

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

DEZEMBRO • 2017

12

EDITORIAL

Projeção de produção de petróleo para 2040: OPEP pressionada pelo crescimento do *offshore* brasileiro?

OPINIÃO

Paulo Emílio V. de Miranda

O alvorecer da energia do hidrogênio

Júlia Febraro e Fernanda Delgado

Política energética norte-americana: um ano de Governo Trump

Guilherme Pereira e Mariana Weiss

Redes inteligentes – principais desafios para o caso brasileiro

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

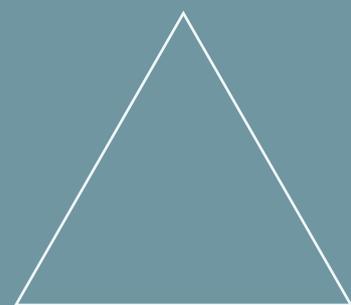
Execução

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	
O alvorecer da energia do hidrogênio	04
Política energética norte-americana: um ano de Governo Trump.....	10
Redes inteligentes – principais desafios para o caso brasileiro	14
▷ Editorial	
Projeção de produção de petróleo para 2040: OPEP pressionada pelo crescimento do <i>offshore</i> brasileiro?	17
▷ Petróleo	22
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	22
Derivados do Petróleo	27
▷ Gás Natural	29
Dados Gerais	29
Produção e Importação	30
Consumo.....	31
Preços	33
Prévia - Setembro 2017	33
Futuro	35
▷ Biocombustíveis	36
Produção.....	36
Preços	38
Consumo.....	38
Importação e Exportação de etanol	40
Decisões recentes que afetam o setor	41
▷ Setor Elétrico	42
Disponibilidade.....	42
Demanda	44
Oferta.....	46
Balanço Energético.....	47
Estoque.....	48
Custo Marginal de Operação – CMO.....	49
Micro e Minigeração Distribuída.....	49
Expansão	50
Tarifas de Energia Elétrica	51
Leilões.....	51
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	52
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	54



OPINIÃO

O ALVORECER DA ENERGIA DO HIDROGÊNIO

*Paulo Emílio V. de Miranda ,
Professor Titular da Universidade Federal
do Rio de Janeiro, UFRJ*

Nós vivemos nesse início do Século XXI uma transição energética em nível global, que levará à descarbonização do sistema energético mundial. Isso requererá a integração de quantidades significativas de energia renovável intermitente e o controle adequado do estoque sazonal de armazenamento de energia.

O hidrogênio e as tecnologias de pilhas a combustível têm grande potencial para proporcionar essa transição

para um sistema energético ambientalmente sustentável. O mundo despertou para a preocupação com o meio ambiente de forma integrada quando da realização da ECO92, a Conferência Mundial para o Desenvolvimento e o Meio Ambiente, realizada no Rio de Janeiro em 1992 no âmbito das Nações Unidas. Uma análise da situação ambiental mundial antes dessa data e desta até o presente mostra resultados alarmantes [1]. Embora o uso de produtos que são fontes de gases halogênicos estratosféricos sob ação de radiação solar ultravioleta e que atuam como destruidores da camada de ozônio tenha reduzido cerca de 68%, permitindo o prognóstico de que haja recuperação significativa da camada de ozônio até a metade desse século, outros resultados apresentaram piora marcante. A disponibilidade per capita mundial de recursos de água fresca decresceu no período 26%, principalmente devido ao acréscimo populacional de 35,5%. Além disso, houve um aumento de 75,3% na quantidade de zonas marinhas litorâneas consideradas mortas, sobretudo por causa do vazamento de fertilizantes e do uso de combustíveis fósseis, o que associado a um aumento anual das emissões de CO₂ em

62,1% e a uma redução de 2,8% na área total de florestas, afetou drasticamente a biodiversidade ao diminuir em 28,9% a abundância de espécies de vertebrados. Acrescente-se a isso o fato de que houve desde 1992 um aumento de 167,6% na temperatura global e que os 10 anos mais quentes em cômputo feito nos últimos 136 anos ocorreram desde 1998 e, dentre, esses, o ano mais quente da série foi 2016.

Como já havia sido previsto, a era do petróleo não terminará por falta dele, mas por causa dos efeitos deletérios do uso de combustíveis fósseis. Contudo, é curioso constatar a evolução no uso de combustíveis experimentado pela nossa sociedade e que há uma descarbonização progressiva em curso, desde o uso intensivo da madeira, depois do carvão, do petróleo e do gás natural [2], sendo ainda hoje todos usados simultaneamente. Além disso, há também uma agregação crescente de densidade energética ao se passar de um a outro combustível e, principalmente, o acréscimo contínuo do teor de hidrogênio. A transição para a era da Energia do Hidrogênio é considerada inexorável e ela se fará com participação marcante das energias renováveis.

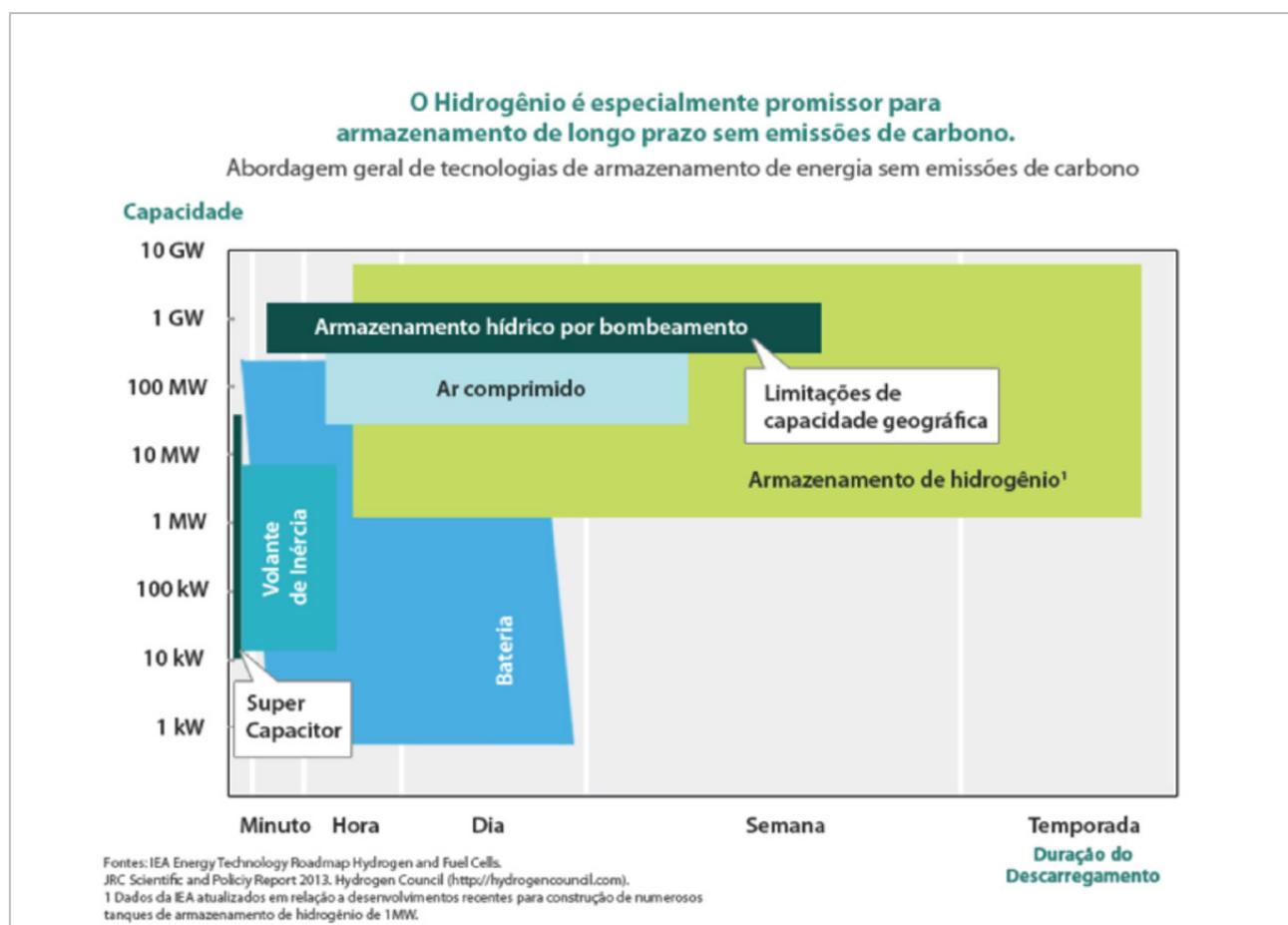
O hidrogênio é um vetor energético. Trata-se de um portador de energia versátil, limpo e seguro, que pode ser usado para produzir eletricidade, calor, potência e ainda encontra aplicação como matéria prima na indústria. O hidrogênio pode ser armazenado e transportado com alta densidade energética nos estados líquido ou gasoso e deve ser produzido a partir de matérias primas que o contêm e uma fonte energética. A quase totalidade das 60 milhões de toneladas de hidrogênio usadas anualmente no mundo, ainda como um produto químico, nas indústrias química, petroquímica, siderúrgica, alimentícia e mecânica, é produzida a partir da reforma a vapor do metano, que, por isso, constitui o seu método mais econômico de produção. Consequências diretas desse conhecimento acumulado incluem agregar técnicas de captura e armazenamento ou de reutilização do CO₂ gerado ou ainda do uso de bio-metano para zerar as emissões de carbono na produção de hidrogênio. Isso também pode ser alcançado através da produção de

hidrogênio por eletrólise da água usando energias renováveis ou através da gaseificação de biomassas, o que abre uma imensa perspectiva para o Brasil.

81,7% da energia elétrica gerada no Brasil em 2016 teve origem renovável, sendo 68,1% produzida em usinas hidrelétricas [3]. Elas oferecem as possibilidades de utilizar energia vertida turbinável e o excesso de geração em relação à demanda resultante da operação das turbinas em regime permanente com alta potência para a produção de hidrogênio por eletrólise da água. Além disso, as energias eólica, principalmente, e solar experimentam crescimento significativo no país e o uso de energias do mar representam um potencial adicional a ser explorado para aplicação da eletrólise. No último ano, houve um aumento de 55% na geração eólica do país. Fortuitamente, o período de secas, no inverno, que prejudica a disponibilidade hidrelétrica, coincide com a maior disponibilidade eólica e com a safra da cana de açúcar, a qual oferta grandes toneladas de biomassa. Considerando ainda a importância do agronegócio no país, tem-se admirável disponibilidade adicional de biomassas e o potencial de geração solar do país é marcante durante o ano.

Estes fatos habilitam o Brasil a produzir hidrogênio para fins diversos e também para utilizá-lo como forma de gerar e armazenar energia. A Figura 1 mostra uma comparação entre diferentes formas de armazenamento de energia sem emissões de carbono, levando em conta a potência armazenada em função do tempo para descarregá-la. Os supercapacitores e volantes de inércia têm capacidade de pequena a média, com tempos muito pequenos para o descarregamento. As baterias armazenam potências maiores, desde que não seja por tempos elevados. Ainda podem-se realizar armazenamentos de energia com ar comprimido e através do bombeamento hídrico com potências elevadas, por tempo de descarregamento da ordem de grandeza de semanas. Mas, como se observa, somente o hidrogênio é capaz de armazenar elevadas potências por tempos prolongados, que atingem temporadas entre estações do ano, e o caracteriza como o portador de energia que é capaz de armazenar grandes quantidades de energia.

Figura 1 – Comparação entre métodos de armazenamento de energia sem emissões de carbono.



Adaptado da ref. 4.

Uma vez produzido e armazenado em tanques pressurizados ou até em cavernas salíferas ou aquelas total ou parcialmente exauridas de combustíveis fósseis, existem várias opções para o transporte seguro do hidrogênio. Estas incluem aquelas já utilizadas para o transporte de combustíveis fósseis, tais como sob formas gasosa ou líquida em caminhões ou navios e o bombeamento de hidrogênio gasoso em tubulações próprias para tal ou por compartilhamento com a infraestrutura existente para o transporte do gás natural. Além disso, há a alternativa do uso de carreadores orgânicos líquidos de hidrogênio para armazenamento e transporte, tal como a amônia.

O uso energético do hidrogênio é baseado nas pilhas a combustível, dispositivo que provavelmente representará para o Século XXI importância análoga a que tiveram os

computadores no Século XX. Tratam-se de conversores de energia de alta eficiência, por fazerem a conversão da energia química do combustível em energia elétrica e calor através de reações eletroquímicas, por isso, não limitadas pelo Ciclo de Carnot, como o são as máquinas térmicas. Dentre os diversos tipos de pilhas a combustível existentes, duas tecnologias se destacam em nichos de aplicação atualmente. Uma delas é a pilha a combustível com eletrólito de membrana polimérica, PEM, e a outra é a pilha a combustível de óxido sólido, PaCOS. Para ambas o hidrogênio é o melhor combustível, sendo que a PEM é muito sensível à presença de monóxido de carbono como contaminante, o qual prejudica progressivamente a atividade eletrocatalítica do seu anodo. A PaCOS, que funciona em altas temperaturas, é muito versátil na opção de combustíveis, possibilitando o uso direto do

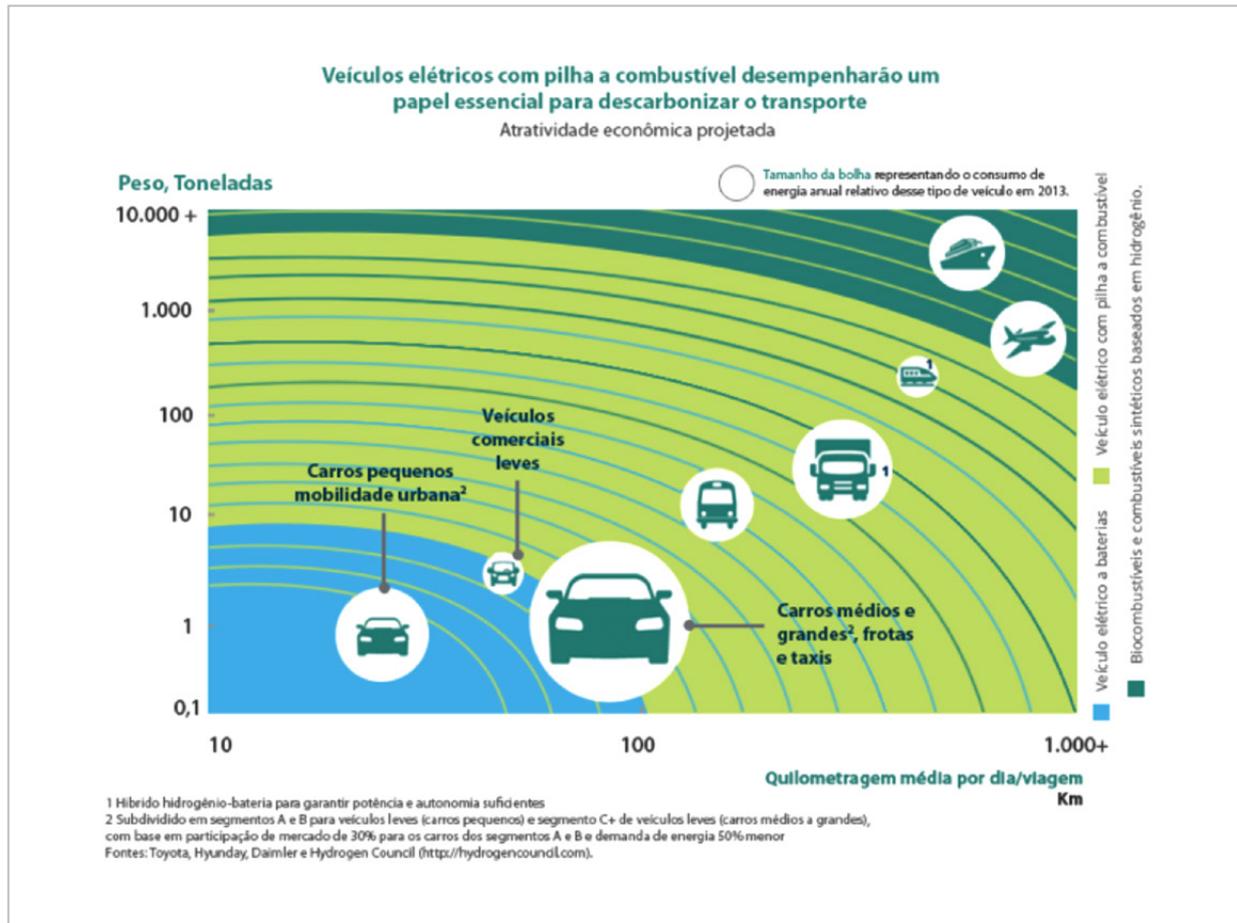
etanol [4], do metano [5] e até do monóxido de carbono, sendo, entretanto, sensível à presença de enxofre. Uma parceria público-privada criada no Japão implantou, usando a sua rede de distribuição de gás natural, a geração distribuída de eletricidade e calor com sistemas PEM e PaCOS de baixa potência em mais de 200.000 residências. Há perspectivas de que até 2020 os subsídios hoje existentes já sejam significativamente reduzidos ou retirados e que a rede se expanda para 1,4 milhão de residências, coincidindo com as primeiras Olimpíadas da Era do Hidrogênio naquele país, quando automóveis e ônibus comporão mobilidade urbana elétrica com uso de hidrogênio. A eletrificação do transporte com uso de hidrogênio é uma tendência mundial. Embora todas as grandes empresas automobilísticas tenham atualmente veículos a hidrogênio, alguns já comerciais, e que a rede de estações de abastecimento de hidrogênio existente hoje no mundo supere 300 unidades e deverá ultrapassar 1.000 em 2020, são os ônibus o principal foco das aplicações atuais. Estes são silenciosos, não poluentes, com elevada taxa de disponibilidade para o uso, confortáveis para o motorista e passageiros, constituem transporte de massa e têm a vantagem de realizar abastecimento centralizado, na garagem, o que simplifica a infraestrutura requerida. A União Europeia lançou edital de compra de mais de 600, a China busca adquirir 2.000 e o Brasil desenvolveu a sua própria tecnologia para o setor [5]. Este poderá ser um fator importante para o combate à poluição urbana em grandes metrópoles brasileiras, onde o seu uso é intenso. Cerca de 18.000 ônibus rodam na Região Metropolitana do Rio de Janeiro. Facilita esta investida o fato de o Brasil ser um grande produtor de ônibus, com fábricas nacionais. Fato que não ocorre no âmbito dos automóveis, já que o amplo espectro de fábricas aqui instaladas é constituído por empresas estrangeiras. O Brasil tem hoje vantagem relativa a outros países por ter sido o único país do mundo a já ter feito uma transição de combustível automobilístico em larga escala e com sucesso, mas seus fabricantes de veículos com motores flexfuel são transnacionais e poderão, eles próprios, migrar para outra tecnologia não dominada no país.

O passo a ser dado agora no mundo e no Brasil é a descarbonização do transporte, em todos os níveis. Isso deverá ser feito com o uso de veículos de emissão nula

com motorização a hidrogênio, tais como os veículos elétricos com pilhas a combustível, assim como com os veículos elétricos a baterias e ainda com as combinações híbridas daí resultantes. A Figura 2 explora estas opções para diferentes modos de transporte, considerando a capacidade de carga a ser transportada e a autonomia diária ou por viagem. Os veículos de frotas empresariais, tais como os veículos comerciais leves e os ônibus, representam nichos atuais de aplicação da mobilidade elétrica com hidrogênio, pela decrescente diferença financeira com os convencionais, as facilidades em termos de infraestrutura requerida para reabastecimento e manutenção e, principalmente, pelas imensas vantagens ambientais. Em algumas cidades, como em Stuttgart, na Alemanha, a população decidiu acionar judicialmente a prefeitura por não lhe prover ambiente urbano despoluído.

A Parceria Internacional para o Hidrogênio e Pilhas a Combustível na Economia – IPHE (www.iphe.net), que congrega vários países, dentre os quais o Brasil, incentiva o estabelecimento de políticas públicas nacionais e regionais sobre energia do hidrogênio. A Agência Internacional de Energia estabeleceu um roteiro tecnológico para a adoção do uso do hidrogênio e de pilhas a combustível para fins energéticos (<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>), e o Hydrogen Council (<http://hydrogencouncil.com>) tomou a decisão de investir pelo menos 2 bilhões de Euros nos próximos 5 anos para implantar a energia do hidrogênio no mundo. Em nível nacional, foi recentemente criada a Associação Brasileira do Hidrogênio, a qual participa da organização da Conferência Mundial de Energia do Hidrogênio (www.whec2018.com), que ocorrerá no Rio de Janeiro de 17 a 22 de junho de 2018, 26 anos depois da realização da ECO 92. Estes fatos demonstram de forma contundente a inexorabilidade do uso energético do hidrogênio no futuro próximo. Isso contribuirá para a descarbonização do atual sistema de energia e envolverá o aumento da eficiência energética, o decréscimo no uso de combustíveis fósseis, o maior uso de energias renováveis intermitentes, a diminuição da emissão de poluentes, que trará efeitos positivos sobre o clima através do aumento no uso de portadores de energia com emissão nula, tais como a eletricidade e o hidrogênio.

Figura 2 – Comparação entre métodos de armazenamento de energia sem emissões de carbono.



Adaptado da ref. 4.

REFERÊNCIAS

1. William J. Ripple, Christopher Wolf, Mauro Galetti, Thomas M Newsome, Mohammed Alamgir, Eileen Crist, Mahmoud I. Mahmoud, William F. Laurance, "World Scientists' Warning to Humanity: A Second Notice", BioScience, in-press, 2017.
2. P. E. V. de Miranda, "Combustíveis – materiais essenciais para prover energia à nossa sociedade", Matéria, Vol. 18, No.3, 2013.
3. Balanço Energético Nacional, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf, 2017.
4. "How Hydrogen Empowers the Hydrogen Transition", Hydrogen Council, <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/06/Hydrogen-Council-Vision-Document.pdf>, 2017.
5. P.E.V. de Miranda, S.A. Venâncio, H.V. de Miranda, "Method for the direct oxidation and/or internal reforming of ethanol, solid oxide fuel cell for direct oxidation and/or internal reforming of ethanol, catalyst and multifunctional electrocatalytic anode for direct oxidation and/or internal reforming of ethanol". US Patent 9,431,663 B2, August 30, 2016.
6. P.E.V. de Miranda et al., "Method for the production of light hydrocarbons from gas with high methane content, a solid oxide fuel cell used for the production of light hydrocarbons from gas, with high methane content, and a catalyst for the production of light hydrocarbons from gas with high methane content". US Patent 9,281,525 B2, March 8, 2016.
7. P.E.V. de Miranda, E.S. Carreira, U.A. Icardi, G.S. Nunes, "Brazilian hybrid electric-hydrogen fuel cell bus: Improved on-board energy management system", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 42, pp. 13949 – 3959, 2017.



Paulo Emílio V. de Miranda possui Graduação, Mestrado e Doutorado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e pós-doutoramentos na École Centrale de Paris e na Université de Paris-Sud, França. É Professor Titular da Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, onde atua nos Programas de Engenharia Metalúrgica e de Materiais e de Engenharia de Transportes, do Instituto Alberto Luiz Coimbra de PósGraduação e Pesquisa em Engenharia, COPPE/UFRJ, e da Escola Politécnica, onde dirige o Laboratório de Hidrogênio. Realiza trabalhos de pesquisa e desenvolvimento em áreas relacionadas ao uso energético do hidrogênio, tais como: pilhas a combustível de óxido sólido; desenvolvimento de ônibus e embarcações com tração/propulsão elétrica em sistema híbrido com pilha a combustível; barreiras de difusão para o hidrogênio através de nitretação iônica por plasma pulsado e inovação tecnológica. Possui 15 patentes depositadas, sendo 7 concedidas. É Presidente da Associação Brasileira do Hidrogênio; Representante brasileiro na Parceria Internacional para o Hidrogênio e Pilhas a Combustível na Economia, IPHE; Membro do Corpo de Diretores da Associação Internacional de Energia do Hidrogênio, IAHE; Membro do Comitê Consultivo do Fórum Europeu de Pilhas a Combustível, EFCF; Presidente da Conferência Mundial de Energia do Hidrogênio, WHEC 2018; Editor da revista Matéria.

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



OPINIÃO

POLÍTICA ENERGÉTICA NORTE-AMERICANA: UM ANO DE GOVERNO TRUMP

*Júlia Febraro e Fernanda Delgado,
Pesquisadora na FGV Energia e
Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia*

Há pouco mais de um ano Donald Trump chegava à Casa Branca, após uma campanha marcada por declarações polêmicas e contraditórias e sem ter apresentado propostas concretas de política energética. Sua vitória significava uma reviravolta nas prioridades energéticas e ambientais norte-americanas: durante os oito anos da administração Obama foram empenhados esforços no combate às mudanças climáticas e no incentivo às fontes renováveis, com políticas

de eficiência energética e investimentos em energia limpa jamais feitos por outro presidente.

É possível interpretar as políticas energéticas das administrações Democratas e Republicanas, cujas diferenças significativas estiveram relacionadas com os seguintes aspectos-chave: i) independência e segurança energéticas; ii) papel dos combustíveis fósseis; iii) mudanças climáticas e iv) papel das energias renováveis. Tradicionalmente, o tema de maior divergência entre os partidos tem sido o das mudanças climáticas. Se, por um lado, os Democratas veem as mudanças climáticas como uma das maiores ameaças da geração atual e reconhecem a importância de uma liderança internacional assumida pelos Estados Unidos para combatê-las, por outro, os Republicanos não acreditam sequer nesse fenômeno, não usam os termos “mudanças climáticas” e “aquecimento global” em sua plataforma, e por isso defendem que a solução para estes problemas não pode recair sobre a economia americana.

Além disso, os Democratas defendem o desenvolvimento energético sustentável e a maior participação de fontes

renováveis na matriz, por meio da ampliação de incentivos ao desenvolvimento de tecnologias limpas em território americano. Os Republicanos, por sua vez, saem em defesa dos recursos domésticos, sejam eles tradicionais ou alternativos, enfatizando a importância dos empregos criados nas indústrias de energia.

Isto posto, é questionável até que ponto a vitória de Donald Trump representa uma ameaça à continuidade dos instrumentos e políticas adotados durante a Administração Obama. A mudança para uma Administração Republicana significou uma reviravolta nas prioridades energéticas e ambientais nos próximos anos.

Durante sua campanha eleitoral, Trump deixou claro que em seu governo estaria terminada a chamada “guerra contra o carvão” que, segundo ele, contribuía para acabar com milhares de postos de trabalho no país além de estar pondo em risco o abastecimento de energia dos Estados Unidos¹. Adicionalmente, nos anos de governo Obama, a EPA (*United States Environmental Protection Agency*) foi a principal agência responsável por liderar os esforços no combate às mudanças climáticas. Após a escolha, por Donald Trump, de Scott Pruitt² como novo chefe da EPA, ficaram claras as intenções de encolhimento do papel da agência assim como de mudanças no relacionamento desta com os estados. Como advogado de Oklahoma, Pruitt começou a ganhar visibilidade, e chegou a ser considerado um dos melhores do estado desde 2011, sempre apoiando a indústria de combustíveis fósseis assim como adotando uma posição cética com relação às mudanças climáticas. O objetivo de Donald Trump com a liderança de Pruitt na EPA era frear as políticas climáticas estabelecidas durante a Administração Obama.

Assim que chegou à Casa Branca, Donald Trump assinou, em janeiro (2017), dois Atos Executivos com o objetivo de dar continuidade aos polêmicos projetos de construção dos oleodutos de Keystone XL e de Dakota Access³, através

dos quais deve fluir grande parte do petróleo oriundo do Canadá. Ambos os projetos haviam sido barrados por Barack Obama devido a questões ambientais. Um mês depois, fevereiro (2017), Trump e legisladores republicanos derrubaram a *Stream Protection Rule*, que proibia a mineração em até 100 pés⁴ abaixo da superfície de córregos e também reforçava os requisitos para a realização de estudos ambientais e a limpeza de minas.

Ainda na direção de frear as políticas climáticas estabelecidas na Administração Obama, em março (2017), Trump ordenou a revisão dos padrões federais de eficiência de combustível para veículos. E alguns dias depois assinou um decreto para acabar com o *Clean Power Plan*⁵, um marco do governo Obama no combate às mudanças climáticas, que consistia em metas de redução de emissões para as centrais elétricas – que nunca antes haviam sido submetidas a controle de emissões – e também em metas personalizadas para os estados norte-americanos.

Cumprindo com suas promessas de campanha, ainda em março, Trump tentou reverter as regras de controle de metano em perfurações domésticas, consideradas por ele desnecessárias, mas que encontraram respaldo no Congresso. No mês de abril foi emitida uma ordem executiva que revogava uma proibição de perfuração em grande parte do Oceano Ártico dos EUA e partes do Atlântico e, adicionalmente, a mesma ordem executiva buscou expandir as perfurações offshore, ao ordenar ao Departamento do Interior que criasse um novo cronograma quinquenal para locação de blocos da plataforma continental dos EUA para exploração de petróleo e gás natural.

Como ápice da contramão mundial e mais comentada medida do presidente americano, ainda no primeiro semestre deste ano Trump anunciou a retirada dos Estados Unidos do Acordo de Paris. Assinado em 2015 por quase 200 países comprometidos a limitar em dois graus Celsius o aumento da temperatura global neste século,

¹ Os Estados Unidos possuem reservas de carvão estimadas em 480 bilhões de toneladas, uma das maiores do mundo (EIA, 2017).

² Advogado e político republicano do estado de Oklahoma.

³ https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2017/01/24/trump-gives-green-light-to-dakota-access-keystone-xl-oil-pipelines/?utm_term=.c09c8d778e8c

⁴ Equivalente a aproximadamente 30 metros

⁵ <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2017/03/28/presidential-executive-order-promoting-energy-independence-and-economy-1>

o Acordo foi o maior passo já dado pela humanidade em direção à descarbonização do planeta. Ao colocar as dimensões ambiental e energética em um mesmo patamar, a administração Obama havia colocado os Estados Unidos em uma posição de liderança no combate às mudanças climáticas. Pela primeira vez tomava forma um novo consenso global, com *policymakers* de todo o mundo aceitando a realidade do aquecimento global e unindo esforços para combatê-lo, no qual o peso dos Estados Unidos oferecia, evidentemente, maior grau de legitimidade ao processo de concertação internacional.

Entretanto, graças ao descentralizado sistema energético, os estados norte-americanos⁶ são importantes atores no combate às mudanças climáticas e nos esforços ligados à transição energética. Grande parte deles tem pressionado por maiores investimentos em eficiência energética e tem estabelecido metas próprias de redução de emissões no longo prazo. Um dos programas mais ambiciosos foi estabelecido pelo estado da Califórnia, visando a redução de 40% das emissões de GEE até 2030, com base nos níveis de 1990 (California Air Resources Board, 2016)⁷.

Portanto, muitos estados estão em desalinho com as decisões tomadas pela Casa Branca e têm dado voz aos seus descontentamentos com o atual presidente. A chamada *U.S. Climate Alliance*⁸ foi formada em resposta à decisão do governo federal de saída do Acordo de Paris e é a mais recente demonstração da força dos estados norte-americanos: os 14 estados⁹ participantes se mantêm comprometidos com as metas do Acordo de Paris, visando a redução de 26% a 28% das emissões de GEE em 2025, a níveis de 2005.

Juntos, os estados participantes respondem por mais de 36% da população dos Estados Unidos, representam

pelo menos US\$ 7 trilhões no PIB do país e empregam 1,3 milhão de pessoas nos setores de energia limpa e eficiência energética. Os três princípios da Aliança são: i) os estados continuarão a liderar os esforços no combate às mudanças climáticas; ii) as ações a nível estadual estão beneficiando as economias dos estados e fortalecendo as comunidades dos mesmos; e iii) mostrar ao país e ao mundo que mesmo ambiciosas, as ações no combate às mudanças climáticas são possíveis.

Em contrapartida, pelo lado dos combustíveis de origem fóssil, os EUA têm caminhado a largos passos no sentido de incrementar sua produção de carvão, de GNL e de gás natural a partir de reservatórios de baixa permeabilidade. No âmbito energético geopolítico, alavancado pela sobre oferta de gás natural, o governo Trump tem investido na abertura do mercado de GNL, cuja capacidade de processamento deverá crescer quase sete vezes até 2019, com a abertura de cinco terminais de exportação¹⁰. Os Estados Unidos terão que competir com outros grandes exportadores de GNL, como Qatar, Malásia e Austrália, mas projeções¹¹ colocam os Estados Unidos como o terceiro maior em 2020, superando a Malásia. Para Trump, o incremento das exportações de GNL é um pilar central de seu plano para alcançar a chamada “energy dominance” (White House, 2017)¹², não só ao garantir segurança energética nacional, mas também ao expandir as influências no resto do mundo, estreitando relações com Europa e Ásia.

Além disso, recentemente, os preços do Brent valorizaram significativamente (cerca de 50%) em apenas cinco meses, atingindo a máxima de US\$ 64 por barril em 06 de novembro, o maior patamar desde junho de 2015. Sanções dos Estados Unidos impostas ao Irã, relacionadas ao programa nuclear iraniano, geraram incertezas quanto à capacidade do terceiro maior produtor de petróleo da OPEP em contribuir,

⁶ Como definido na Constituição, os governos estaduais dos Estados Unidos são unidades institucionais que exercem algumas das funções do governo em um nível abaixo do governo federal. O governo de cada estado possui autoridade fiscal, legislativa e executiva, sobre um território geográfico definido.

⁷ <https://www.arb.ca.gov/cc/pillars/pillars.htm>

⁸ Aliança criada pelos governadores Andrew Cuomo (Nova York), Jay Inslee (Washington) e Jerry Brown (Califórnia), em resposta à decisão do governo federal de retirar o governo dos EUA do Acordo de Paris.

⁹ Califórnia, Colorado, Connecticut, Delaware, Hawaii, Massachusetts, Minnesota, Nova York, Carolina do Norte, Oregon, Porto Rico, Rhode Island, Vermont, Virginia e Washington.

¹⁰ CNBC (2017): <https://www.cnbc.com/2017/11/08/trumps-china-trip-is-a-test-for-us-natural-gas-exports.html>

¹¹ Reuters (2017): <https://www.reuters.com/article/us-grigas-Ing/commentary-a-win-for-trumps-gas-diplomacy-idUSKCN1BB01K>

¹² <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2017/06/27/president-donald-j-trump-unleashes-americas-energy-potential>

ou manter, sua produção de petróleo¹³. Isso ocorre pois novas sanções do Congresso norte-americano podem interromper o desenvolvimento da indústria petrolífera iraniana, cuja participação na OPEP dependia do sucesso do acordo nuclear, negociado desde janeiro de 2016.

Por fim, também é preciso destacar as sanções norte-americanas impostas à Venezuela. Após a convocação da Assembleia Constituinte da Venezuela para reescrever a Constituição do país, Nicolás Maduro foi acusado pelos Estados Unidos de transformar o país em uma ditadura. Foram impostas sanções financeiras contra o governo Maduro, acusado de violações de direitos humanos e subversão da democracia. Adicionalmente, Donald Trump ameaçou que bloquearia as exportações de petróleo da Venezuela para os Estados Unidos, que já são da ordem de 777 mil barris por

dia. Mas tendo em vista os impactos que seriam sentidos nos preços dos combustíveis em território norte-americano, a medida ficou só na ameaça por enquanto.

Enfim, o resumo de um ano de política energética e ações nesse setor da Administração Trump sintetizam maiores incentivos para aumento da participação de combustíveis fósseis na matriz, a descontinuidade de importantes programas ambientais e ameaças não concretizadas de sanções e embargos contra governos de outras províncias petrolíferas. Em suma, o Governo Trump não tem colaborado em nada com os novos rumos energéticos que o mundo tem tomado, pelo contrário, à parte iniciativas isoladas de alguns Estados, os EUA como país retrocede a passos largos graças ao seu novo governante. Observemos os próximos três anos.



Fernanda Delgado é Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (Engenharia), com dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Experiente na concepção e construção de planos de negócios para empresas de óleo e gás, estudos de viabilidade financeira de projetos e avaliação de empresas. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico-financeira e inteligência competitiva.



Júlia Febraro é Pesquisadora na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Experiência na área de mobilidade urbana, tendo contribuído para o projeto “Demanda por investimentos em mobilidade urbana no Brasil” do Departamento de Mobilidade Urbana do BNDES. Na FGV Energia, suas áreas de atuação são petróleo, transição energética, veículos elétricos e políticas industriais relacionadas ao setor energético. Além disso, também estuda as implicações para o Brasil e o mundo das políticas energética e ambiental norte-americanas.

¹³ EPE (2017)

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



OPINIÃO

REDES INTELIGENTES – PRINCIPAIS DESAFIOS PARA O CASO BRASILEIRO

*Guilherme Pereira e Mariana Weiss,
Pesquisadores na FGV Energia*

As redes inteligentes ou (*smart grids*, em inglês) têm sido um tema de destaque no setor elétrico nos últimos anos. Contudo, essa inovação, apesar de apresentar inúmeros benefícios, ainda deve vencer uma série de desafios para sua larga inserção no mercado brasileiro, como mostrou o Projeto de P&D Estratégico da ANEEL nº 11/2010 “Programa Brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes”.

O conceito de redes inteligentes é amplo e engloba uma série de tecnologias, como medidores inteligentes, automação de rede, telecomunicação a geração distribuída etc. Tais tecnologias ao serem incorporadas à infraestrutura de sistemas de energia elétrica podem beneficiar consumidores, distribuidoras e a sociedade como um todo.

Para as distribuidoras, alguns dos possíveis benefícios seriam a redução de custos operacionais devido à possibilidade de realizar leituras, cortes e religações de forma remota; a maior precisão para identificar eventuais problemas na rede tais como falhas, interrupções, quedas de fio e furto; a redução dos gastos relativos ao pagamento de multas por interrupção e reembolsos por equipamentos elétricos danificados devido a falhas; a redução das perdas não técnicas; a prestação de novos serviços, dentre outros. Além disso, perante a expectativa de expansão da micro e minigeração distribuída, investimentos em redes inteligentes podem colaborar para a distribuidora ter um controle mais eficiente da rede sem perda na qualidade da energia ofertada ao consumidor.

Todos estes benefícios das redes inteligentes para a distribuição acabam sendo enxergados pelo consumidor de energia elétrica. Além da modernização da rede propiciar o aumento da qualidade dos serviços energéticos através da redução do número e duração das interrupções, a medição inteligente possibilitará ao consumidor um papel mais ativo e um consumo mais consciente decorrente da possibilidade de controle em tempo real da sua fatura de energia. Entretanto, apesar de gerar alguns benefícios principalmente no que tange à qualidade do serviço prestado pela distribuidora, o investimento em redes inteligentes não está associado necessariamente a uma redução tarifária, o que pode ser encarado como uma desvantagem do ponto de vista do consumidor.

Logo, para seu pleno desenvolvimento, as distribuidoras precisam superar diversos entraves no que tange à percepção dos seus clientes e, principalmente, à remuneração destes investimentos. Como a implantação das redes inteligentes está associada a um alto montante de investimento inicial em medidores inteligentes, infraestrutura de TI e telecomunicação, a garantia de remuneração do investimento feito por parte das distribuidoras é um dos pontos cruciais para a inserção das redes inteligentes no mercado nacional.

Atualmente, as distribuidoras tomam suas decisões de investimento com o objetivo de atender às suas demandas de mercado de modo a zelar pela manutenção da qualidade dos serviços prestados. A remuneração destes investimentos ocorre normalmente no próximo processo de revisão tarifária, sob inspeção da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Neste processo, a ANEEL é responsável apenas por verificar se houve prudência nos investimentos e se estes estão em conformidade com as regras regulatórias para serem incluídos na base de remuneração de ativos e na base de custos operacionais das distribuidoras. Uma vez considerados como investimentos prudentes, a ANEEL define os custos regulatórios considerados razoáveis dado certo nível de eficiência a serem aplicados no processo de revisão tarifária, que podem ser maiores ou menores do que os custos realmente dispendidos pela distribuidora. Seguindo um modelo de tarifação pelo

custo, tais custos regulatórios praticados no processo de revisão tarifária são geralmente estimados com base em um processo de benchmarking, em que são levantados para uma determinada categoria de investimento os custos realizados pelas distribuidoras em território nacional ou disponíveis para outros casos de referência, inclusive internacionais.

O benchmark atualmente disponível na ANEEL para investimentos em medição tem como base os custos de medidores convencionais, que podem ser até dez vezes mais baratos do que os medidores inteligentes. Desta forma, uma distribuidora que optasse pela troca massiva de medidores, estaria correndo um alto risco de que seu investimento não fosse integralmente remunerado no processo de revisão tarifária. A distribuidora que decidisse fazer este investimento deveria estar atenta também quanto à amortização de seus medidores antigos. Caso esta decida investir na modernização do seu parque de medidores, o investimento feito nos medidores antigos ainda não amortizados deve ser retirado da base de remuneração da distribuidora, pois a ANEEL considera imprudente que o consumidor arque com os custos de investimento em duas tecnologias de medição diferentes para o mesmo fim.

Além da questão da remuneração dos ativos, outro entrave comumente identificado quanto a investimentos em redes inteligentes é a incerteza decorrente da rápida obsolescência dos equipamentos. Como a tecnologia de medição ainda está em um processo pungente de desenvolvimento, um equipamento instalado, por exemplo, esse ano pode se mostrar obsoleto em termos de funcionalidades e performance em um curto espaço de tempo. Isso ocorreu por exemplo na Itália, que foi um dos primeiros países a fazer a adoção massiva de medidores inteligentes.

Logo, muitas das distribuidoras brasileiras preferem aguardar para investir na modernização de sua rede quando a tecnologia de medição já estiver consolidada e assim não arcar com o possível custo do pioneirismo. Este risco somado ao longo processo de homologação de medidores junto ao INMETRO acaba por contribuir para o adiamento de investimentos.

No caso brasileiro, os investimentos em redes inteligentes apresentam ainda um alto risco cambial. Como boa parte de seus componentes e/ou equipamentos devem ser importados, os investimentos em redes inteligentes ficam condicionados às variações cambiais. Existem inclusive projetos pilotos no Brasil cujo o número de instalações de medidores inteligentes precisou ser consideravelmente reduzido dado a valorização do dólar frente ao real.

Ademais, do ponto de vista estratégico, a falta de desenvolvimento de tecnologias nacionais deixa o setor refém de aparelhos que foram desenvolvidos em outros países cujas demandas podem diferir do mercado nacional. É importante imaginar que embora a tecnologia esteja bem difundida em países com elevada modernização da rede, é

preciso ainda analisar quais adaptações seriam necessárias para o caso brasileiro. Dessa forma, uma política de incentivo à nacionalização da indústria sem dúvida poderia reduzir os custos e alavancar as redes inteligentes no Brasil.

Isto posto, embora existam diversos benefícios decorrentes do investimento em redes inteligentes, a sua vasta implantação no Brasil requer que diversas questões sejam superadas no âmbito tecnológico, econômico e regulatório. Contudo, a questão primordial que ainda permanece sem resposta para o mercado brasileiro é, uma vez que a adoção das redes inteligentes não necessariamente implicará em redução tarifária, quem arcará com os custos de investimentos em redes inteligentes? O setor elétrico brasileiro continua aguardando a resposta.



Guilherme Pereira é Pesquisador na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (Métodos de Apoio à Decisão) pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisador visitante na Universidade Técnica de Munique (TUM), Alemanha. Dentre seus interesses destacam-se: cópulas, séries temporais, modelos não lineares, modelos estatísticos em grandes dimensões, representação de incerteza e econometria. Vem desenvolvendo pesquisas de caráter metodológico e prático com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.



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.

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



EDITORIAL

PROJEÇÃO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO PARA 2040: OPEP PRESSIONADA PELO CRESCIMENTO DO OFFSHORE BRASILEIRO?

Adaptado de *Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook - November.2017 - OPEC*

A OPEP está ansiosa pelos resultados de sua política atual de restrição de produção – provocando preços mais altos

no curto prazo, com maior participação de mercado no longo prazo, visando garantir mercado para a *commodity* pelo maior número de anos possíveis¹⁴. Tanto a OPEP como a IEA projetam que a demanda de petróleo (e, portanto, a produção) continuará aumentando para além de 2040. Mas algumas outras previsões são menos otimistas. Com um aumento rápido na produção de águas profundas não-OPEP já a todo vapor, o cartel seria o grande perdedor se a temida e prevista “*demand peak*” chegar cedo demais¹⁵.

O *outlook* da OPEP, publicado em novembro (2017), projeta que a participação da organização no fornecimento mundial de petróleo atingirá 47% em 2040, ante 41% em 2016. A produção mundial de petróleo aumenta 16% para 108,3 milhões de toneladas/ano no mesmo período. A produção da OPEP deve aumentar em 30%, passando de 38,8 milhões de barris/dia em 2016 para 50,9 milhões de barris/dia em 2040.

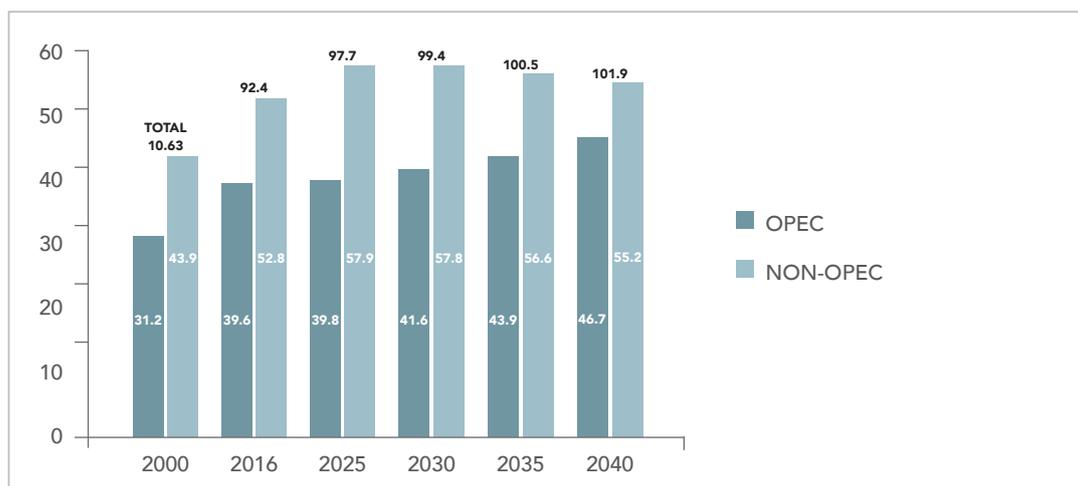
¹⁴ Em várias ocasiões a OPEP agiu visando interferir no preço do petróleo no mercado internacional. Exemplos: estabelecimento de quotas em 1998, mecanismo de bandas no início de 2000, cortes de produção em 2001 e em 2005 (KOHL, 2002; RAMCHARRAN, 2002; DE SANTIS, 2003). Desde 1970, praticamente todo aumento no preço do petróleo foi causado pelos países-membros da OPEP em ações deliberadas, como cortes de produção, ou queda do uso de capacidade de expansão da produção (ADELMAN, 2002).

¹⁵ Em linhas gerais, nos últimos anos, a orientação do país-líder da OPEP, ou com maiores reservas provadas e capacidade ociosa de produção, a Arábia Saudita, foi de manter o preço do petróleo não tão baixo, de forma a não reduzir sobremaneira a receita dos exportadores, nem tão alto, de forma a não viabilizar algum tipo de tecnologia alternativa.

Em um dos cenários do outlook da IEA (*New Policies Scenarios*), da mesma forma, projeta que a demanda mundial de petróleo continuará crescendo até 2040 e para além. Embora suas projeções sejam menos

otimistas do que as da OPEP, a produção global aumentará de 92,4 milhões barris/dia em 2016 para 101,9 milhões barris/dia em 2040 (Figura 1).

Figura1: Produção de petróleo OPEP x não-OPEP, projeções da IEA, em milhões de barris por dia

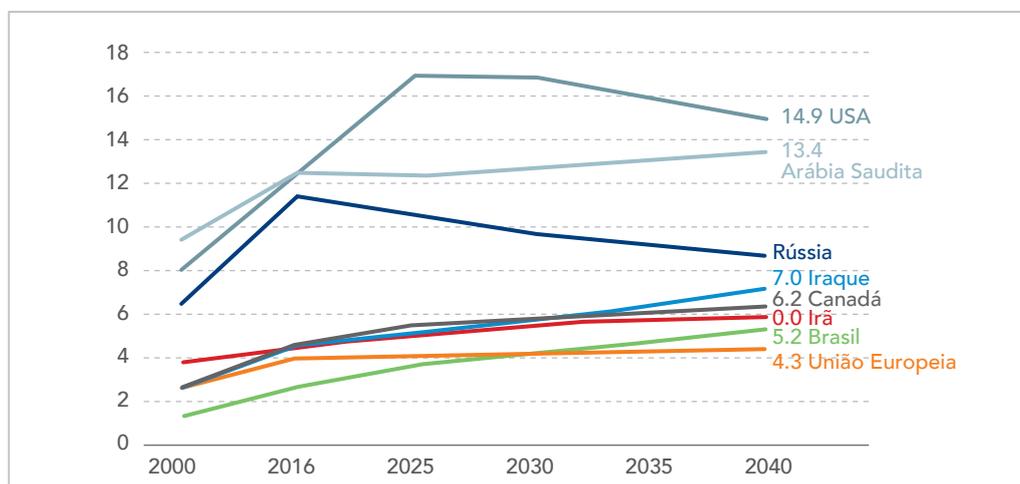


Fonte: WEO, IEA, *New Policies Scenarios*, 2017

A IEA coloca que a produção não-OPEP aumentará em 5 milhões de barris/dia entre 2016 e o final dos anos 2020, atingindo o volume mais alto de 58 milhões de barris/dia. O maior elemento deste crescimento é contabilizado pelo *shale oil* e *shale gas* norte-americano cujo resultado é duplicado de 4,5 milhões de barris/dia para 9 milhões de barris/dia entre 2016 e 2025.

Mas à parte os EUA, outro elemento chave para este crescimento é o *offshore* brasileiro. Pelo cenário *New Policies* do IEA, o pico de produção norte americano acontece ao final de 2020 com 17 milhões de barris/dia antes de encerrar o período de previsão em 2040 com 14 milhões de barris/dia. E, devido à velocidade desse pico, o Brasil é visto como uma saída para um crescimento de produção continuada até 2040 e além (Gráfico 2).

Figura 2: Maiores produtores mundiais em 2040

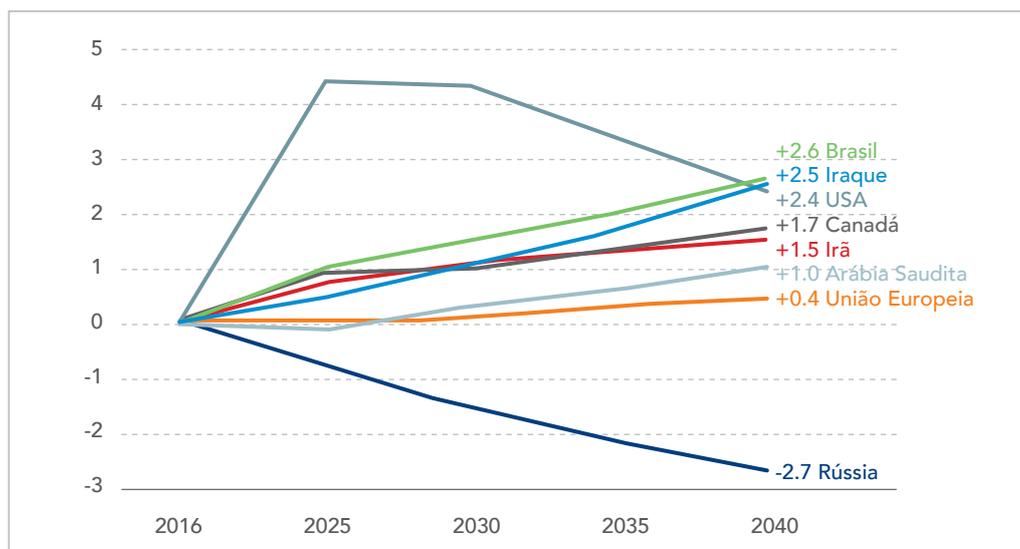


Fonte: WEO, IEA, *New Policies Scenarios*, 2017

De fato, levando em consideração o período de 2016 a 2040, em crescimentos incrementais, os projetos de petróleo brasileiro superam os 2,6 milhões de barris/dia, perpassando mesmo a produção norte-americana (+ 2,4 milhões de barris/dia) e superior ao país de melhor performance da OPEP: Iraque – com mais de

2,5 milhões de barris/dia (Figuras 3 e 4). Os números do Brasil apontam para outro elemento-chave da projeção: embora alguns projetos pareçam ter atingido o fim de sua vida útil, ainda há muita vida nas águas profundas (como na Bacia de Campos por exemplo).

Figura 3: Projeção de posicionamento do Brasil como maior produtor incremental em 2040

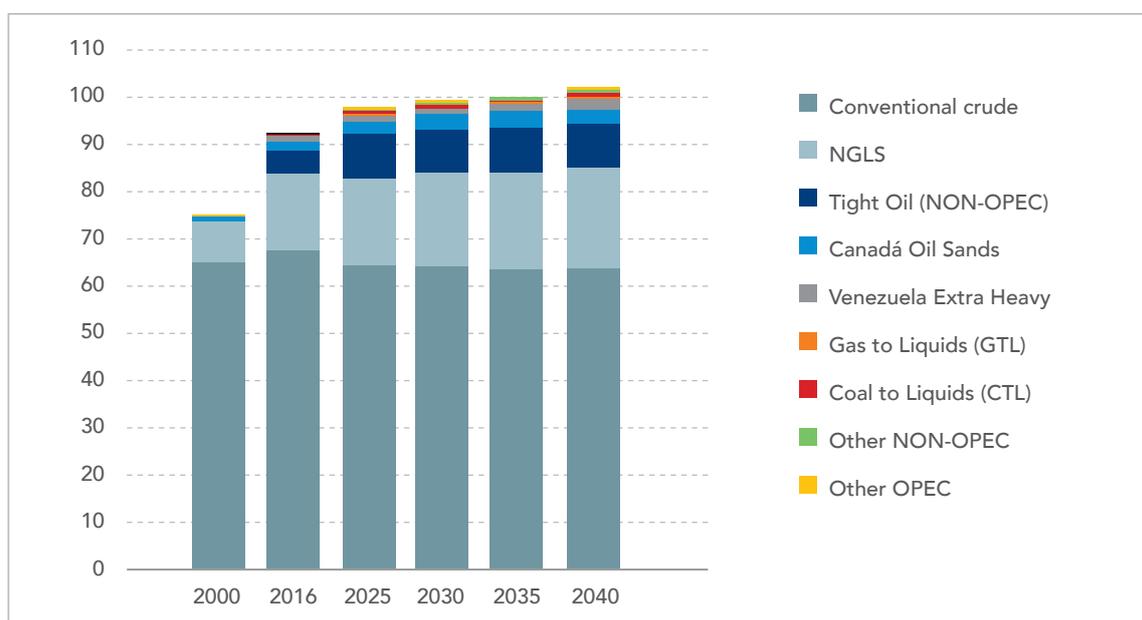


Fonte: WEO, IEA, *New Policies Scenarios*, 2017

O *World Energy Outlook* da IEA (2017) mostra um salto na produção em águas profundas de mais de 50% entre 2016 e 2040, atingindo 9,9 milhões de barris/dia no fim

desse período. É previsto que o Brasil forneça a maior parte desse aumento de produção, e quase metade da produção global em águas profundas até 2040 (ver gráfico 4).

Figura 4: Projeção de produção global de óleo, IEA, 100 milhões de barris dia em 2035



Fonte: WEO, IEA, *New Policies Scenarios*, 2017

As premissas do IEA se baseiam não somente na produção do pré-sal brasileiro, com previsão de crescimento de 750.000 barris/dia no próximo ano (2018) com o início de operação de mais 5 FPSOs¹⁶ de 150.000 barris/dia¹⁷ cada, como também os potenciais de produção dos últimos blocos arrematados, demonstrando que as maiores empresas do setor (*majors*) veem a área como essencial para o crescimento futuro de suas produções.

Exxon, BP, Shell e Total arremataram blocos em leilões recentes em áreas profundas. A norueguesa Statoil, o maior produtor global em águas profundas, diz que apesar de ter canalizado investimentos futuros no Ártico e nas areias betuminosas canadenses, vê as águas profundas como centro de seu crescimento futuro, tendo reduzido seu *breakeven* de projetos *offshore* para “menos de US\$30/barril”¹⁸. Para empresas americanas cujo foco esmagador de tornou a produção doméstica de *shale gas*, a sequência essencial em seus portfólios é avançar a águas profundas. A operadora Exxonmobil e sua parceira Hess em junho (2017) sancionaram a fase 1 do desenvolvimento do projeto *Liza Offshore Guiana*¹⁹ que irá produzir 120.000 barris por dia a partir de 2020: “um ativo de escala excepcional com atrativo retorno financeiro a preços do Brent baixos até US\$35/barril”, diz o CEO John Hess.

Enquanto isso, a BP está focada em águas profundas na Mauritânia e em Senegal. Apesar de suas descobertas até então serem todas de gás, a empresa está confiante de encontrar óleo. Mesmo para as areias betuminosas canadenses, com sérios complicadores econômicos e ambientais, a natureza de longo termo dos investimentos em curso ainda significa uma expectativa de produção até 3,7 milhões de barris/ dia até 2040, 54% acima dos níveis em 2016 (Figura 5), apesar de uma série de

majors e grandes produtores independentes terem se retirado da região ao longo do último ano. Dito isso, a última projeção da IEA para 2040 da produção nas areias betuminosas canadenses cai para 800.000 barris/ dia, em comparação com os 4,5 milhões previstos pelo *World Energy Outlook* de 2015.

Essa maré contrária a fontes não convencionais (com a massiva exceção do *shale* americano) também viu a projeção 2040 da IEA para a produção venezuelana de óleo extrapesado ser revisada para 2,0 milhões de barris/ dia em comparação com 2,3 milhões há dois anos atrás – ainda com um ganho substancial de 900.000 barris/ dia em 2016, mas dificilmente compatível com uma das maiores reservas de petróleo do mundo.

Ainda, investimentos em águas profundas ocorrem ao longo de várias décadas, com *development lags* de 10 anos ou mais. A produção brasileira, segundo o IEA (2017), deverá aumentar até 2040 não importa o que aconteça nesse período em termos tecnológicos e econômicos. Portanto, o suposto crescimento do *market share* da OPEP após 2030 é baseado em um também suposto declínio de produção dos Estados Unidos, mas com o contínuo crescimento da demanda. Ambas suposições questionáveis. Quanto ao pico da demanda, várias previsões da Shell, do *Boston Consulting Group* e até da *Bloomberg New Energy Finance*, colocam o pico de demanda na década de 2030 ou até mesmo antes. Neste contexto, as estratégias de países com reserva sobre produção mais próximas de 100 anos, como vários países da OPEP (94 anos para Irã e Iraque, 88 anos para o Kuwait, 66 para os Emirados Árabes Unidos e 59 para a Arábia Saudita), parecem baseadas em políticas de se “enterrar dinheiro no chão” ao invés de um gerenciamento prudente de uma fonte para futuras gerações.

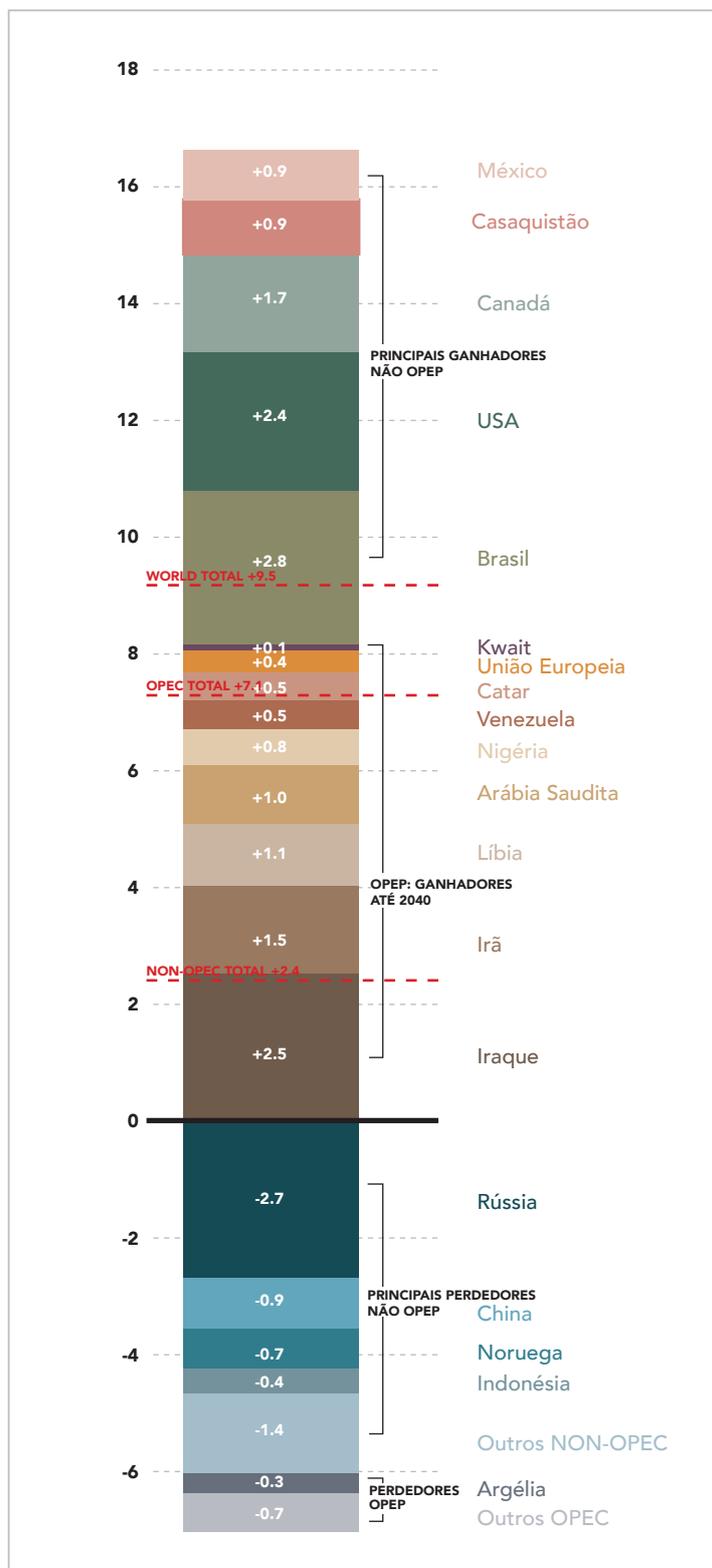
¹⁶ Floating Production Storage and Offloading

¹⁷ Capacidade máxima de produção da unidade de produção

¹⁸ Isso é alcançado por meio de reduções significativas nos tempos de perfuração, em alguns casos 40% mais rápidos e 60% mais baratos. O custo de perfuração em *shale* também caiu: 45% desde 2013. Entretanto, um poço perfurado na Bacia do Permian, nos EUA, por exemplo, é 10 vezes mais barato e produz de 16 a 90% menos que um poço em *deep water*. Além disso não são necessárias plataformas para a exploração onshore, o que reduz ainda mais o custo de produção.

¹⁹ <http://corporate.exxonmobil.com/en/company/worldwide-operations/locations/guyana/about-us/project-overview>

Figura 5: Vencedores e perdedores nas projeções de produção da IEA, 2016 em milhões de barris por dia



Fonte: WEO, IEA, *New Policies Scenarios*, 2017

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



PETRÓLEO

Júlia Febraro

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de outubro de 2017 apresentou produção diária de 2,6 milhões de barris (MMbbl/d), um pouco abaixo dos 2,6 MMbbl/d de setembro. Entretanto, como outubro possui 31 dias, no total do mês, a produção cresceu 2,3% com relação ao mês anterior. Na comparação anual também houve crescimento em outubro, ficando 0,14% acima da produção de 2016 para esse mês. (Tabela 2.1). Segundo projeções da EPE, a produção de petróleo no Brasil deve fechar o ano com crescimento de 3,8% frente a 2016, chegando a 2,7 MMbbl/d, e deve dobrar até 2026 com a entrada de novos campos (Guia Oil e Gas, 2017)²⁰.

Segundo dados da ANP, em setembro, 95,2% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 79% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 8.054 poços, sendo 737 marítimos e 7.317 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,6% do total de óleo e gás natural. Segundo nota da Petrobras, a extensão da vida útil da Bacia de Campos, a maior produtora de petróleo e segunda de gás natural, poderá ser prolongado por mais 40 anos, a partir de parcerias entre a estatal e outras companhias (Petronotícias, 2017)²¹. Nesse esteio, a Petrobras anunciou que pretende instalar quatro novas plataformas na Bacia de Campos nos próximos anos. A primeira será destinada à produção de petróleo nos campos de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça. Outras duas unidades irão operar no Campo de Marlim e a quarta na área do pré-sal na concessão de Albacora. Segundo

²⁰ http://guiaoilegas.com.br/pt/site_extras_detalhes.asp?id_tb_extras=970678

²¹ https://petronoticias.com.br/archives/106486?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

informe da estatal, o projeto de revitalização de Marlim é uma das apostas da Petrobras para reduzir o declínio natural da produção na Bacia de Campos.

Apesar de trazermos dados referentes a outubro, adiantamos que no início de dezembro o CNPE deliberou

a revogação do Artigo que estabelece as diretrizes do planejamento plurianual de licitações de blocos e campos para exploração e produção de petróleo e gás natural (MME, 2017)²². Com isso, as áreas que contêm acumulações marginais, que seriam licitadas na 5ª e 6ª Rodadas, entram no regime de oferta permanente²³.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
Produção	81.450.246	2,35%	0,14%		79.577.740	81.340.374
Consumo Interno	53.055.063	0,88%	-5,31%		52.593.991	56.032.344
Importação	5.769.642	71,84%	18,79%		3.357.604	4.856.930
Exportação	26.598.539	-4,20%	-4,66%		27.763.999	27.899.516

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Com relação ao pré-sal, sua produção em setembro foi oriunda de 79 poços e chegou a 1,3 MMbbl/d de óleo e 51 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,62 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 48,6% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.096.

Já adiantamos que no mês de novembro a produção da Petrobras no pré-sal alcançou um novo recorde diário e chegou a 1,45 milhão de barris no dia 30 (Petronotícias, 2017)²⁴. De acordo com a estatal, o resultado se deve, principalmente, ao crescimento da produção em Lula, no pré-sal da Bacia de Santos. A produção mensal da área também foi superior à do mês de outubro. Adiantamos ainda que a Total se tornou a primeira operadora privada

de produção no pré-sal, após a aprovação pela ANP de cessão de 35% da participação da Petrobras e a operação do campo de Lapa, no pré-sal da Bacia de Santos, para a francesa (E&P Brasil, 2017)²⁵.

Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, a participação da Petrobras se manteve a mesma do mês de agosto, com 94% da produção. Segundo declaração de Pedro Parente, a Petrobras pretende investir cerca de US\$ 75 bilhões nos próximos cinco anos, 82% destes nas áreas de Exploração e Produção (Guia Oil e Gas, 2017)²⁶. A participação da Statoil caiu ligeiramente para 2,5%, enquanto que a da Shell passou de 2,2% para 2,1% do total da produção. A Figura 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de outubro.

²² http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cnpe-areas-de-acumulacoes-marginais-entram-em-oferta-permanente?redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%2Foutras-noticias%3Fp_p_

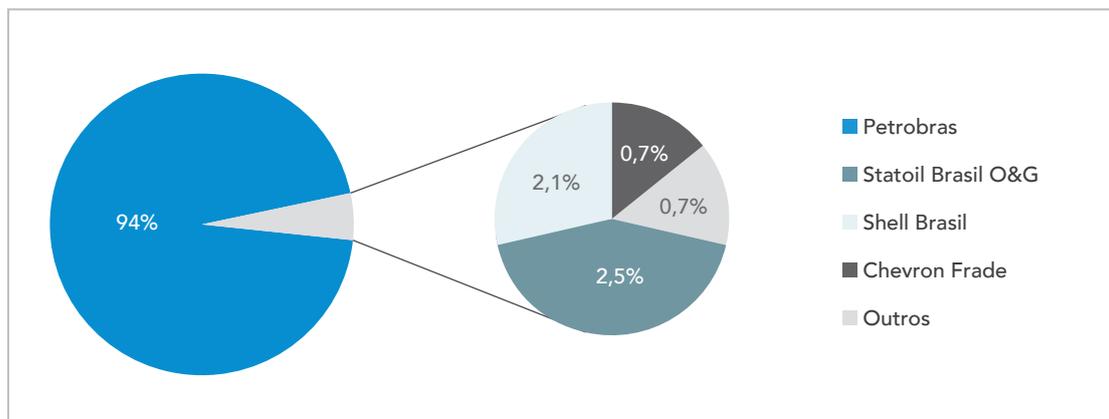
²³ O processo prevê a oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução), de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados, e também dos blocos devolvidos à ANP. Até o final de abril de 2018, a ANP divulgará as regras para participação e os parâmetros técnicos e econômicos das áreas, quando o processo de licitação será iniciado de forma contínua. As sessões de apresentação de ofertas deverão ocorrer a partir de novembro de 2018. O processo de oferta permanente está previsto no artigo 4º da Resolução CNPE nº 17/2017 (ANP, 2017).

²⁴ https://petronoticias.com.br/archives/106495?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

²⁵ <http://epbr.com.br/total-e-a-primeira-operadora-privada-de-producao-no-pre-sal/>

²⁶ http://guiaoilegas.com.br/pt/site_extras_detalhes.asp?id_tb_extras=972044

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

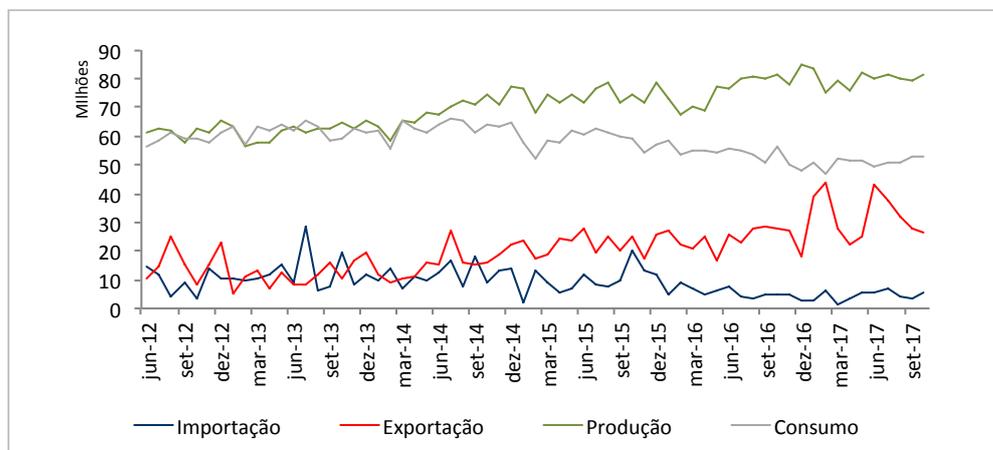
Dados otimistas colocam que é esperado um crescimento de 52% na demanda por perfuração de poços exploratórios e de desenvolvimento da produção de petróleo e gás até o final de 2022 (E&P Brasil, 2017)²⁷. Segundo dados da ANP, o número de compromissos com a perfuração de poços assumidos pelas petroleiras deve passar de 189 em 2018 para 249 em 2022. Apesar do crescimento, os números ainda estão bem inferiores aos registrados na última década, reflexo dos anos sem leilões de petróleo no país, que contribuíram para queda nos níveis de atividade.

Ainda segundo dados da ANP, é esperada a perfuração de mais de 1000 poços de produção nos próximos cinco

anos, a maioria deles nas bacias de Potiguar e Sergipe, com 296 e 269 poços, respectivamente. No *offshore* a liderança seguirá com a Bacia de Campos, com 196 poços nos próximos cinco anos, seguida pela Bacia de Santos, com 115 poços.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações cresceram significativamente (71%) em outubro, após dois meses consecutivos de queda, chegando a 5,7Mbbbl (mês), valor 18% superior ao mesmo mês do ano anterior. Com relação às exportações, também foi registrada queda (-4,2%) no mês de outubro, assim como na comparação anual (4,7%), chegando a 26MMbbbl.

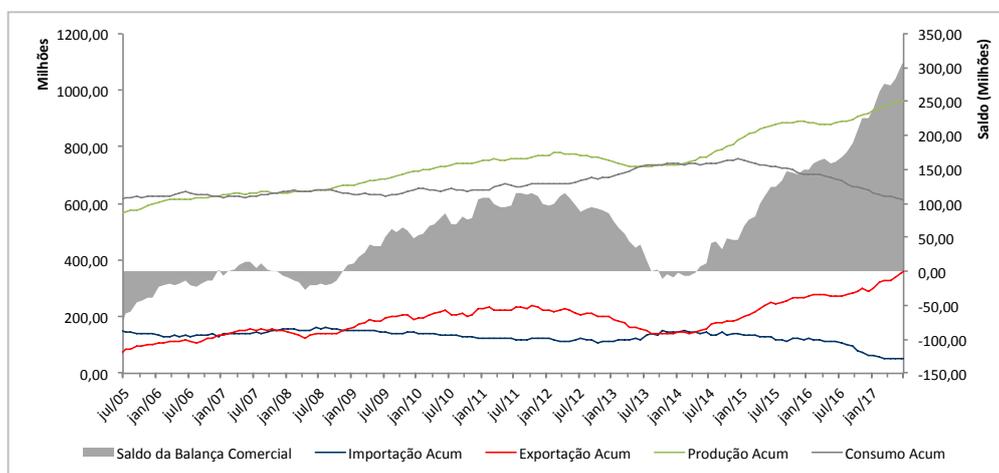
²⁷ <http://epbr.com.br/demanda-por-pocos-crescera-52-ate-2022/>

Figura 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 18º mês consecutivo. 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 outubro (Figura 2.3).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)


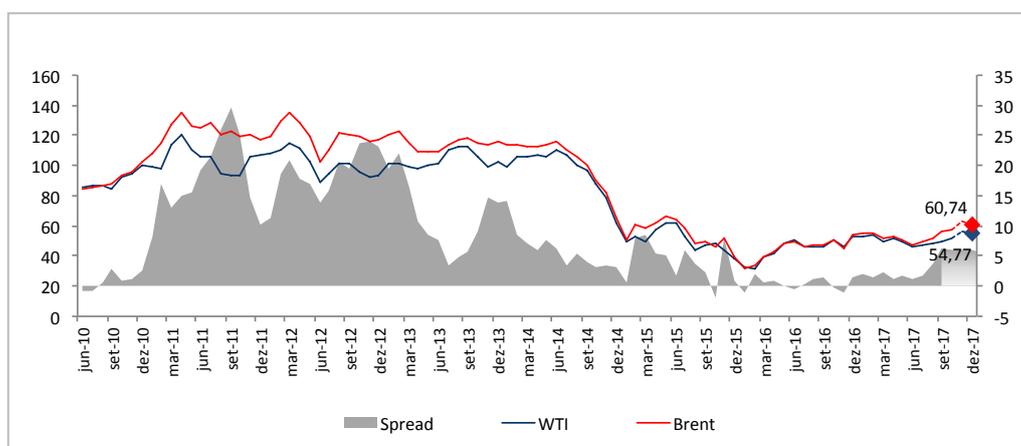
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent subiu pelo quarto mês consecutivo, chegando a US\$ 57,51/bbl. O WTI também segue tendência altista e atinge US\$ 51,58/bbl em outubro.

Como destacado na última edição deste Boletim, o Brent atingiu em novembro o maior patamar em quase dois anos em meio, chegando a US\$ 64 o barril. O que impulsionou os preços do barril neste mês foi a expectativa da prorrogação do corte de produção pela Opep, que foi confirmada em dezembro. O cartel anunciou que vai cortar a produção em 1,8 MMbbl/d em relação ao fim do ano passado, inicialmente até março, mas o prazo foi estendido para dezembro do ano que vem (2018).

Segundo reportagem do Valor Econômico (2017)²⁸, ao mesmo tempo em que os cortes de produção do cartel impulsionam o preço para cima, esse cenário também anima produtores não convencionais a intensificarem atividade, como é o caso da exploração de xisto nos Estados Unidos. Isto posto, um recente relatório da Rystad declarou que a aceleração nos Estados Unidos no início do ano talvez exija maiores concessões da Opep para o equilíbrio do mercado. O economista Thomas Pugh, da Capital Economics, olha com ceticismo para o anúncio da Opep, pois para ele, o aumento da exploração americana contribuirá para a redução dos benefícios com os cortes na produção. Por isso, dificilmente o cartel conseguirá trazer os estoques mundiais para a média observada nos últimos cinco anos, para a qual ainda faltam 190 milhões de barris.

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



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

Voltando à produção brasileira, em outubro (2017), a maioria dos estados apresentou crescimento em suas produções. O destaque positivo foi a produção *onshore* do Espírito Santo, com crescimento de 13%. Por outro

lado, com queda mensal de quase 7% e anual de 4%, a produção do estado de São Paulo foi destaque negativo este mês. Alagoas também se destacou negativamente, com queda mensal de 35% e anual de 17%.

²⁸ <http://www.valor.com.br/empresas/5214187/opep-decide-estender-acordo-de-producao-e-petroleo-avanca-3>

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
AL	Onshore	101.765	3,31%	-12,43%		98.509	116.205
	Offshore	2.771	-35,38%	-16,62%		4.288	3.324
AM	Onshore	619.206	-3,35%	-1,24%		640.646	626.965
	Offshore	993.990	4,37%	-8,26%		952.354	1.083.432
BA	Onshore	17.629	-3,08%	-12,96%		18.189	20.253
	Offshore	38.561	10,39%	-8,64%		34.932	42.207
CE	Onshore	126.114	7,02%	-21,68%		117.840	161.023
	Offshore	348.030	12,55%	-6,66%		309.235	372.875
ES	Onshore	10.686.147	-1,15%	-5,60%		10.810.727	11.320.446
	Offshore	1.692	-6,46%	0,12%		1.809	1.690
RJ	Onshore	57.197.159	4,59%	3,00%		54.687.720	55.528.992
	Offshore	1.224.159	1,87%	-16,79%		1.201.719	1.471.138
RN	Onshore	182.158	2,92%	3,57%		176.983	175.872
	Offshore	9.208.818	-6,55%	-3,71%		9.854.083	9.563.633
SP	Onshore	542.221	4,24%	-13,08%		520.171	623.802
	Offshore	159.826	7,60%	-30,06%		148.534	228.516

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em outubro, a produção dos principais derivados de petróleo apresentou crescimento com relação a setembro: com crescimentos de 3% e 13%, as produções de diesel e QAV, respectivamente, alcançaram os maiores níveis dos últimos 12 meses e foram os destaques positivos.

Gasolina, GLP e óleo combustível também registraram aumento em suas produções de outubro, de 3%, 12% e 4%, respectivamente. Com relação às exportações, GLP e óleo combustível apresentaram quedas, enquanto que os demais não foram exportados em outubro.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
Gasolina	Produção	13.822.297	2,98%	-5,95%		13.422.551	14.696.525
	Consumo	22.251.133	1,05%	33,84%		22.019.262	16.625.477
	Importação	2.010.498	35,15%	65,44%		1.487.578	1.215.271
	Exportação	56.292	-84,50%	-		363.233	109.936
Diesel	Produção	22.148.441	2,97%	-11,33%		21.510.026	24.977.579
	Consumo	30.904.116	1,14%	14,07%		30.554.733	27.091.987
	Importação	8.463.222	36,34%	104,17%		6.207.464	4.145.143
	Exportação	0	-	-		0	0
GLP	Produção	4.184.794	12,44%	4,85%		3.721.769	3.991.116
	Consumo	6.921.945	-2,30%	0,42%		7.084.893	6.892.710
	Importação	1.281.576	-54,92%	-15,14%		2.842.660	1.510.248
QAV	Produção	3.510.758	13,46%	2,21%		3.094.329	3.434.734
	Consumo	3.600.145	5,21%	3,16%		3.421.994	3.489.717
	Importação	640.639	-	-		302.869	933.898
	Exportação	0	-	-		3.721	6.361
Óleo Combustível	Produção	6.514.210	4,27%	8,34%		6.247.191	6.012.981
	Consumo	2.670.747	11,17%	33,37%		2.402.374	2.002.523
	Importação	0	-	-100,00%		0	52.811
	Exportação	1.140.655	-9,46%	-48,41%		1.259.881	2.210.819

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

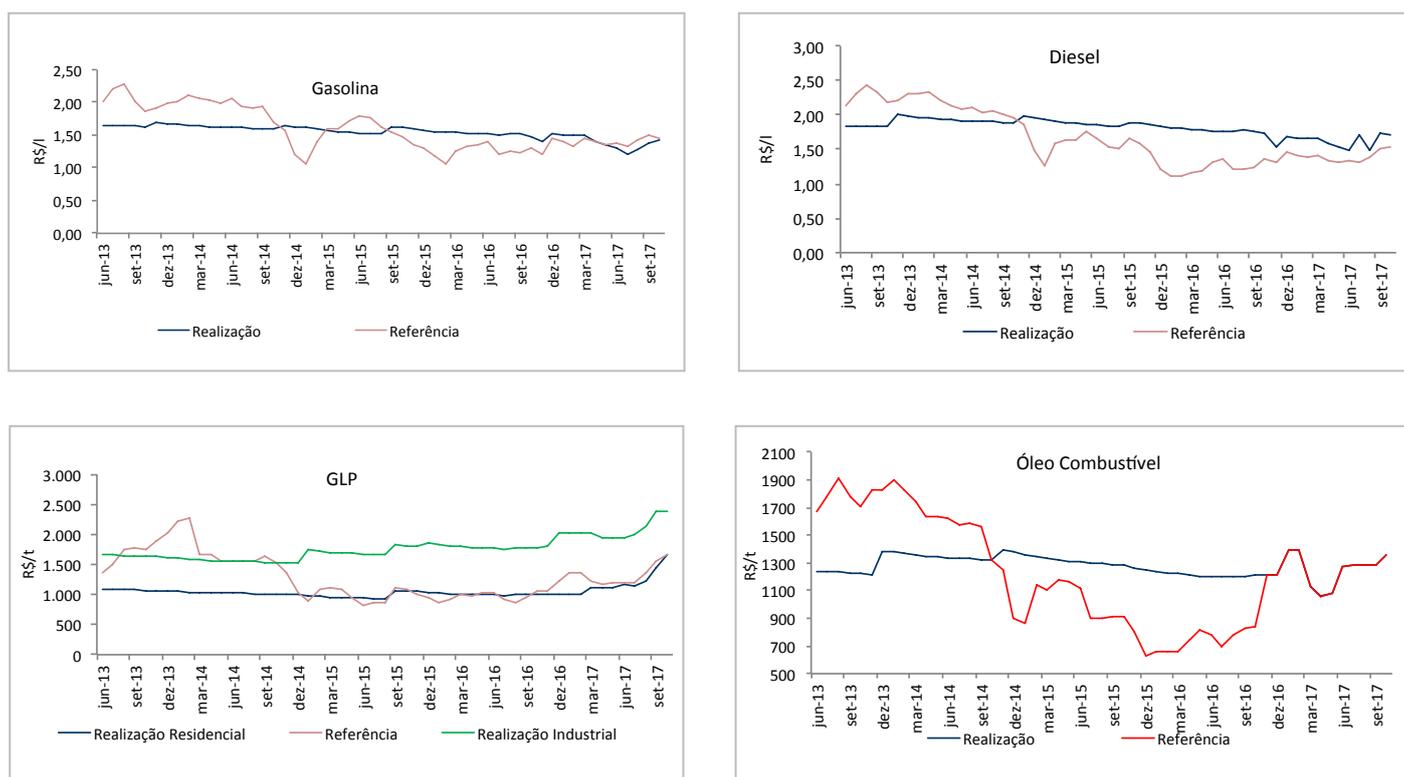
Segundo reportagem do Valor (2017)²⁹, a expectativa é que o mercado de combustíveis no Brasil feche o ano com estagnação ou leve alta com relação a 2016. De acordo com a ANP, os mercados de diesel e da gasolina acompanham o crescimento da economia e, portanto, a retomada da economia poderá puxar também a demanda de derivados, que caiu muito nos últimos anos.

Em outubro de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional apenas para o caso do diesel, cuja diferença caiu neste mês. Para a gasolina, a diferença entre os preços caiu pelo segundo mês consecutivo e estão muito próximos, com os de referência internacional ligeiramente superiores.

O mesmo acontece para o caso do GLP, cuja diferença entre os preços reduziu significativamente nos últimos dois meses. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado (Figura 2.5).

Desde a mudança para a nova política de ajuste de preços da Petrobras, os reajustes nos preços dos combustíveis têm ocorrido com mais frequência. O último anúncio, em 14 de dezembro de 2017, foi de redução de 2% tanto para o preço do diesel quanto para o da gasolina, comercializados nas refinarias (ABEGÁS, 2017)³⁰. Desde o início da nova política, a gasolina e o diesel acumulam alta de 26,04% e 16,76%, respectivamente.

Figura 2.5: 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

²⁹ <http://www.valor.com.br/brasil/5227999/anp-mercado-de-combustiveis-pode-ter-estagnacao-ou-leve-alta-no-ano>
³⁰ <http://www.abegas.org.br/Site/?p=65347>



GÁS NATURAL

Larissa Resende

A) DADOS GERAIS

Em setembro, a produção nacional bruta de gás natural foi de 114,0 MMm³/dia, tendo apresentado aumento de 2,4% se comparado ao mês de agosto. Esse aumento ocorreu sobretudo devido a normalização da operação de produção nas plataformas FPSO's Cidade de Itaguaí e Cidade de Maricá.

Já a oferta de gás nacional apresentou uma redução no mês de setembro, passando de um volume de 62,4MMm³/dia em agosto para 61,9MMm³/dia. Já o aumento comparado

ao volume ofertado no mesmo período do ano anterior foi de 13,5% (ou 7,4 MMm³/dia).

Em relação ao consumo de gás natural, este apresentou uma queda de 2,8%, registrando o volume de 94,9MMm³/dia de gás natural. O volume consumido em setembro é 16,5% superior aquele registrado no mesmo período do ano anterior. A queda na demanda resultou em uma queda na importação na ordem de 2,0%, sendo o total importado de 37,4MMm³/dia. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Produção Nacional	114,0	2,35%	3,23%		111,4	110,4
Oferta de gás nacional	61,9	-0,80%	13,48%		62,4	54,6
Importação	37,4	-2,04%	17,39%		38,2	31,9
Consumo	94,9	-2,57%	16,51%		97,4	81,5

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

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de setembro a parcela de gás natural produzida que ficou indisponível ao mercado apresentou aumento de 6,4% em relação ao mês anterior, sobretudo devido ao aumento na absorção em UPGN's e na parcela de gás reinjetado, totalizando um volume indisponível de 52,1 MMm³/dia. Enquanto a produção nacional bruta apresentou queda de 2,3%, a absorção em UPGN's apresentou aumento de 14,1%, o volume reinjetado de

9,0% e o consumo interno em E&P de 0,4% - atingindo o maior montante dos últimos meses, de 13,6MMm³/dia. Já o volume queimado apresentou queda de 0,4%, registrando a menor queima dos últimos 12 meses, como pode ser observado na Tabela 3.2. O Gráfico 3.1 apresenta a produção nacional bruta desfragmentada em oferta nacional e as parcelas de gás indisponíveis para consumo dos últimos nove meses, além da média histórica dos últimos sete anos.

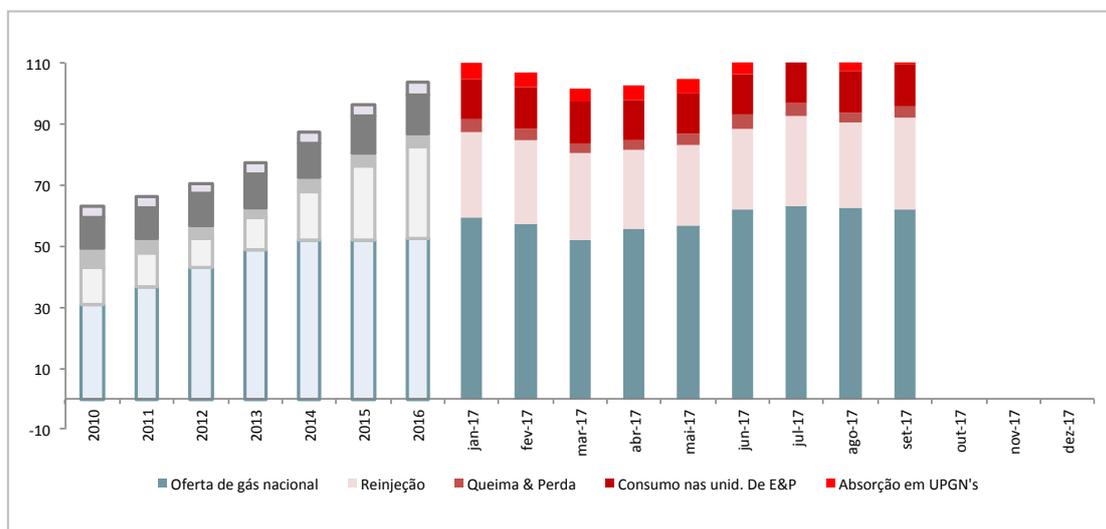
Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Prod. Nacional Bruta	114,0	2,3%	3,2%		111,4	110,4
Produção Indisponível	Reinjeção	30,4	9,0%	-10,7%	27,9	34,0
	Queima	3,4	-0,4%	-5,7%	3,4	3,6
	Consumo interno em E&P	13,6	0,4%	2,6%	13,6	13,3
	Absorção em UPGN's	4,7	14,1%	-5,8%	4,1	5,0
	Subtotal	52,1	6,4%	-6,8%		48,9
Oferta de gás nacional	61,9	-0,8%	13,5%		62,4	54,6
Ofert nacional/Prod. Bruta	54,3%	-3,1%	9,9%		56,1%	49,4%

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Figura 3.1: Produção Nacional Bruta (em MMm³/dia)

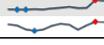


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Devido à queda no consumo de gás natural no mês de setembro, foi possível observar uma diminuição de 6,9% na regaseificação de GNL importado se comparado ao mês anterior, estando este montante em 9,9MMm³/dia. Se comparado ao mesmo período do ano anterior, o volume

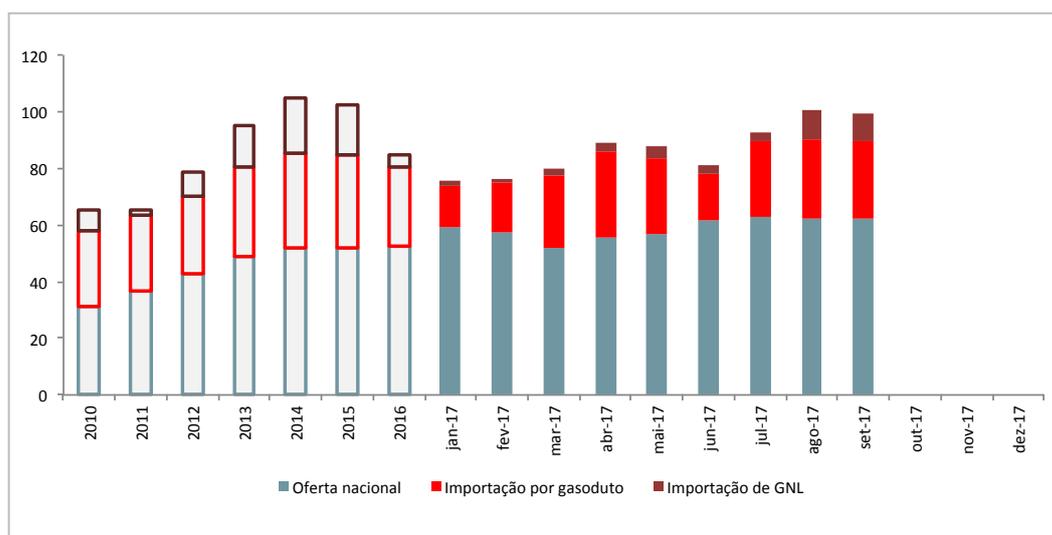
regaseificado no último mês de setembro é 8,59MMm³/dia superior. Já em relação ao gás importado via gasoduto, a variação foi apenas de 0,2% para cima se comparado a agosto. A evolução das importações de gás natural encontra apresentadas na Tabela 3.3 e no Gráfico 3.2.

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

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Gasoduto	27,5	-0,2%	-9,7%		27,5	30,4
GNL	9,9	-6,9%	588,2%		10,6	1,4
Total	37,4	-2,0%	17,4%		38,2	31,9

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

Figura 3.2: Oferta de Gás Natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

Em relação ao consumo de gás natural, foi possível observar uma queda de 2,6% no mês de setembro, resultando em um consumo total de 94,9 MMm³/dia, frente ao volume de 97,4 MMm³/dia consumido em agosto. Enquanto o consumo de gás natural para geração elétrica foi de 42,7MMm³/dia, no setor industrial foi de 41,3MMm³/dia,

no automotivo de 5,5MMm³/dia, de 2,7MMm³/dia no cogeração, 1,4MMm³/dia no residencial e de 0,8MMm³/dia no comercial. O consumo do segmento automotivo foi o maior registrado nos últimos 12 meses, sendo 3,6% superior ao consumido no mês de agosto e 8,9% superior se comparado ao mesmo período do ano de 2016, como pode ser observado na Tabela 3.4.

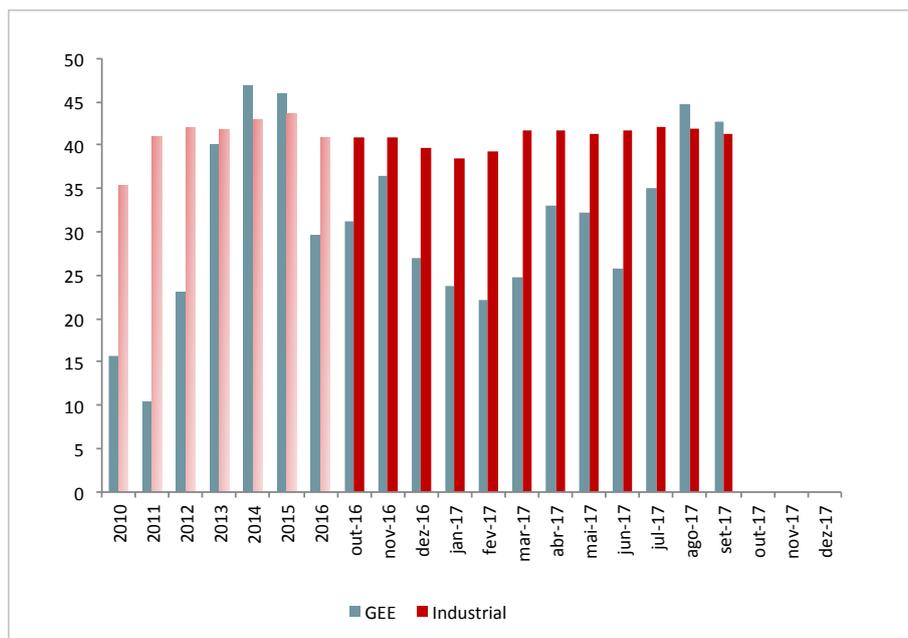
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Industrial	41,3	-1,6%	3,1%		42,0	40,0
Automotivo	5,5	3,6%	8,9%		5,3	5,1
Residencial	1,4	-2,9%	7,1%		1,4	1,3
Comercial	0,8	-1,2%	-4,7%		0,8	0,9
GEE	42,7	-4,4%	36,1%		44,7	31,4
Cogeração	2,7	1,5%	11,2%		2,6	2,4
Total	94,9	-2,6%	16,5%		97,4	81,5

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

Ao contrário do setor termelétrico, onde a demanda é diretamente relacionada às ordens de despacho do ONS, a demanda do setor industrial é mais estável. Como é possível observar no Gráfico 3.5, enquanto o consumo para geração elétrica no mês de setembro apresentou queda de 4,4% se comparado a agosto e aumento de 44,3% se comparado à média de 2016, o consumo do segmento industrial não apresentou variações significativas ao longo dos últimos meses. Embora a economia brasileira esteja em processo de recuperação após três anos de recessão, com o setor industrial apresentando aumento paulatino da atividade produtiva, espera-se que ainda leve anos para que o consumo recupere os níveis de 2014.

Além das questões ligadas a recuperação da produção e da necessidade de uma previsão de disponibilidade de gás ao mercado bem definida, o aumento do consumo passa ainda pela competitividade do preço do gás no futuro, dessa forma, a depender das transformações pela qual o setor de gás natural passe e o preço do gás disponibilizado no mercado, pode haver um desestímulo por parte dos empresários a pensarem em uma substituição do combustível nos processos produtivos. O grande desafio para o futuro do gás será a garantia de disponibilidade e competitividade.

Figura 3.3: Consumo de GN na indústria e em GEE (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) PREÇOS

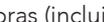
Como se pode observar na Tabela 3.5, ocorreu o terceiro aumento consecutivo nos preços do gás natural no mercado nacional. Enquanto o preço do gás no city gate (que é o preço da Petrobras para as Distribuidoras) e para o consumidor final no segmento industrial – em todas as faixas de consumo - apresentou aumento de 0,4% em relação a agosto, atingindo o maior valor dos últimos 12 meses, o preço no programa prioritário termelétrico apresentou aumento de 0,3%. Já o preço do gás importado utilizado no Brasil apresentou queda de 46,3% no preço do GNL e de 0,2% no gás importado via gasodutos.

Enquanto o preço do gás no PPT (Programa Prioritário Termelétrico) foi de 4,2US\$/MMBTU, de 7,5US\$/MMBTU

no city gate e de 13,9US\$/MMBTU a 16,2US\$/MMBTU no segmento industrial, o preço do gás importado via GASBOL foi de 5,8US\$/MMBTU e via regaseificação de GNL foi de 5,0US\$/MMBTU. Ao passo que atualmente o preço da molécula de gás boliviano encontra-se atrelado ao preço de referência do WTI, a Bolívia sugere que nos próximos contratos estes sejam indexados ao GNL, que é o principal competidor do hidrocarboneto boliviano.

Em relação aos preços internacionais, enquanto o Henry Hub apresentou aumento de 2,6%, sendo cotado a 3,0US\$/MMBTU, o preço spot NBP apresentou aumento de 14,3%, sendo cotado a 6,1 US\$/MMBTU e o preço do gás natural no mercado europeu – que apresentou aumento de 4,3% - foi de 5,5US\$/MMBTU. Já no Japão, o preço do gás natural fechou em 8,1US\$/MMBTU e o GNL utilizado neste país em 6,9US\$/MMBTU.

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

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Henry Hub	3,0	2,6%	-2,2%		2,9	3,0
Europa	5,5	4,3%	28,6%		5,3	4,3
Japão	8,1	-2,8%	18,6%		8,3	6,8
NBP**	6,1	14,3%	39,9%		5,3	4,3
GNL no Japão	6,9	18,7%	26,2%		5,81	5,5
GNL no Brasil	5,0	-46,3%	-34,3%		9,4	7,7
Gás Importado no Brasil ***	5,8	-0,2%	18,5%		5,8	4,9
PPT ****	4,2	0,3%	0,9%		4,2	4,2
Preços na distribuidora (Ref. Sudeste)	No City Gate	7,5	0,4%		7,5	6,3
	2.000 m³/dia *****	16,2	0,4%		16,2	14,4
	20.000 m³/dia *****	14,4	0,4%		14,3	12,6
	50.000 m³/dia *****	13,9	0,4%		13,8	12,3

* Tendências nos últimos 12 meses

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

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

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

E) PRÉVIA – OUTUBRO 2017

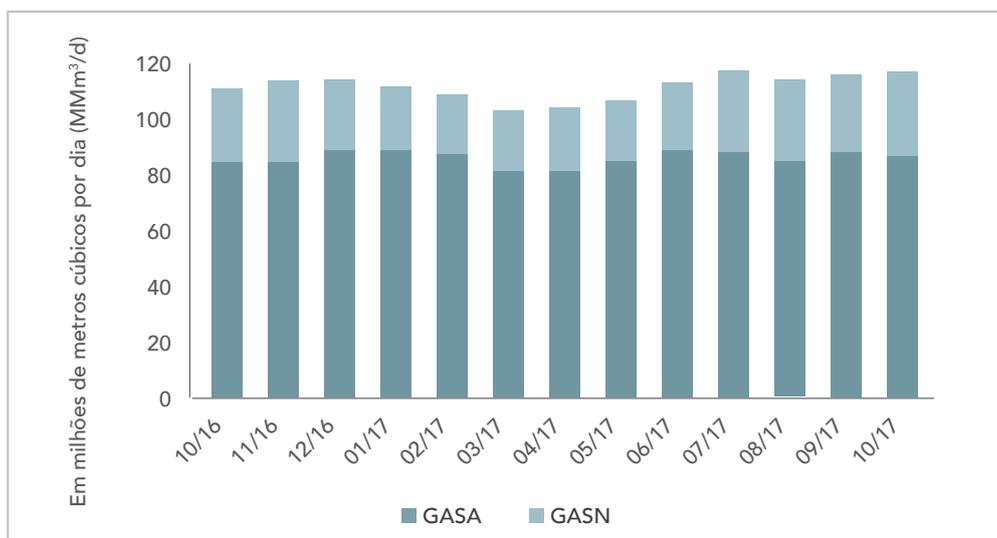
No mês de outubro a produção de gás natural nacional foi de 115,0 MMm³/dia, apresentando um aumento de 0,5% se comparado ao mês de setembro e de 5,6% se comparado ao mesmo período do ano anterior. Cerca de 79,0% de todo gás natural produzido foi oriundo de campos marítimos, os campos de acumulação marginais foram responsáveis por 1,4 Mm³/dia da produção total de gás natural e as bacias maduras terrestres por 4,0 MMm³/dia.

A produção do pré-sal foi de 51,0MMm³/dia, redução de 2,9% se comparado ao mês anterior. Em relação aos campos recordistas, o campo de Lula, na Bacia de Santos, foi quem mais produziu gás natural, uma média de 34,5MMm³/dia, e o Estreito, na Bacia do Potiguar, teve o maior número de poços produtores, 1.096. O histórico de produção de gás natural, desagregado em GASA (gás associado) e GASN (gás não associado) encontram-se apresentados na Figura 3.1, onde é possível observar que a parcela de GASA é de 75,0% no mês de outubro.

Em relação aos operadores, os campos operados pela Petrobras produziram 93,8% de todo o gás natural, sendo a Parnaíba Gás Natural a segunda maior operadora em termos de participação, respondendo por 5,0% da produção total. A Figura 1 apresenta a distribuição da produção

no mês de setembro por operador, demonstrando o grande protagonismo da estatal no setor. De acordo com a Petrobras, o aproveitamento do gás produzido em suas plataformas atingiu recorde mensal pelo segundo mês consecutivo, de 97% de aproveitamento.

FIGURA 3.1 – Histórico de Produção de Gás Natural – Outubro/17

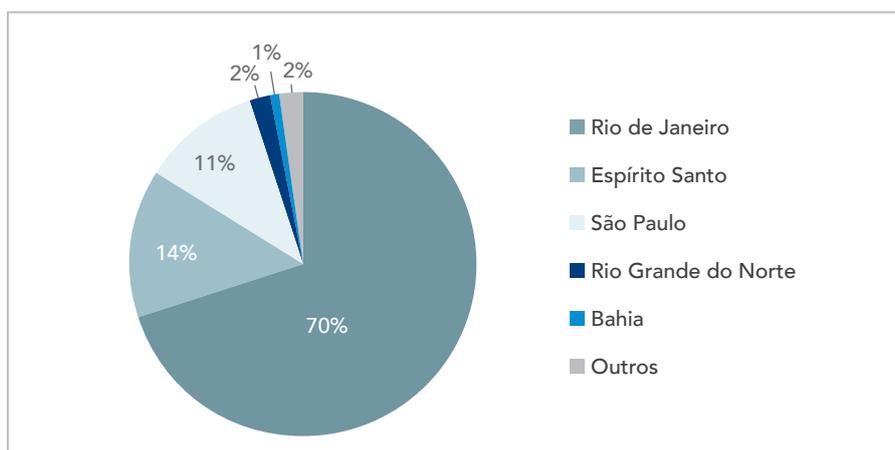


Fonte: ANP (2017)

Em relação a distribuição da produção de gás natural por Estado, que encontra apresentada na Figura 3.2, é possível observar que o Rio de Janeiro foi o maior produtor, responsável pelo montante de 54,3MMm³/dia em 44 campos produtores, enquanto que São Paulo ocupou a segunda posição, com um volume de 18,2MMm³/dia em 5 campos produtores.

Da produção total bruta de gás natural (115,0 MMm³/dia), 24,0% foi injetado, 3,0% queimado, 12,0% consumido internamente em E&P, restando uma produção líquida nacional de 61,0 MMm³/dia.

FIGURA 3.2 – Distribuição da Produção de Gás Natural por Estado – Outubro/17



Fonte: ANP (2017)

F) FUTURO

O substitutivo do Projeto de Lei do Gás foi protocolado no final de novembro na Comissão de Minas e Energia da Câmara (CME), onde parte das sugestões e comentários feitos pelos agentes foram incorporados as diretrizes para o setor de gás. Dentre as incorporações a PL está a previsão de um período de transição para o desenvolvimento do mercado e os contratos de comercialização. Entretanto, embora o governo estivesse preparado para que o substitutivo entrasse em votação plenária ainda em 2017, alguns fatores postergaram tal decisão para o ano de 2018, como a falta de consenso sobre a regulação da ANP do mercado livre, a possibilidade de projetos *gas-to-wire* sem as distribuidoras, dado que estes não seriam considerados “serviço local de gás canalizado” e, dessa forma, não teriam a obrigação de interveniência da distribuidora de gás local, além do alto grau de judicialização que a PL estava sujeita.

O primeiro projeto do Plano de Desinvestimentos e Parcerias da Petrobras após nova metodologia de venda acertada com o TCU sai do papel com o acordo de venda do campo de Azulão, na Bacia do Amazonas, anunciado entre a Petrobras e a Eneva. O campo, que foi declarado comercial em maio de 2004, possui volumes recuperáveis de gás com potencial para implantação de um projeto integrado, com escoamento direto do gás natural produzido para abastecimento de uma usina termelétrica, conforme o modelo *reservoir-to-wire*, implementado na Bacia do Parnaíba.

Com a proximidade do vencimento de um dos contratos de importação de gás natural com a Bolívia, a Petrobras tem até o final do ano de 2017 para declarar seu interesse em renová-lo. Embora o país vizinho tenha visto suas reservas diminuírem em 57% ao longo da última década, o que tem gerado incerteza quanto à manutenção da capacidade de produção de gás pela Bolívia, a estatal boliviana pretende vender gás natural diretamente para o Brasil, onde cogita entrar no

mercado varejista de distribuição a partir da abertura do mercado de gás brasileiro, onde acredita ser capaz de vender até 45,0MMm³/dia. O estado do Mato Grosso do Sul, que hoje importa 0,6MMm³/dia, já declarou que passará a importar a partir do ano de 2018 2,0MMm³/dia de gás boliviano, assegurando fornecimento para projeto termelétrico, cujo contrato será oficializado no início do ano.

Em relação a contratação de capacidade do Gasbol, a ANP declarou recentemente que tal processo será conduzido pela TBG, que deve ser publicado no Diário Oficial da União no primeiro semestre do ano de 2018, com realização da chamada pública no segundo semestre. Os agentes interessados em participar necessitam de autorização da ANP como carregado, onde os transportadores não poderão participar do processo.

Embora o Brasil continue sendo um importador de gás natural, é esperado uma diminuição no nível de importações nos próximos anos, com aumento na oferta de gás natural na malha de gasodutos da Petrobras, impulsionada sobretudo pelo pré-sal, onde espera-se que todo o sistema da Rota 3, que contempla conjunto de dutos, gasodutos e a UPGN do projeto Comperj, seja entregue em 2020. Mesmo com as mudanças no mercado de gás previstas no programa Gás para Crescer, onde a Petrobras deixará de ser o garantidor do suprimento nacional, espera-se que a estatal se mantenha como o grande *player* do setor.

Adicionalmente, no mês de novembro a ANP aprovou o início da oferta permanente de 846 blocos de 13 bacias sedimentares brasileiras. Embora tais áreas dependam de avaliação dos órgãos ambientais competentes, a abertura deste processo representa mais um passo importante na retomada da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, onde são esperados aumento nos investimentos e da produção, impactando na arrecadação e na geração de emprego e renda.



BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman

A) PRODUÇÃO

O volume total de etanol (anidro e hidratado) produzido em outubro/17 somou 3,4 bilhões de litros, representando uma queda de 21,1% em relação ao mês anterior (setembro/17), quando a produção alcançou 4,4 bilhões de litros. 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. No acumulado de abril a outubro de 2017, a retração no rendimento do canavial na região Centro-Sul do Brasil atingiu 1,58%, segundo pesquisa do Centro de Tecnologia Canavieira (CTC). Além disso, parte das usinas já encerrou a safra 2017/18, reduzindo a oferta de etanol.

Em outubro/17, foram produzidos 1,4 bilhão de litros de etanol anidro, volume 22% inferior ao mês anterior (setembro/17) e 2,3% superior ao mesmo mês do ano anterior (outubro/16). A produção acumulada (janeiro a outubro) deste biocombustível, em 2017, está apenas 0,3% acima do mesmo período de 2016. No caso do etanol hidratado, a produção em outubro/17 (2,0 bilhões de litros) sofreu retração de 20,5% em relação ao mês de setembro/17. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (outubro/16), a produção aumentou em 19,1%, em função da recuperação da demanda pelo biocombustível, do atraso das moagens de cana e da maior destinação da cana para a produção de etanol, em decorrência da queda do preço do açúcar no mercado internacional, em 2017. No acumulado do ano (janeiro a outubro), a produção em 2017 ainda está inferior à de 2016, em 3,8%.

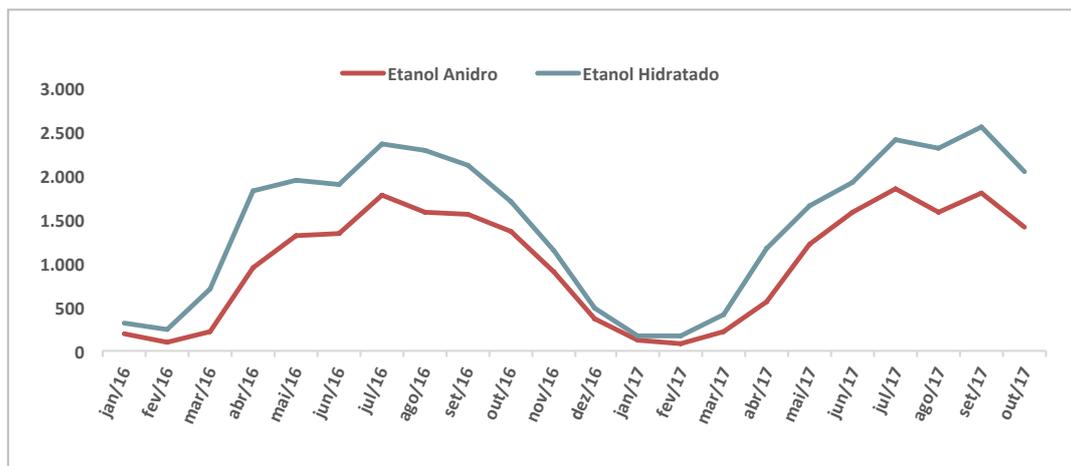
Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (MM litros)

Biocombustível	out-17	acum-17	out-17/set-17	out-17/out-16	acum-17/acum-16	Tendências*	set-17	out-16	acum-16
Etanol Anidro	1.404,9	10.430,9	-22,0%	2,3%	0,3%		1.801,7	1.373,9	10.404,5
Etanol Hidratado	2.037,5	14.812,2	-20,5%	19,1%	-3,8%		2.563,0	1.711,1	15.392,8
Total Etanol	3.442,3	25.243,1	-21,1%	11,6%	-2,1%		4.364,7	3.085,0	25.797,2
Biodiesel	409,3	3.519,7	2,7%	20,0%	10,6%		398,7	341,0	3.183,6

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



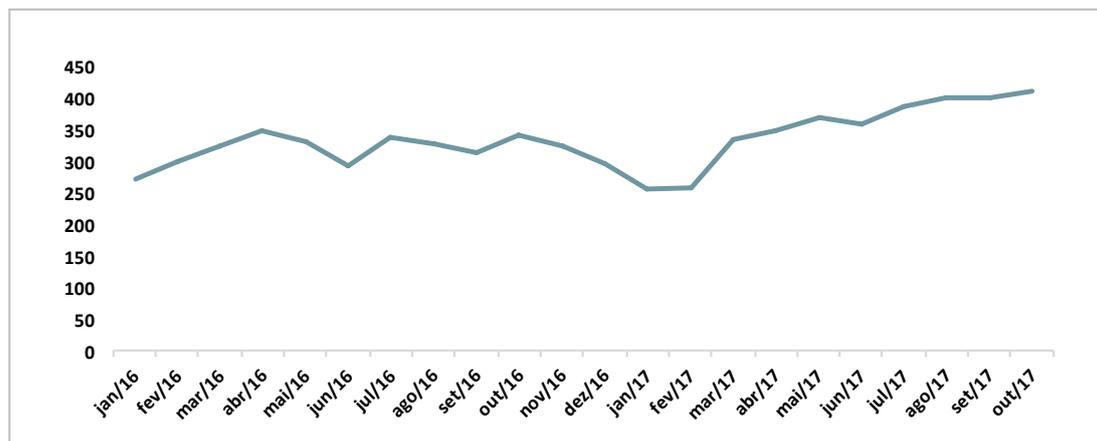
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Em outubro/17, foi registrado um novo recorde de produção de biodiesel, mais de 409 milhões de litros. O volume representa um aumento de 2,7% em relação ao mês de setembro/17 e de 20% em relação ao mês de outubro/16. No acumulado do ano (janeiro a outubro), a produção de 2017 está 10,6% acima da de 2016.

Os volumes produzidos em setembro e outubro de 2017

fizeram parte das negociações ocorridas no 56º Leilão de Biodiesel da ANP, no qual foram adquiridos 796 milhões de litros de biodiesel. O volume total produzido nos dois meses somou 808 milhões de litros, 12 a mais do que o adquirido no Leilão 56. O volume excedente veio do estoque regulador arrematado no Leilão de Estoque 56 (LE56), que envolveu a negociação de 29 milhões de litros para o quinto bimestre do ano.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

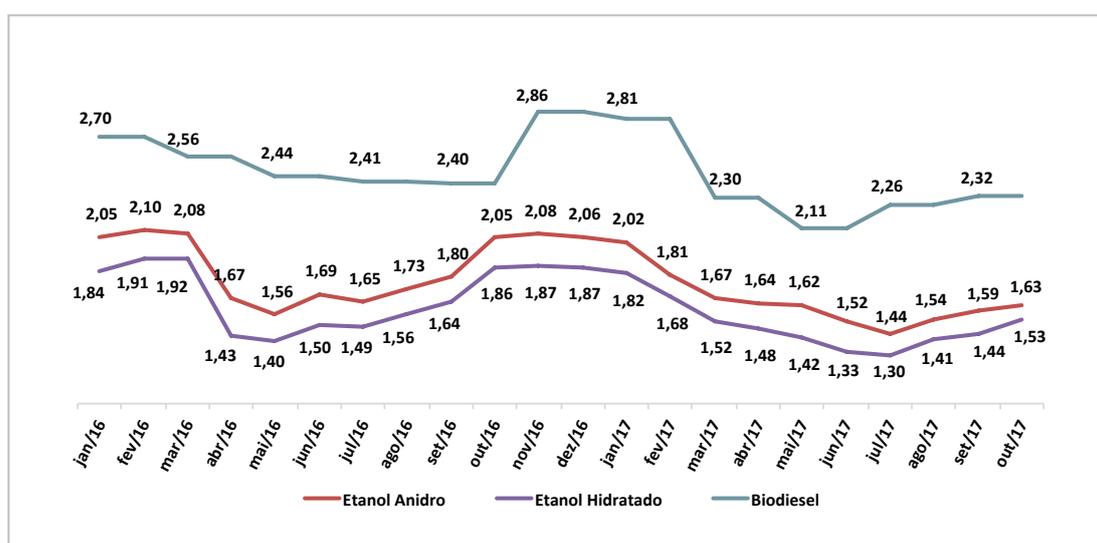
B) PREÇOS

Desde o mês de agosto de 2017, os preços do etanol seguem aumentando. O litro do etanol anidro passou de R\$ 1,59, em setembro/17, para R\$ 1,63, em outubro/17, o que representa um aumento de 2,5%. No caso do etanol hidratado, o preço do litro aumentou em 6,6%, indo de R\$ 1,44 (em setembro/17) para R\$ 1,53 (em outubro/17). A valorização do petróleo no mercado internacional e o aumento dos preços praticados pela Petrobras para a

gasolina contribuíram para a alta de preços do etanol. Além disso, a menor oferta do biocombustível também empurrou os preços para cima.

O preço do biodiesel também tem apresentado alta e foi negociado no 56º Leilão de Biodiesel da ANP por R\$ 2,32 por litro, valor 2,7% superior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,26/l).

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



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

C) CONSUMO

Em outubro/17, as vendas de etanol anidro somaram 955,2 milhões de litros, representando um aumento de 1,1% em relação a setembro/17. Em relação ao ano anterior, a demanda em outubro/17 caiu 2,3% na comparação com outubro/16, mas aumentou 5,0% no acumulado de janeiro a outubro.

A demanda por etanol hidratado, em outubro/17, cresceu 4,8% em relação ao mês anterior (setembro/17) e 14,8% em relação ao mês de outubro/16. 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. O aumento de competitividade proporcionou um crescimento importante da participação do etanol na matriz de combustíveis do ciclo Otto (frota de veículos de passeio e carga leve), atingindo 42,6% em outubro, segundo a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar). A entidade ressalta que é o maior valor apontado desde dezembro de 2015, período em que foram consumidos 1,54 bilhão de litros; 42,7% na parcela do etanol na matriz de combustíveis. No acumulado do ano, o aumento do consumo ainda não foi suficiente para superar as vendas de 2016. A demanda entre janeiro de outubro de 2017 está 13,1% abaixo do mesmo período de 2016.

O consumo de biodiesel entre setembro/17 e outubro/17 aumentou 1,1%. Em relação a outubro/16, as vendas de outubro/17 aumentaram 21,2%. A demanda acumulada entre janeiro e outubro de 2017 superou em 12,3% o mesmo período de 2016. A alta da demanda pelo biocombustível é reflexo do crescimento da demanda

por óleo diesel, sinalizando uma recuperação da economia, em relação ao ano passado. Em março de 2017, o teor de adição de biodiesel no diesel mineral passou de 7% para 8%, contribuindo, também, para o maior consumo do biocombustível.

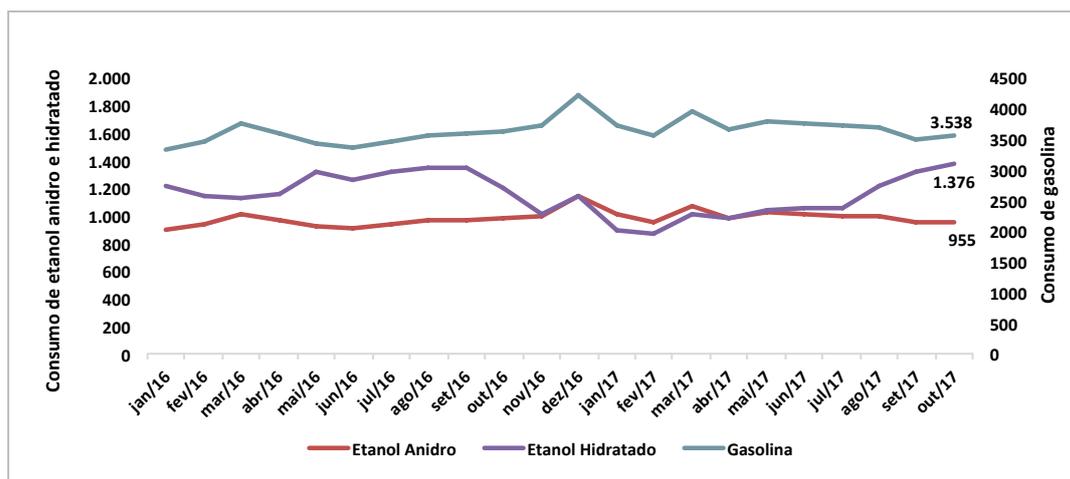
Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	out-17	acum-17	out-17/set-17	out-17/out-16	acum-17/acum-16	Tendências*	set-17	out-16	acum-16
Etanol Anidro	955,2	9.950,9	1,1%	-2,3%	5,0%		945,2	977,6	9.474,2
Etanol Hidratado	1.376,3	10.806,5	4,8%	14,8%	-13,1%		1.313,3	1.198,9	12.436,2
Total Etanol	2.331,5	20.757,4	3,2%	7,1%	-5,3%		2.258,5	2.176,5	21.910,4
Biodiesel	393,1	3.590,4	1,1%	21,2%	12,3%		388,6	324,2	3.197,3

* Tendências nos últimos 12 meses

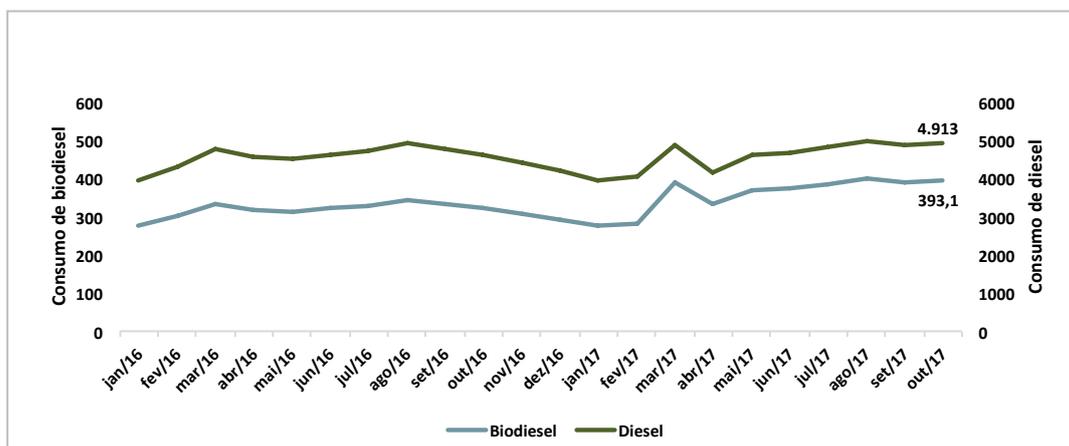
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

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 outubro de 2017, o Brasil importou 91,2 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro), volume 17% inferior ao importado no mês anterior (setembro/17). A determinação da Câmara de Comércio Exterior (Camex) de tarifar 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 para a redução das importações entre agosto e outubro. No entanto, o volume que entrou no país em outubro/17 superou em 26,6% o de outubro/16 e, no acumulado do

ano (janeiro a outubro de 2017), as importações superaram em 205% o mesmo período de 2016.

As exportações de etanol anidro e hidratado tiveram alta em outubro/17, somando 154,1 milhões de litros, volume 7,2% superior ao mês de setembro/17 e 74,3% superior ao mês de outubro/16. No acumulado do ano, as exportações seguem representando menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. As exportações mais baixas 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	out-17	acum-17	out-17/set-17	out-17/out-16	acum-17/acum-16	Tendências*	set-17	out-16	acum-16
Importação	91,2	1.690,6	-17,0%	26,6%	205,0%		109,9	72,0	554,3
Exportação	154,1	1.226,5	7,2%	74,3%	-51,8%		143,7	88,4	2.547,1

* Tendências nos últimos 12 meses

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 protocolado no dia 14 de novembro de 2017. No dia 22 do mesmo mês, foi aprovada a sua tramitação em regime de urgência na Câmara dos Deputados. O PL foi, então, aprovado pela Câmara no dia 28 de novembro, chegando ao Senado no dia 30 do mesmo mês (2017). No dia 5 de dezembro de 2017, Fernando Bezerra Coelho (PMDB-PE) foi nomeado relator e dois dias depois a tramitação do projeto em regime de urgência foi aprovada também no Senado.

A aprovação do programa pelos senadores federais ocorreu no dia 12 de dezembro de 2017. O próximo passo é obter a sanção (ou veto) do presidente Michel Temer, o que deve ocorrer em até 15 dias.

De acordo com a Única (2017), 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. Ao ser sancionada como lei em 2017, a expectativa é que essa política seja implementada na safra de cana 2019/2020.



SETOR ELÉTRICO

André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss

A) DISPONIBILIDADE

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

	out-17		out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17		out-16	
SE/CO	15.222,00	65,12%	23,84%	-20,98%		12.292,00	63,02%	19.263,00	82,40%
S	10.217,00	75,20%	309,99%	-4,28%		2.492,00	20,64%	10.674,00	78,56%
NE	565,00	16,90%	-23,96%	-54,80%		743,00	24,26%	1.250,00	37,39%
N	1.041,00	49,85%	-10,87%	0,29%		1.168,00	57,48%	1.038,00	51,67%
SIN	27.045,00	-	61,99%	-16,07%		16.695,00	-	32.225,00	-

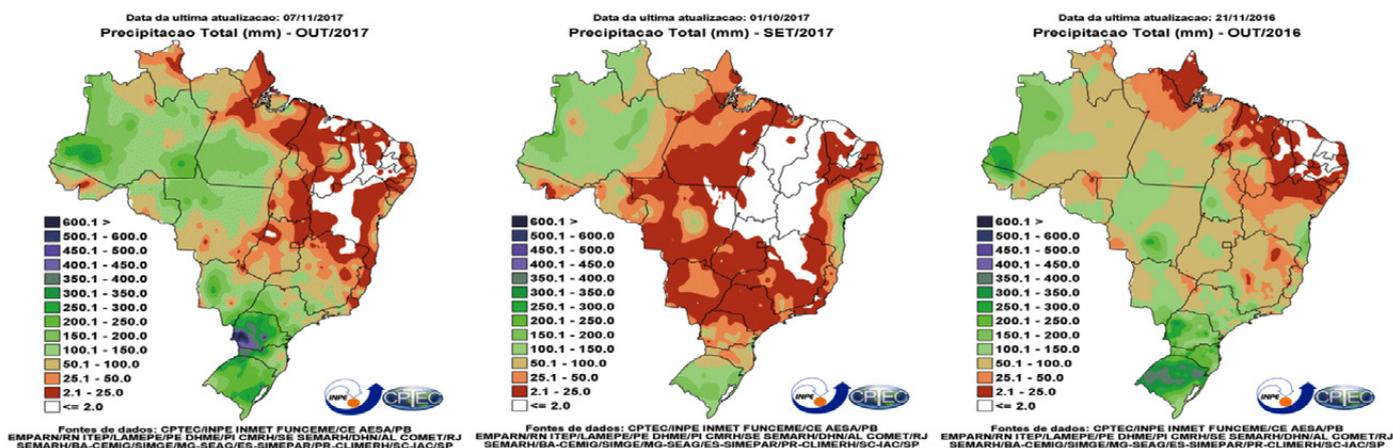
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Entre os meses de setembro e outubro de 2017, o Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou incremento de 61,99% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente (ENA), conforme Tabela 5.1. O resultado foi impulsionado em grande parte pelo subsistema S, que apresentou aumento de 309,99%. O subsistema SE/CO também registrou alta (23,84%), enquanto NE e N apresentaram queda de 23,96% e 10,87%, respectivamente. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar que a quase totalidade da região S registrou índices acima de 200.1 mm, com algumas áreas atingindo a faixa de 500.1

a 600.0 mm. Nas regiões SE e CO, nota-se a diminuição significativa da área cujo registro foi inferior a 100.0 mm. Já nas regiões N e NE, apesar de terem registrado um aumento geral na ocorrência pluviométrica, os valores registrados ainda foram relativamente baixos, não sendo suficiente para reverter o longo período de seca e elevar a ENA. Através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que as vazões naturais, cujos registros foram de 65,12% no SE/CO, 75,20% no S, 16,90% no NE e 49,85% no N, foram consideravelmente inferiores aos valores médios da série histórica, seguindo a tendência dos últimos meses.

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

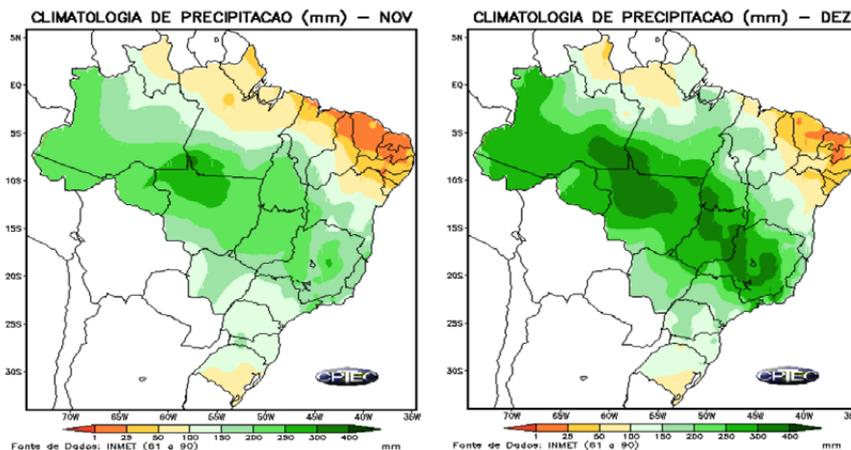


Fonte: CPTEC/INPE.

Na comparação anual, observou-se uma redução de 16,07% na ENA total. Com exceção da região N, que ficou praticamente estável, todas as outras regiões apresentaram redução na ENA, comportamento similar ao registrado nos

meses anteriores. A pluviosidade média para os meses de outubro e novembro é retratada na Figura 5.2. Com o início do período úmido, a expectativa é de aumento da precipitação, principalmente nos subsistemas SE/CO e N.

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



Fonte: CPTEC/INPE.

B) DEMANDA

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

	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
SE/CO	38.943,08	1,85%	3,29%		38.236,97	37.703,12
S	10.870,54	-1,45%	4,10%		11.030,56	10.441,98
NE	10.807,24	5,50%	1,30%		10.243,85	10.668,21
N	5.727,98	-0,42%	2,39%		5.751,97	5.594,48
SIN	66.348,86	1,66%	3,01%		65.263,35	64.407,78

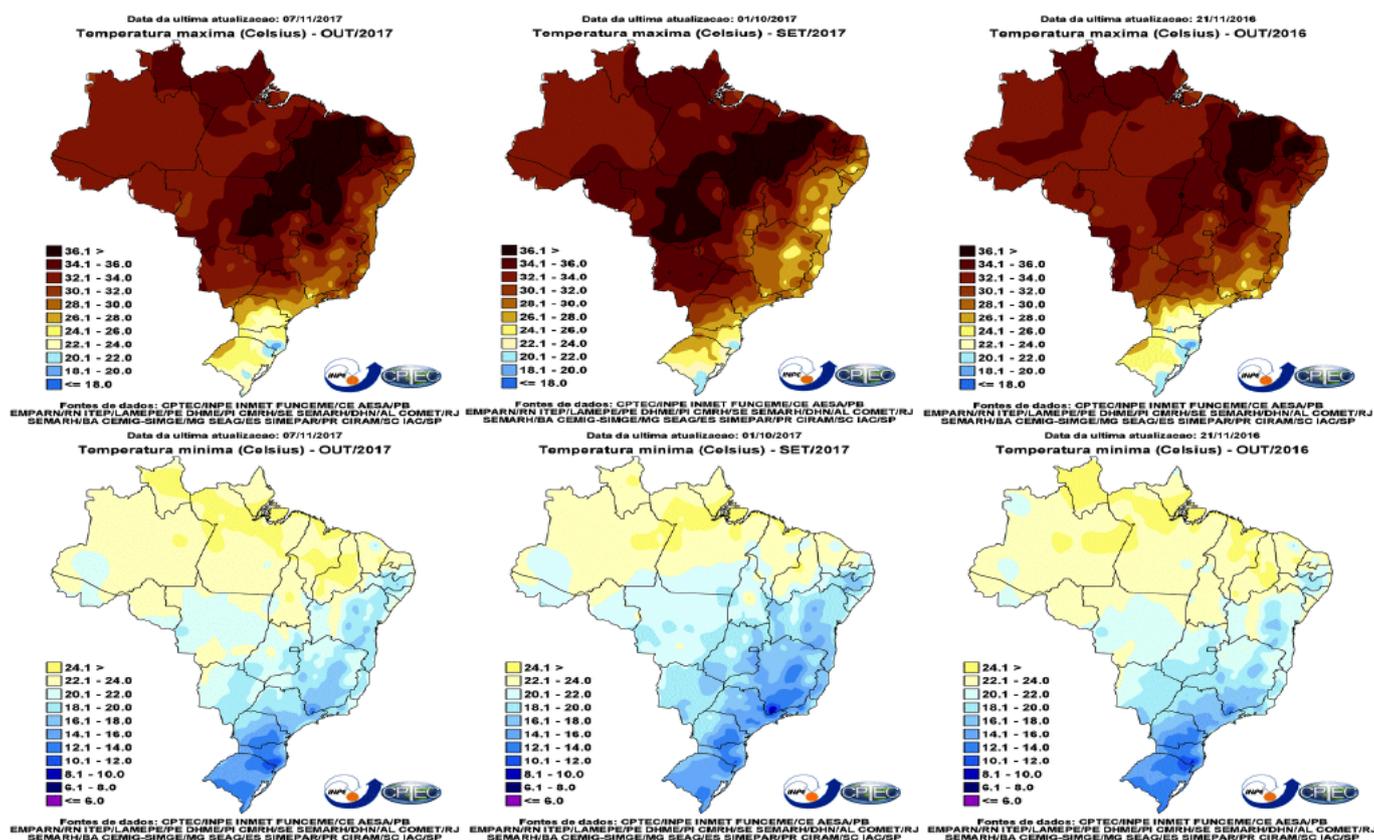
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN cresceu 1,66% na comparação mensal e 3,01% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, os subsistemas SE/CO e NE aumentaram sua carga em 1,85% e 5,50%, respectivamente, ao passo que o S apresentou queda de 1,45% e o N permaneceu relativamente estável (-0,42%). Já, na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram crescimento de sua carga (SE/CO +3,29%, S +4,10%, NE, 1,30%, N 2,39%).

Na comparação mensal, as variações na carga de energia podem ser associadas ao aumento da temperatura média em todos os subsistemas, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). Este aumento da temperatura média devido à aproximação do verão pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um maior consumo de energia elétrica.

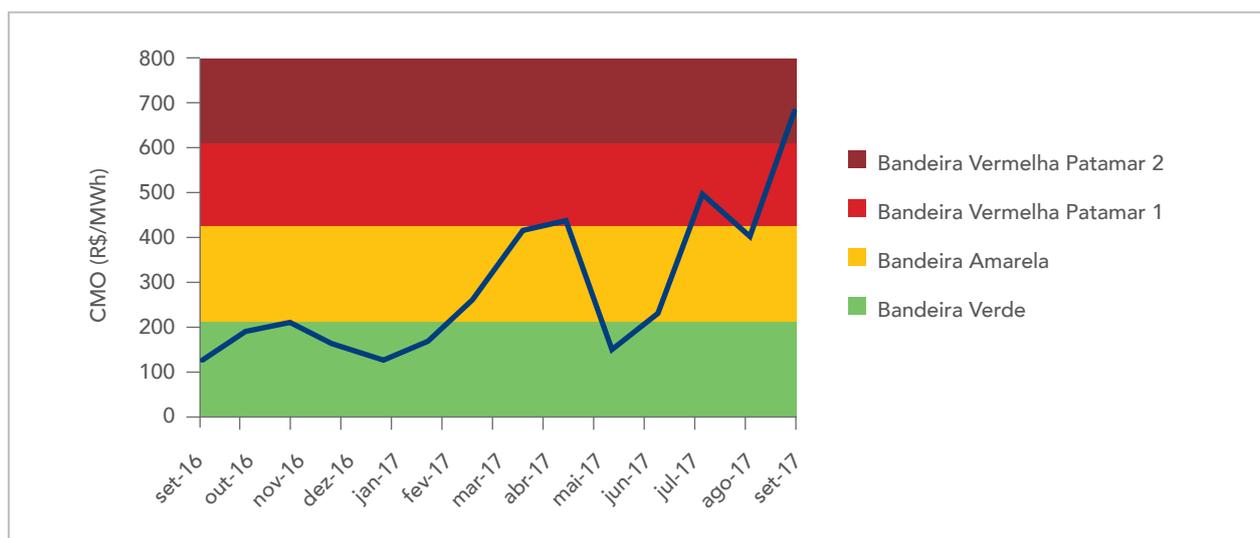
Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para set/17, ago/17 e set/16.



Cabe ressaltar, que o consumo de energia entre setembro e outubro de 2017 cresceu apesar de a bandeira tarifária ter passado de amarela para vermelha patamar 2 ao longo do período. Como em outubro ainda estava valendo a regra antiga da conta bandeiras, ao ser instaurada a bandeira vermelha patamar 2, passou a ser cobrado um custo de R\$ 0,035 por kWh consumido para todos os consumidores cativos das distribuidoras (com exceção daqueles localizados em sistemas isolados), custo este maior do que o cobrado no mês anterior quando vigorava a bandeira amarela (R\$ 0,02/kWh). 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. Portanto, a bandeira vermelha patamar 2 sinaliza que a população deve consumir energia elétrica de uma forma mais consciente e eficiente possível. Segundo o Programa Mensal de Operação (PMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS), o valor da usina térmica mais cara em operação em outubro seria a UTE Sepé Tiaraju (RS) cujo custo é de 698,14 R\$/MWh, ou seja, acima do custo variável unitário limite para acionar a bandeira tarifária vermelha patamar 2 (610,00 R\$/MWh), conforme mostra a Figura 5.4.

Figura 5.4: Custo Marginal da Operação (CMO) e limites das bandeiras tarifárias- set/2016-set/17.



Fonte: ANEEL.

Na comparação anual, o crescimento do consumo de energia pode ser explicado pela melhoria significativa da maioria dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV³¹, que consolida informações sobre os setores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 80,3 para 90,30 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 74,0 para 86,0 entre outubro de 2016 e outubro 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/FGV³², caiu 8,3 pontos em relação a setembro de 2017 e 8,2 em relação a outubro de 2016. Contudo, o indicador de incerteza da economia brasileira continua alto e isso pode vir a interferir nos níveis de investimento e de consumo de energia nos próximos meses.

³¹ IBRE, FGV. Índice de Confiança Empresarial. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015D0801580E6FA0>

³² IBRE, FGV. Indicador de Incerteza da Economia Brasileira. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015CF369B58B583A>

C) OFERTA

Em resposta ao comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de setembro cresceu 1,65% em comparação com o mês anterior, de acordo com a Tabela 5.4. Conforme pode-se observar, a geração nuclear aumentou sua participação em 17,15% com relação ao mês anterior, devido à conclusão da manutenção da usina de Angra 1, que foi religada ao SIN em 14 de outubro após 56 dias. A geração por fontes hídrica e térmicas convencionais

registraram aumento de 2,13% e 2,08%, respectivamente, o que levou a estimativa do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE) a um aumento de 9,72%, de acordo com a Tabela 5.5. Já as eólicas observaram redução de 6,03%, enquanto a geração solar, devido ao aumento de 121,9 MW da capacidade instalada no mês de setembro, foi incrementada em 91,69%, no entanto a participação desse tipo de fonte ainda é muito baixa frente à carga total.

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

		out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
SE/CO	Hidráulica	17.747,96	-2,71%	-4,03%		18.242,78	18.493,99
	Nuclear	1.594,56	17,15%	-20,83%		1.361,09	2.013,97
	Térmica	9.459,91	-6,62%	29,91%		10.130,93	7.281,70
	Eólica	13,58	-17,09%	21,78%		16,38	11,15
	Solar	41,77	382,38%	9340,80%		8,66	0,44
	Total	28.857,79	-3,03%	3,80%		29.759,85	27.801,25
S	Hidráulica	8.188,46	22,59%	-18,17%		6.679,51	10.006,74
	Térmica	1.716,47	34,26%	49,16%		1.278,46	1.150,74
	Eólica	850,59	8,69%	4,63%		782,61	812,95
	Solar	0,51	11,97%	16,24%		0,46	0,44
	Total	10.756,04	23,05%	-10,15%		8.741,05	11.970,88
NE	Hidráulica	1.517,83	-2,92%	-38,64%		1.563,52	2.473,76
	Térmica	3.597,87	3,31%	19,85%		3.482,44	3.001,90
	Eólica	5.658,89	-8,42%	36,71%		6.179,35	4.139,38
	Total	10.936,10	-3,41%	13,70%		11.322,51	9.618,09
N	Hidráulica	2.827,79	-33,47%	3,52%		4.250,35	2.731,75
	Térmica	2.919,52	19,62%	46,63%		2.440,67	1.991,09
	Eólica	184,01	2,23%	-		179,99	0,00
	Total	5.931,31	-13,68%	25,59%		6.871,00	4.722,84
Total	Itaipu	9.533,53	15,55%	-4,84%		8.250,60	10.018,49
	Hidráulica	39.815,58	2,13%	-8,94%		38.986,76	43.724,73
	Nuclear	1.594,56	17,15%	-20,83%		1.361,09	2.013,97
	Térmica	17.693,77	2,08%	31,79%		17.332,50	13.425,42
	Total	66.014,77	1,65%	2,94%		64.945,00	64.131,55

* 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 (-9,73%), reflexo do baixo volume pluviométrico observado este ano. Aliada à diminuição da participação nuclear (-20,83%), visto que a usina de Angra 1 esteve desconectada do sistema durante parte do mês,

conforme mencionado, as usinas térmicas registraram aumento de 31,79% na geração. O incremento da geração eólica para esse período, no entanto, foi de 35,13%, em grande parte devido ao incremento de 1548,2 MW³³ na capacidade instalada entre janeiro e setembro de 2017.

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

	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
SIN	0,1366	9,72%	47,68%		0,1245	0,0925

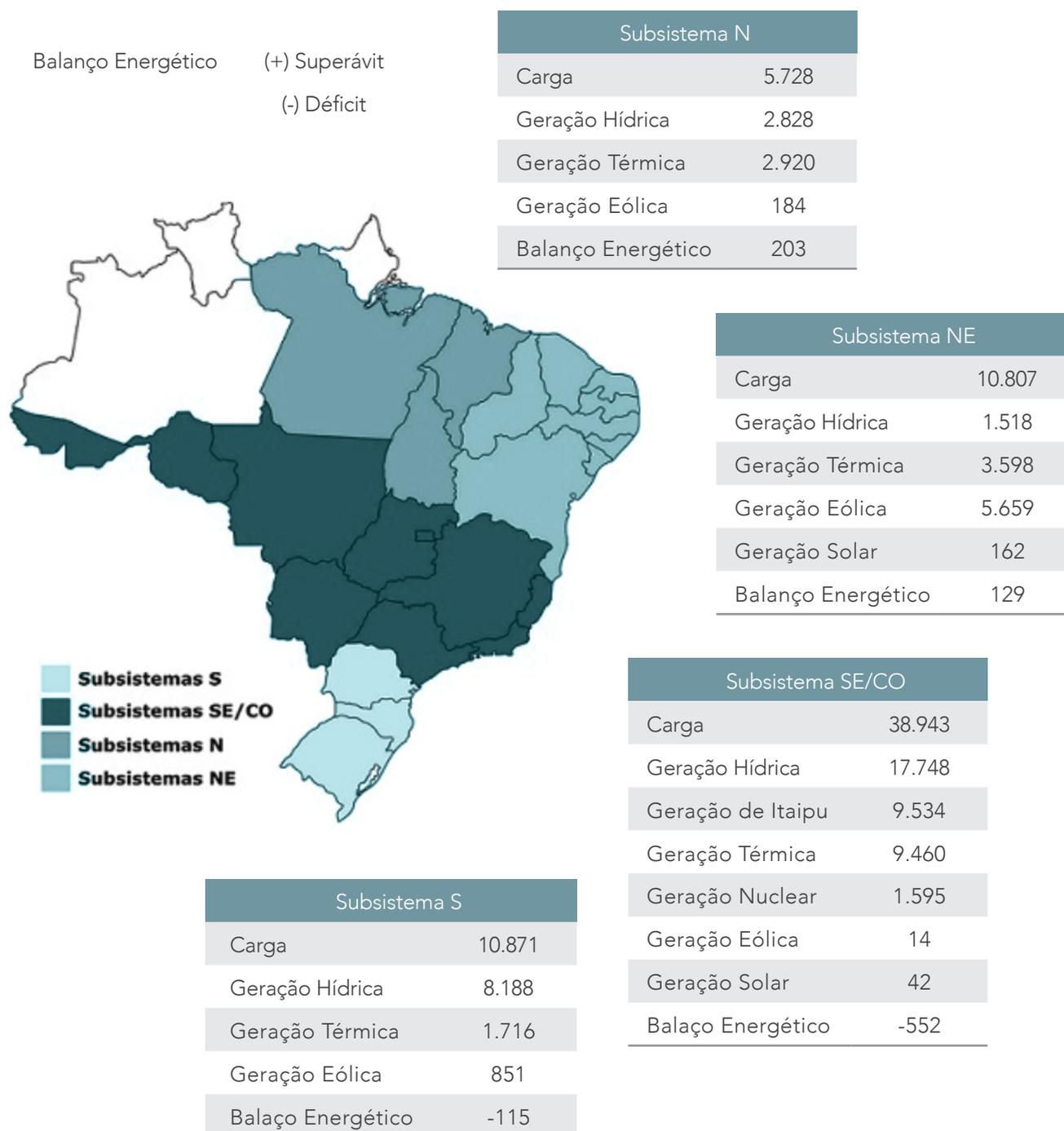
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI.

³³ 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 outubro de 2017, os subsistemas NE e N foram superavitários, tendo exportado respectivamente 129 MWmed e 203 MWmed. Os subsistemas SE/CO e S, por sua vez, foram deficitários em 552 MWmed

e 115 MWmed, respectivamente. Além disso, o S importou 334,09 MWmed da Argentina e Uruguai, devido à situação em que se encontram os reservatórios hídricos no SIN e à consequente diminuição da geração hidráulica.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed).

	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
S - SE/CO	219,59	111,14%	-87,84%		-1.971,16	1.805,12
Internacional - S	334,09	4,94%	20,95%		318,35	276,23
N - NE	27,33	124,26%	310,36%		-112,64	6,66
N - SE/CO	196,97	-84,25%	123,09%		1.251,00	-853,06
SE/CO - NE	-156,18	83,83%	-114,97%		-966,02	1.043,45

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

E) ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWh).

	out-17		out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17		out-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	35.804	17,61%	-27,26%	-49,45%		49.225	24,21%	70.826	34,83%
S	9.721	48,36%	33,73%	-43,81%		7.269	36,16%	17.299	86,07%
NE	3.108	6,00%	-35,03%	-43,52%		4.784	9,23%	5.503	10,62%
N	3.160	21,01%	-35,76%	-29,53%		4.919	32,70%	4.484	29,81%
SIN	51.793	17,84%	-21,76%	-47,21%		66.197	22,80%	98.112	33,80%

* Tendências nos últimos 12 meses

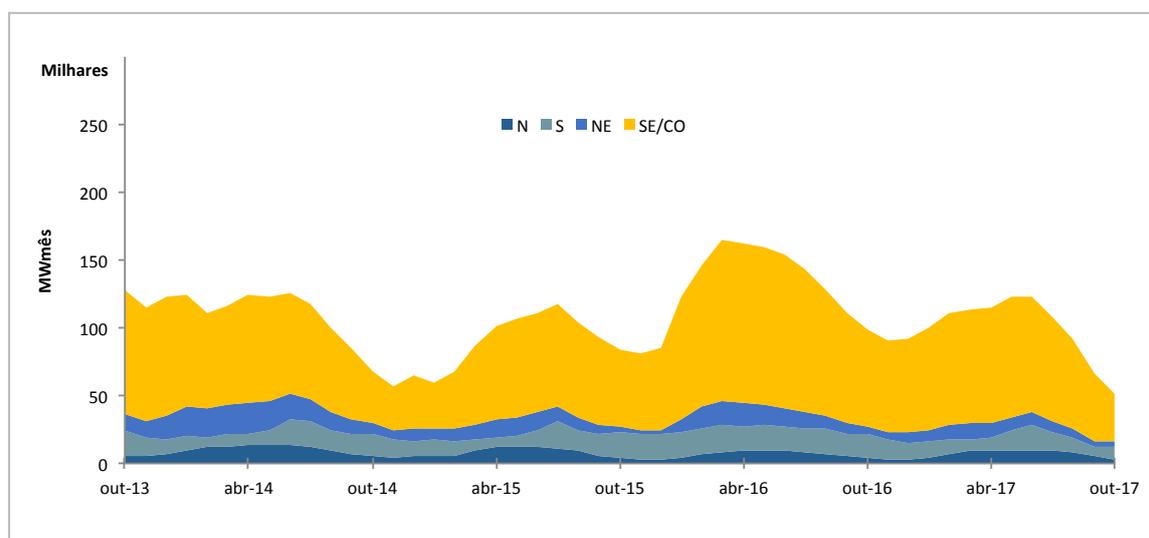
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Como consequência dos baixos volumes pluviométricos registrados quando comparados à MLT, com exceção do subsistema S, que apresentou alta de 33,73% na Energia Armazenada (EAR), todos os outros registraram queda considerável, conforme Tabela 5.7 (-27,26% no SE/CO, -35,03% no NE e -35,76% no N), resultando em diminuição de 21,76% para o SIN e atingindo 17,84% da capacidade total dos reservatórios. Com os resultados observados, a situação dos reservatórios no subsistema NE continuava se agravando,

chegando ao final do mês de outubro com apenas 6,00% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 47,21%, com quedas expressivas em todos os subsistemas (-49,45% no SE/CO, -43,81% no S, -43,52% no NE e -29,53% 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 (MWhmês).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de outubro de 2017, o CMO médio foi superior ao do mês anterior em todos os subsistemas, e o valor de R\$927,50/MWh foi idêntico em todos eles. Para todos os subsistemas, o aumento do custo marginal de operação

foi de 18,67% na comparação mensal, devido à maior participação das termelétricas na geração. Na comparação ano a ano, a alta nos preços foi de 392,22%.

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

	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências*	set-17	out-16
SE/CO	927,50	18,67%	392,22%		781,60	188,43
S	927,50	18,67%	392,22%		781,60	188,43
NE	927,50	18,67%	392,22%		781,60	188,43
N	927,50	18,67%	392,22%		781,60	188,43

* Tendências nos últimos 12 meses

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 novembro de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 203,1 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 75,9% era do tipo fotovoltaica, 11,5% térmica, 7,5% hidráulica e 5,1% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 20,0% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 11,0% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 6,15%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 185,67%. Na comparação mensal, as distribuidoras que

apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+17,89%), CELG-D (+9,32%) e COPEL-D (+7,66%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a CEEE-D (+516,94%), RGE Sul (+446,45%) e Energisa MT (+413,83%).

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

Distribuidoras	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	Tendências*	out-17	nov-16
CEMIG Distribuição S.A	40.622,66	5,38%	132,80%		38.548,12	17.449,39
Companhia Energética do Ceará	22.324,17	6,25%	254,99%		21.010,68	6.288,74
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	12.855,73	17,89%	446,45%		10.904,56	2.352,58
Celesc Distribuição S.A.	11.596,06	0,61%	90,47%		11.525,29	6.088,07
Copel Distribuição S.A	10.954,84	7,66%	177,13%		10.175,18	3.952,97
Light Serviços de Eletricidade S.A.	10.872,29	1,72%	356,63%		10.688,94	2.380,97
Companhia Paulista de Força e Luz	9.989,92	5,29%	285,71%		9.488,30	2.590,00
Energisa MT - Distribuidora de Energia S.A.	8.552,57	0,75%	413,83%		8.488,57	1.664,46
Celg Distribuição S.A.	6.859,43	9,32%	358,16%		6.274,65	1.497,16
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.485,26	3,17%	516,94%		6.285,79	1.051,20
Outras	61.996,10	6,96%	140,44%		57.959,41	25.784,07
Total	203.109,03	6,15%	185,67%		191.349,49	71.099,61

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	6	190	655	1.823	6	50	-	2.729
Biomassa	-	88	40	484	150	69	25	856
Solar	508	937	646	18	-	-	-	2.110
Hidrelétrica	-	3.472	3.235	1.833	214	48	-	8.802
PCH	28	200	239	747	188	103	50	1.555
Eólica	296	1.789	1.428	498	90	-	-	4.101
Total	838	6.677	6.243	5.403	647	270	75	20.153

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 17 de outubro a 16 de novembro de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 3,1 MW em termelétricas convencionais, 269,6 MW em termelétricas a biomassa, 100,5 MW em fotovoltaicas, 611,1 MW em hidrelétricas, 10,5 MW em pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e 343,0 MW em eólicas. Assim, o aumento da capacidade instalada desde o início do ano é de 309,6 MW para térmicas fósseis, 490,1 MW

para térmicas a biomassa, 384,1 MW para fotovoltaicas, 2.939,7 MW para hidrelétricas, 130,6 MW para PCH e 1.721,0 MW para eólicas.

Conforme apresentado na Tabela 5.10, a expectativa até o final de 2017 era de que ainda entrassem em atividade 296 MW em usinas eólicas e 508 MW em fotovoltaicas, além de 28 MW em PCH e 6 MW em termelétricas convencionais.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 2 distribuidoras e processo de revisão tarifária em 1 distribuidora ao longo do período, como mostra a Tabela 5.11 e a Tabela 5.12.

Atendendo a 258 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Acre, a Eletroacre aumentou em 2,57% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e reduziu em 3,60% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 1,51% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da Eletroacre entraram em vigor a partir de 30 de novembro. A concessionária CERON que atende 631 mil unidades consumidoras localizadas no estado de Rondônia teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 30 de novembro em 8,27% em média, sendo 8,84%

para os consumidores da baixa tensão e 6,59% para os consumidores da alta tensão, como mostra a Tabela 5.11.

A Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) foi a única distribuidora a passar por processo de revisão tarifária ao longo do período. A partir de 30 de novembro, os consumidores da alta tensão tiveram a sua tarifa reajustada em 38,59% e os da baixa tensão em 37,02%. A CEA atende a 202 mil unidades consumidoras no estado do Amapá, como mostra a Tabela 5.12.

Além disso, a ANEEL suspendeu no dia 21 de novembro, o reajuste tarifário de 2017 da empresa Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-D), devido à inadimplência com o pagamento de encargos do setor elétrico. A ANEEL determinou que a CEEE-D prorogue a vigência das tarifas aprovadas em 2016 até a regularização da inadimplência.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média).

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Eletroacre	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	1,51%	30-nov
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	RO	8,27%	30-nov

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 5.12: Revisão Tarifária (Variação % Média).

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	AP	37,36%	30-nov

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

No dia 15 de dezembro, ocorreu o leilão de transmissão nº 2/2017. Foram arrematados os 11 lotes ofertados, resultando em R\$ 8,7 bilhões de investimentos em transmissão com deságio médio de 40,46%. Somando 4.919 quilômetros (km) de linhas de transmissão e 10.416 mega-volt-ampères (MVA) de capacidade de transformação de subestações, os empreendimentos se encontram localizados nos estados: Bahia, Ceará, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Tocantins. O lote que apresentou maior deságio (53,94%) foi o Lote

5 localizado no Rio Grande do Norte e arrematado pela Cesbe Participações S.A.

No dia 18 de dezembro, a ANEEL realizou o Leilão de Geração nº 04/2017 (Leilão de Energia Nova A-4). O certame movimentou ao todo R\$ 5,6 bilhões em contratos com deságio de 54,65% em relação aos preços-tetos estabelecidos. Dos 20,1 GW em projeto habilitados, foram contratados 674,51 MW de potência equivalentes a 228,7 MW médios de Garantia Física. Dos 25 empreendimentos de geração contratados, 20 são

usinas solares fotovoltaicas, 2 usinas eólicas, 1 térmica à biomassa, 1 PCH e 1 CGH. O preço médio final do leilão para as usinas hidráulicas foi de R\$ 181,63/MWh. No caso da usina térmica movida a biomassa, o preço médio foi de R\$ 234,92/MWh, para as plantas eólicas foi de R\$ 108/MWh e para as usinas solares o preço médio fechou em R\$ 145,68/MWh, o que resultou em um preço médio do certame de R\$ 144,51/MWh. Dos oito estados que tiveram empreendimentos contratados, o Piauí foi o estado que se destacou por apresentar o maior número de usinas contratada (8), seguido por Pernambuco (5) e Bahia (4). Participaram do certame, como compradoras da energia negociada, sete concessionárias de distribuição: CEA, CEAL, Cepisa, Coelba, Copel D, EDP ES, Elektro. Os contratos são de 30 anos para as usinas hidrelétricas na modalidade por quantidade e 20 anos para as usinas a biomassa, eólicas e solares, devendo todas iniciarem o fornecimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2021.

No dia 20 de dezembro, ocorreu o Leilão de Energia Nova A-6. No certame, foram negociados CCEARs, com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos). Dos 53.424 MW de potência cadastrados no leilão, foram contratados 2.930 MW médios de potência distribuídos em 63 novos empreendimentos de geração, dos quais 49 usinas eólicas (1.386 MW), 6 PCHs (139 MW), 6 térmicas a biomassa (177,05 MW) e duas térmicas a gás (2.138 MW). Estima-se que o certame mobilizou um investimento da ordem de R\$ 13,9 bilhões. O preço médio final do leilão foi de R\$ 189,45/MWh com um deságio médio de 38,7% em relação aos preços inicialmente propostos. A fonte eólica foi viabilizada ao preço médio de R\$ 98,62/MWh, 64,27% inferior ao preço-teto de R\$ 276/MWh proposto no leilão para a fonte. O preço médio da geração de biomassa foi 216,82/MWh (34,10% de deságio), da geração a gás natural R\$ 213,46/MWh (33,08% de deságio) e da geração hídrica R\$ 219,20/MWh (22% de deságio). Os destaques ficaram por parte da térmica a gás Porto do Açú III, no Rio de Janeiro, com 1.672 MW de potência e por parte

da Enel Green Power que vendeu energia de 21 eólicas no Piauí. Ao todo, 25 distribuidoras participaram como compradoras, com destaque para Copel, Coelba, Cemig, Elektro e Energisa MT.

No dia 22 de dezembro, é prevista a realização dos 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. Os preços iniciais estabelecidos para os certames A-1 e A-2 são respectivamente R\$ 217,00/MWh e R\$ 193,00/MWh.

L) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

Situação dos reservatórios em dezembro

A situação dos reservatórios começava a apresentar sinais de melhora em 18 de dezembro de 2017. Os reservatórios do subsistema NE, que vinham apresentando queda regular desde abril, se encontravam com 9,28% de sua capacidade, um aumento superior a 4,5 pontos percentuais em comparação com os 4,64% de 18 de novembro de 2017. Os reservatórios do subsistema SE/CO também registraram aumento durante esse período, passando de 17,95% para 20,67% da capacidade, enquanto os do subsistema N ficaram praticamente estáveis passando de 18,03% para 18,27%. Já no subsistema S, houve queda nos níveis de 7,1 pontos percentuais, de 58,47% para 51,36%.

Apesar da aparente melhora, o quadro ainda desperta atenção. Os níveis atuais dos reservatórios são comparáveis àqueles de 2014, a pior marca da série histórica, e especialistas apontam que o volume de chuvas previsto para este verão pode não ser o suficiente para a recuperação até o fim do período úmido. Apesar disso, a posição do ONS é de que mesmo que ocorra uma hidrologia, como em 2016 e 2017, a situação atual gera menos preocupação, já que a carga está no mesmo nível de 2014 e o sistema conta com uma maior capacidade de térmicas e eólicas para o suprimento.

Consumidores deverão desembolsar R\$ 16 bilhões para cobrir custos de subsídios para o setor.

Em 2018, os consumidores deverão desembolsar aproximadamente R\$ 16 bilhões para cobrir custos com subsídios. Estes valores serão repassados às tarifas. O valor arrecadado compõe à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e financia subsídios para conta de luz de famílias com baixa renda; para compra de combustíveis das termelétricas em sistemas isolados; para descontos tarifários para empresas que fornecem serviços públicos; para a cadeia de fontes incentivadas (eólica, solar, biomassa e PCH) etc. Em termos de impactos nas tarifas, as estimativas apontam para aumentos que variam de 0,60% na média tensão nas regiões Norte e Nordeste até 4,36% na alta tensão para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Regra que permitia a republicação do PLD é revogada pela Aneel.

A chamada pública no 025/2017 teve o objetivo de discutir aprimoramentos da Resolução Normativa

nº568/2017. Dentre as principais propostas, destaca-se o posicionamento dos agentes pela não republicação do PLD. Neste sentido, a Aneel optou por revogar a Resolução Normativa nº568/2017, que permitia a republicação do PLD com efeitos retroativos.

Iniciada operação do 1º Bipolo do Linhão de Belo Monte

O consórcio Belo Monte Transmissora de Energia, formado pelas empresas State Grid Brazil Holding S.A., Furnas e Eletronorte, iniciou no dia 12 de dezembro a operação comercial do 1º Bipolo do Sistema de Transmissão de Belo Monte, dois meses antes do cronograma estipulado. Com extensão de 2,92 km e ultra-alta tensão de 800kV, esta é a maior linha de transmissão de corrente contínua da América Latina e interliga as estações conversoras de Xingu (PA) e Estreito (MG), permitindo o escoamento da energia produzida em Belo Monte para o centro de carga no subsistema SE/CO. As obras para a construção foram iniciadas em janeiro de 2016 e o empreendimento teve custo de R\$ 5 bilhões.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

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
		Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	22/12/17
		Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 22/12/2017
		Assinatura dos contratos de concessão	Até 31/01/2018
	Objeto	ANP - 2ª Rodada de Partilha de Produção	
	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
		Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 11/12/2017
		Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017
		Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 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
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017	
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 11/12/2017	
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017	
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 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	Até 31/01/2018	
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	Até 05/02/2018	
	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	
	Realização da rodada	07/06/18	

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 25/2017		
Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre os pré-editalis e as minutas dos contratos de concessão da 15ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios em bacias terrestres (15ª Rodada de Licitações - Terra) e da 15ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios em bacias marítimas (15ª Rodada de Licitações - Mar).		
Etapa		Data	
Período da Consulta Pública		de 08/12/2017 a 18/12/2017	
Data da Audiência Pública		21/12/17	

Setor Elétrico	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
	Sessão do Leilão, via Internet		18/12/17
	Devolução das Garantias de Proposta das VENDEDORAS que não negociaram energia no leilão		26/12/17
	Entrega na CCEE dos documentos de habilitação		19/01/18
	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
	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

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

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
	Sessão do Leilão, via Internet	20/12/17
	Devolução das Garantias de Proposta das VENDEDORAS que não negociaram energia no leilão	28/12/17
	Entrega na CCEE dos documentos de habilitação	19/01/18
	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
	Entrega na CCEE dos documentos de habilitação	29/12/17
	Devolução das garantias de participação das Proponentes que não negociaram energia nos Leilões	29/12/17
	Publicação do Resultado do julgamento de habilitação	15/01/18
	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
	Entrega na B3 S.A. dos Documentos de Habilitação das PROPONENTES vencedoras, em duas vias	05/01/18
	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

Setor Elétrico

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Setor Elétrico	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
	PRIMEIRA FASE: submissão da Nota Técnica nº 144/2017-SRM/ANEEL e Minuta de Resolução Normativa para contribuições		De 14/09/2017 a 13/12/2017
	SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira fase da Audiência Pública. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira fase), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais.		De 18/12/2017 a 02/02/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 061/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias.	
	Etapas		Data
	PRIMEIRA FASE: submissão da Nota Técnica nº133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL e a Análise de Impacto Regulatório (AIR) para contribuições		De 26/10/2017 a 11/12/2017
	SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira fase da Audiência Pública. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira fase), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais.		De 12/12/2017 a 27/12/2017
	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
	PRIMEIRA FASE: serão recebidas contribuições sobre: (i.a) a minuta de Resolução Normativa para contribuições, conforme proposta apresentada pela Nota Técnica nº 180/2017-SRM/ANEEL; (i.b) a pertinência e coerência das escolhas e recortes adotados pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado - SRM no cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital - WACC; e (i.c) a conveniência e oportunidade de se proceder ao recálculo do custo ponderado do capital a vigor exatamente no ano de 2018.		De 16/11/2017 a 15/12/2017
	Reunião presencial a ser realizada no Auditório da ANEEL (SGAN 603, módulo H, Brasília/DF), às 14h, quando serão recebidas contribuições sobre os itens acima		13/12/17
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 manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais.		De 20/12/2017 a 12/01/2018	
Objeto	ANEEL - Audiência 068/2017		
Descrição	Obter subsídios para adequação da Resolução Normativa nº 414/2010 em decorrência da Lei nº 13.465/2017, que dispõe sobre a regularização fundiária rural e urbana e dá outras providências.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 09/01/2018	
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 Paiaçu, 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 071/2017		
Descrição	Obter subsídios à elaboração de normativo para tratamento regulatório dos despachos de usinas termelétricas que visam o controle de frequência complementar do sistema elétrico.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		19/01/18	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 072/2017	
	Descrição	Obter subsídios para aperfeiçoar o tratamento das exposições residuais decorrentes da insuficiência de recursos para alívio das exposições negativas no âmbito da contabilização do mercado de curto prazo.	
		Etapas	Data
		Prazo limite para colaboração	19/01/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 073/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, relativo à coleta de Informações Periódicas no âmbito da Distribuição de Energia Elétrica.	
		Etapas	Data
		Prazo limite para colaboração	22/01/18
	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 - Consulta 015/2017		
Descrição	Obter subsídios sobre a proposta de novo Regulamento de Credenciamento da ANEEL.		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	12/01/18	
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	
Objeto	MME - Consulta 042/2017		
Descrição	Assunto: Relatório "Levantamento de Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo". O objetivo deste Relatório é apresentar, de forma consolidada e sistematizada, questões relacionadas ao impacto da implantação do preço horário no ambiente de mercado de energia elétrica.		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	19/01/18	



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:

