquanto que na comparação anual aumentou 14,15%. A geração por térmicas à biomassa registrou redução na comparação anual (-7,34%) e na comparação mensal (-46,82%). Já a geração eólica apesar de ter registrado queda de 12,88% na comparação mensal, na comparação anual cresceu 42,45% devido à expansão do parque de aero geradores.

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

		dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
Sistemas Isolados	Residencial	170,65	-2,52%	-28,33%		175,07	238,11
	Industrial	11,46	-29,03%	-47,23%		16,15	21,72
	Comercial	53,90	-11,66%	-42,08%		61,01	93,06
	Outros	92,52	-8,52%	-17,81%		101,13	112,57
	Total	328,53	-7,03%	-29,42%		353,36	465,46
N	Residencial	1.142,92	-4,31%	5,85%		1.194,36	1.079,77
	Industrial	1.749,14	-0,67%	1,14%		1.760,94	1.729,42
	Comercial	546,78	-17,58%	-0,99%		663,39	552,22
	Outros	544,19	7,33%	10,92%		507,03	490,61
	Total	3.983,03	-3,46%	3,40%		4.125,72	3.852,02
NE	Residencial	2.839,87	0,62%	2,84%		2.822,40	2.761,42
	Industrial	2.420,82	-4,87%	-0,25%		2.544,85	2.426,83
	Comercial	1.560,07	-0,44%	0,19%		1.567,02	1.557,17
	Outros	1.672,14	-5,04%	-0,85%		1.760,92	1.686,42
	Total	8.492,90	-2,33%	0,72%		8.695,19	8.431,83
SE/CO	Residencial	8.839,76	-1,89%	1,34%		9.009,91	8.722,49
	Industrial	10.492,71	-7,15%	-0,66%		11.300,91	10.562,31
	Comercial	6.315,40	-0,98%	-5,20%		6.378,17	6.661,79
	Outros	4.273,71	-7,09%	-4,16%		4.600,05	4.459,28
	Total	29.921,58	-4,37%	-1,59%		31.289,04	30.405,88
S	Residencial	2.272,26	0,50%	5,44%		2.261,06	2.155,08
	Industrial	3.407,61	-5,21%	3,11%		3.594,91	3.304,81
	Comercial	1.688,33	7,26%	0,58%		1.574,06	1.678,62
	Outros	1.944,89	9,34%	13,00%		1.778,75	1.721,21
	Total	9.313,09	1,13%	5,12%		9.208,79	8.859,73
Total	Residencial	15.265,46	-1,28%	2,06%		15.462,80	14.956,87
	Industrial	18.081,74	-5,91%	0,20%		19.217,77	18.045,08
	Comercial	10.164,48	-0,77%	-3,59%		10.243,66	10.542,86
	Outros	8.527,45	-2,52%	0,68%		8.747,87	8.470,08
	Total	52.039,14	-3,04%	0,05%		53.672,10	52.014,90

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

*Outros: Rural, Iluminação Pública, Serviço Público, Poder Público, Consumo Próprio.
Industrial: Cativo + Livre.

b) Demanda

O consumo total de energia em dezembro de 2016 foi de 52.039,14 MWmed. O consumo de energia apresentou queda na comparação mensal (-3,04%), apesar de ter se mostrado estável na comparação anual (+0,05%). Com exceção do S, todos os subsistemas reduziram sua demanda de energia na comparação mensal. Em compensação na comparação anual, S, N e NE apresentaram crescimento ao passo que SE/CO e Sistemas Isolados retraíram sua demanda.

O consumo residencial no país, que representou 29,3% do consumo total, apesar de ter crescido 2,06% em relação ao mesmo mês do ano anterior, caiu 1,28% na comparação mensal. Em todos os subsistemas, o setor residencial reduziu a sua demanda de energia na comparação mensal, com exceção de S e NE onde houve um pequeno aumento, 0,50% e 0,62% respectivamente. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, somente os sistemas isolados apresentaram queda na demanda de energia (28,33%).

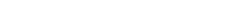
O consumo de energia do setor comercial caiu 0,77% e 3,59% na comparação mensal e na comparação anual respectivamente. Neste setor, foi registrado crescimento do consumo em relação ao mês anterior apenas no S (+7,26%). Na comparação anual, S e NE foram os únicos subsistemas a apresentarem taxa de crescimento ligeiramente positivas, 0,58% e 0,19% respectivamente.

