



BOLETIM

DE CONJUNTURA

DO SETOR

ENERGÉTICO

OPINIÃO

Rinaldo Caldeira

Um mercado de Títulos de Eficiência Energética para o Setor Elétrico Brasileiro

Magda Chambriard

O que o México e o Brasil têm em comum em águas profundas e o que isso significa para o resultado das rodadas de 2018

Tamar Roitman

Evitar, Mudar e Melhorar: estratégias para aumentar a eficiência energética dos transportes

André Lawson e Guilherme Pereira

Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira

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

Pedro Henrique Gonçalves Neves

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

Um mercado de Títulos de Eficiência Energética para o Setor Elétrico Brasileiro.....	04
O que o México e o Brasil têm em comum em águas profundas e o que isso significa para o resultado das rodadas de 2018.....	09
Evitar, Mudar e Melhorar: estratégias para aumentar a eficiência energética dos transportes	16
Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira.....	20

EDITORIAL

RenovaBio: próximos passos.....	26
---------------------------------	----

PETRÓLEO32

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	32
Derivados do Petróleo	37

GÁS NATURAL39

Dados Gerais	39
Produção e Importação.....	40
Consumo	41
Preços	43
Prévia – Dezembro 2017	43
Balanço 2017	44
Futuro	45

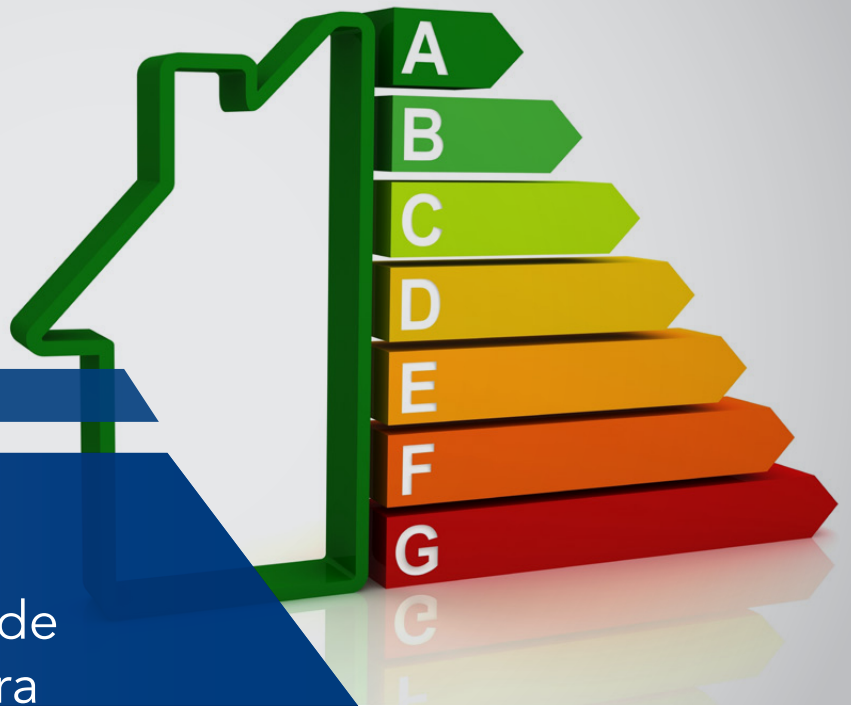
BIOCOMBUSTÍVEIS.....47

Produção.....	47
Projeções para 2018	49
Preços	51
Consumo	51
Importação e Exportação de etanol.....	53

SETOR ELÉTRICO.....54

Disponibilidade.....	54
Demanda	56
Oferta	57
Balanço Energético.....	59
Estoque.....	60
Custo Marginal de Operação – CMO	61
Micro e Minigeração Distribuída.....	61
Expansão	63
Tarifas de Energia Elétrica.....	63
Leilões	63
Notícias Relevantes do Setor Elétrico	64

ANEXO66



OPINIÃO

Um mercado de Títulos de Eficiência Energética para o Setor Elétrico Brasileiro

Por Rinaldo Caldeira*

Desde os anos 1980, o governo brasileiro vem realizando ações no sentido de promover a eficiência energética, seguindo a tendência mundial de preocupação com o tema que surgiu após a crise do petróleo. No segmento de energia elétrica, as ações de conservação de energia levaram à criação do PROCEL em 1985. Para esse mesmo segmento, nos anos 1990 foi criado o Programa de Eficiência Energética da ANEEL (PEE), no qual as concessionárias deveriam investir obrigatoriamente 0,5% da Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de eficiência energética. Desde então, o PEE tem sido a principal fonte de investimento em projetos de eficiência energética dentro do Setor Elétrico Brasileiro.

Constata-se, porém, que, nesta segunda década do novo milênio, o Brasil ainda apresenta níveis muito baixos de redução no consumo de energia elétrica face aos potenciais existentes. Observa-se que os valores de redução de consumo obtidos pelo PEE estão aquém da meta estabelecida, de 0,6% ao ano em relação ao consumo total de energia elétrica do país estabelecida no Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) aprovado

através da Portaria MME no594, de 18 de outubro de 2012 (CALDEIRA, 2017).

Segundo levantamento realizado pelo *American Council for Energy Efficiency Economy* (ACEEE), em 2015, para as dezesseis economias mais relevantes do mundo, o Brasil se encontrava na décima quinta posição no que diz respeito às ações voltadas a eficiência energética nos setores de edificações, indústria, políticas públicas e transportes. A ideia de planejamento energético no Brasil está muito associada à construção de usinas e não em ações voltadas a redução de consumo. Em outros países a eficiência energética é tratada como “primeiro combustível” (*first fuel*) e procuram-se explorar todos os potenciais de redução antes da construção de novas usinas. Sendo assim, percebe-se que o país parece estar na contramão das boas práticas de planejamento energético.

Observando as práticas utilizadas em outros países no que diz respeito a instrumentos de política de eficiência energética, visando redução de consumo de energia, destaca-se uma sistemática denominada *White Certificates*, em uso em países

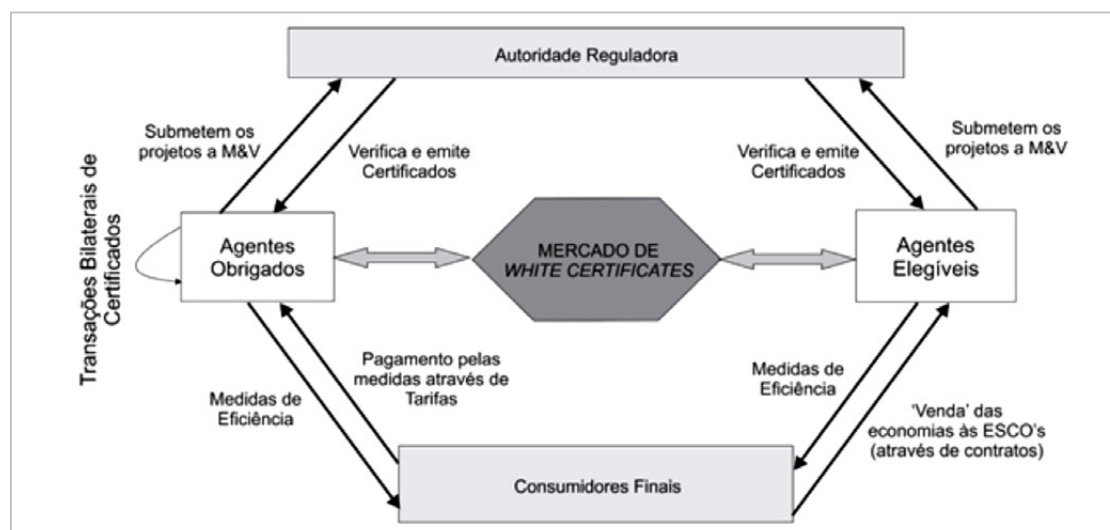
tais como Itália, Grã-Bretanha e França. Nessa sistemática cria-se a possibilidade de negociação da energia economizada através de projetos e medidas de eficiência energética.

Conceitualmente, um *White Certificate (WhC)* é um título financeiro que representa certa quantidade de energia economizada. Num mercado de *White Certificates* existem demandantes e ofertantes de *energia economizada*. Assim, de um lado encontram-se os agentes que demandam projetos de eficiência energética, que são aqueles que têm obrigação de cumprir metas de redução de consumo (ou seja, de eficiência energética) pré-estabelecidas por um órgão governamental, estando sujeitos ao pagamento de multa por não cumprimento dessas metas. De outro lado, encontram-se os agentes que ofertam projetos de eficiência energética a serem implantados. Dentro desse mercado, os agentes que demandam são denominados *agentes obrigados* e os agentes que ofertam são denominados *agentes elegíveis*. Os agentes obrigados normalmente são aqueles que distribuem grandes quantidades de energia, como

por exemplo, as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Já os elegíveis, por sua vez, podem ser: (i) as empresas dos segmentos industrial, comercial, do setor público dentre outras; além de (ii) *energy service companies (ESCO's)* que são empresas voltadas especificamente para projetos de eficiência energética; ou ainda (iii) as próprias concessionárias de distribuição de energia elétrica, que são os agentes que tem potencial de realizarem os projetos de eficiência energética.

Dessa forma estabelece-se um mercado em que alguns agentes vendem unidades de *energia economizada* que resultaram da implantação de projetos de eficiência energética, e outros compram unidades de *energia economizada* pagando um valor financeiro por ela. As energias economizadas são atestadas através de protocolos de Medição e Verificação (M&V). Tais aspectos encontram-se ilustrados, a seguir, na Figura 1. Observa-se que o mercado de *White Certificates* é composto pelos agentes obrigados, agentes elegíveis, ESCO's, consumidores finais e autoridade reguladora.

Figura 1 – Funcionamento de um mercado de *White Certificates*



Fonte: Elaborado a partir de OIKONOMOU, 2005.

Quanto ao desempenho de tais sistemas, pode-se citar que nas primeiras rodadas realizadas, quando os sistemas foram implantados na França, Itália e Grã-Bretanha, os ganhos obtidos de redução de consumo ultrapassaram as metas estabelecidas em, 20%, 184% e 40%, respectivamente, ou seja, foram ganhos expressivos de redução de consumo. Análises realizadas posteriormente também evidenciaram a eficiência econômica dos sistemas implantados (GIRAUDET et al., 2011; MUNDACA & NEIJ, 2009). Pode-se citar também que atualmente importantes economias se apropriam dessa sistemática como instrumento de redução de consumo e energia, dentre as quais se podem citar Estados Unidos, China, Dinamarca, Coreia, Polônia, Bélgica, Canadá e Austrália, além dos já citados França, Itália e Grã-Bretanha.

O atual arcabouço de instituições do Setor Elétrico Brasileiro permitiria implantar tal sistemática no nosso país. Já temos uma meta de redução de consumo a ser atingida (0,6% ao ano). A ANEEL pode ser o gestor do sistema e a CCEE pode medir a energia economizada e disponibilizar plataforma para negociação, por exemplo. As distribuidoras de eletricidade podem continuar sendo as partes obrigadas, mas dessa vez com uma meta de redução de consumo e não meta financeira.

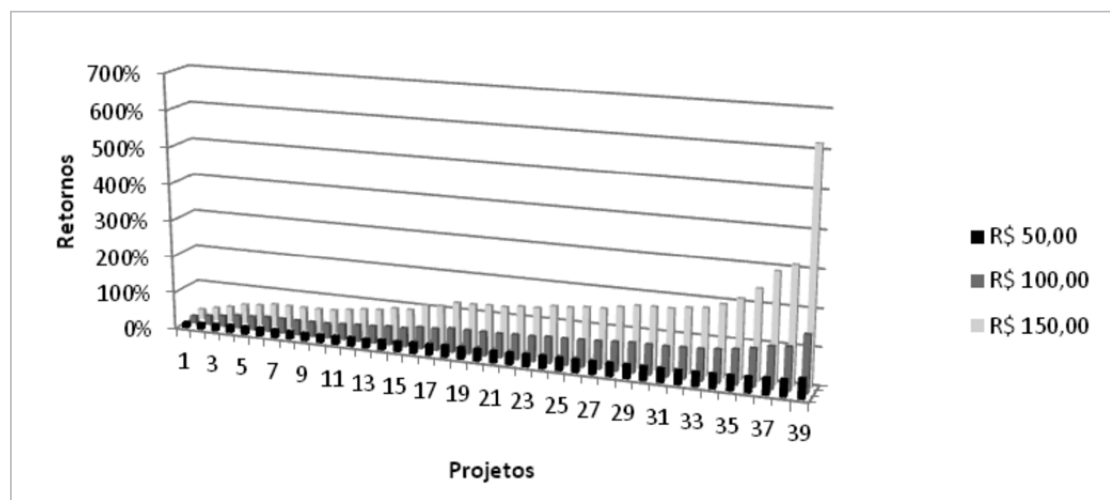
A multa pode ser dimensionada de forma a causar uma transição suave entre o sistema atual e o novo. Em 2015 a ANEEL estimou que fossem gastos em torno de 420 milhões pelas concessionárias em projetos de eficiência energética. Supondo que esse montante financeiro teria que comprar 0,6% do consumo, que naquele ano foi de 2.784 GWh, chega-se à conclusão que um valor razoável para a multa seria de R\$ 150,00/MWh/ano. Nesse caso a concessionária manteria inalterado o montante

financeiro investido em eficiência energética, num instante inicial de funcionamento desse mercado.

A multa nesse mercado cria um teto de preços, pois a concessionária, como *parte obrigada*, optaria por comprar *White Certificates* com valores inferiores à multa. Estabelecido esse teto de preços podemos simular qual o efeito da venda de *White Certificates* sobre o retorno de projetos de eficiência energética que estão no âmbito do próprio PEE da ANEEL.

Como exemplo, para simulação do impacto sobre os retornos dos projetos, podem-se tomar como base os projetos da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), por exemplo, do biênio 2015/2016 (Figura 2). A COPEL está entre as três maiores distribuidoras de energia elétrica do país em consumo de energia. Nos projetos avaliados tinha-se como dados os valores do investimento e do MWh/ano economizado previsto. Supôs-se um retorno de 10% em todos os projetos e estimou-se qual seria o novo retorno com a venda dos *White Certificates* para três níveis de preços, para um prazo de validade de cinco anos do certificado. Outra suposição é que o MWh por ano economizado, pelo projeto, fosse o mesmo por cinco anos seguidos e que se vendessem os certificados equivalentes à essa economia de energia pelo mesmo preço nesses cinco anos. Não se aplicou nenhuma taxa de desconto nessa simulação.

Observou-se que mais da metade dos projetos teriam seus retornos triplicados com a venda das energias economizadas através dos *White Certificates*. Conclui-se também, dessa forma, que as taxas internas de retorno (TIR) e valores presentes líquidos desses projetos (VPL) também sofreriam incrementos significativos.

Figura 2 – Incremento nos retornos dos projetos para três níveis de preços de *White Certificates*

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da COPEL, 2016.

Outro fator importante também, que pode ser extraído dessa análise, é que muitos projetos que seriam classificados como inviáveis se tornam viáveis devido à receita adicional auferida com a venda dos certificados. Este fato gera um incremento no potencial de eficiência energética exibido pelo país.

Além disso, pode-se dizer que a receita adicional gera uma correção nos preços da energia que segundo Grubb, 1990, deveriam refletir todos os custos sociais da produção e da utilização da energia, incluindo as externalidades. Essa correção de preços gerada pelos *White Certificates* vendidos, associada a ações do governo no sentido de aumentar o desempenho do mercado, permitiria se alcançar um ótimo social no que diz respeito à produção e utilização da energia.

Dessa breve análise dessa sistemática, pode-se vislumbrar que ela pode ser considerada como uma ferramenta a mais no sentido de reduzir consumo de energia elétrica no país colaborando assim com o atingimento das metas de emissões de gases de efeito estufa com as quais o Brasil se comprometeu, bem como com o aumento da oferta de energia que será mandatório num ambiente de crescimento econômico. O mercado brasileiro de eficiência energética ainda pode ser classificado como um mercado muito incipiente e instrumentos desse tipo podem dinamizar e ajudar a esse mercado a se desenvolver de modo que a eficiência energética tenha o papel que deve ter no planejamento energético nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CALDEIRA, R. White Certificates: um mercado de títulos de eficiência energética para o Brasil. São Paulo, Synergia, 2017. 132p.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia, AUDI-ÊNCIA PÚBLICA PEE Copel 001/2016. Disponível em: www.copel.com. Acesso em: 24 jan. 2018.

GIRAUDET, L. G. BODINEAUD, L. FINON, D. The costs and benefits of white certificate schemes, Working Papers. C.I.R.E.D., 2011.

GRUBB, M. Energy Policies and the Greenhouse Effect. Vol 1: Policy Appraisal, Dartmouth, Royal Institute of International Affairs, 1990.

MUNDACA L. e NEIJ, L. A multi-criteria evaluation framework for tradable white certificate schemes. Energy Policy, 2009.

OIKONOMOU, V. "White Certificates – An ex-ante evaluation of the scheme for the Dutch households" - 11th International Workshop International Climate Policy University of Cologne, 2005.



Rinaldo Caldeira é engenheiro eletricista formado pela Faculdade de Engenharia Industrial de São Bernardo do Campo (FEI). Possui mestrado e doutorado em energia, na área de Finanças e Energia, pelo Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/USP), que tem sede no Instituto de Energia e Ambiente desta mesma universidade (IEE/USP). Tem especialização (MBA) em Engenharia Financeira pelo Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica da USP (PECE-POLI/USP). Tem publicações nos congressos da Sociedade Brasileira para o Planejamento Energético (SBPE) e na Revista Brasileira de Energia. É autor do livro: "White Certificates: Um mercado de títulos de eficiência energética para o Brasil" (Editora Synergia, 2017). Atua como engenheiro e como pesquisador no Instituto de Energia e Ambiente da USP (IEE/USP).

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



OPINIÃO

O que o México e o Brasil têm em comum em águas profundas e o que isso significa para o resultado das rodadas de 2018

Por Magda Chambriard*

INTRODUÇÃO

Os últimos dias 30 e 31 de janeiro de 2018 foram destaque para o setor de petróleo e gás do Brasil e do México. No último dia 30 ocorreu o seminário técnico da 15ª rodada de licitações da ANP. No dia 31 ocorreu a rodada de águas profundas do México. Esses eventos merecem comentários, na medida em que fica a dúvida: são ou não eventos concorrentes?

Em 7 de dezembro de 2017, a PEMEX, estatal mexicana do petróleo (Petróleos Mexicanos), cancelou o processo de licitação do projeto Nobilis-Maximino, no Golfo do México (GOM), devido ao interesse menor que esperado por parte das empresas. O projeto Nobilis-Maximino está localizado perto da fronteira México-EUA, em cerca de 3.000 m de profundidade de água. Presume-se que a área tenha cerca de 500 milhões de barris equivalentes de petróleo (reservas 3P), além de

“upsides” exploratórios¹. Não parece, portanto, um projeto grande, para águas ultra-profundas.

Os representantes da Pemex argumentaram que o fraco interesse estaria relacionado aos baixos preços do petróleo no mercado internacional e também aos altos bônus de assinatura e compromissos de investimentos assumidos pelas companhias na 14ª rodada de licitação do Brasil, em 2017². Esse texto pretende comentar esta questão, com base em resultados obtidos desde 2014 até agora, ressaltando os resultados obtidos nos certames no “Triângulo Dourado” (Golfo do México, África Ocidental e Brasil), bem como o “modo brasileiro” de enfrentar o desafio do pré-sal.

RESULTADOS EM ÁGUAS PROFUNDAS

Em 2014, o Brasil, o Oeste da África e as áreas de descobertas de águas profundas do Golfo do México (GOM) dos EUA estavam no topo do

¹ Pemex Farmouts; 2017; Nobilis-Maximino; <http://www.pemex.com/Documents/2017pemexfarmoutday/6.%20Jose%20Antonio%20Escalera%20-%20Deepwater%20Farmout%20-%20Nobilis%20Maximino.pdf> acessado em 12/12/2017.
² Folha de São Paulo, caderno Mercado, em 26/02/2018.

ranking de descobertas de águas profundas em todo o mundo. Seus resultados lhes renderam a designação de “Triângulo Dourado”.

De lá para cá, os preços do petróleo caíram significativamente, atingindo alguma estabilidade recente em torno de US\$ 50/barril. Mais recentemente chegaram perto dos US\$ 70/bbl.

Nesse período, as empresas de petróleo buscaram se adaptar ao novo patamar de preços, dando prioridade a projetos de baixo risco e ciclo rápido de investimentos, como os existentes em terra, nas áreas de produção não convencional dos EUA, e a projetos de baixo risco e alto prêmio, como alguns poucos em águas profundas. Como dizem os investidores, projetos de ciclo rápido ou de primeiro quartil da carteira de projetos das companhias.

Na busca desse novo equilíbrio, assistiu-se a um baixo interesse em bacias de Novas Fronteiras

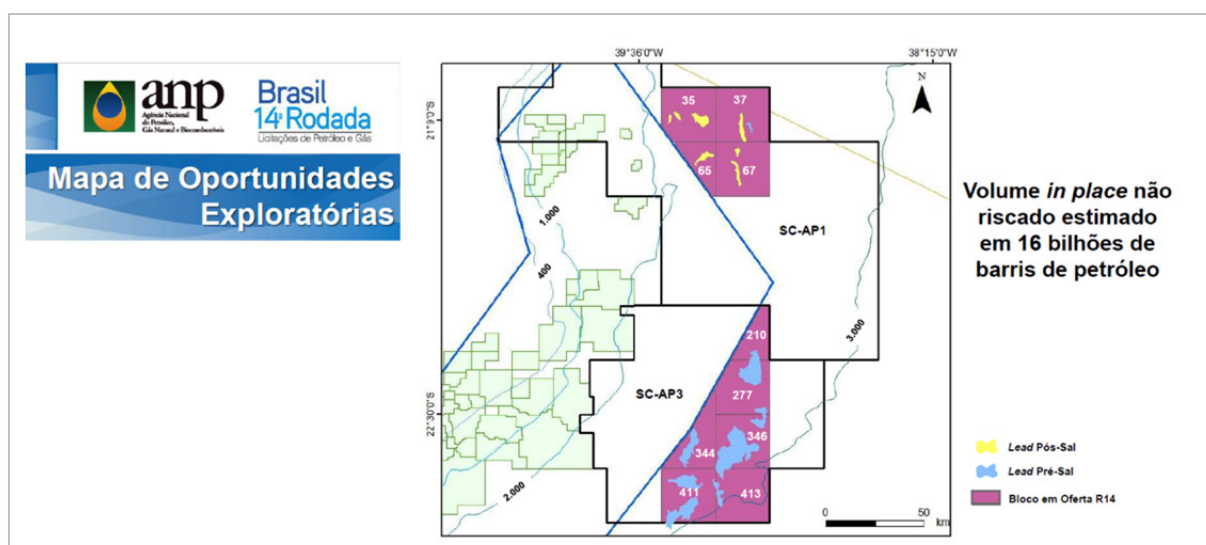
marítimas. Angola cancelou uma rodada de licitação para as bacias Namibe e Congo³, já aprovadas pelo Conselho de Administração da Sonangol em 2015. No México, bem como no Brasil, houve um baixo interesse em áreas *offshore* até 2017, com exceção do pré-sal brasileiro.

Parece que os investidores têm realmente procurado projetos de menor risco, aqueles em que as empresas podem vislumbrar menores riscos e possibilidades de crescimento. Elas também parecem pretender não apenas um único projeto, mas uma área na qual possam desenvolver um conjunto de novos negócios (parecem pretender um “pipeline de projetos”).

MAIS INFORMAÇÃO / MENOR RISCO

Nos EUA é enorme o interesse das empresas e dos investidores nas áreas não convencionais, onde a imensa quantidade de dados e informações garante menor risco.

Figura 1 – Interpretação ANP das áreas a licitar no pré-sal, setor SC-AP3, em seminário técnico da 14ª rodada.



Fonte – ANP, 2017

³ <http://www.redeangola.info/bacia-do-namibe-dividida-em-12-blocos/>, acessado em 16/02/2018.

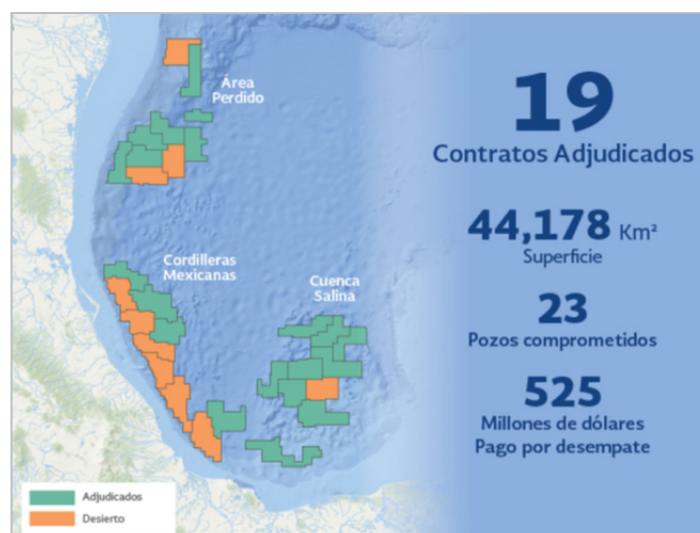
No mesmo caminho, o pré-sal brasileiro, que angariou mais de US\$ 1 bilhão em 6 blocos da Bacia de Campos, em 2017, e quase US\$ 2 bilhões nas 2ª e 3ª rodadas de partilha da produção, também tem um satisfatório conjunto de dados e informações, um conjunto capaz de mitigar riscos e comprovar sua atratividade.

O seminário técnico da 15ª rodada de licitações da ANP, ocorrido no último dia 30 de janeiro de 2018, no auditório da Fundação Getúlio Vargas, foi bastante feliz em explicitar a vasta quantidade de dados e informações existentes nas áreas do pré-sal das bacias de Campos e Santos, fora do polígono do pré-sal. Com muita competência, a ANP apresentou suas interpretações acerca de

oportunidades exploratórias que certamente vão angariar muita atenção dos investidores.

No mesmo diafaço, no México, esse ano, as águas profundas da rodada 2.4 contaram com o benefício de ofertar blocos, concentrando-os em áreas de maior conhecimento, onde as companhias poderiam adquirir mais de uma área, buscando a formação de um polo de produção. Ora, a existência de mais blocos, em área já mais conhecida, minimiza os riscos geológicos e atrai os investidores atuais. O resultado foi que dos 29 blocos ofertados em 3 bacias sedimentares, 19 foram adquiridos pelas petroleiras. A Shell foi a empresa mais agressiva, adquirindo, sozinha ou em consórcio, 5 blocos na área de “Perdido Fold Belt” e 4 blocos na bacia de Salinas⁴.

Figura 2 – Áreas ofertadas e adjudicadas na licitação 2.4, em águas profundas do México



Fonte – ANP, 2017

Dito isso, seria real a afirmação de que os altos compromissos assumidos pelo Brasil, por poucas empresas, seriam a razão para menor interesse no Golfo do México mexicano? Me parece que não.

Parece que há mais coisas entre “esse céu e essa terra”, e que merece destaque o “modo brasileiro” de valorizar o pré-sal e acelerar sua produção. Como o Brasil fez isso?

⁴ https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/01/r24_reporte_ganadores.pdf, acessado em 16/02/2018.

O ESFORÇO PARA AUMENTAR O VALOR DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

De 2006 a 2008, as atividades exploratórias, realizadas em algumas áreas do pré-sal, levaram o Brasil a compreender seu alto potencial nas áreas concedidas. Era preciso, no entanto, valorizar as áreas ainda não contratadas, em que se acreditava haver potencial igual ou até maior, no horizonte do pré-sal.

Para aumentar o valor do novo horizonte geológico, as autoridades públicas assumiram o papel de estudar a área, incentivando a aquisição de novas sísmicas 3D e, até mesmo, alocando verba de pesquisa e desenvolvimento (P & D) para perfurar poços estratigráficos⁵. A consequência buscada seria o aumento do conhecimento, até que a redução dos riscos fosse capaz de atrair novos investimentos. Deu certo! O resultado da iniciativa foi, dentre outros, duas novas descobertas gigantes: uma na área informalmente denominada Franco e outra na informalmente denominada Libra (essas áreas foram declaradas comerciais e se tornaram os campos gigantes de Búzios e Mero, respectivamente). Com tais descobertas, o Brasil já poderia mostrar ao mundo o alto potencial do pré-sal e o seu baixo risco.

Parece, portanto, que o esforço trouxe os resultados desejados. A licitação de Libra, em 2013, resultou em R\$ 15 bilhões em bônus de assinatura e em uma estimativa, à época, de mais de R\$ 600 bilhões de retorno para a União ao longo da vida produtiva do futuro campo.

No caso da 14ª rodada de licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis (ANP), os resultados foram fracos, bastante parecidos com os da 13ª rodada, no que disse respeito às Novas Fronteiras, porém muito bons no que se referiu ao pré-sal⁶. Do montante total de R\$ 3,843 bilhões, foram oferecidos R\$ 3,592 bilhões (mais de US \$ 1 bilhão) a apenas 6 (dentre os 287) dos blocos incluídos no processo de licitação. Os 6 blocos do pré-sal foram os que a ANP incentivou novos levantamentos sísmicos 3D, apresentando, em diversos eventos e seminários técnicos, o potencial da área.

As áreas licitadas na segunda e terceira rodadas do pré-sal mereceram o mesmo processo. Um bom exemplo foi a área do Alto de Cabo Frio, por muito tempo considerada “fria, como o próprio nome dizia”, segundo importantes geólogos, e que, a partir de levantamento sísmico 3D, específico para o pré-sal, incentivado pela ANP, resultou no maior bônus de assinatura das rodadas do pré-sal em 2017.

Isso porque, no momento da rodada de licitação, não haviam dúvidas sobre o potencial e baixo risco dessas áreas. Bons dados e informações em quantidades razoáveis garantiam o baixo risco e o porte do negócio. Em resumo, as empresas não tinham dúvidas de que o alto potencial de pré-sal poderia permitir que os projetos dessa área competissem por um lugar no 1º quartil dos seus portfólios de projetos.

No mesmo passo, não há dúvida de que é de alto potencial da parcela mexicana do GOM. Segundo

⁵ Aprovado em 2006 pela ANP, o Plano Plurianual de Geologia e Geofísica busca agregar novos dados e informações as bacias sedimentares brasileiras. Ele abrange a coleta de dados gravimétricos e magnetométricos, geoquímicos, sísmicos e até mesmo a perfuração de poços estratigráficos. <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica>, acessado em 06/02/2018.

⁶ A ANP mapeou e mostrou em seminários técnicos importante oportunidade no pré-sal, na Bacia de Campos, fora do polígono do pré-sal. Esses blocos foram licitados na 14ª rodada, sob regime de concessão.

a US Energy Information Administration Facts for 2016, a porção americana do Golfo produz 1,6 milhão de barris por dia de petróleo⁷. E ainda hoje são bons seus resultados exploratórios⁸. Não há porque a porção mexicana ser muito diferente. No entanto, também não há dúvida de que, na porção mexicana, ainda não há tantos dados e informações disponíveis, como existem no Brasil e no GOM dos EUA.

Se isso se confirmar como um motivo importante, o enorme potencial do GOM mexicano deve aparecer em breve. É apenas uma questão de tempo para se adquiram bons dados e informações, com a qualidade necessária para o mapeamento de horizontes sub-sal, por exemplo, e para que as

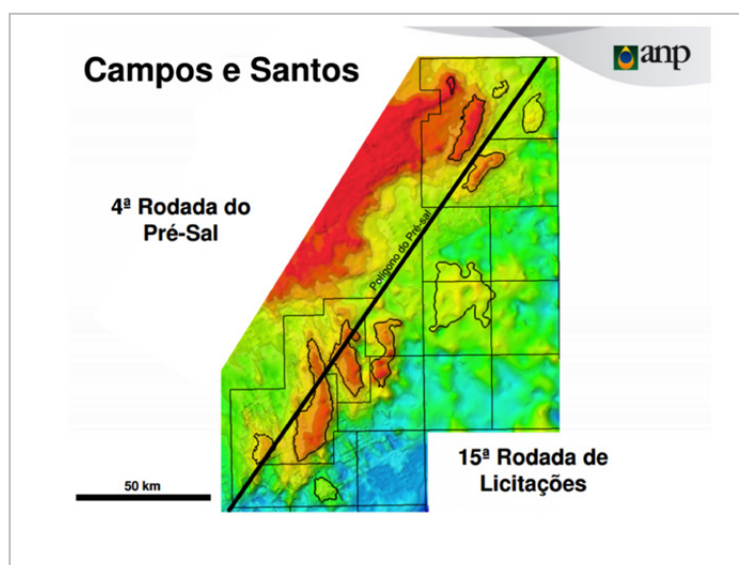
autoridades mexicanas estudem e identifiquem grandes oportunidades para colocar no mercado.

No caso do Brasil, foram necessários 7 anos entre a primeira descoberta no pré-sal⁹ e a 1ª rodada de pré-sal, que ofereceu a área de Libra.

Vamos esperar pelo México! Isso certamente acontecerá!

Enquanto isso, a ANP prossegue com seu cronograma de rodadas de licitações, seus estudos, e persiste com seu Plano Plurianual de Geologia e Geofísica. Atualmente a agência discute a perfuração do poço 2-ANP-7-PI, na bacia sedimentar da Parnaíba, estado do Piauí¹⁰.

Figura 3 – Interpretação ANP das áreas a licitar no pré-sal¹¹, fora do polígono, em seminário técnico da 15ª rodada e 4ª do pré-sal. Áreas provavelmente unitizáveis com áreas a licitar no pré-sal



⁷ https://www.eia.gov/special/gulf_of_mexico/data.php, acessado em 16/02/2018.

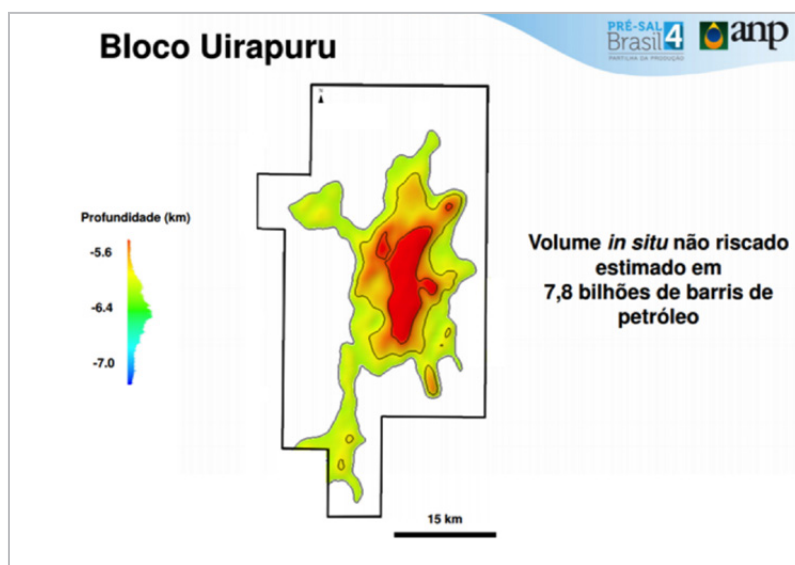
⁸ Ainda esse ano, foi anunciada uma importante descoberta da Chevron no Golfo do México americano: Ballymore, no trend de Norphlet, nas águas profundas do golfo.

⁹ A primeira descoberta do pré-sal foi a área de Tupi, agora denominada campo de Lula, atualmente o campo mais produtivo do Brasil.

¹⁰ Para quem não se deu conta, a Bacia do Parnaíba, também considerada "seca" por muitos anos, foi a pioneira nos investimentos de geologia e geofísica da ANP, e hoje produz cerca de 5 milhões de m³ por dia de gás. E o poço 2-ANP-6-MT, perfurado na bacia do Parecis, estado do Mato Grosso, perfurou 200 m de coluna com gás, em reservatórios muito fechados. Resultado importantíssimo para uma bacia de 400.000 km², praticamente virgem de informações.

¹¹ http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Palestras/Seminario_tecnico_R15_P4/Portugues/00_Areas_em_Oferta_R15_LP4_Portugues.pdf

Figura 4 – Exemplo de interpretação ANP de área a licitar na 4ª rodada do pré-sal¹².



AS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP DE 2018

A contar com as áreas de pré-sal em oferta, na 15ª rodada de licitações da ANP, nas bacias de Campos e Santos¹³, e também com as áreas a serem ofertadas na 4ª rodada de partilha de produção, o Brasil deverá repetir o bom resultado conquistado em 2017. Isso porque não há dúvidas de que há boa quantidade de dados e informações para mostrar às empresas que esses projetos do pré-sal são dignos de pertencerem ao 1º quartil de suas carteiras de projetos. E também porque é

fácil de ver que eles estão situados em área onde há oportunidades suficientes para garantir-lhes um importante futuro "cluster" de produção.

Vamos aguardar o repetido sucesso do pré-sal e o resultado das rodadas como um todo. Quem sabe até lá se abra espaço para investidores mais agressivos que assumam maiores riscos exploratórios e aproveitem as oportunidades disponibilizadas em outras áreas, como as de Novas Fronteiras? Quem não se lembra que áreas hoje disputadas no pré-sal já foram recusadas pelas empresas em rodadas anteriores¹⁴?

¹² http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Palestras/Seminario_tecnico_R15_P4/Portugues/P02_Seminario_Tecnico_P4_Santos_Portugues.pdf

¹³ http://brazilrounds.anp.gov.br/arquivos/Round15/Mapas/R15_SC-AP5.pdf

¹⁴ Áreas do pré-sal ofertadas na 6ª rodada de licitações da ANP não contaram com NENHUMA oferta.



Magda Chambriard é Mestre em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ e Engenheira Civil pela UFRJ, se especializou em engenharia de reservatórios e avaliação de formações e posteriormente em produção de petróleo e gás, na hoje denominada Universidade Petrobras. Fez diversos cursos, além dos relativos a produção de óleo e gás, dentre os quais Desenvolvimento de Gestão em Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria do Petróleo, Gerenciamento de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança, desenvolvimento para Conselho de Administração.

Iniciou sua carreira na Petrobras, em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimentos sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi cedida à ANP, para assumir assessoria da diretoria de Exploração e Produção em 2002, quando atuava

como consultora de negócios de E&P, na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras.

Na ANP, logo após assumir a assessoria, assumiu também as superintendências de exploração e a de definição de blocos, com vistas a rodadas de licitação. Foi responsável pela implantação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras.

Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria Geral em 2012, tendo liderado a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relativos aos estudos e elaboração dos contratos e editais, além dos estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, além das licitações tradicionais sob regime de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Procuradoria, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativa-Financeira, Relações Governamentais além das relativas a Exploração e Produção.

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



OPINIÃO

Evitar, Mudar e Melhorar: estratégias para aumentar a eficiência energética dos transportes

Por Tamar Roitman*

O setor de transportes foi responsável por 28% do consumo final de energia no mundo, em 2016, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2017)¹⁵. Considerando que praticamente toda a energia utilizada é resultante da queima de combustíveis, tanto fósseis quanto renováveis (biocombustíveis), trata-se de um setor que emite grandes quantidades de gases responsáveis pelo efeito estufa, contribuindo para os efeitos climáticos globais, além de diversos poluentes locais, que afetam a qualidade de vida da população em contato com o ar poluído.

A necessidade de se buscar constantemente o aumento de eficiência energética nos transportes é incontestável, uma vez que a demanda por mobilidade tende a crescer, como reflexo do crescimento econômico, aumento da renda, além de outros fatores, e a maior eficiência permite tal crescimento sem implicar em um impacto de igual tamanho no consumo de combustíveis, além de reduzir custos e evitar emissões desnecessárias.

Para discutir esse tema, o Banco de Desenvolvimento da América Latina (CAF), a Agência Internacional de Energia (IEA) e a Eletrobrás promoveram a Semana de Treinamento em Eficiência Energética para a América Latina, realizada no Rio de Janeiro, entre os dias 27 de novembro e 1º de dezembro de 2017. O evento contou com a participação de mais de 110 participantes de 17 países da América Latina. A FGV Energia esteve presente participando do treinamento e, também, expondo alguns dados sobre o programa brasileiro Inovar Auto e sobre o uso de biocombustíveis no país. As ricas discussões ocorridas durante o treinamento serviram de base para a elaboração deste artigo.

O objetivo aqui é mostrar que as soluções para o aumento de eficiência energética nos transportes não passam apenas pela otimização de motores e pela substituição de combustíveis fósseis por renováveis. Existem diversas iniciativas sendo colocadas em prática no Brasil e no mundo e aqui serão apresentadas algumas delas, a partir do conceito

¹⁵ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Energy Efficiency 2017. Market Report Series. OECD/IEA, 2017.

Avoid-Shift-Improve (A-S-I), traduzido como Evitar-Mudar-Melhorar. Diferentemente da forma tradicional de lidar com o problema do crescimento da demanda por transporte pelo lado oferta, com a construção de mais ruas, rodovias e estacionamentos, nessa abordagem as soluções colocam o foco na própria demanda, propondo novas formas de mobilidade, por exemplo.

As soluções convencionais, além de exigirem altos investimentos em infraestrutura, não são eficazes na redução dos congestionamentos. Problemas sérios em toda grande cidade do mundo, os engarrafamentos não são resolvidos com a construção de novas vias, e isso já está mais do que provado. De acordo com um estudo da IEA (2017)¹, em países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico), houve um aumento de 8% da demanda por energia no setor de transportes entre 2000 e 2016, devido, principalmente, à redução do número médio de passageiros transportados por veículo e, também, por outros meios de transporte. Já nos países emergentes, como o Brasil, o aumento foi de 180% no mesmo período e o consumo energético por passageiro mais do que triplicou, em decorrência de fatores como o menor número de passageiros por veículo e a maior quantidade de veículos próprios, além de uma mudança entre modos de transporte, com o maior uso de automóveis em detrimento do transporte público. Esses dados evidenciam que o uso dos transportes está ocorrendo de forma cada vez mais ineficiente. O aumento da quantidade de automóveis com taxas de ocupação mais baixas e, ainda, a substituição do uso de transportes coletivos por veículos próprios resultam em tempos maiores gastos no trânsito, uso ineficiente de combustível e emissões desnecessárias.

No enfoque A-S-I, as iniciativas do tipo “*Avoid*” procuram evitar o crescimento da demanda por transporte por meio de um melhor planejamento urbano e da gestão da demanda. Nessa linha, podemos citar o rodízio de carros que ocorre na cidade de São Paulo, o estabelecimento de áreas exclusivas para pedestres, que pode ocorrer apenas nos finais de semana ou com o banimento total para carros, como é o caso de parte da Avenida Rio Branco, no centro do Rio de Janeiro. Diversas cidades no mundo estão implementando iniciativas desse tipo, juntamente com a remoção de vagas de estacionamento gratuito e a criação de estacionamentos pagos, com o objetivo de reduzir o grande fluxo de veículos, que causa engarrafamentos, aumento da poluição e, principalmente, não promovem um deslocamento eficiente da população. Outra solução que tem despertado a atenção de diversas prefeituras é a tarifa de congestionamento (*congestion charge*, em inglês), também chamada de pedágio urbano. Esse mecanismo é utilizado em cidades como Singapura, Londres, Estocolmo e Santiago, e funciona com a cobrança de tarifas (que podem ser diferenciadas para faixas de horários) quando o motorista adentra um determinado perímetro ao redor do centro da cidade. Diferentemente da cobrança de pedágios em rodovias, feita por guichês, nesse caso são empregados recursos tecnológicos, como câmeras e radares eletrônicos, por exemplo, para efetuar a arrecadação. Em geral, ônibus, taxis, motocicletas, além de veículos híbridos e elétricos, entre outros, são livres para trafegarem sem cobrança. Entre os principais benefícios estão o aumento da velocidade média, permitindo que o trajeto seja feito em menor tempo, a melhoria da qualidade do ar, devido à redução das emissões de poluentes, e a geração de receitas, que podem ser investidas no aperi-

moramento do sistema de transportes da cidade, incluindo o transporte público. Esse último ponto é o que encontra maior resistência por parte da população, uma vez que a infraestrutura de transportes deve estar previamente preparada para a implementação de uma solução desse tipo, garantindo, primordialmente, o aumento da oferta de transporte público de qualidade.

Seguindo na metodologia A-S-I, as estratégias consideradas como “*Shift*” são aquelas que visam promover mudanças para meios de transporte mais eficientes, tanto de passageiros como de cargas. No caso do transporte de passageiros, a substituição do uso de automóveis particulares por transporte coletivo pode ser alcançada com iniciativas como a construção de linhas de trem e metrô, que demandam investimentos maiores, e a implantação de corredores expressos para ônibus, como o *Bus Rapid Service* (BRS) e o *Bus Rapid Transit* (BRT), soluções mais simples e de menor custo. Outra iniciativa no mesmo sentido é o compartilhamento de veículos (*car sharing*, em inglês), que nada mais é do que um serviço de aluguel de veículos, e que contribui para a redução do número de automóveis nas ruas. Deve-se atentar, no entanto, para o risco desse tipo de serviço atrair consumidores que antes não utilizavam veículos próprios, mas algum tipo de transporte público, o que levaria a um efeito indesejado de migração para um modo de transporte menos eficiente. A adoção de meios de transportes não motorizados, como o uso de bicicletas e deslocamentos a pé, também podem ser estimuladas com medidas que custam pouco aos cofres públicos e ainda podem ser realizadas em parceria com a iniciativa privada, como a implantação de ciclovias e ciclofaixas, serviços de compartilhamento de bicicletas, aumento do tamanho de calçadas e estabelecimento de zonas

livres de carros, entre outras. No caso do transporte de cargas, as soluções devem passar pela substituição do modal rodoviário para o ferroviário ou, ainda, para o marítimo, com uso da cabotagem, que poderia ser mais explorada no Brasil. Ainda, as viagens de curtas distâncias de passageiros poderiam ser feitas por trens, ao invés de avião, trazendo ganhos de eficiência, mas essa forma de locomoção é praticamente inexistente no Brasil.

As soluções englobadas na classificação “*Improve*” buscam melhorar a eficiência energética dos veículos, estando relacionadas, principalmente, com a otimização de motores, o uso de combustíveis menos poluentes e o desenvolvimento de novas tecnologias de veículos. Nesse sentido, podem ser adotadas medidas regulatórias, como o estabelecimento de padrões de eficiência energética em veículos, devendo-se citar que o programa Inovar-Auto teve esse papel no Brasil, a criação de regulações específicas relacionadas às emissões de poluentes, a exemplo do Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores – PROCONVE, coordenado pelo IBAMA, além da promoção de incentivos fiscais para carros mais eficientes, como a redução de IPI para carros *flex*, adotada por algum tempo no país. Também fazem parte desse grupo de estratégias as medidas informativas, como os programas de etiquetagem de veículos, podendo-se citar o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular, em que os selos exibem uma classificação dos modelos quanto à eficiência energética, além de informações sobre o consumo energético na cidade e na estrada. A disponibilidade desse tipo de informação ao consumidor resulta em mudanças comportamentais e permite que este faça escolhas melhores ao adquirir um veículo. Outras estratégias são a promoção de biocombustíveis e o incentivo a carros e outros

meios de transporte elétricos, contanto que a energia advinha de fontes renováveis.

No Brasil, 80% da energia utilizada nos transportes é de origem não renovável (EPE, 2017)¹⁶, o que significa que melhorias na eficiência desse setor podem reduzir significativamente as emissões de gases responsáveis pelo efeito estufa e outros poluentes, contribuindo para minimizar o seu impacto no meio ambiente e na qualidade de vida da sociedade. Entretanto, pesquisas e ações voltadas para melhoria da eficiência energética no setor de transportes brasileiro, em geral, estão mais voltadas para soluções que acabam por manter o mesmo padrão de comportamento, se

concentrando em melhorar a eficiência de combustíveis, veículos e motores. Conforme discutido no evento mencionado, é interessante verificar que, dentre as estratégias que evitam emissões desnecessárias e que incentivam mudanças para meios de transporte mais eficientes, há soluções relativamente simples e que não exigem grandes investimentos, podendo ser adotadas no curto prazo, a partir de novas formas de pensar a mobilidade urbana. Dessa forma, ações, não apenas no lado da oferta, mas também no lado da demanda, podem contribuir para aumentar a eficiência energética no setor que é um dos maiores consumidores de energia e, também, responsável por grande parte das emissões de gases poluentes nacionais.



Tamar Roitman é pesquisadora na FGV Energia. Engenheira química formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestranda do Programa de Planejamento Energético (PPE), da COPPE/UFRJ. Possui pós-graduação em Gestão de Negócios de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Experiência como analista de orçamento na Vale SA e como estagiária na empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA (TBG). Como pesquisadora da FGV Energia, atua nas áreas de petróleo e biocombustíveis.

¹⁶ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2017. Rio de Janeiro, RJ, junho de 2017.

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



OPINIÃO

Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira

Por André Lawson e Guilherme Pereira*

No Brasil, durante muito tempo a geração de energia se deu quase que exclusivamente por usinas hidrelétricas, mesmo durante períodos hidrológicos adversos. Isso acontecia, principalmente, devido à boa capacidade de regularização dos reservatórios. Em outras palavras, era possível armazenar água do período chuvoso e utilizá-la no período seco para gerar energia. Por diversas razões conjunturais, houve a necessidade de se expandir e adicionar novas fontes produtoras ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste momento, começou-se a pensar em termelétricas, e mais recentemente em solar e eólica.

Sistemas de potência ainda são dependentes de fontes capazes de fornecer energia no momento que se faz necessário, as chamadas fontes despacháveis. As usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e térmicas movidas a carvão, diesel, gás natural, óleo combustível ou nucleares formam o conjunto de fontes dessa natureza presentes no SIN. Sistemas com predominância dessas duas fontes são conhecidos como sistemas hidrotérmicos. No SIN, existem ainda as térmicas complementares movidas a biomassa ou

resíduos, importantes para o aumento da eficiência energética e complementaridade sazonal, mas que, em geral, são empreendimentos de pequeno porte.

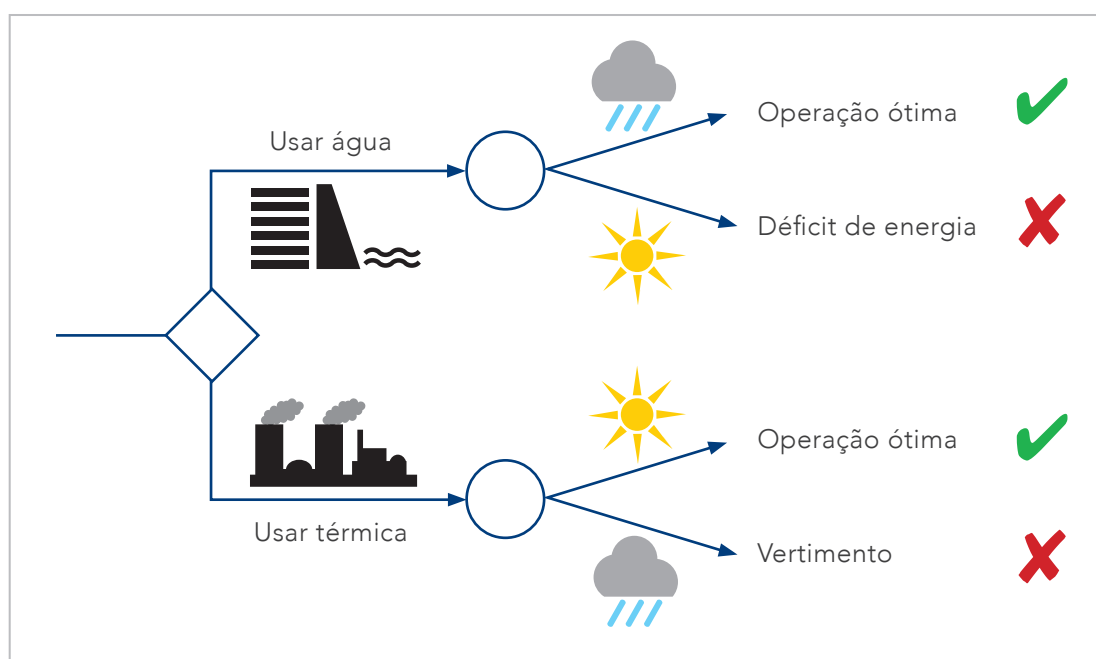
Como é sabido, a demanda no nosso sistema é majoritariamente respondida por hidrelétricas. Muitas outras termelétricas compõem nosso parque gerador, mas como definir o montante de energia elétrica a ser gerado por cada usina? Este problema se torna ainda mais intrigante quando essa decisão passar a ser uma escolha entre o uso de uma fonte com custos de geração muito baixo e alta incerteza de produção futura (hidrelétrica) e outra fonte com custo alto de geração, porém confiável (termelétrica).

O equacionamento desse problema é o chamado *dilema do operador*, ilustrado pela Figura 1, cujo papel é cumprido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Baseado em possíveis cenários de afluência e utilizando-se de modelos matemáticos, o ONS busca garantir o atendimento à demanda energética ao menor custo possível, respeitando critérios de segurança e confiabilidade. No caso

de uma operação intensiva em geração hídrica seguida de estiagem, pode-se incorrer em déficit de energia ou no acionamento de térmicas mais caras no futuro. Por outro lado, armazenar mais água nos reservatórios no presente, aliado a chuvas

intensas, pode levar ao vertimento de água, o que significa desperdiçar um recurso barato. A lógica operativa histórica do SEB seria então contar com a disponibilidade da fonte térmica, porém evitar ao máximo seu acionamento.

Figura 1: Dilema do operador



Fonte: Elaboração própria

Dessa forma, o custo da energia é influenciado tanto pela expectativa de afluência futura, quanto pelos custos de acionamento das diferentes termelétricas ligadas ao SIN, que apresentam diferentes atributos dependendo do tipo de combustível utilizado.

A Tabela 1 resume as características gerais de cada uma dessas fontes, incluindo os custos de implementação e operação, além do nível de emissão de gases de efeito estufa (GEEs). Como é de se esperar, cada uma delas apresenta pontos positivos e negativos. Usinas movidas a carvão ou nucleares

são ideais para um fornecimento mais constante (atendimento da demanda de base), enquanto termelétricas a diesel e óleo combustível são mais apropriadas para o atendimento à demanda de ponta, a sistemas isolados ou, de forma mais geral, a operações esporádicas para equilibrar o sistema. Usinas a gás natural, por sua vez, são extremamente versáteis. Dependendo do tipo de tecnologia utilizada (ciclo aberto ou combinado) podem ser projetadas tanto para o atendimento à ponta como para uma operação com menor grau de variação, ou seja, uma operação mais constante ao longo do dia durante todo o ano.

Tabela 1: Características das termelétricas por fonte

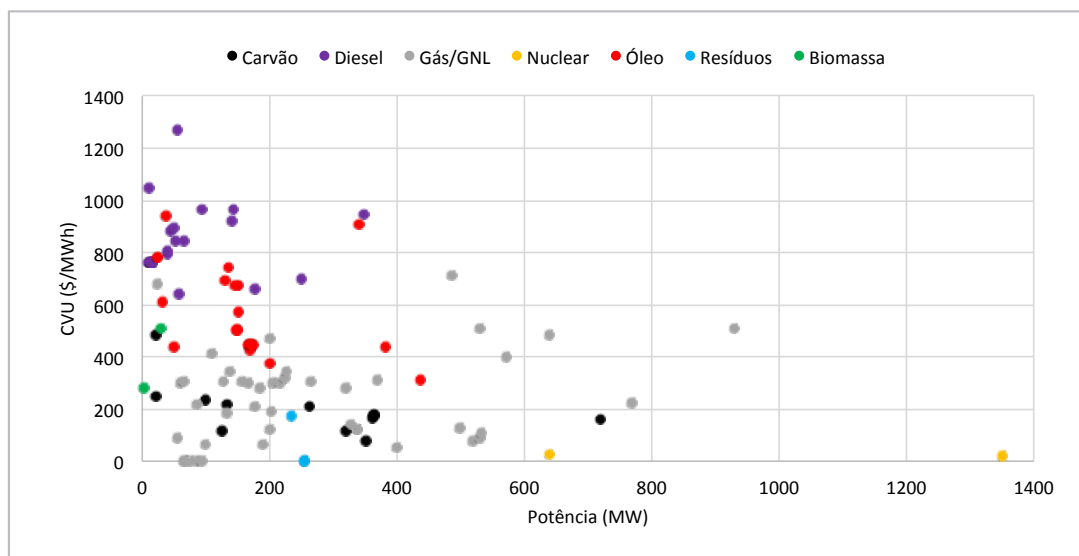
Fonte	Custo de Implantação	Custo Variável	Emissão de GEEs	Características
Carvão	Baixo	Baixo	Muito Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Dificuldade de transporte do combustível
Diesel	Baixo	Muito Alto	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento rápido • Alta capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível
Gás/GNL	Depende da infraestrutura existente e da concepção do projeto	Depende da concepção do projeto	Médio	<ul style="list-style-type: none"> • Versátil • Depende de infraestrutura para acesso ao combustível
Nuclear	Muito Alto	Muito Baixo	Muito Baixo	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Restrições de segurança ambiental
Óleo Combustível	Baixo	Alto	Muito Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento médio • Média capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível

Fonte: Elaboração própria

A Figura 2, que toma como base as termelétricas consideradas pelo Newave para definição do despacho de fevereiro de 2018, apresenta a dispersão das usinas em termos de potência instalada e custo variável unitário (CVU). As características das usinas alimentadas pelas diferentes fontes ficam evidentes. Na parte inferior, situam-se as usinas nucleares, que apresentam baixo CVU e elevada capacidade

de geração. Logo em seguida, concentram-se as térmicas a carvão. Na parte superior, localizam-se as termelétricas a diesel como aquelas com maior custo variável, pouco acima das térmicas a óleo combustível. As usinas a gás são as que apresentam a maior dispersão, tanto com relação à capacidade instalada quanto ao CVU, resultado direto das diferentes tecnologias disponíveis para esse combustível.

Figura 2: Potência e CVU das térmicas no SIN



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Como pode ser observado na Figura 2, há uma gama de usinas termelétricas, com diferentes custos fixos e variáveis, e que são fundamentais para geração no Brasil. Entretanto, atualmente há um certo descompasso entre o papel planejado e o desempenhado por elas. Para melhor esclarecer essa questão é preciso entender quais foram os condicionantes que levaram o parque termelétrico nacional a tomar essa composição.

O modelo de mercado do SEB, que surgiu após a crise de racionamento, instituiu leilões para determinar quais novos projetos iriam suprir a demanda futura por energia. Criou-se o Índice de Custo Benefício (ICB) para comparar as diferentes fontes energéticas alternativas (termelétrica, solar e eólica). A função do ICB é estimar a relação custo-benefício de cada empreendimento e foi concebido para privilegiar a contratação de tecnologias flexíveis ao invés de tecnologias inflexíveis (substitutas ao despacho hídrico). Naquela época,

acreditava-se que a geração termelétrica teria o papel de complementar a geração hídrica. Havia a expectativa de que essas usinas seriam acionadas poucas vezes. Nos primeiros leilões, térmicas a óleo e a diesel foram as vencedoras, usinas exatamente com essas características (CVU elevado e custo fixo baixo). Houve também novos empreendimentos de gás natural, carvão e biomassa, porém em menores quantidades.

Entretanto, ao longo dos anos o setor passou a se defrontar com um novo paradigma. O SEB foi concebido para ser um sistema com reservatórios plurianuais capazes de armazenar água durante longos períodos. Em linhas gerais, pode-se dizer que o sistema contava com uma boa capacidade de regularização. As termelétricas apenas complementariam essa geração. Todavia, questões ambientais, escassez de recursos e reformulações do setor contribuíram para a queda gradativa da capacidade de regularização dos reservatórios nacionais.

Ao longo das últimas décadas, o paradigma de que as térmicas apenas complementaríamos a base hídrica foi sendo modificado. Cada vez mais, o setor precisou contar com termelétricas para geração de base de modo a garantir a segurança do sistema.

Nesta nova realidade, as termelétricas a óleo combustível e a diesel não são adequadas pois possuem um CVU muito alto e são chamadas a operar regularmente, impactando assim o preço da energia. Além disso, um parque termelétrico com essa característica pode estimar o custo de água de modo viesado, fazendo com que se turbine mais água do que o recomendado, o que pode comprometer a segurança do sistema. Dessa forma, é preciso que o parque termelétrico se adeque à nova realidade.

Uma boa opção, e que já havia sido imaginada anteriormente, são as termelétricas a gás natural. Na época, fatores estruturais e econômicos dificultaram a ampla inserção dessa fonte. Não havia um setor de gás bem desenvolvido para um fornecimento confiável desse insumo e, além disso, a intermitência da demanda do setor elétrico não foi vista com bons olhos por investidores. Atualmente, o gás natural ainda figura como uma fonte adequada para se utilizar na base do sistema, uma vez que, dentre as termelétricas, é a que emite

menor índice de GEE e é capaz de apresentar CVU competitivo. O gás associado à produção de petróleo dos campos de pré-sal pode ser utilizado para alavancar a ampliação do gás na matriz brasileira. Para isso, é necessário que ocorra uma convergência entre as duas indústrias de modo a não repetir erros passados. Outras possibilidades para usinas operantes na base seriam as nucleares ou movidas a carvão. Todavia, ambas possuem fortes restrições ambientais.

Isto posto, pode-se afirmar que a expansão realizada implicou no adicionamento de usinas termelétricas com custos variáveis elevados onde muitas térmicas não servem para compor a geração de base do SEB. Com a redução cada vez mais acentuada da capacidade de regularização do sistema, outras tecnologias precisarão compor a base de geração do SIN. Embora por diversas razões o parque tenha se configurado dessa forma, atualmente é preciso aceitar que usinas termelétricas são necessárias para a operação adequada do sistema e que, para que se observe queda no preço da energia, a instalação de usinas com baixo custo variável é necessária. Cada usina termelétrica tem o seu papel e a utilização de térmicas tecnicamente desenvolvidas para atendimento de ponta operando constantemente na base impacta significativamente o preço da energia.



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



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.

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



EDITORIAL

RenovaBio: próximos passos

Representantes do governo federal e de entidades do setor de biocombustíveis estiveram presentes em 1º de fevereiro de 2018, em evento promovido pela FGV Energia, para apresentar as iniciativas a serem adotadas para viabilizar a implementação do programa RenovaBio, cujas diretrizes gerais foram estabelecidas por meio da Lei 13.576/2017¹, publicada no fim de dezembro de 2017.

O evento contou com a presença do secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia (MME), Márcio Félix; do diretor da ANP, Aurélio Amaral; do diretor da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), José Mauro Coelho; a presidente da Única, Elizabeth Farina; e do presidente da Ubrabio, Donizete Tokarski; entre outros.

Baseado no modelo vigente na Califórnia (EUA), o RenovaBio define metas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE) para o conjunto dos combustíveis consumidos no país, favorecendo um consumo maior de biocom-

bustíveis. Espera-se que este mecanismo promova ganhos de produtividade e aumento da produção, tornando este mercado mais eficiente e competitivo, além de facilitar a inserção de novos biocombustíveis, como o biogás/ biometano.

O RenovaBio será uma figura fundamental para cumprir as metas firmadas na COP 21, que são de garantir o abastecimento nacional e ampliar a oferta de biocombustíveis com previsibilidade e garantia de fornecimento. O Brasil tem o maior potencial do mundo para a produção de biocombustíveis de forma sustentável e sem comprometer a produção de alimentos. Há disponibilidade de terras e condições técnicas para propiciar o aumento da produção e da produtividade, levando ao cumprimento do seu papel na redução das emissões de GEE para o atingimento das metas do Acordo de Paris. Um novo impulso aos biocombustíveis será também benéfico para a retomada do crescimento econômico do país, gerando empregos diretos e indiretos. Por tudo isso, o setor produtivo vem

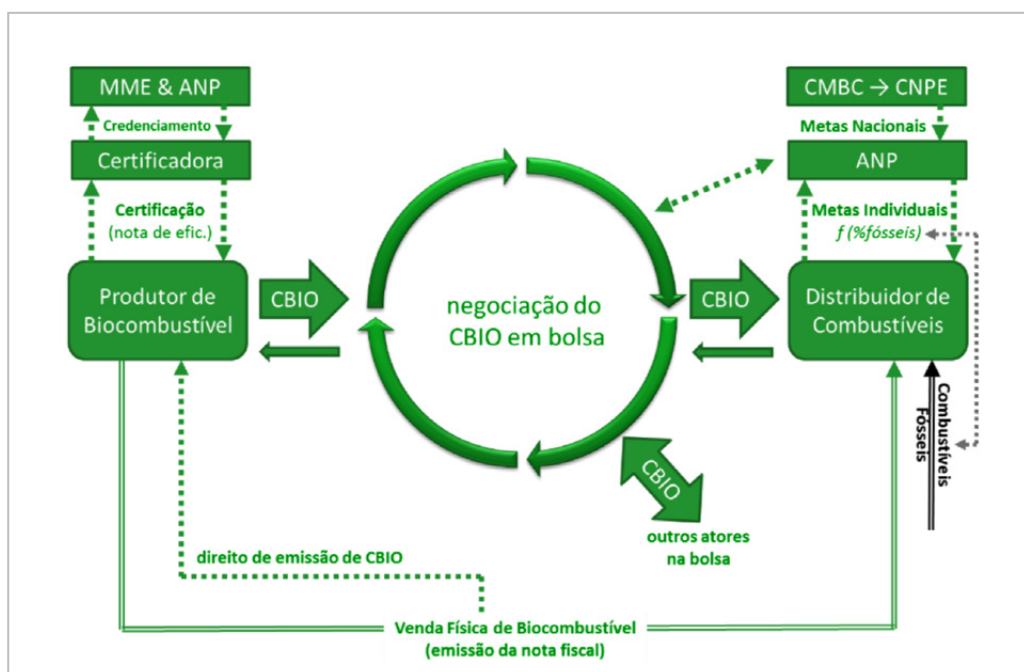
¹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/L13576.htm

depositando suas as esperanças no RenovaBio, cuja implementação é urgente e necessária.

Segundo a ANP, a Figura 1 representa todo o processo do RenovaBio. Ele nasce a partir da definição da Lei 13.576/17 e se inicia com o credenciamento das firmas inspetoras que serão responsáveis pela certificação do produtor de biocombustível. Essa certificação tem como objetivo a produção de uma nota, o cBio (crédito de descarbonização). Este, por sua vez, entra para comercialização em uma rota de negociação que se espera que culmine na bolsa

de valores. Há também a definição de um comitê de monitoramento, junto ao CNPE (ainda não foi definido se será esse o órgão responsável, dado que isso depende do decreto presidencial). Ele será responsável pelo estabelecimento de metas nacionais e passará seus resultados para a ANP que, a partir dessas informações, define as metas individuais dos produtores, aplica e fiscaliza. Então, entram em ação os atores da bolsa, a partir da comercialização dos biocombustíveis. A ANP espera que seja um sucesso e que as vendas possam gerar todos os dividendos que um programa dessa natureza promete.

Figura 1: O processo do RenovaBio



Fonte: MME, 2017.

O governo tem até o final de setembro de 2018 para promulgar o decreto que define os papéis de cada um dos órgãos componentes do comitê institucional e do próprio governo dentro da cadeia. Em especial, o papel da ANP é a regulação, a fiscalização e a certificação de biocombustíveis compreendendo desde o credenciamento à emissão e renovação das notas de eficiência

energética ambiental e depois a individualização, para todos os credores, dessa meta compulsória, estabelecida a partir da diretriz básica do CNPE. A fiscalização e o cumprimento das metas individuais também são responsabilidades da ANP, com aplicação de sanções previstas tanto na legislação do RenovaBio como derivadas da regulamentação que será criada pela agência (por meio do

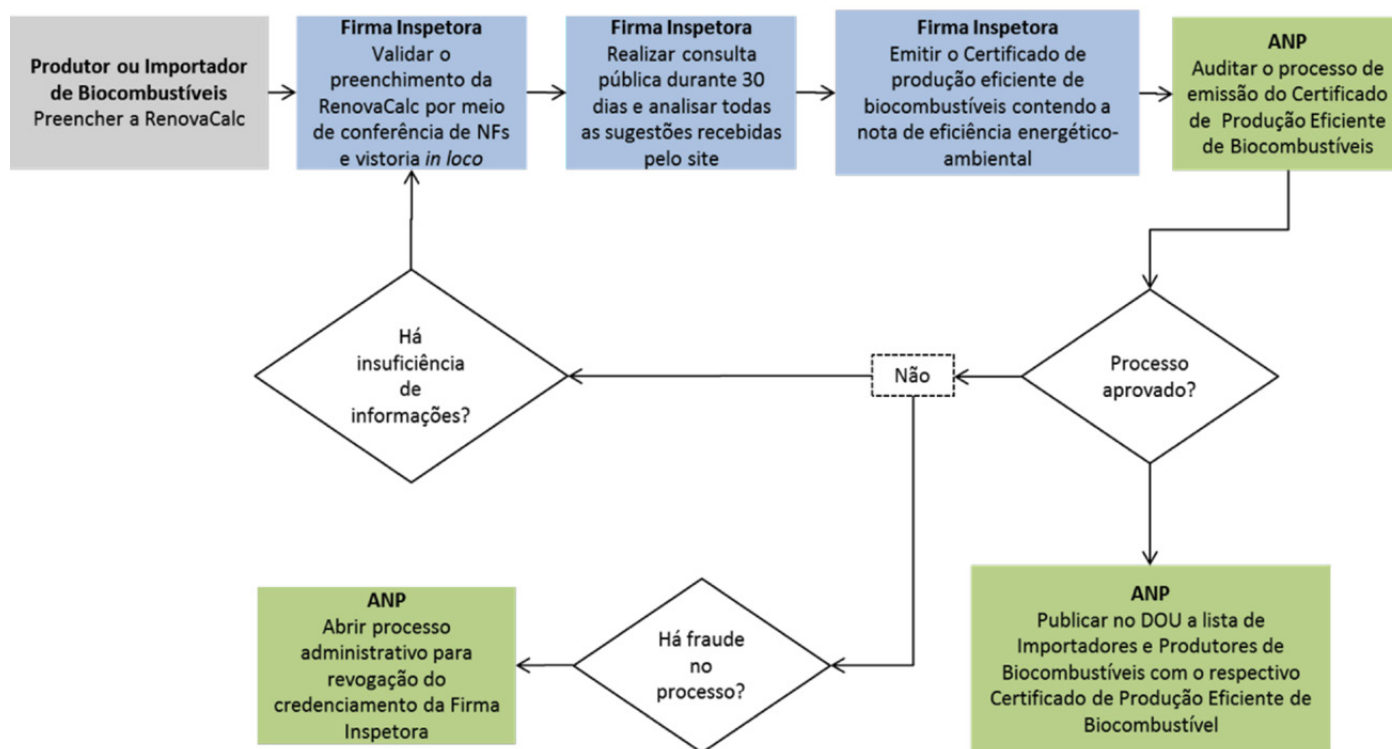
cruzamento de informações com a lei de penalidades já existente). A ANP já realiza tarefa semelhante para outros combustíveis. Portanto, o órgão tem plena capacidade de adaptar esses métodos aos biocombustíveis.

Outro ponto chave do programa é a promoção da transparência nos dados e informações. A digitalização de todo o processo contribui nesse sentido. Essa tarefa envolverá um grande esforço da equipe de TI e integração com outros órgãos, como o MME e a EPE. “A ideia é que o Renova-

Bio nasça digital, se crie digital e evolua digital” (Marco Aurélio, ANP, 2018).

Adicionalmente, a ANP criou um fluxograma próprio (Figura 2), mostrando sua visão do processo de certificação de produção eficiente. Nele, produtor e importador preenchem a RenovaCalc², a firma inspetora valida o preenchimento e realiza uma consulta pública em 30 dias (conferindo transparência ao passar pelo crivo de outras instituições ou produtores), emite o certificado de produção eficiente, que é auditado e validado pela ANP. Com o certificado aprovado,

Figura 2: Fluxograma RenovaBio, ANP



Fonte: ANP, 2018

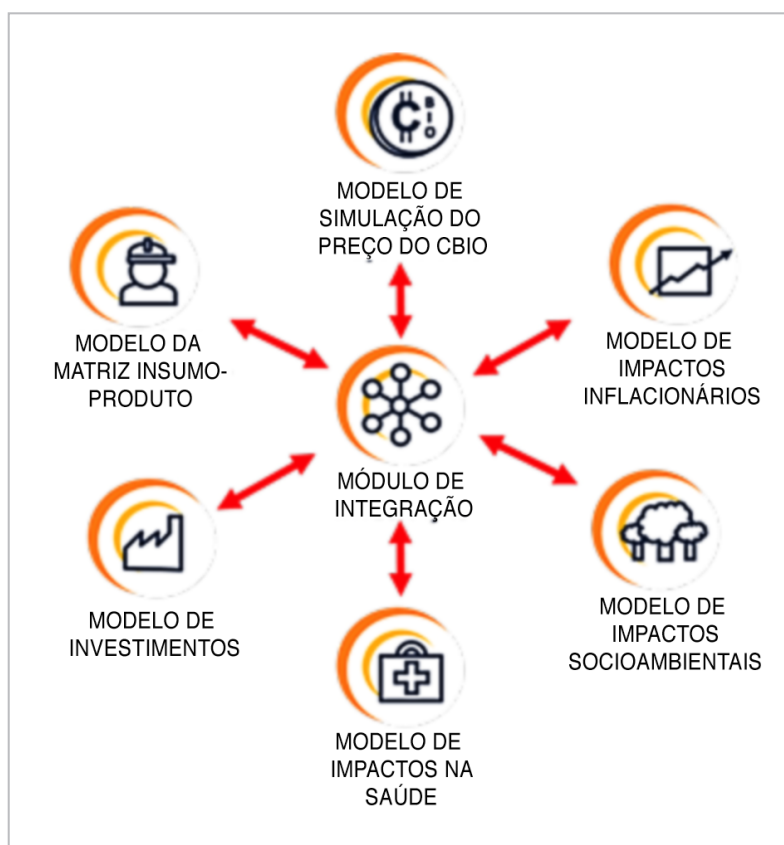
² Ferramenta que funciona como uma calculadora para a comprovação do desempenho ambiental da produção de biocombustíveis pelas usinas. Por meio dessa ferramenta, as usinas deverão detalhar aspectos agrícolas e industriais de seus processos produtivos que resultam na emissão de carbono, relacionando eficiência energética e emissão de gases de efeito estufa, com base em ACV (Avaliação do Ciclo de Vida) – e estabelecendo as diretrizes para sua certificação. A emissão total é comparada com a do combustível fóssil equivalente (a gasolina, no caso do etanol, ou o diesel, para o biodiesel) resultando em uma nota final, caracterizando a mitigação das emissões. Essa nota se transforma em um fator multiplicador no momento da emissão dos Créditos de Descarbonização (CBios) negociados em bolsa de valores e que funcionarão como um novo produto para as companhias.

publica-se no Diário Oficial da União. Caso não tenha sido validado, o processo volta a etapas anteriores para ser finalizado. Caso haja fraude em qualquer uma das etapas, a agência tem seu processo sancionador: anula o pedido e revoga o credenciamento.

A EPE, por sua vez, deve subsidiar o MME analisando as metas de descarbonização e simulando cenários para essas metas e seus impactos no CBio, além de analisar quais são os investimentos necessários para esses cenários em unidades produtivas e no setor agrícola. Os modelos de simulação

envolvem os seguintes aspectos: impactos socioambientais da descarbonização, alteração na qualidade do ar e seus impactos na saúde como internações e mortes da população, geração de emprego promovida pelo programa, entre outros. A empresa trabalha com esses modelos de simulação de cenários para apoiar o MME e também para ampliar e aperfeiçoar o escopo de planejamento energético que já existe internamente. A relevância que a empresa dá ao programa é tão grande que inclui no seu ciclo 2018-2019 de projetos mais relevantes, os modelos do RenovaBio.

Figura 3: Competências dos modelos EPE para o RenovaBio



Fonte: EPE, 2018

Em setembro de 2017 a empresa consultou qual seria o melhor tipo de abordagem para condução do processo e verificou-se que uma abordagem integrada era ideal: planejamento energético suportado por modelos satélites. Os modelos satélites são: simulação do preço do cBio, impacto inflacionário, matriz insumo-produto, investimentos, impactos socioambientais e saúde. Mais de 25 profissionais estão diretamente empenhados nessa tarefa, não só da diretoria de petróleo e gás, mas de outras também. Os colaboradores são também apoiados por profissionais externos à EPE nas discussões dos modelos. A construção dos modelos não é simples, envolve várias competências distintas que devem se encaixar na estruturação (biocombustíveis, combustíveis fósseis, macroeconomia, socioambiental e as competência de TI - Figura 3). A descrição das competências e propósitos de cada um dos modelos permite um melhor entendimento do processo e podem ser observados no site da EPE (www.epe.gov.br).

Segundo o secretário do MME, Marcio Felix, o RenovaBio é uma iniciativa que transcendeu, e hoje tem vida própria. "Mas ainda é um bebezinho que precisa ser cuidado". Ele coloca que o mundo inteiro almeja estar onde o Brasil está. Outro ponto de destaque é a criação de um cronograma com metas para os próximos anos: até junho de 2018 será elaborado um decreto do Presidente da República, em conjunto com o MME; uma resolução do CNPE e portarias, se necessário, do MME e da ANP. Considerando que o prazo de cumprimentos dessas metas é de 10 anos, será preciso ordenar as atividades nesse horizonte. Entre junho de 2019 e janeiro de 2020, a lei entrará em operação. O secretário salienta que, com a mudança de governo ainda nesse ano, a transição precisará ser trabalhada com cuidado, mas, dependendo da

disposição do governo vigente, ela pode ser até adiantada. A vontade do MME é fazer o máximo possível ainda em 2018 para início do programa.

O decreto presidencial que regulamenta o RenovaBio deve sair em março de 2018, e é o coração dessa fase de regulação. Ele já tem uma minuta concluída, mas é preciso construir uma convergência dentro do governo, com os agentes envolvidos, para que o MME possa compartilhar essa primeira versão ao longo do mês de fevereiro (com uma posição já ponderada pelo governo). E depois, com sugestões e opiniões de todos, com tudo construído conjuntamente, o decreto será definido.

Já para a UBRABIO, o Renovabio não é somente um projeto de lei, mas uma mudança de comportamento da sociedade brasileira, visto que este irá mudar a cara da agricultura brasileira, reduzindo a dependência da soja e da cana de açúcar - responsáveis por 80% da área agricultável brasileira. O produtor do biodiesel vai perceber que, ao utilizar óleo residuais e outras plantas, a capacidade de geração e eficiência energética serão maiores. Visto que essas plantas estão distribuídas geograficamente por todo o país, não há porque não se buscar essas outras possibilidades. Ainda segundo a UBRABIO, o efeito imediato do programa será a redução de 70% das emissões de GEE quando comparado ao diesel fóssil.

Adicionalmente, o RenovaBio vai incentivar o uso de matérias-primas com menor pegada de carbono na produção do biodiesel com a entrada de outras matérias-primas como o óleo de fritura para a sua confecção. Nesse esteio, a proposta da UBRABIO é o crescimento linear da inserção do biodiesel no diesel para ir além do B15 (que já

tem uma lei própria e dá ao CNPE a atribuição de aumentar a mistura do B10³ até o B15⁴).

Incontáveis são as externalidades positivas do RenovaBio como os novos fluxos de investimentos, novas instalações e produção, geração de empregos, inovação e desenvolvimento tecnológico, aumento das exportações, previsibilidade e sustentabilidade do mercado, entre tantos. Mas, apesar de todo otimismo, muito ainda deve ser

considerado e analisado para a implementação do programa na sua totalidade. Existem acaloradas discussões sobre o efetivo funcionamento do CBio, sobre a entrada de novas usinas em operação no sistema até 2025 (ritmo e previsibilidade), sobre a distribuição geográfica da produção de matéria-prima, sobre a pressão inflacionária em cima dos preços dos combustíveis, sobre a comunicação pública do programa e seus marcos, entre outros.

³ 10% de biodiesel misturado ao diesel fóssil vendido na bomba.

⁴ 15% de biodiesel misturado ao diesel fóssil vendido na bomba.

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

Petróleo

Por Júlia Febraro / Pedro Neves*

PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DA BALANÇA PETRÓLEO

O mês de dezembro de 2017 apresentou produção diária de 2,61 milhões de barris por dia (MMbbl/d), 4% acima dos 2,59 MMbbl/d de novembro. Na comparação anual, no entanto, registra queda em dezembro (2017), ficando 4,3% abaixo da produção de 2016 para esse mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em dezembro, 95,5% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 79,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7990 poços, sendo 743 marítimos e 7.247 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,7% do total de óleo e gás natural.

A bacia de Campos, maior campo produtor de petróleo no país, está perto de perder seu posto para a de Santos, notavelmente a maior bacia de produção de pré-sal do Brasil. Além do aumento progressivo da produção nas áreas de pré-sal, uma série de manutenções está agendada para 2018 nos campos maduros da bacia de Campos. Entretanto, vale destacar que a Petrobras vem estimulando a venda desses campos maduros para outras empresas que possam melhorar sua eficiência e continuar operando. Esse estímulo vem em forma de um acordo, denominado aliança estratégica (E&P Brasil, 2018)⁵.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
Produção	80.983.532	4,04%	-4,30%		77.839.300	84.625.267
Consumo Interno	48.972.434	-5,04%	1,83%		51.571.409	48.090.414
Importação	4.103.053	-24,50%	34,95%		5.434.161	3.040.399
Exportação	21.204.941	19,88%	15,31%		17.688.778	18.389.110

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

⁵ <http://epbr.com.br/petrobras-vai-dobrar-paradas-programadas-em-2018/>

Com relação ao pré-sal, sua produção em dezembro foi oriunda de 85 poços e chegou a 1,4 MMbbl/d de óleo e 52 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,7 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 50,7% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.102.

Percebe-se, portanto, que o pré-sal já responde por mais da metade do total de petróleo e gás natural produzidos no Brasil. Esse é um marco muito importante para o setor e acompanha outros recordes para o mesmo: produção mensal e diária de petróleo vindo da camada do pré-sal (1,36 MMbbl/d e 1,48 MMbbl/d, respectivamente), atingida no dia 4 de dezembro (2017) (Petronotícias, 2018).

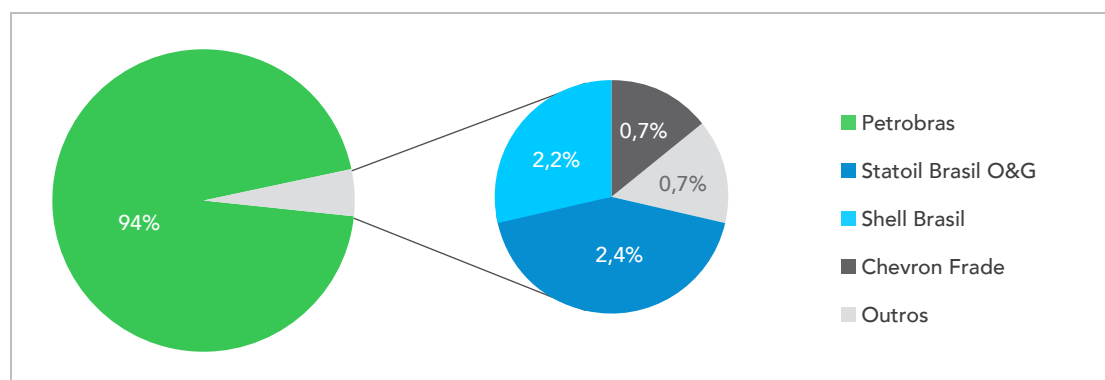
A expectativa é que esses recordes de produção obtidos em 2017 impactem positivamente nos leilões que estão por vir em 2018. Com a 15ª rodada de blocos exploratórios e a 4ª rodada de partilha do pré-sal, o horizonte para a inserção de novos e diferentes *players* no país muda. Para o diretor-geral da ANP, Décio Oddone, o modelo atual de leilões, que

não somente oferece áreas exploratórias, mas oferta áreas de pequeno e médio porte à petroleiras independentes, permite a entrada de novos investidores no país e pode inaugurar um novo ciclo na indústria petroleira (Guia Oil&Gas, 2018)⁶.

A WoodMackenzie (2018), empresa de consultoria em temas energéticos, prevê que o Brasil e o México serão os países a realizar os leilões de mais alto nível do mundo em 2018. A pesquisa destaca a maior competição com a entrada de novos *players* e a possibilidade do Brasil ofertar, para o mercado, áreas excedentes da cessão onerosa, contribuindo para um grande salto nas estimativas de rendimento dos leilões (Brasil Energia Petróleo, 2018)⁷.

Todavia, com relação às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária e se manteve a mesma do mês de novembro, com 94% da produção. A participação da Statoil subiu ligeiramente após dois meses consecutivos de queda, chegando a 2,4%, enquanto que a da Shell caiu de 2,3% para 2,2% do total da produção. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de dezembro.

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



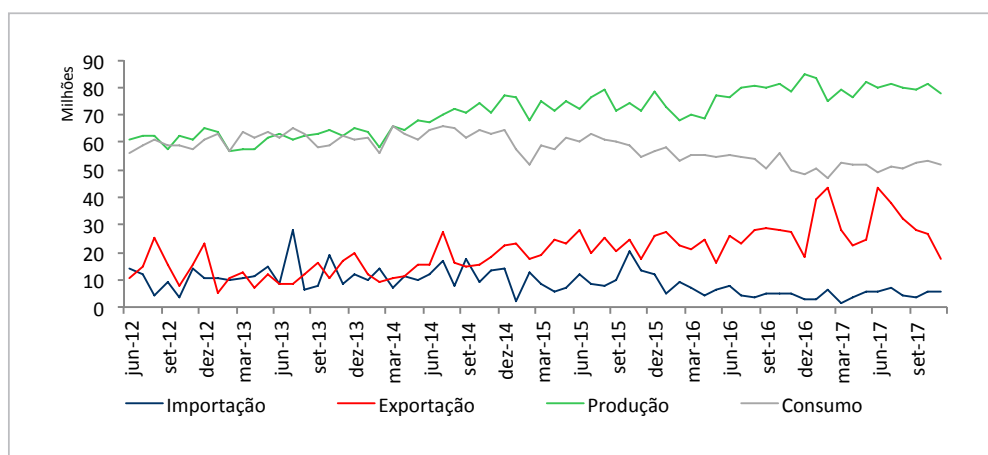
Fonte: ANP, 2017

⁶ http://www.guiaoilgas.com.br/pt/site_extras_detalhes.asp?id_tb_extras=979589
⁷ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/quarenta-leiloes-de-petroleo-em-2018/>

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações caíram expressivamente (-24,5%) em dezembro, chegando a 4,1 Mbbl (mês), mas ainda seguem 34,9% superiores ao mesmo mês do ano anterior. Com relação às exportações, foi registrado um aumento significativo (+19,9%) no mês de dezembro, assim como na comparação anual (+15,3%), chegando a 21,2 MMbbl.

O mês de dezembro contribuiu para o aumento do volume exportado de petróleo em 2017, que foi o maior da história no país. Levando-se em conta os valores já disponibilizados pela ANP, de janeiro a dezembro o Brasil exportou 363,7 milhões de barris equivalentes de petróleo, superando os 306,6 milhões exportados durante o ano de 2016. Vale lembrar que a nova política da Petrobras visa produzir muito e exportar o máximo possível de óleo cru, com pouco investimento em refino (PetroNotícias, 2018)⁸.

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



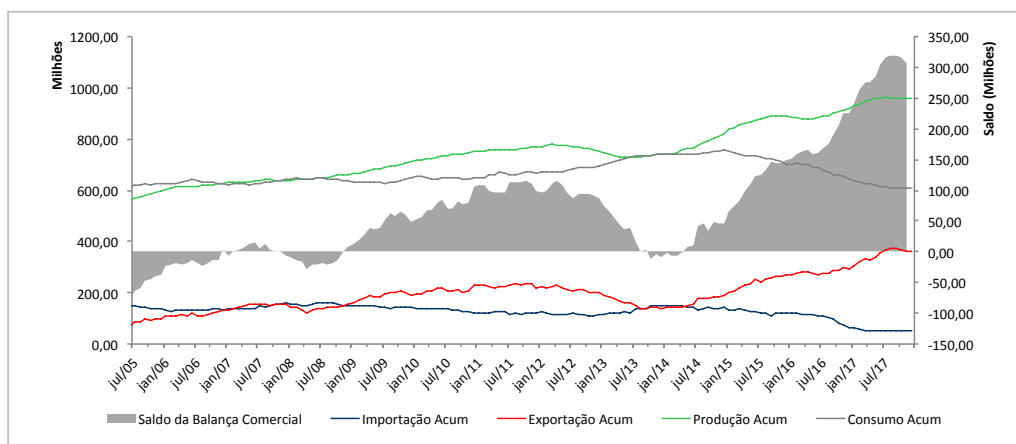
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo voltou a subir, depois de queda em novembro, voltando a mostrar o comportamento de 18 meses consecutivos de aumento que teve até novembro. 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 dezembro (Figura 2.4).

⁸ <https://petronoticias.com.br/archives/107042>

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent subiu pelo sexto mês consecutivo, chegando a US\$ 63,96/bbl. O WTI também segue tendência altista e atinge US\$ 57,52/bbl em dezembro. Eventos geopolíticos internacionais explicam a alta dos preços do óleo no mercado internacional e foram descritos e analisados no Editorial do Boletim de Janeiro de 2018 (os cortes de produção da OPEP e a política de preços de derivados da Petrobras).

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

mundiais com relação à alta na produção de gás e óleo de xisto nos Estados Unidos (Folha de São Paulo, 2018)⁹.

No entanto, segundo alguns analistas, as projeções apontam que a dinâmica internacional impedirá que se continue atingindo níveis de preço tão altos num espaço temporal próximo. Preocupações quanto ao crescimento econômico de alguns países aliadas a indefinições sobre o preço do dólar corroboram as projeções. A estabilidade do mercado caminha junto com a do preço do barril (WorldOil, 2018)¹⁰.

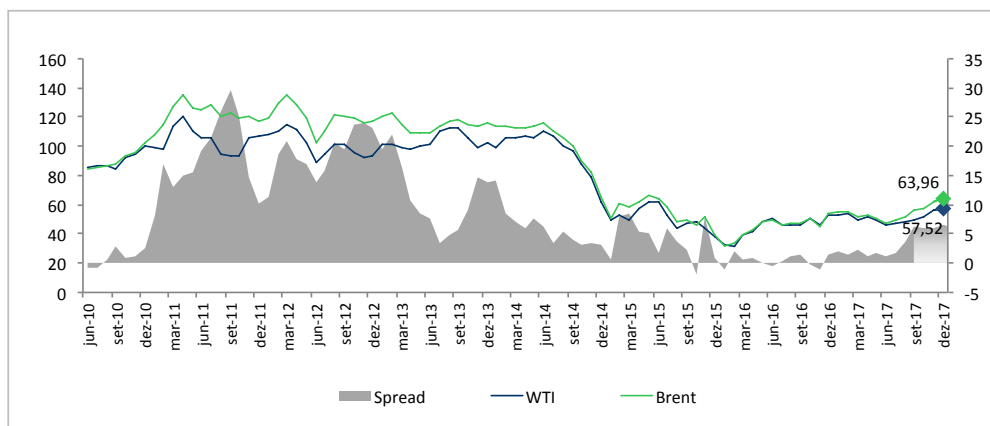
A alta nos preços da *commodity* internacionalmente reflete positivamente na arrecadação de *royalties* no Brasil. O país fechou 2017 com R\$ 26,9 bilhões, um aumento de 51,5% se comparado ao ano anterior. O diretor do CBIE, Adriano Pires, acredita que a manutenção dos preços do barril e do dólar nas faixas atuais contribuirá para arrecadações dessa ordem ou maiores nos próximos quatro ou cinco anos (TNPetróleo, 2018)¹¹.

⁹ <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/01/1949562-petroleo-encosta-nos-us-70-e-retorna-ao-nivel-de-2015.shtml>

¹⁰ <http://www.worldoil.com/news/2018/2/16/oil-heads-for-weekly-rise-as-stocks-recover-dollar-flounders>

¹¹ <http://www.tnppetroleo.com.br/noticia/com-r-2689-bilhoes-em-arrecadacao-royalties-do-petroleo-teve-crescimento-de-515-em-2017/>

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



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

Voltando à produção brasileira, em dezembro (2017), ao contrário do mês passado, a maioria dos estados apresentou crescimento na produção, com exceção do Alagoas, Ceará e Rio de Janeiro. O destaque positivo foi o estado de São Paulo,

cujas produções se recuperou com um aumento de 27,9% após atingir o seu menor valor dos últimos doze meses em novembro. A produção onshore do Alagoas segue em baixa e registrou seu menor valor dos últimos doze meses em dezembro.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
AL	Onshore	82.905	-10,37%	-26,70%		92.492	113.103
	Offshore	4.888	44,97%	46,85%		3.372	3.329
AM	Onshore	589.889	4,78%	-11,17%		562.963	664.094
BA	Onshore	952.283	1,59%	-8,60%		937.391	1.041.849
	Offshore	18.758	9,56%	26,50%		17.122	14.829
CE	Onshore	36.570	1,77%	-15,24%		35.933	43.147
	Offshore	122.114	-6,51%	-14,77%		130.619	143.275
ES	Onshore	334.828	0,37%	-12,85%		333.609	384.203
	Offshore	11.310.099	9,16%	-12,32%		10.360.798	12.899.118
MA	Onshore	2.187	24,87%	86,53%		1.751	1.172
RJ	Offshore	54.710.480	-0,41%	-4,56%		54.938.273	57.322.354
RN	Onshore	1.161.602	1,36%	-17,73%		1.145.987	1.411.959
	Offshore	176.122	4,42%	-0,83%		168.669	177.604
SP	Offshore	10.789.024	27,91%	12,76%		8.434.967	9.567.743
SE	Onshore	518.857	1,39%	-20,95%		511.738	656.383
	Offshore	172.925	5,69%	-4,52%		163.616	181.105
Total		80.983.532	4,04%	-4,30%		77.839.300	84.625.267

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em dezembro, a produção dos principais derivados de petróleo (tabela 2.3) apresentou certa recuperação com relação a novembro: mesmo com a queda na produção de diesel e óleo combustível (-2,3% e -9,3%, respectivamente), os aumentos expressivos na produção de gasolina, GLP e QAV (+11,2%, 12,2% e 11,9%, respectivamente) justifi-

caram a recuperação dos derivados. Com relação às exportações, o destaque positivo foi a gasolina, pois o aumento de 1282%% em dezembro levou a produção deste derivado para o maior valor dos últimos 12 meses. No caso do óleo combustível, a variação também foi bastante expressiva com aumento de 236%.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
Gasolina	Produção	13.692.940	11,24%	-4,97%		12.309.803	14.409.308
	Consumo	24.256.561	12,29%	25,11%		21.601.039	19.387.947
	Importação	2.300.634	95,42%	49,15%		1.177.291	1.542.515
	Exportação	951.269	1281,80%	-		68.843	320.830
Diesel	Produção	20.704.797	-2,77%	6,98%		21.295.682	19.352.993
	Consumo	26.739.405	-8,39%	8,76%		29.189.008	24.585.845
	Importação	7.903.774	-1,48%	71,92%		8.022.213	4.597.255
	Exportação	630.484	-	-		0	571.393
GLP	Produção	4.188.671	12,24%	14,44%		3.731.842	3.660.105
	Consumo	6.918.418	0,23%	-3,87%		6.902.796	7.196.990
	Importação	153.253	-78,39%	-85,42%		709.217	1.051.029
QAV	Produção	3.760.898	11,93%	25,12%		3.359.947	3.005.881
	Consumo	3.851.899	8,97%	6,66%		3.534.891	3.611.381
	Importação	6.319	-	-		0	270.807
	Exportação	37.701	-	-		0	656
Óleo Combustível	Produção	5.318.136	-9,30%	-21,59%		5.863.497	6.782.516
	Consumo	1.208.913	-43,75%	-33,12%		2.149.000	1.807.641
	Importação	422.567	-	5708,47%		149	7.275
	Exportação	2.202.113	236,04%	109,58%		655.320	1.050.732

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em dezembro de 2017, seguindo a tendência do mês anterior, os preços de realização interna da gasolina ficaram ligeiramente superiores aos de referência internacional. No caso do diesel, seus preços domésticos seguem superiores aos internacionais, diferentemente do GLP, cujos preços internacionais estão maiores. Ainda para esse último, a diferença aumentou no mês de novembro. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado (Figura 2.6).

O cenário do setor de derivados poderia ser bem diferente do atual. No ano de 2018 completam-se 10 anos do início das obras do COMPERJ e em 2017 a produção de derivados atingiu um dos seus menores níveis desde 2009. Com o novo plano de negócio da Petrobras, a previsão é que os investimentos em refino e modernização, num horizonte próximo, sejam pequenos. No entanto, o MME pode mudar esse rumo. Eles criaram um grupo de trabalho cujo objetivo é incentivar as atividades de refino e petroquímica com propostas e soluções apresentadas num relatório ao CNPE (PetroNotícias, 2018)¹².

¹² <https://petronoticias.com.br/archives/107883>

Adiantamos nessa edição que a Petrobras atualizou sua política de divulgação dos preços dos combustíveis (gasolina tipo A e óleo diesel) às distribuidoras. Mesmo com a continuidade de reajustes baseados no mercado internacional, a empresa agora faz um levantamento do preço médio mensal dos combus-

tíveis sem contemplar tributos. Por outro lado, ela divulga a composição desses tributos junto com comparativos dos mesmos em relação a outros meses. Com isso, a empresa busca dar mais transparência na divulgação da composição do preço final dos combustíveis (Petrobras, 2018)¹³.

Figura 2.6: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



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

(1) Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação

¹³ <http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-as-distribuidoras/>

Gás Natural

Por Larissa Resende*

DADOS GERAIS

No mês de novembro (2017) a produção de gás natural nacional foi de 113,4MMm³/dia, estando em 1,2MMm³/dia abaixo da produção de outubro e 2,3MMm³/dia acima da produção neste mesmo período do ano anterior.





Já a oferta de gás nacional não apresentou variação significativa, alcançando o patamar de 65,1 MMm³/dia, queda de 0,3% em relação ao mês de outubro (2017) e aumento de 3,9% se comparado ao mesmo período do ano anterior.

Em relação ao consumo de gás natural, este apre-

sentou forte queda, de 11,5MMm³/dia, sendo consumido um total de 85,3MMm³/dia de gás natural em novembro (2017). O volume consumido também foi inferior aquele registrado no mesmo período do ano de 2016, onde havia sido registrado um consumo de 87,1MMm³/dia.

Consequentemente, sofreu queda também a importação do combustível, que fechou em 35,2 MMm³/dia, 5,5% abaixo do importado no mês anterior, mas 20,4% acima do consumo do mesmo período do ano de 2016. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Produção Nacional	113,4	-1,0%	2,1%		114,6	111,1
Oferta de gás nacional	65,1	-0,3%	3,9%		65,3	62,6
Importação	35,2	-5,5%	20,4%		37,3	29,2
Consumo	85,3	-11,9%	-2,1%		96,8	87,1

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no mês de novembro (2017) apresentou queda de 1,2 MMm³/dia, devido, sobretudo, a parada programada para manutenção do FPSO Cidade de Niterói, que opera no campo de Marlim Leste, na Bacia de Campos e redução da produção em campos do Amazonas devido à manutenção no sistema de compressão. Desta produção, a parcela de gás que ficou indisponível ao mercado

apresentou queda de 2,0% em relação ao mês anterior, em decorrência à diminuição do gás reinjetado - em 2,9% - e ao consumo interno em E&P, que apresentou queda de 3,0%. Já em relação ao gás perdido na queima e na absorção em UPGN's, estes apresentaram aumento de 5,3% e 0,7%, respectivamente. A proporção oferta nacional sobre produção bruta registrou o maior valor dos últimos 12 meses, estando em 57,4%, como pode ser observado na Tabela 3.2.

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

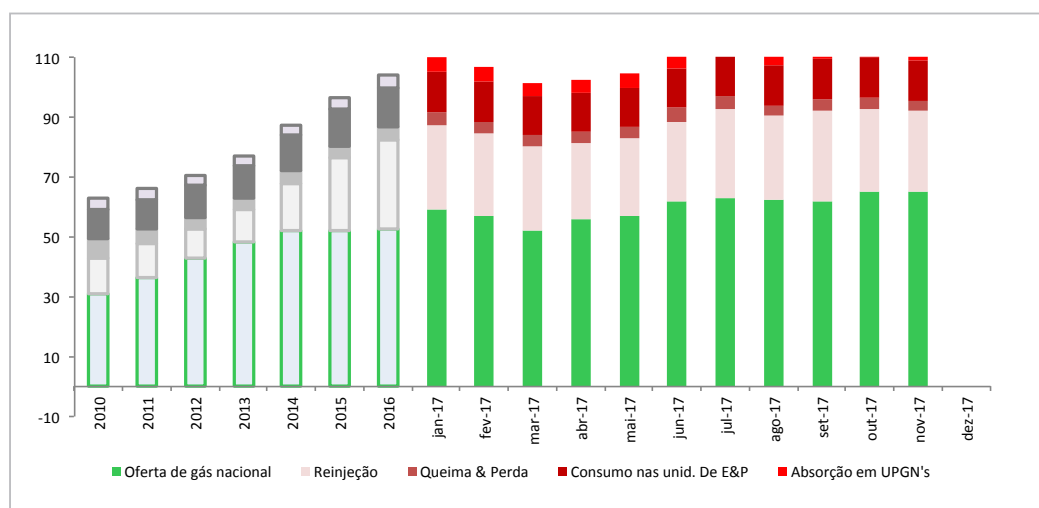
	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Prod. Nacional Bruta	113,4	-1,0%	2,1%		114,6	111,1
Reinjeção	26,8	-2,9%	0,1%		27,6	26,8
Queima	3,6	5,3%	-6,8%		3,4	3,8
Consumo interno em E&P	13,4	-3,0%	0,5%		13,8	13,3
Absorção em UPGN's	4,6	0,7%	0,2%		4,6	4,6
Subtotal	48,3	-2,0%	-0,3%		49,3	48,5
Oferta de gás nacional	65,1	-0,3%	3,9%		65,3	62,6
Ofert nacional/Prod. Bruta	57,4%	0,8%	1,8%		57,0%	56,4%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A desfragmentação da produção nacional bruta do mês de novembro (2017) encontra-se apresentada no Gráfico 3.1, onde é possível observar a

estabilização da produção e oferta de gás natural nacional em patamares superiores àqueles na média dos últimos anos.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Já ao analisar o volume de gás natural importado no mês de novembro (2017), que se encontra apresentado na Tabela 3.3, é possível observar retração de 10,2% (ou 1,0 MMm³/dia) no volume de gás natural regaseificado e de 3,9% (ou 1,1 MMm³/dia) no volume de gás importado via GASBOL, resultando em um volume total importado de 35,2MMm³/dia. Embora essa importação total esteja em 2,1MMm³/

dia abaixo do total importado em outubro (2017), esta se encontra em 6,0MMm³/dia acima do importado em novembro de 2016.

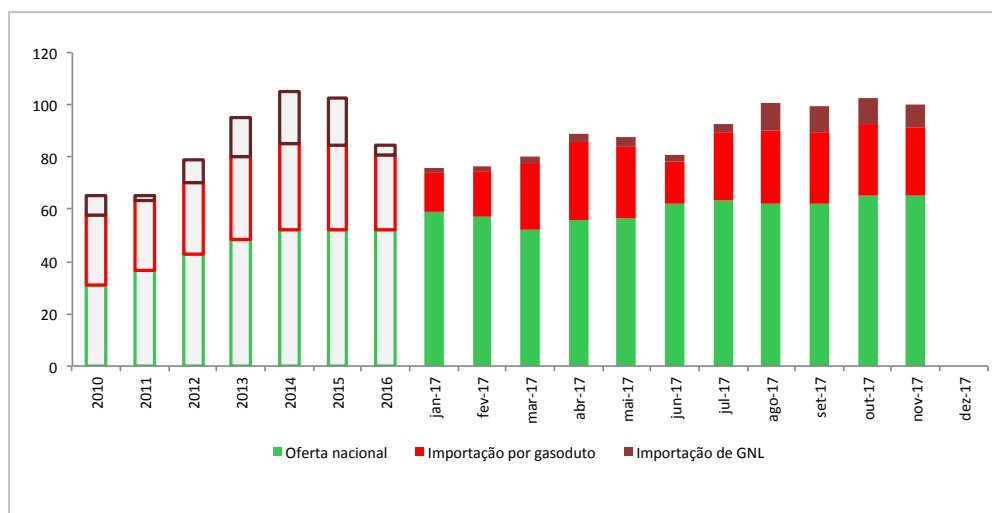
Como é possível analisar no Gráfico 3.2, enquanto a oferta de gás nacional apresenta uma certa estabilidade, a importação de gás natural oscila para acomodar as variações no consumo do energético.

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

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Gasoduto	26,4	-3,9%	-5,0%		27,5	27,8
GNL	8,8	-10,2%	525,7%		9,8	1,4
Total	35,2	-5,5%	20,4%		37,3	29,2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

CONSUMO

O consumo de gás natural apresentou contração de 11,5MMm³/dia se comparado ao mês anterior, fechando o mês de novembro (2017) em 85,3MMm³/dia, sendo o setor elétrico o principal responsável pela queda. A diminuição do despacho termelétrico é devido ao desligamento, pouco

a pouco, das termelétricas diante da recuperação gradativa dos reservatórios das hidrelétricas.

Enquanto o consumo dos segmentos industrial e comercial se mantiveram estáveis em 40,8 MMm³/dia e 0,8MMm³/dia, respectivamente, o consumo

de gás natural para geração elétrica apresentou queda de 6,1%, fechando em 42,5MMm³/dia. Já o consumo dos segmentos de cogeração, residencial e automotivo apresentou aumento de 9,7%, 4,4% e 1,5%, respectivamente, fechando o mês

em 3,1MMm³/dia, 1,2MMm³/dia e 5,6MMm³/dia, respectivamente, tendo o setor automotivo e de cogeração alcançado o seu maior consumo dos últimos doze meses, como pode ser observado na Tabela 3.4.

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

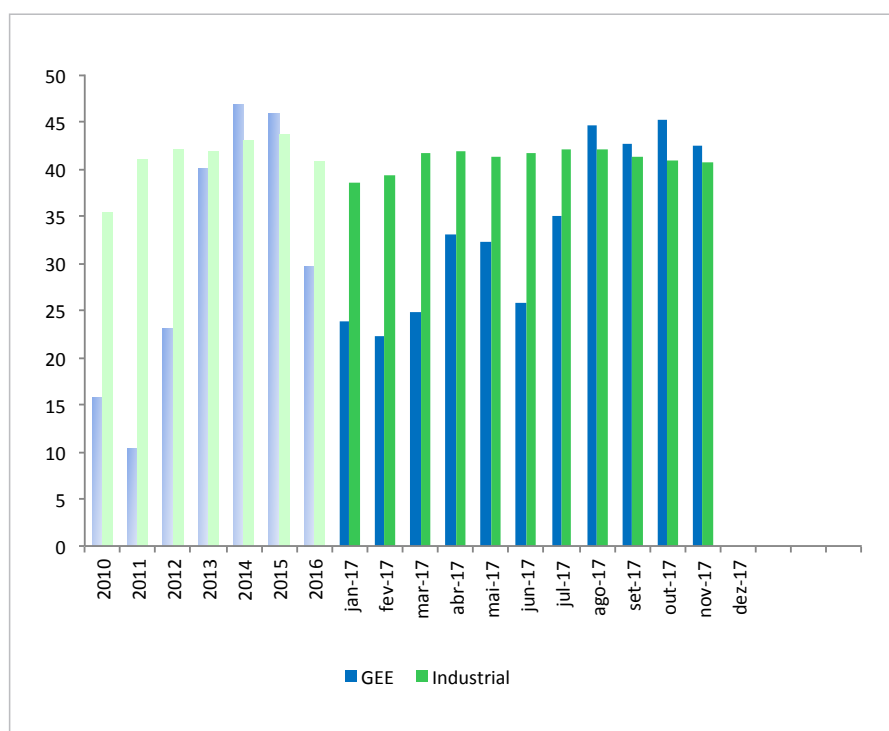
	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Industrial	40,8	0,0%	-0,5%		40,8	41,0
Automotivo	5,6	1,5%	9,0%		5,5	5,1
Residencial	1,2	4,4%	13,5%		1,1	1,0
Comercial	0,8	0,0%	-2,5%		0,8	0,8
GEE	42,5	-6,1%	16,4%		45,2	36,5
Cogeração	3,1	9,7%	39,7%		2,8	2,2
Total	85,3	-11,9%	-2,1%		96,8	87,1

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao analisar o Gráfico 3.5, é possível observar que, embora o consumo de gás natural para geração elétrica tenha sofrido queda no mês de novembro, este se mantém em patamares elevados se compa-

rado ao consumo do primeiro semestre de 2017. Já em relação ao consumo do segmento industrial, pode-se observar que este tende a se manter mais estável que o anterior.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

PREÇOS

Em relação aos preços do gás natural no mercado internacional em novembro (2017), como pode ser observado na Tabela 3.5, enquanto o preço no mercado europeu e japonês apresentou queda em comparação ao mês anterior, estando a 6,0US\$/MMBTU e 7,8US\$/MMBTU, respectivamente, o preço do Henry Hub e do NBP apresentou aumento, sendo cotados a 3,0US\$/MMBTU e 6,4US\$/MMBTU, respectivamente.

Já em relação ao gás natural importado, ao passo que o GNL foi entregue, na média, a 9,0US\$/MMBTU no Japão, tendo sofrido aumento de 9,4% em relação a cotação de outubro (2017), o GNL foi entregue

a 8,2US\$/MMBTU no Brasil – aumento de 11,7% se comparado ao mês anterior. Já o preço do gás natural importado via gasoduto – GASBOL – este chegou ao Brasil a 5,9US\$/MMBTU, maior preço dos últimos doze meses, que foi cotado a 5,0US\$/MMBTU no mesmo período do ano anterior.

Comparando o preço do gás natural comercializado internamente no Brasil, enquanto este foi entregue a 4,2US\$/MMBTU do programa prioritário termelétrico, este foi entregue da Petrobras para as distribuidoras - no city gate – a 7,4US\$/MMBTU e das distribuidoras para os consumidores industriais entre 13,4 e 15,6US\$/MMBTU, como pode ser observado na Tabela 3.5.

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

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Henry Hub	3,0	3,8%	17,0%		2,9	2,6
Europa	6,0	-1,3%	20,5%		6,1	5,0
Japão	7,8	-0,6%	11,6%		7,8	6,9
NBP*	6,4	2,6%	-2,3%		6,2	6,5
GNL no Japão	9,0	9,4%	29,1%		8,2	7,0
GNL no Brasil	8,2	11,7%	36,6%		7,3	6,0
Gás Importado no Brasil **	5,9	0,2%	17,6%		5,9	5,0
PPT ***	4,2	0,2%	1,6%		4,2	4,1
Preços na distribuidora (ref.: Sudeste)	No City Gate	7,4	-0,6%	17,1%	7,4	6,3
	2.000 m³/dia ****	15,6	-2,4%	15,3%	16,0	13,6
	20.000 m³/dia ****	13,8	-2,4%	15,4%	14,2	12,0
	50.000 m³/dia ****	13,4	-2,4%	15,2%	13,7	11,6

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

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

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

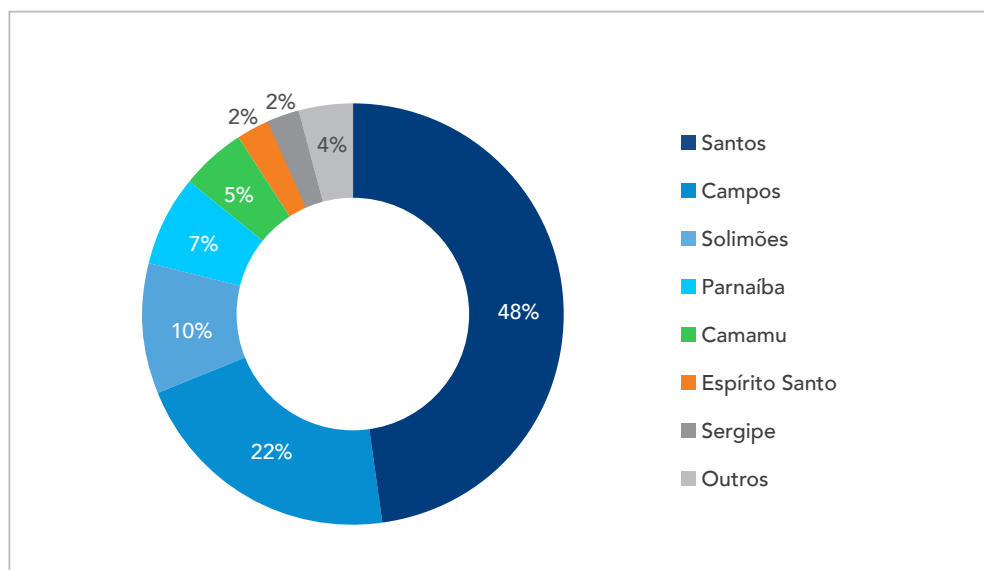
PRÉVIA – DEZEMBRO 2017

No mês de dezembro de 2017 a produção de gás natural nacional se manteve estável a 113 MMm³/dia, apresentando pequena redução de 0,03% se comparado ao mês de novembro (2017).

Em relação a origem da produção, 79,8% foi oriunda de campos marítimos, sendo a produção do pré-sal de 52MMm³/dia vindos de 85 poços. Os campos recordistas foram Lula, na Bacia

de Santos, com produção média de 33,1 MMm³/dia de gás natural e Estreito, na Bacia de Potiguar, que teve o maior número de poços produtores, 1102 campos. Já os campos marginais e as bacias maduras terrestres foram responsáveis pela produção de 1,0MMm³/dia e 3,6MMm³/dia de gás, respectivamente. A Figura 3.1 apresenta a distribuição da produção de gás natural por bacia.

FIGURA 3.1 – Distribuição da Produção de Gás Natural por Bacia – Dezembro/17



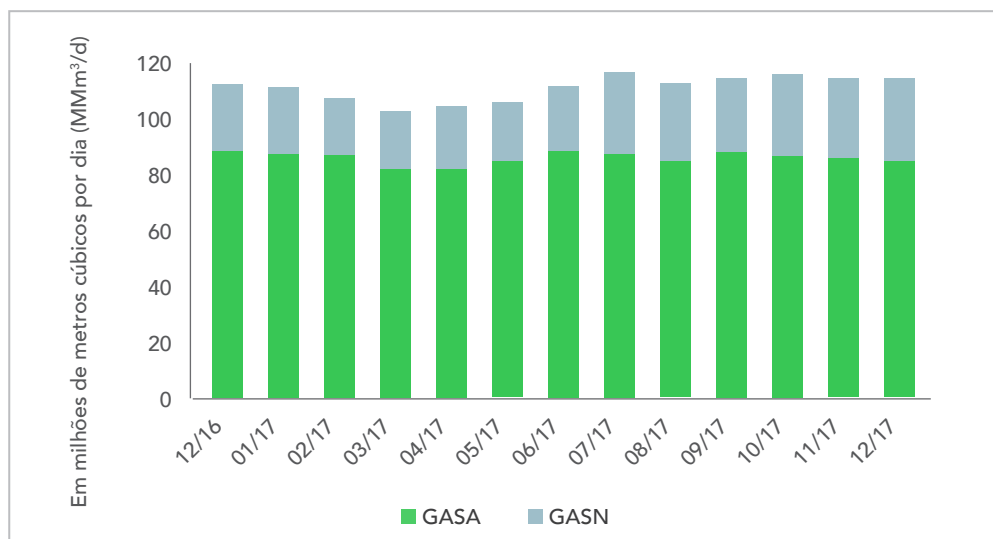
Fonte: ANP (2017)

Em relação a produção de gás natural que ficou indisponível ao mercado no mês de dezembro, 3,9MMm³/dia foi perdido em queima, volume de queima 8,4% superior ao comparado ao mês anterior e redução de 11,11% se comparado ao mesmo período do ano anterior. As bacias de Santos (47%) e Campos (40%) foram as recordistas no quesito queima, sendo os campos de Lula e Mero, ambos na bacia de Santos, responsáveis por 40% da queima total. Da produção bruta, o percentual de gás reinjetado foi de 24%, enquanto que o consumo interno foi de 11% e o volume queimado de 3%.

BALANÇO 2017

Com o fechamento do ano de 2017, foi possível constatar uma produção total de 40 Bilhões de m³ de gás natural no ano, com média diária de 110MMm³/dia – sendo registrado aumento na produção anual de 6% se comparado à 2016. O histórico de produção de gás natural dos últimos doze meses está apresentado na Figura 3.2, onde é possível observar uma maior estabilidade da produção de gás natural associado (GASA) frente a produção de gás não associado ao petróleo (GASN).

FIGURA 3.2 – Histórico de produção de gás natural – Dezembro/17



Fonte: ANP (2018)

Em relação ao consumo de gás natural, segundo o levantamento estatístico da Abegás (2018)¹⁴, no acumulado de 2017 foi possível observar crescimento de 7,2% se comparado ao ano anterior, onde foram consumidos, em média, 65,9MMm³/dia em 2017. Em virtude do início da recuperação econômica, foi possível observar em 2017 aumento de 3,3% no consumo industrial, se comparado ao ano anterior, enquanto que a consolidação do Gás Natural Veicular (GNL) permitiu o aumento de 8,7% de crescimento na média do consumo pelo segmento automotivo. O uso do GNV, que vinha se consolidando ao longo do tempo foi alavancado devido a política de preços para os combustíveis líquidos adotadas pela Petrobras em meados de 2017, o que incentivou que os consumidores tivessem a percepção da economia que o GNV pode proporcionar ao bolso das famílias.

Já o consumo de gás natural pelo segmento comercial e de cogeração apresentou queda de 6,1% e avanço de 11,6%, respectivamente, na comparação entre as médias acumuladas de 2017 e 2016. Em relação ao consumo na geração elétrica, este elevou em 37,9% em 2017 se comparado ao acumulado de 2016.

FUTURO

No mês de dezembro de 2017 o IBAMA emitiu a licença prévia para as instalações offshore de gás natural do projeto termelétrico Porto de Sergipe, no município de Barra dos Coqueiros, que com capacidade instalada de 1.551MW poderá abastecer 15% da demanda de energia do Nordeste. A usina, que já está sendo construída, será finalizada até 2019, onde terá início a fase de testes e

¹⁴ <http://www.abegas.org.br/Site/?p=65991>

comissionamento para que no início de 2020 esteja pronta para fornecer energia comercialmente. O FSRU terá capacidade de 170.000m³ de GNL, que serão suficientes para atender a UTE Porto de Sergipe I por 17 dias gerando a plena carga.

Se tratando de gás do pré-sal, no último leilão de energia Nova A-6 foi contratada a termelétrica Vale Azul II, pertencente ao consórcio Marlim Azul, que, com capacidade instalada de 466,3MW, será a primeira térmica no Brasil a usar gás natural do pré-sal, onde a Shell está em negociação exclusiva para o fornecimento. A usina, que tem início de suprimento previsto para 2023, além de conseguir utilizar uma nova fonte de gás, com custo variável unitário (CVU) de R\$85,00 por MWh seria possível a inclusão da usina na base de geração elétrica.

Ainda no tema leilão de energia, a EPE pretende definir um preço-teto de energia no leilão A-5 de setembro de 2018 de forma a atrair a participação de usinas térmicas na competição, evitando que a proporção de térmicas na matriz elétrica brasileira caia. Cerca de 20 gigawatts de térmicas a gás se cadastraram para participar do leilão, sendo a grande parte a GNL.

Em relação ao Gás para Crescer, de forma a evitar a paralisação do projeto como um todo, é esperado que o governo federal ceda no impasse sobre a regulação do mercado livre de gás natural, mantendo no substitutivo do PL a regulação pelos estados, não mais pela ANP. O projeto se encontra na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados onde a pauta é uma das agendas prioritárias do MME para 2018.

Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

PRODUÇÃO

A produção total de etanol (anidro e hidratado), em dezembro/17, somou menos de um milhão de litros, sinalizando o final da safra 2017/18 da região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção de cana e de etanol. A safra nessa região é bem delimitada, indo de abril a março, com período de colheita entre abril e novembro. De acordo com a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), a safra 2017/2018 está praticamente encerrada na região Centro-Sul, pois apenas 4 unidades produtoras continuam em funcionamento após 1º de janeiro.

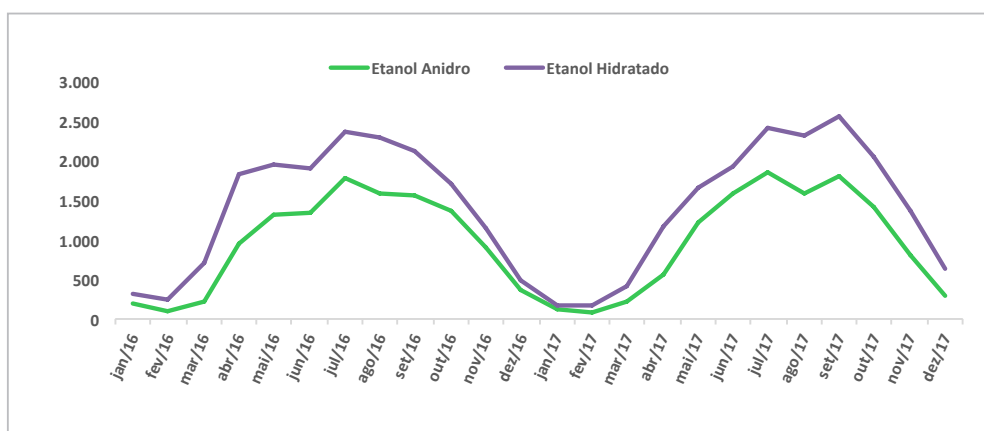
Em dezembro/17, a produção de etanol anidro foi 64% inferior ao mês anterior (novembro/17) e 21,7% inferior ao mesmo mês do ano anterior (dezembro/16). O volume produzido em 2017 foi 1,2% inferior ao de 2016. Em relação ao etanol hidratado, a produção de dezembro/17 foi 52,9% inferior à de novembro/17, mas superou em 31,4% o mês de dezembro de 2016, como resultado, principalmente, do aumento da demanda pelo biocombustível e da maior destinação da cana para a produção de etanol, que foi favorecida pela queda de preços do açúcar no mercado internacional. Em relação ao total produzido em 2016, a produção em 2017 apresentou uma queda de 1%.

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

Biocombustível	dez-17	acum-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	acum-17/acum-16	Tendências	nov-17	dez-16	acum-16
Etanol Anidro	293,2	11.537,2	-64,0%	-21,7%	-1,2%		815,2	374,3	11.674,6
Etanol Hidratado	644,7	16.841,6	-52,9%	31,4%	-1,0%		1.369,2	490,5	17.018,1
Total Etanol	937,9	28.378,8	-57,1%	8,4%	-1,1%		2.184,4	864,8	28.692,7
Biodiesel	382,7	4.289,3	-1,1%	29,2%	12,8%		386,9	296,1	3.801,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros

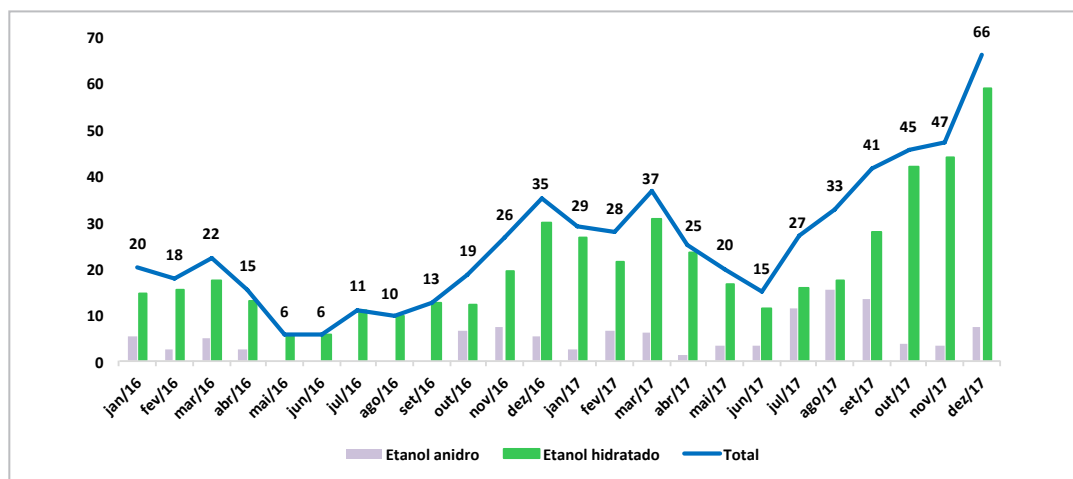


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

É interessante mencionar o aumento de produção de etanol de milho no Brasil. Em 2017, foram produzidos 423 milhões de litros, mais do que o dobro da produção de 2016, 201 milhões de litros. Alguns fatores vêm contribuindo para esse crescimento, sendo o principal deles a grande oferta de milho a preços baratos na região Centro-Oeste do país. O etanol de milho pode ser produzido em usinas que utilizam apenas essa matéria-prima, e também pode ser feita de

forma integrada com a cana-de-açúcar, em usinas chamadas "flex". Essa última opção tem a vantagem de aproveitar o período de ociosidade da produção de cana, ao final da safra. Dessa forma, a produtividade da usina aumenta, gerando maior retorno financeiro. O milho apresenta, ainda, algumas vantagens em relação à cana, como a possibilidade de ser estocado e a produção de um subproduto utilizado como ração animal, que possui alto valor agregado.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



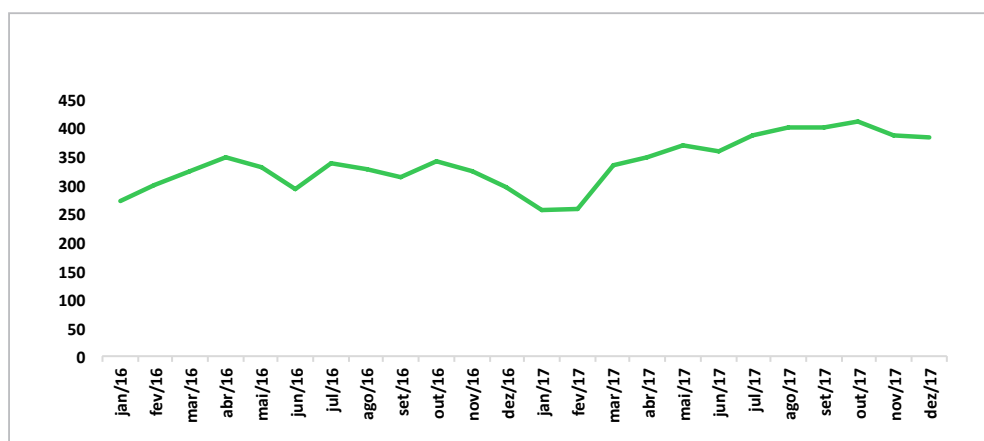
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

Após diversos recordes de produção, o volume de biodiesel produzido em dezembro/17, 382,7 milhões de litros, sofreu retração de 1,1%, na comparação com mês anterior (novembro/17). A produção, no entanto, representa um aumento de 29,2% em relação ao mês de dezembro de 2016, como consequência da retomada do consumo de óleo diesel e do aumento do teor de mistura do biocombustível no combustível fóssil, que passou de 7% para 8% em março de 2017.

A produção total do ano de 2017 ficou 12,8% acima da de 2016.

O volume produzido em novembro e dezembro de 2017 somou 770 milhões de litros fez parte das negociações ocorridas no 57º Leilão de Biodiesel da ANP, no qual foram arrematados aproximadamente 760 milhões de litros, volume 4,5% inferior ao transacionado no último Leilão, no qual foram adquiridos 796 milhões de litros.

Gráfico 4.3 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

PROJEÇÕES PARA 2018

O ano de 2017 se iniciou com um percentual maior de destinação da cana para o açúcar, em função desta *commodity* estar valorizada no mercado internacional. Ao longo do ano, alguns fatores contribuíram que a destinação da cana se tornasse mais alcooleira, entre eles a redução dos preços internacionais do açúcar e o aumento da demanda pelo biocombustível, em função dos aumentos de preços da gasolina, praticados pela

Petrobras, e, também, das alterações nas alíquotas de PIS/COFINS dos combustíveis. A produção de cana da safra 2017/18, que está no seu final, deve fechar com uma queda de 3% em relação à safra anterior e as projeções do setor indicam um pequeno aumento, de 1%, para a próxima safra. As projeções para a próxima safra consideram uma destinação ainda maior para o etanol, em função do cenário de crescimento da demanda, principalmente por etanol hidratado.

Tabela 4.2: Projeções para a safra 2018/19 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul

Região Centro-Sul	Safra			Variação (%)	Variação (%)
	2016/17	2017/18 (P)	2018/19 (P)	(2017/18) (2016/17)	(2018/19) (2017/18)
Produção de cana-de-açúcar (MM ton)	607,1	589,0	592,5	-3%	-1%
Percentual da cana destinado ao etanol (%)	54%	53%	58%	-1%	8%
Produção de açúcar (MM ton)	35,5	35,9	32,4	1%	-10%
Produção de etanol anidro (MM litros)	10,7	10,5	10,7	-2%	2%
Produção de etanol hidratado (MM litros)	15,0	15,3	16,4	2%	7%

(P) - Projeções UNICA e INTK FCStone (Novacana, 2018)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

As expectativas para o biodiesel são bastante positivas, em função do aumento do percentual de mistura deste no diesel, que passará dos atuais 8% para 10% em março de 2018. Com isso estima-se que a produção alcance um volume próximo a 5,5 bilhões de litros em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 milhões produzidos em 2017. Em relação aos dados do complexo da soja, principal matéria-prima utilizada na produção do biocombustível, as projeções indicam uma queda de produção

de 4% entre 2017 e 2018, mas espera-se um aumento do processamento (esmagamento) do grão, de forma a atender à demanda por biodiesel. O aumento do esmagamento, necessário para a produção de biodiesel, leva à maior produção de farelo, produto que pode ser utilizado como ração animal e tem maior valor agregado do que a venda da soja em grão. Estima-se uma redução das exportações do grão in natura e um aumento das exportações de farelo de soja, o que é economicamente mais vantajoso para o Brasil.

Tabela 4.3: Projeções do complexo da soja e de biodiesel para 2018

	Quantidade (MMton)			Variação (%)	Variação (%)
	2015	2016	2017 (P)	2017/2016	2018/2017
Soja					
Produção	96,2	113,8	109,5	18%	-4%
Exportação	51,6	67,8	65,0	31%	-4%
Processamento	39,5	41,5	43,0	5%	4%
Processamento (%)	41%	36%	39%	-11%	8%
Farelo					
Produção	30,2	31,5	32,7	4%	4%
Consumo Doméstico	15,8	16,4	16,7	4%	2%
Exportação	14,2	15,0	16,2	5%	8%
Óleo					
Produção	7,9	8,2	8,5	4%	4%
Consumo Doméstico	6,6	7,0	7,7	6%	10%
Exportação	1,3	1,3	0,9	3%	-35%
Biodiesel					
Capacidade instalada (bilhões de litros/ano)	7,3	7,5	8,0	3%	7%
Produção (bilhões de litros)	3,8	4,3	5,5	13%	28%

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

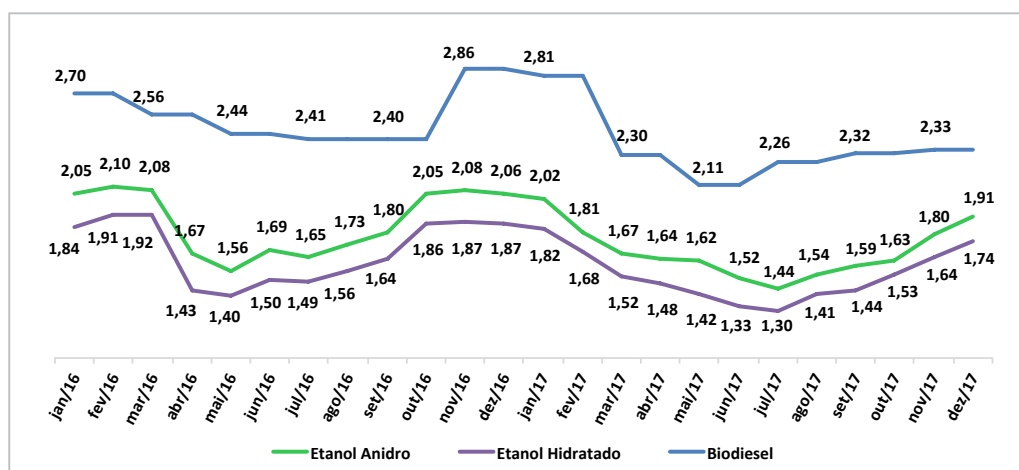
PREÇOS

O litro do etanol anidro passou de R\$ 1,80, em novembro/17, para R\$ 1,91, em dezembro/17, o que representa um aumento de 6,1%, e o preço do etanol hidratado também aumentou 6,1%, indo de R\$ 1,64 (em novembro/17) para R\$ 1,74 (em dezembro/17). O crescimento da demanda pelo biocombustível, em decorrência do aumento de preços da gasolina, e a menor oferta do biocom-

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

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

Gráfico 4.4 – 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)

CONSUMO

As vendas de etanol anidro, em dezembro/17, somaram 1041,3 milhões de litros, volume 12,3% superior a novembro/17, e 8,7% inferior ao mês de novembro/16. No acumulado do ano (janeiro a dezembro), a demanda aumentou 2,6% entre 2016 e 2017.

A demanda por etanol hidratado aumentou 11,9% entre novembro/17 e dezembro/17. No entanto, apresentou um aumento expressivo, de 30,9%, entre novembro/16 e novembro/17. Tal crescimento decorreu de fatores como as alterações nas

alíquotas de PIS/COFINS dos combustíveis e os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras. O biocombustível foi considerado mais competitivo em relação à gasolina nos estados de Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais e São Paulo. No acumulado do ano, o aumento das vendas ainda não foi suficiente para superar as vendas de 2016. A demanda entre janeiro e dezembro de 2017 está 6,5% abaixo do mesmo período de 2016.

Apesar de uma queda de 8,4% nas vendas de biodiesel em dezembro/17, na comparação com

o mês anterior (novembro/17), em relação ao mês de dezembro do ano anterior (2016), a demanda registra alta de 15,6%, como reflexo do crescimento da demanda por óleo diesel, após dois anos de queda no consumo e marcados pela recessão econômica. No acumulado de janeiro a dezem-

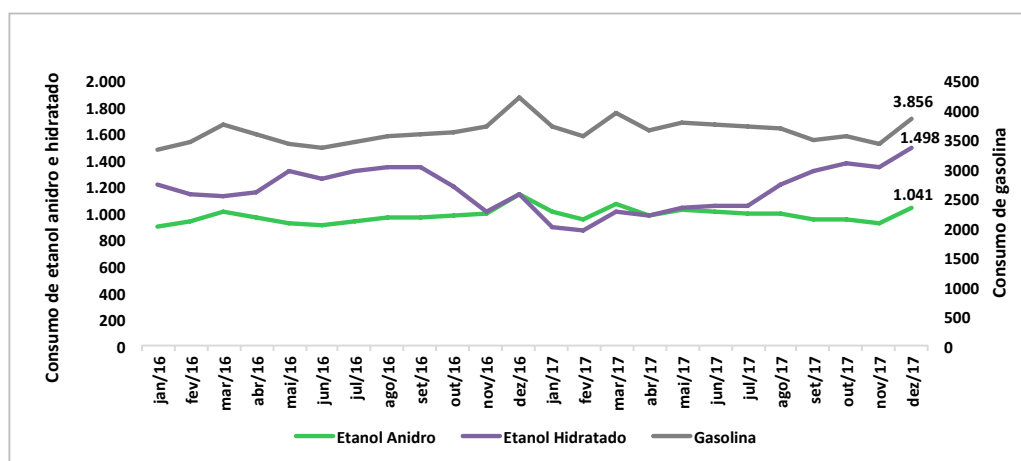
bro, as vendas de 2017 superaram em 13,2% as de 2016. Vale lembrar que, além do aumento da demanda por óleo diesel, o teor de adição de biodiesel no diesel mineral passou de 7% para 8%, contribuindo, também, para o maior consumo do biocombustível.

Tabela 4.4: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	dez-17	acum-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	acum-17/acum-16	Tendências	nov-17	dez-16	acum-16
Etanol Anidro	1.041,3	11.919,6	12,3%	-8,7%	2,6%		927,3	1.140,1	11.615,2
Etanol Hidratado	1.497,8	13.641,8	11,9%	30,9%	-6,5%		1.338,0	1.144,1	14.585,8
Total Etanol	2.539,1	25.561,4	12,1%	11,2%	-2,4%		2.265,3	2.284,2	26.201,0
Biodiesel	340,1	4.301,9	-8,4%	15,6%	13,2%		371,3	294,2	3.799,5

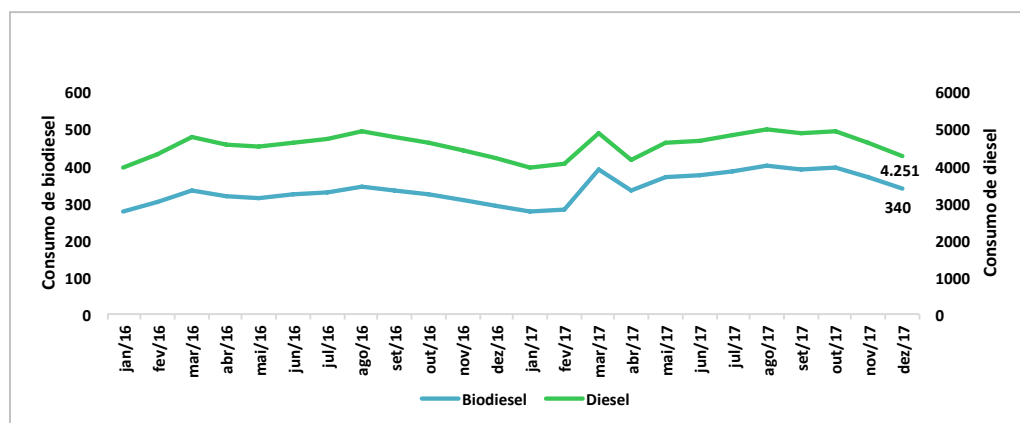
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.5 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



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

Gráfico 4.6 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em dezembro/17, o Brasil importou 84,7 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro), volume 68,4% superior ao importado no mês anterior (novembro/17) e 39,7% inferior ao mesmo mês do ano anterior (dezembro/16). A determinação da Câmara de Comércio Exterior (Camex) de tariffar a importação de etanol em 20% sobre o volume que exceder 600 milhões de litros por ano (ou 1,2 bilhão de litros em 2 anos), ocorrida em agosto de 2017, contribuiu, em parte, para a redução das importações, a partir de agosto. Nesse momento, a oferta do biocombustível no mercado interno também estava aumentando devido ao aumento da produção nacional, o que também contribuiu para a menor demanda por biocombustível de origem

externa. No entanto, o volume que entrou no país de janeiro a dezembro de 2017 superou em 119,4% o mesmo período de 2016.

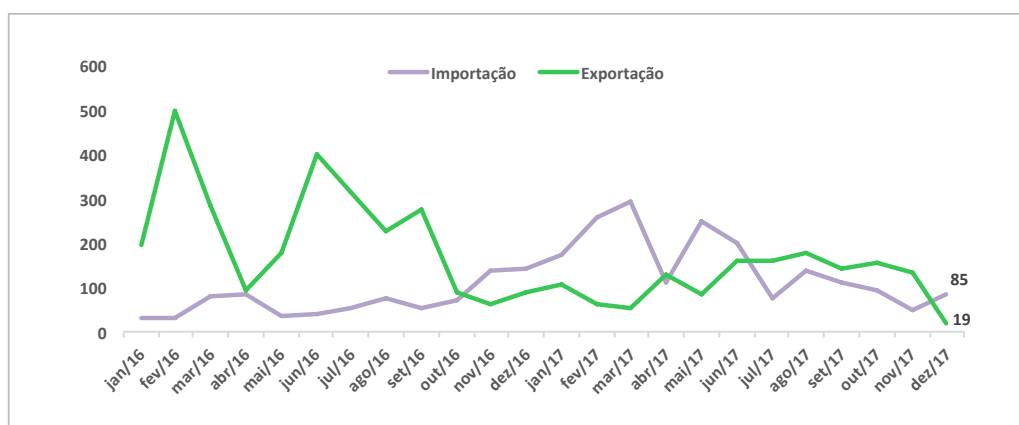
Em dezembro/17, foram exportados 18,9 milhões de litros de etanol anidro e hidratado, volume 86% inferior ao transacionado no mês de novembro/17. Em relação ao ano anterior, as vendas para o exterior representaram uma queda de 79% entre dezembro/16 e dezembro/17, devido ao atraso nas moagens. No acumulado de janeiro a dezembro, as exportações, em 2017, representaram menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. As exportações mais baixas, em 2017, são consequência da menor produção nacional de etanol e do maior direcionamento da produção de cana para o açúcar nos meses anteriores.

Tabela 4.5: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	dez-17	acum-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	acum-17/acum-16	Tendências	nov-17	dez-16	acum-16
Importação	84,7	1.825,5	68,4%	-39,7%	119,4%		50,3	140,5	831,9
Exportação	18,9	1.380,2	-86,0%	-79,0%	-48,8%		134,7	90,2	2.697,8

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

Gráfico 4.7 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros








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

Setor Elétrico

Por André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss*

DISPONIBILIDADE

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

	dez-17		dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17		dez-16	
SE/CO	44.512,00	95,03%	41,33%	21,26%		31.494,00	102,65%	36.708,00	78,17%
S	6.554,00	86,33%	-45,79%	-12,10%		12.089,00	127,41%	7.456,00	98,18%
NE	5.528,00	55,10%	318,47%	1,08%		1.321,00	24,32%	5.469,00	54,23%
N	4.417,00	74,40%	138,50%	50,60%		1.852,00	58,16%	2.933,00	50,00%
SIN	61.011,00	-	30,49%	16,07%		46.756,00	-	52.566,00	-

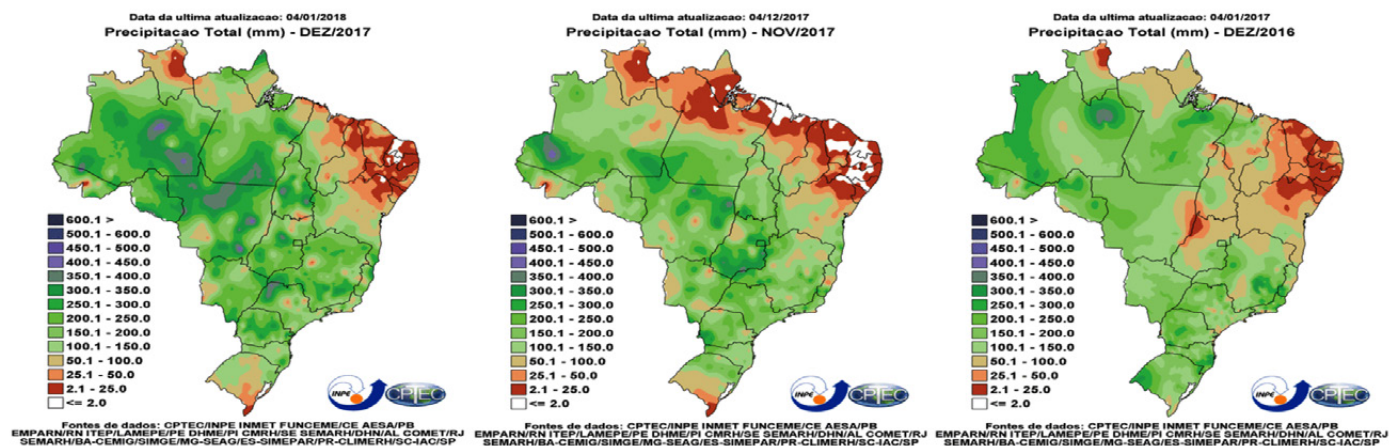
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou entre os meses de novembro e dezembro de 2017 alta de 30,49% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluyente (ENA), conforme Tabela 5.1. À exceção do subsistema S, que registrou queda de 45,79%, todos os outros apresentaram aumento expressivo no volume registrado: 41,33% no SE, 318,47% no NE e 138,50% no N. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar o aumento geral na precipitação, com a

quase extinção da área cujo registro foi inferior a 2.0 mm no NE e o surgimento de pontos acima de 400.1 mm no N e SE/CO. O aumento nos índices pluviométricos está de acordo com a tendência para essa época do ano, no entanto, através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que as vazões naturais foram inferiores à média em todos os subsistemas (95,03% no SE/CO, 86,33% no S, 55,10% no NE e 74,4% no N), comportamento similar ao que já vinha ocorrendo nos meses anteriores.

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

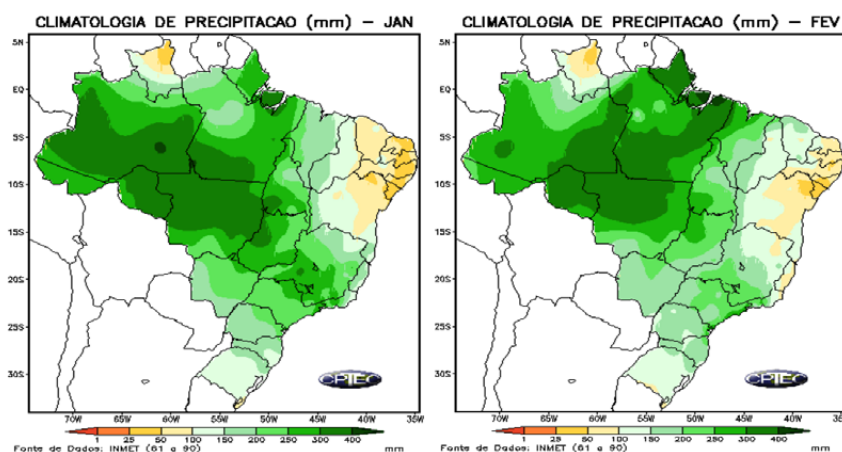


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, observou-se aumento de 16,07% na ENA total. O subsistema S foi o único que registrou queda (-12,10%). SE/CO e N apresentaram alta considerável (+21,26% e +50,60%, respectivamente), enquanto o NE ficou praticamente estável

(+1,08%). A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de janeiro e fevereiro. Como esses meses fazem parte do período úmido, a expectativa é de que a precipitação se mantenha elevada, principalmente nos subsistemas SE/CO e N.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para janeiro e fevereiro



Fonte: CPTEC/INPE

DEMANDA

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

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SE/CO	38.219,08	0,14%	1,65%		38.163,79	37.599,10
S	11.709,42	4,70%	3,38%		11.183,54	11.326,99
NE	11.011,92	0,52%	1,81%		10.954,64	10.816,49
N	5.673,42	-0,26%	5,63%		5.688,30	5.370,99
SIN	66.613,85	0,94%	2,30%		65.990,28	65.113,57

* Tendências nos últimos 12 meses

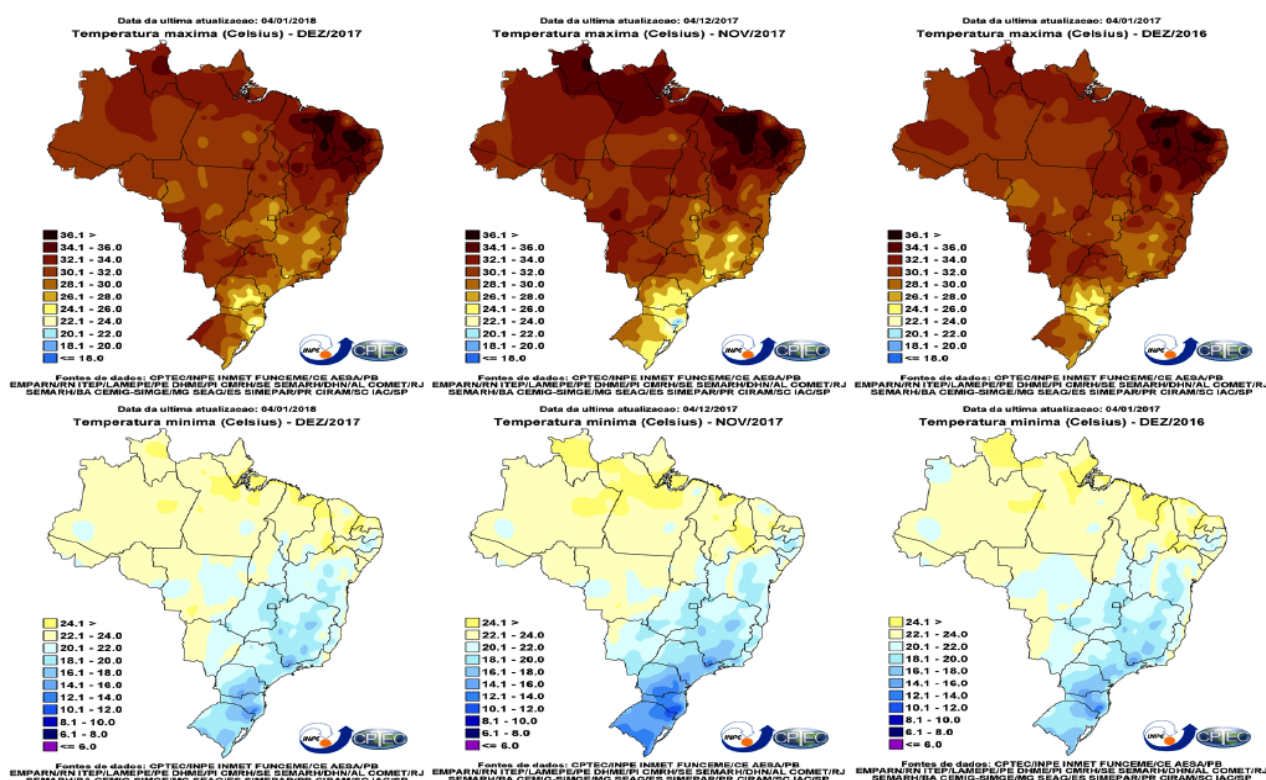
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN apresentou crescimento de 0,94% na comparação mensal e de 2,30% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, com exceção do N que apresentou uma ligeira queda de sua demanda (-0,26%), os subsistemas SE/CO, S e NE aumentaram sua carga em 0,14%, 4,70% e 0,52%, respectivamente. Já na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram crescimento de sua carga (SE/CO +1,65%, S +3,38%, NE +1,81%, N +5,63%).

Na comparação mensal, o aumento da carga de energia do SE/C e S pode ser associado a temperaturas máximas mais altas ao longo do mês de dezembro,

segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). Isso pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um maior consumo de energia elétrica nos subsistemas. Por outro lado, no N, entre novembro e dezembro, houve uma pequena queda de temperaturas que podem ter colaborado para uma pequena redução do consumo de energia. O NE, por sua vez, apesar de ter registrado temperaturas mais amenas, apresentou crescimento da demanda de energia, o que pode ser explicado pelo aquecimento das atividades de turismo decorrente do início do período de férias.

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



Cabe ressaltar ainda que o aumento na carga de energia entre novembro e dezembro de 2017 também podem estar atreladas ao fato de a bandeira tarifária ter passado de vermelha patamar 2 para vermelha patamar 1 ao longo do período. É importante lembrar que as bandeiras tarifárias não se caracterizam como um custo extra para o consumidor, mas, sim, como um mecanismo de sinalização do custo real da geração de energia no mês de exercício. Ou seja, como era previsto para dezembro de 2017, GFS¹⁵ abaixo de 1 (0,87) e PLD de R\$ 201,51/MWh, foi acionada a bandeira vermelha patamar 1 de forma a sinalizar que a população deveria consumir energia elétrica de forma mais consciente.

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/FGV¹⁶, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 79,1 para 93,4 pontos e o Índice de Percepção de Situação

Atual Empresarial de 73,0 para 87,9 entre dezembro de 2016 e dezembro de 2017. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV¹⁷, caiu 29,0 pontos em relação a dezembro de 2016. Estes indicadores sugerem uma tendência de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo aquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

OFERTA

Acompanhando o comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de dezembro apresentou leve alta com relação ao mês anterior (+ 1,30%), de acordo com a Tabela 5.4. Conforme pode-se observar, a geração hídrica aumentou sua participação em 12,44%, consequência do aumento do volume pluviométrico esperado relativo ao período úmido, que ocorre entre os meses de novembro e abril. Mesmo com a queda de 8,59% da geração eólica, o aumento da participação hídrica permitiu a redução da geração térmica em 23,55%, o que levou à queda de 25,23% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.5.

¹⁵ O GSF (em inglês, Generation Scaling Factor) corresponde à razão entre a previsão de geração hidráulica total do MRE, sinalizada pelo Programa Mensal da Operação (PMO), e o volume médio de garantia física sazonalizada pelos agentes de geração, segundo os preceitos da Resolução nº 584/2013;

¹⁶ IBRE, FGV. Índice de Confiança Empresarial. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015D0801580E6FA0>

¹⁷ IBRE, FGV. Indicador de Incerteza da Economia Brasileira. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015CF369B58B583A>

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

		dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SE/CO	Hidráulica	23.368,77	30,50%	-0,05%		17.907,07	23.379,33
	Nuclear	1.809,75	-9,72%	52,64%		2.004,56	1.185,61
	Térmica	5.688,21	-31,27%	33,65%		8.276,53	4.256,18
	Eólica	8,19	-15,52%	-1,59%		9,70	8,33
	Solar	52,83	34,02%	12294,93%		39,42	0,43
	Total	30.927,75	9,53%	7,28%		28.237,28	28.829,87
S	Hidráulica	7.286,25	-22,60%	-22,84%		9.414,30	9.442,79
	Térmica	1.032,13	-29,04%	-2,25%		1.454,59	1.055,84
	Eólica	797,12	11,73%	50,22%		713,44	530,63
	Solar	0,60	-1,79%	-4,37%		0,61	0,62
	Total	9.116,10	-21,30%	-17,35%		11.582,94	11.029,89
NE	Hidráulica	1.725,81	10,17%	-26,62%		1.566,55	2.351,84
	Térmica	2.901,21	-12,03%	14,72%		3.297,87	2.528,89
	Eólica	4.113,63	-11,51%	15,12%		4.648,64	3.573,47
	Solar	155,85	6,89%	6842,89%		145,81	2,24
	Total	8.896,50	-7,89%	5,20%		9.658,86	8.456,44
N	Hidráulica	4.597,25	72,27%	-1,89%		2.668,61	4.685,95
	Térmica	2.511,00	-11,64%	41,87%		2.841,85	1.769,93
	Eólica	159,31	-13,35%	-		183,87	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	7.267,57	27,63%	12,57%		5.694,33	6.455,88
	Itaipu	10.349,25	-1,74%	0,39%		10.532,80	10.309,37
Total	Hidráulica	47.327,33	12,44%	-5,66%		42.089,33	50.169,28
	Nuclear	1.809,75	-9,72%	52,64%		2.004,56	1.185,61
	Térmica	12.132,55	-23,55%	26,24%		15.870,84	9.610,83
	Eólica	5.078,26	-8,59%	23,49%		5.555,64	4.112,43
	Solar	209,28	12,62%	6250,67%		185,84	3,30
	SIN	66.557,18	1,30%	2,27%		65.706,21	65.081,45

* 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 da geração hídrica no SIN (-5,66%), reflexo do baixo volume pluviométrico observado ao longo de 2017 e do baixo volume nos reservatórios, o que demandou o aumento da participação das termelétricas em 26,24%. A geração eólica, por sua vez, apresentou aumento de 23,49%,

em consequência do incremento de 2.155,7 MW³¹ na capacidade instalada ao longo do ano. Já o aumento expressivo da geração nuclear (+52,64%) se deu em decorrência da parada para manutenção e reabastecimento de combustível da usina de Angra 2, ocorrida entre 14 de novembro e 19 de dezembro de 2016, período em que esteve desconectada do SIN.

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

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SIN	0,0892	-25,23%	24,93%		0,1193	0,0714

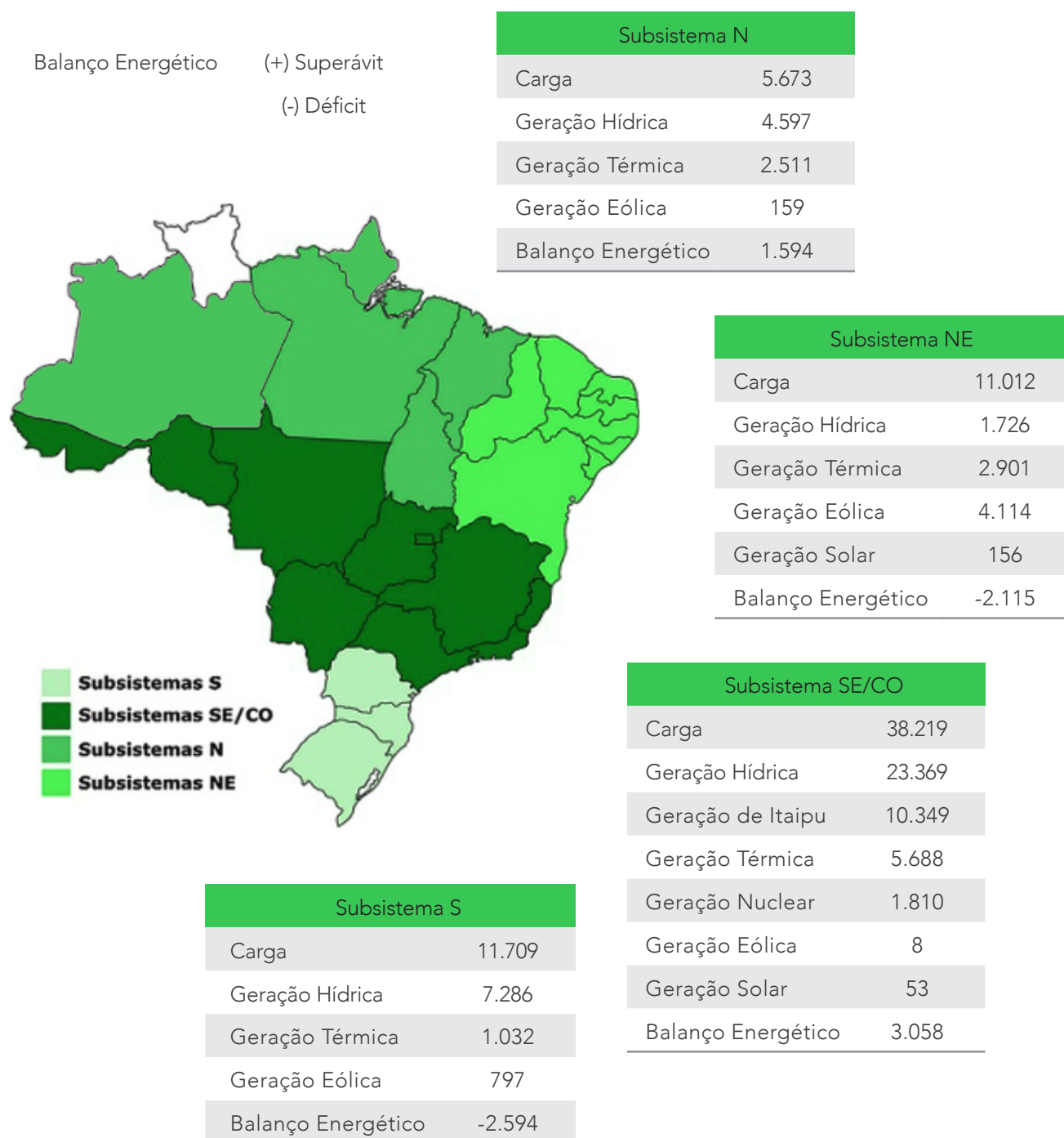
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

³¹ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

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 dezembro de 2017, foram deficitários os subsistemas S e NE, supridos com 2.594 MWmed e 2.115 MWmed, respectivamente.

O subsistema SE/CO foi superavitário em 3.058 MWmed, enquanto o N exportou 1.594 MWmed. Além disso, houve importação de 57,90 MWmed do Uruguai.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
S - SE/CO	-2.536,65	-471,14%	-857,29%		683,47	-264,98
Internacional - S	57,90	-79,62%	80,26%		284,05	32,12
N - NE	1.089,88	383,30%	8,11%		225,51	1.008,16
N - SE/CO	711,64	472,51%	583,41%		-191,04	104,13
SE/CO - NE	1.025,54	-4,18%	-24,14%		1.070,28	1.351,88

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	dez-17		dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17		dez-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	45.912	22,58%	20,51%	-33,08%		38.098	18,74%	68.612	33,74%
S	11.466	57,05%	-4,87%	-5,18%		12.053	59,97%	12.092	60,16%
NE	6.568	12,68%	131,10%	-21,63%		2.842	5,49%	8.381	16,18%
N	3.508	23,32%	44,60%	23,09%		2.426	16,13%	2.850	18,95%
SIN	67.454	23,24%	21,72%	-26,63%		55.419	19,10%	91.935	31,67%

* Tendências nos últimos 12 meses

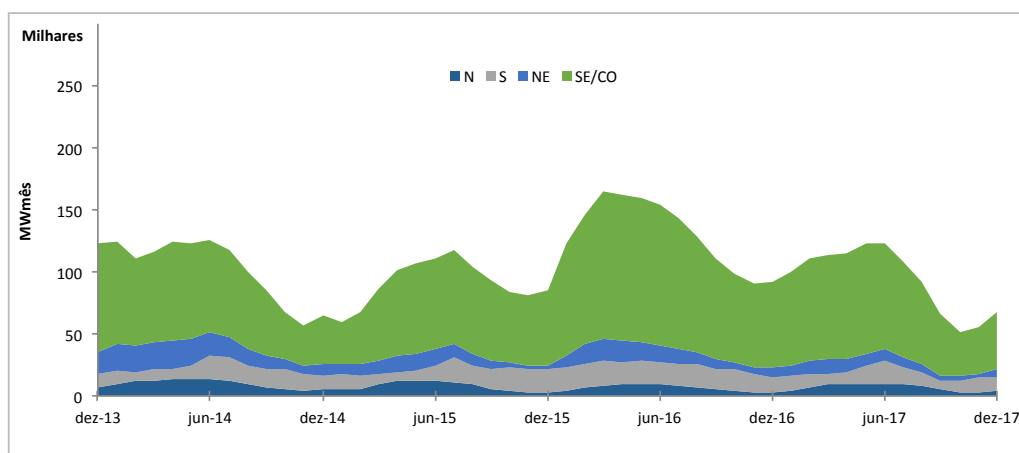
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de dezembro, apresentados na Tabela 5.1, os subsistemas SE/CO, NE e N registraram aumento na Energia Armazenada (EAR) de 20,51%, 131,10% e 44,60%, respectivamente. Já o subsistema S apresentou queda de 4,87%. Como resultado final, registrou-se aumento de 21,72% no SIN, atingindo 23,24% da capacidade total dos reservatórios. Apesar do aumento percentual expressivo, no subsistema NE o volume acumu-

lado ao final de dezembro era de apenas 12,68% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 26,63%, com quedas expressivas em todos os subsistemas, à exceção do N (-33,08% no SE/CO, -5,18% no S, -21,63% no NE e +23,09% 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 (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de dezembro de 2017, o CMO médio foi inferior ao do mês anterior em todos os subsistemas, devido à diminuição da participação das termelétricas na geração. Os valores registrados

foram de R\$220,46 no SE/CO, R\$220,98 no S, R\$220,07 no NE e R\$217,86 no N, com queda em torno de 55% em todos eles. Na comparação anual, a alta nos preços ficou em torno de 65%.

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

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SE/CO	220,46	-54,58%	65,42%	↗	485,33	133,27
S	220,98	-54,47%	65,81%	↗	485,33	133,27
NE	220,07	-54,66%	63,13%	↗	485,33	134,90
N	217,86	-55,11%	63,48%	↗	485,33	133,27

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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

Em dezembro de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 266,4 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 72,3% era do tipo fotovoltaica, 9,1% térmica, 14,7% hidráulica e 3,9% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 26,6% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da

CEMIG-D e 8,5% 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 7,04%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresen-

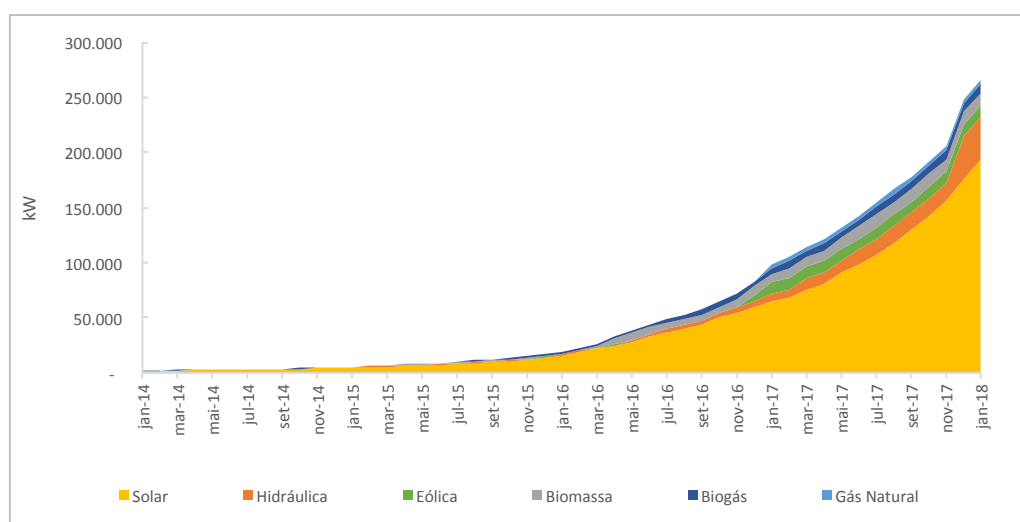
tou aumento de 169,84%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+15,72%), Light (+11,38%) e CELG-D (+9,81%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+407,02%), CELG-D (+330,00%) e Energisa MT (+296,38%).

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

Distribuidoras	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências	dez-17	jan-17
CEMIG Distribuição S.A.	70.868,58	5,27%	255,78%		67.319,14	19.919,28
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	22.761,06	0,19%	33,51%		22.718,96	17.048,09
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	16.698,50	11,72%	407,02%		14.946,98	3.293,45
Celesc Distribuição S.A.	15.115,63	5,85%	124,64%		14.279,64	6.728,68
Light Serviços de Eletricidade S.A.	13.876,46	11,38%	120,75%		12.458,80	6.286,08
Copel Distribuição S.A.	12.154,76	3,45%	135,74%		11.749,94	5.156,05
Companhia Paulista de Força e Luz	12.020,29	7,78%	246,75%		11.152,53	3.466,56
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	10.036,92	0,35%	296,38%		10.002,32	2.532,14
Celg Distribuição S.A.	8.266,93	9,81%	330,00%		7.528,09	1.922,53
Rio Grande Energia S.A.	7.004,64	9,44%	168,76%		6.400,71	2.606,27
Outras	77.611,26	10,34%	160,68%		70.341,36	29.773,05
Total	266.415,03	7,04%	169,84%		248.898,47	98.732,18

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

EXPANSÃO

No período de 17 de dezembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 175 MW em termelétricas convencionais, 264,99 MW em fotovoltaicas, 55,96 MW em PCH e 123,8 MW em eólicas. Além disso, entre os dias 1 e 16 de janeiro de 2018,

registrou-se a entrada de 30 MW em eólicas.

Conforme apresentado na Tabela 5.10, a expectativa para 2018 é de expansão de 6.385 MW, sendo 3.097 MW em hidrelétricas, 1.873 MW em eólicas e 1.012 MW em fotovoltaicas.

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	172	764	1.823	1.244	50	-	-	4.052
Biomassa	58	70	135	171	20	77	-	532
Solar	1.012	356	48	200	-	-	-	1.617
Hidrelétrica	3.097	1.569	3.667	32	256	-	-	8.622
PCH	172	118	658	341	129	50	-	1.468
Eólica	1.873	1.362	587	120	-	-	-	3.943
Total	6.385	4.239	6.918	2.108	456	127	-	20.233

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foi verificado apenas o processo de reajuste tarifário da distribuidora Borborema Distribuidora de Energia S.A. (EBO), como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo a 210 mil de unidades consumidores distribuídos em 6 municípios do estado da Paraíba,

a EBO aumentou em 16,83% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 21,54% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 18,21% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da EBO entraram em vigor a partir de 4 de fevereiro, como mostra a Tabela 5.11.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
EBO	Borborema Distribuidora de Energia S.A.	PB	18,21%	04/fev

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

LEILÕES

Está previsto para ocorrer no dia 4 de abril de 2018 o Leilão de Geração nº 1/2018. Do tipo A-4, o leilão visa contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração

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

Situação dos reservatórios em fevereiro de 2018

O período chuvoso vem contribuindo para a recuperação dos reservatórios. No dia 18 de fevereiro, o volume acumulado nos reservatórios do subsistema SE/CO era de 34,98% da capacidade total, um aumento de quase 5 pontos percentuais em comparação aos 30,24% de 21 de janeiro. Os reservatórios do subsistema S registraram um aumento de aproximadamente 10 pontos percentuais, passando

de 70,13% para 80,20% no mesmo período. No subsistema NE, o volume de água nos reservatórios aumentou de 16,36% para 21,60%, valor que não era observado desde abril de 2017. O subsistema N, por sua vez, registrou o maior aumento, passando de 28,61% para 60,28%.

Em termos absolutos, a Energia Armazenada (MWmês) em 18 de fevereiro de 2018 era de 11.189 no NE, 9.067 no N, 71.138 no SE/CO e 16.120 no S.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	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.	
	Etapas		Data
	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.	
	Etapas		Data
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro)		22/02/18
	Publicação do edital e dos modelos de contrato de partilha de produção		29/03/18
	Seminário técnico		30/03/18
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal		06/04/18
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação		13/04/18
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		22/05/18
	Sessão pública de apresentação das ofertas		07/06/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 28/06/2018
	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 28/09/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 28/09/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 30/11/2018
	Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas	
	Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km ² . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	Etapas		Data
	Divulgação das regras para realização e participação na oferta permanente		Até 30/04/2018
	Divulgação dos parâmetros técnicos e econômicos das áreas e blocos		Até 30/04/2018
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante		A partir de 02/05/2018
	Apresentação de ofertas		A partir de 01/11/2018
	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.	
	Etapas		Data
	Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	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 SIA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor 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 maduras de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	
	Etapa		Data
	Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 01/2018	
	Descrição	Divulgar a proposta de revogação da Resolução ANP nº 06, de 05 de fevereiro de 2014, que dispõe sobre cadastramento de laboratórios de biodiesel junto a ANP.	
	Etapa		Data
	Data da Audiência Pública		12/03/18
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 04/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que estabelece os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de produção de biocombustíveis (biodiesel, biometano e etanol).	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		De 15/02/2018 a 17/03/2018
Setor Elétrico	Data da Audiência Pública		23/03/18
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 43	
	Descrição	Biodiesel: identificação de contribuições, sugestões e propostas de diretrizes específicas para o aperfeiçoamento da Sistemática de Leilões de Biodiesel vigente.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 01/04/2018
	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2018	
	Descrição	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	Etapas		Data
	Realização		04/04/18
	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2018	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6", de 2018, deverão considerar o atendimento à totalidade do mercado, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2024.	
	Etapas		Data
	Realização		Segundo quadrimestre de 2018
	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
	Etapas		Data
	Realização		18/12/17
	Resultado do julgamento de habilitação		05/03/18
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão		28/03/18
	Envio dos documentos de constituição da SPE		100 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	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

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
	Etapas	Data	
	Realização	20/12/17	
	Resultado do julgamento de habilitação	05/03/18	
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão	28/03/18	
	Envio dos documentos de constituição da SPE	98 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017	
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento	Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último	
	Devolução das Garantias de Proposta	Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento	
	Data estimada para Outorga de Autorização	25/06/18	
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último	
	Objeto	ANEEL - Leilão 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	
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	27/02/18	
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	27/02/18	
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	02/03/18	
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO	09/03/18	
	Objeto	ANEEL - Audiência 016/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais de Geração - RAGs das usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física e de potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013.	
	Etapas	Data	
	PRIMEIRA FASE	De 08/02/2018 a 26/03/2018	
	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 etapa), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais participantes.	De 26/03/2018 a 09/04/2018	
	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	28/02/18	
	Objeto	ANEEL - Audiência 078/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Rio - Enel RJ, a vigorar a partir de 15/03/2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	04/02/18	
	Data e horário da realização da Audiência	Dia 18/01/2018 de 14:00 às 17:00. Niterói - RJ Rua Marechal Deodoro, 217 - Centro - Auditório da Universidade Salgado de Oliveira (Universo)	
	Objeto	ANEEL - Audiência 082/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão da Resolução Normativa nº 454/2011, que estabelece os critérios e condições para entrada em operação comercial de reforços e ampliações de instalações de transmissão a serem integrados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, bem como para a revisão dos Submódulos 15.8, 20.1, 21.10 e 24.3 dos Procedimentos de Rede.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	23/02/18	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 083/2017	
	Descrição	Obter subsídios sobre os seguintes tópicos, detalhados na Nota Técnica nº 167/2017, emitida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG: (i) critérios de elegibilidade para a geração termelétrica despachada por razões de restrições elétricas, a ser considerada no deslocamento de geração hidrelétrica; (ii) tratamento para as inflexibilidades termelétricas declaradas na programação diária e em tempo real; e (iii) tratamento da importação de energia sem garantia física.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		05/02/18
	Objeto	ANEEL - Consulta 016/2017	
	Descrição	Obter subsídios acerca da pertinência da previsão regulatória do pré-pagamento de energia elétrica, analisar os obstáculos da sua implantação e avaliar propostas de aprimoramentos na Resolução Normativa nº 610/2014.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		19/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 01/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 8 de abril de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		02/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 02/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 8 de abril de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		03/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 03/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), a vigorar a partir de 8 de abril de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		05/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 04/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da RGE SUL Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 19 de abril de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		10/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 05/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação que trata dos Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica, de forma a estabelecer os procedimentos para os casos de agrupamento de áreas de concessão.	
	Etapas		Data
	PRIMEIRA ETAPA: serão recebidas contribuições sobre a proposta		Até 23/02/2018
	SEGUNDA ETAPA: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa desta Audiência Pública.		De 24/02/2018 a 10/03/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 06/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba, a vigorar a partir de 22 de abril de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		17/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 07/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Eletricidade do Rio Grande do Norte - Cosern, a vigorar a partir de 22 de abril de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		17/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 08/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Energisa Sergipe - ESE, a vigorar a partir de 22 de abril de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		17/03/18

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 09/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento do ato regulatório, a ser editado pela ANEEL, para regulamentar a metodologia para cálculo do valor de Uso de Bem Público - UBP, conforme Decreto nº 9.158/2017.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		02/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 10/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a reorganização do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE e delegação de competência para sua alteração.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		19/03/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 11/2018	
	Descrição	Obter subsídios com vistas ao aprimoramento de minuta de Resolução Normativa para regular a Portaria MME nº 492/2017, que reconheceu a necessidade de contratação de geração termelétrica em locais eletricamente equivalentes aos das atuais usinas de Flores e Iranduba na Região de Manaus, de responsabilidade da Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A.	
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração, PRIMEIRA FASE		23/02/18	



Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



RIO DE JANEIRO

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