A indústria apesar de ter apresentado demanda de energia relativamente estável em relação ao ano passado, registrou queda de 5,91% na comparação mensal. O consumo da indústria foi reduzido em todos os subsistemas na comparação mensal. Na comparação anual, o consumo da indústria cresceu apenas em N (+1,14%) e S (+3,11%). Esses dados refletem os resultados da Sondagem Industrial do IBRE/FGV¹². Segundo este estudo, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) caiu 4,9 pontos entre outubro e novembro de 2016, passando de 85,7 para 80,8 pontos e o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) reduziu de 74,0% para 72,5%.

Por outro lado, o consumo industrial no mercado livre retraiu 5,39% em relação ao mês anterior, apesar de ter aumentado 29,14% com relação a dezembro do ano anterior. Na comparação mensal, os setores que apresentaram as maiores taxas de crescimento do consumo de energia foram *Comércio, Serviços, Bebidas e Telecomunicações*.

Por outro lado, *Têxteis, Veículos, Metalurgia e Produtos de Metal e Manufaturados Diversos* foram os setores que apresentaram maior redução do consumo de energia na comparação mensal. Na Comparação anual, houve aumento do consumo de energia de todos os setores, com exceção de *Extração de Minerais Metálicos e Transporte*.

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

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
Metalurgia e Produtos de Metal	2.977,28	-11,38%	18,14%		3.359,74	2.520,20
Químicos	1.695,51	-2,83%	2,55%		1.744,98	1.653,32
Madeira, Papel e Celulose	1.077,61	-6,85%	27,50%		1.156,87	845,18
Minerais Não Metálicos	1.047,17	-3,50%	30,52%		1.085,19	802,32
Alimentícios	1.302,38	-0,24%	61,08%		1.305,57	808,52
Manufaturados Diversos	1.095,35	-9,77%	62,18%		1.213,97	675,40
Extração de Minerais Metálicos	753,14	0,86%	-8,65%		746,69	824,41
Serviços	913,37	9,48%	62,80%		834,29	561,05
Veículos	537,48	-16,20%	49,15%		641,37	360,36
Têxteis	359,29	-29,08%	47,51%		506,64	243,58
Comércio	580,62	12,50%	131,66%		516,11	250,64
Transporte	199,92	0,39%	-2,90%		199,14	205,89
Bebidas	203,59	7,80%	27,83%		188,85	159,27
Saneamento	175,83	1,56%	58,59%		173,13	110,87
Telecomunicações	159,03	6,29%	50,09%		149,62	105,96
Total Geral	13.077,56	-5,39%	29,14%		13.822,16	10.126,96

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 47.220,42 MWmed em dezembro de 2016, o que representou crescimento de 10,57% na comparação mensal e de 9,64% na comparação anual.

A garantia física para o mês em questão foi estimada em 51.478,62 MWmed, um valor 2,01% inferior ao do mês anterior e 12,17% superior ao do mesmo mês do ano anterior.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 91,7%, registrando aumento de 12,83% no mês e queda de 2,25% no ano.

A liquidação financeira referente a dezembro de 2016 foi realizada no mês de janeiro e movimentou R\$ 500 milhões dos R\$ 2,37 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 1,62 bilhão restante está relacionado com liminares de GSF do mercado livre ainda vigentes e R\$ 250 milhões representam outros valores em aberto da liquidação.

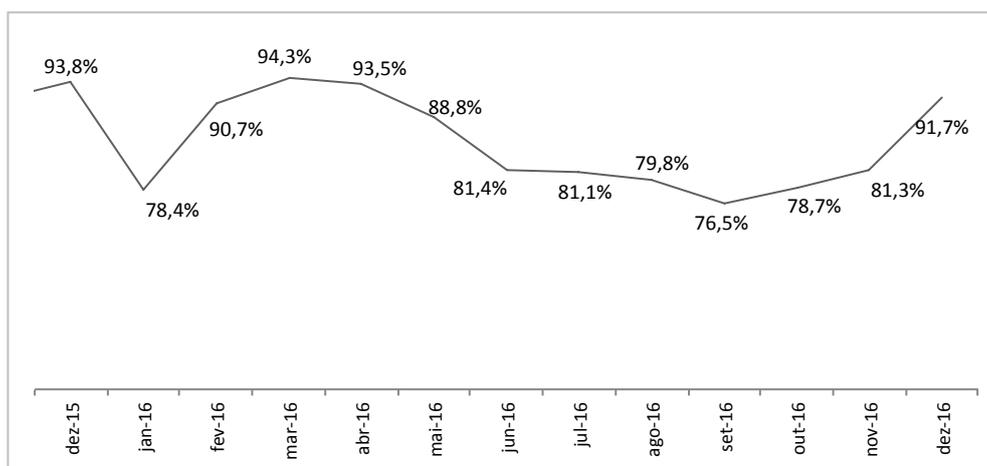
² IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Dezembro/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
Energia Gerada (MWmed)	47.220,42	10,57%	9,64%		42.707,43	43.068,92
Garantia Física (MWmed)	51.478,62	-2,01%	12,17%		52.533,66	45.894,59
Geração/Garantia Física	0,917	12,83%	-2,25%		0,813	0,938

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Gráfico 4.2: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

d) Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Em dezembro de 2016, o PLD médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou redução de 26,63% em todos os subsistemas, alcançando o patamar de R\$121,82/MWh.

Na comparação anual, com exceção do S que apresentou crescimento de 3,99%, em todos subsistemas houve redução do PLD. SE/CO teve redução de 0,96%, NE de 62,09% e N de 31,12%.

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

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendências 12 meses	nov-16	dez-15
SE/CO	121,82	-26,63%	-0,96%		166,05	123,01
S	121,82	-26,63%	3,99%		166,05	117,15
NE	121,82	-26,63%	-62,09%		166,05	321,32
N	121,82	-26,63%	-31,12%		166,05	176,85

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

Ao longo do período, ocorreu o reajuste tarifário da concessionária Ampla. As 2,6 milhões de unidades consumidoras localizadas em 66 municípios do Rio de Janeiro tiveram reajuste de -7,14% na alta tensão e -6,24%

na baixa tensão, o que resultou em uma redução média de 6,51% das tarifas. As novas tarifas entraram em vigor no dia 15 de março.

e) Leilões

Foi republicado o edital da segunda etapa do Leilão nº2/2016 que visa contratação de energia elétrica nos Sistemas Isolados para atendimento aos mercados da concessionária Eletrobras Distribuição Amazonas. O novo edital traz como novidade a possibilidade de que o ganho correspondente seja compartilhado na proporção de 70% para o vendedor e 30% para o comprador, se houver redução do Preço de Referência contratado a ser apurada com base em valores regulatórios estabelecidos em ato normativo da ANEEL. Espera-se que este sinal econômico incentive a adição de fontes renováveis, deslocando o consumo, parcial ou total, de óleo diesel previsto na implantação de Projeto de Referência ou de Projeto Alternativo. De resto, os Contratos de Comercialização de Energia nos Sistemas Isolados (CCESI) poderão alcançar o valor global máximo de R\$ 18,5 bilhões. Serão ofertados seis lotes distribuídos em

55 localidades para atender os mercados da Eletrobras Distribuição Amazonas com potência instalada de 290,96 MW (megawatts) e energia anual requerida de 1,122 milhão de MWh (megawatt-hora). O leilão está previsto para ser realizado em 23/03/2017 em Manaus.

Além disso, no dia 9 de março, foi publicado o edital do Leilão de Transmissão 5/2016 que está previsto para ser realizado em 24/04/2017. Serão leiloados 7.400 km de linhas de transmissão em 20 estados, com investimento previsto de R\$ 13,1 bilhões e Receita Anual Permitida (RAP) máxima de R\$ 2,7 bilhões. Os empreendimentos estão localizados nos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraná, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe e Tocantins, com geração de 28,3 mil empregos diretos.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 01/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a redação final da Resolução que aprova os Regulamentos Técnicos dos Planos de Desenvolvimento que define os conteúdos e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação dos Planos de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural de Grande Produção e de Pequena Produção.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública		CANCELADA
	Audiência Pública		CANCELADA
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 03/2017	
	Descrição	Recolher subsídios para a edição de ato regulatório que decidirá sobre pedido apresentado pela Petrobras S.A., na condição de Operadora do Consórcio Libra, de isenção de cumprimento de conteúdo local da Unidade Estacionária de Produção – UEP Piloto de Libra.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública - Prazo para contribuição		Até 28/03/2017
	Audiência Pública		18/04/17
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 04/2017	
	Descrição	Divulgar a proposta de ajustes na Resolução ANP nº 22, de 11 de abril de 2014, visando aperfeiçoar o processo de responsabilização do detentor do registro pela qualidade de seus produtos e obter subsídios para a redação final da nova Resolução.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública - Prazo para contribuição		Até 22/03/2017
	Audiência Pública		05/04/17
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 05/2017	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais referente à minuta de Resolução de prorrogação, com base na Resolução CNPE nº 4/2017, do prazo da Fase de Exploração por 2 (dois) anos para todos os Contratos de Concessão, assinados em decorrência das 11ª e 12ª Rodadas de Licitações e vigentes.	
	Etapa		Data
	Consulta Pública - Prazo para contribuição		Até 22/03/2017
	Audiência Pública		03/04/17
Objeto	ANP - 4ª Rodada de Acumulações Marginais		
Descrição	Outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de reabilitação e produção de petróleo e gás natural em áreas inativas com acumulações marginais, nos termos da Lei nº 9.478/97, da Lei nº 12.351/10 e da Resolução ANP nº 18/2015		
Etapa		Data	
Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		19/01/17	
Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		03/02/17	
Data-limite para apresentação das garantias de oferta		11/04/17	
Sessão pública de apresentação das ofertas		11/05/17	
Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)		12/05 a 22/05/2017	
Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 20/07/2017	
Data-limite para apresentação das garantias de oferta		11/04/17	
Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso		21/07 a 31/07/2017	
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		21/07 a 22/08/2017	
Assinatura dos contratos de concessão		Até 31/08/2017	
Objeto	MME - Consulta Pública nº 29		
Descrição	Combustível Brasil - Setor de Combustíveis e Derivados de Petróleo: propostas de ações e medidas voltadas para a promoção e a intensificação da livre iniciativa no mercado brasileiro de combustíveis.		
Etapa		Data	
Prazo para contribuição		Até 20/04/2017	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão de Energia Elétrica - nº 05/2016	
Descrição	Concessão de SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, pela menor RECEITA ANUAL PERMITIDA proposta, de forma individualizada para cada LOTE, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura do respectivo CONTRATO DE CONCESSÃO	
	Etapas	Data
Setor Elétrico	PUBLICAÇÃO DO EDITAL (em Português) e divulgação do resumo a que se refere o item 10.9.6 do Edital	09/03/17
	Disponibilização do Edital e respectivos Anexos nos idiomas Inglês e Espanhol	17/03/17
	Disponibilização do MANUAL DE INSTRUÇÃO	17/03/17
	Prazo para solicitação de esclarecimentos sobre o Edital	27/03/17
	Prazo para solicitação de visita às instalações existentes	31/03/17
	Prazo para respostas aos esclarecimentos sobre o Edital	07/04/17
	Prazo para realização de visita às instalações existentes	07/04/17
	INSCRIÇÃO (on-line)	10/04/2017 até 11/04/2017
	Aporte de Garantia de Proposta (on-line)	10/04/2017 até 11/04/2017
	Entrega na BM FBOVESPA das garantias que não possuem certificação	11/04/17
	Prazo para impugnação do Edital	13/04/17
	REALIZAÇÃO	24/04/17
	Entrega na BM FBOVESPA dos Documentos de Habilitação das PROPONENTES vencedoras, em duas vias	10/05/17
	Entrega na CEL/ANEEL, em Brasília-DF, de uma via dos documentos que atestam a viabilidade e exequibilidade do Plano de Negócios da PROPONENTE, conforme previsto nos itens 9.18 e 9.19 do Edital	02/06/17
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL	10/06/17
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União	23/06/17
	Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto	27/06/17
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	14/07/17
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	14/07/17
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	02/08/17
Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO	11/08/17	
Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 15/2016	
Descrição	Obter contribuições acerca da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, em especial sobre os custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição.	
	Etapas	Data
	Prazo para contribuição	Até 03/04/2017
Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 02/2017	
Descrição	Obter subsídios à Base de Dados que subsidiará o estudo de benchmarking de custos operacionais das concessionárias de transmissão, no âmbito da revisão do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET	
	Etapas	Data
	Prazo para contribuição	Até 10/04/2017



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

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

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:

