



BOLETIM

DE CONJUNTURA

DO SETOR

ENERGÉTICO

EDITORIAL

A inércia é que é inaceitável: reflexões sobre energia, planejamento e crescimento sustentável para o próximo governo

OPINIÃO

Thomas M. Fröhlich

Why did Brazil's ethanol diplomacy fail?

Carlos Eduardo Gomes

A Aplicação de Modelos Computacionais no Planejamento Energético

Vanderlei Martins

Energia e Desenvolvimento: porque o Brasil precisa de mais eficiência energética

José Coimbra

Eletrobras – melhorias na governança e gestão de negócios em SPEno Brasil: discutindo fantasmas não nascidos

Guilherme Pereira e Glaucia Fernandes

Rumo a uma nova crise hídrica? Nível de reservatórios está abaixo do período pré-crise

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Angélica Marcia dos Santos

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Fernanda de Freitas Moraes

Gláucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Thiago Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

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

EDITORIAL

A inércia é que é inaceitável: reflexões sobre energia, planejamento e crescimento sustentável para o próximo governo.....	04
--	----

OPINIÃO

Why did Brazil's ethanol diplomacy fail?	09
A Aplicação de Modelos Computacionais no Planejamento Energético	16
Energia e Desenvolvimento: porque o Brasil precisa de mais eficiência energética.....	22
Eletrobras – melhorias na governança e gestão de negócios em SPE.....	29
Rumo a uma nova crise hídrica? Nível de reservatórios está abaixo do período pré-crise.	33

PETRÓLEO39

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	39
Derivados do Petróleo	44
Política de preços de derivados.....	46

GÁS NATURAL47

Produção e Importação.....	47
Consumo	50
Preços	51
Maiores informações.....	52

BIOCOMBUSTÍVEIS.....54

Produção.....	54
Preços	56
Consumo	59
Importação e Exportação de etanol.....	60

SETOR ELÉTRICO.....62

Demanda	62
Oferta	63
Balanco Energético	65
Micro e Minigeração Distribuída.....	66
Disponibilidade.....	68
Estoque.....	70
Custo Marginal de Operação – CMO	71
Tarifas de Energia Elétrica.....	71
Expansão	72
Leilões	72

ANEXO74



EDITORIAL*

A inércia é que é inaceitável: reflexões sobre energia, planejamento e crescimento sustentável para o próximo governo

O setor de energia é considerado estratégico para o desenvolvimento econômico. Todavia, as recentes crises energéticas ressaltam a necessidade de um aprimoramento do planejamento de longo prazo que sirva de base para o estabelecimento de políticas públicas voltadas aos melhores interesses da sociedade. Esse planejamento deve estar assentado em um processo integrado e transparente, capaz de incorporar problemas ambientais, sociais e políticos e que permita a construção de um modelo sustentável de desenvolvimento.

Os dois principais setores energéticos brasileiros, o petrolífero e o de eletricidade, apresentam competência em seus planejamentos específicos, mas dificuldades quando se trata de um planejamento

energético integrado. Isto explica, em parte, as dificuldades históricas impostas para o desenvolvimento de estudos prospectivos da Matriz Energética Brasileira, fundamentais para um planejamento energético efetivo e o estabelecimento das estratégias e políticas energéticas. No Brasil, a população está constantemente exposta à aumentos nas tarifas de energia, reflexo tanto de erros de planejamento quanto de risco hidrológico. Exposta também à bruscas e constantes oscilações de preços de derivados de petróleo, fruto não diferente de também equívocos de planejamento¹.

Nesse contexto, é válido mencionar que o novo Presidente da República enfrentará desafios econômicos colossais, que impactarão diretamente o

¹ Para maiores detalhes ver <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes>

setor energético. O principal deles é uma economia frágil que pode entrar em crise fiscal, além de déficits elevados e uma relação dívida/PIB insustentável. A economia não se recuperou totalmente da recessão de 2015-16, o moderado crescimento econômico ainda não foi suficiente para criar empregos para os mais de 13 milhões de trabalhadores brasileiros desempregados. Apesar do crescimento da inflação ter sido controlado, mesmo com a recente turbulência nos mercados financeiros, os salários estão estagnados. Esses desafios exigem uma ação abrangente: cortes de gastos e reforma fiscal, acompanhados de reforma da previdência. Embora essas ações levem a uma austeridade no curto prazo, essa é a única maneira de reduzir a diferença crescente entre receitas e despesas para garantir o retorno da estabilidade e do crescimento no longo prazo.

Neste artigo analisamos as propostas de governo de Jair Bolsonaro (PSL) para entender o posicionamento do futuro presidente do Brasil para o setor energético.

- **Setor Elétrico²:** sobre o setor elétrico, Jair Bolsonaro tem prometido uma política liberal no setor elétrico, apesar de não estar totalmente comprometido com a privatização da Eletrobras. Bolsonaro já deu declarações a favor e contra a privatização da Eletrobras. Em suas últimas declarações, Bolsonaro disse que até pode “conversar” sobre privatizar distribuidoras de energia, mas na geração “nem pensar”. A desestatização da Eletrobras envolveria a

oferta de novas ações e a diluição parcial da fatia do governo na companhia. Segundo Bolsonaro haverá um incentivo para tornar a região Nordeste a base de uma nova matriz energética limpa, renovável e democrática. O futuro presidente pretende expandir toda a cadeia produtiva relacionada às fontes de energia renováveis, fazer parcerias com universidades locais para o desenvolvimento de tecnologias e atrair a instalação de outras indústrias intensivas no uso de energia. O plano de governo também indica que a geração de energia por meio de termelétricas a gás natural será expandida de forma integrada às fontes de energia fotovoltaica e eólica. Disse que vai rediscutir os tributos federais, inclusive dos combustíveis, com o objetivo de não sobrecarregar o consumidor de energia. Bolsonaro também prometeu que o licenciamento de PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) será avaliado dentro do primeiro trimestre do governo. As propostas de Bolsonaro vêm de um time comandado pelo professor associado do departamento de Economia da Universidade de Iowa (EUA), Luciano de Castro, o qual segue uma linha de abertura do mercado, racionalidade econômica e fim dos subsídios.

- **Setor de Óleo e Gás:** Jair Bolsonaro já se colocou contra a intervenção do governo na Petrobras, mas aponta também que é inviável manter o repasse de preços internacionais, como preconiza a política de preços atual da empresa. Segundo a EPBR (2018)³, o futuro presidente defende a venda de uma parcela do

² http://flaviobolsonaro.com/PLANO_DE_GOVERNO_JAIR_BOLSONARO_2018.pdf.

³ <https://epbr.com.br/mudanca-na-politica-de-precos-da-petrobras-une-proposta-de-bolsonaro-e-haddad/>

setor refino, quebrando o monopólio da Petrobras, assim como apregoa também o fim do monopólio da estatal no mercado de gás natural. Bolsonaro prega ainda que os projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural no país tenham índices de conteúdo local gradualmente reduzidos e que a indústria naval seja compelida a investir em produtividade para ganhar competitividade. Assim como no setor de energia elétrica, sobre o setor petrolífero, o futuro presidente refez algumas de suas colocações, indo na contramão do que havia sido dito anteriormente. Segundo suas últimas declarações, ele disse que pretende preservar o “miolo” da Petrobras, sinalizando com mudanças muito tênues nessa área. Não é segredo a visão estatizante do candidato do PSL, em sua trajetória parlamentar ao longo de 27 anos, Bolsonaro sempre votou contra privatizações, a favor de benesses para servidores e de medidas que elevaram os gastos públicos.

O questionamento principal do mercado hoje é como transformar essas ideias, promessas e desafios, em ações práticas. A expectativa de mudanças une lideranças do segmento de geração de energia. Mudanças no modelo atual são inevitáveis, independentemente da tendência ideológica do futuro governo. Parte dos geradores apostam na aprovação do projeto de reestruturação do modelo do setor elétrico e da Medida Provisória 814, que trata de medidas para destravar a privatização da Eletrobras e de suas distribuidoras, mas há quem

considere prioritárias alterações no planejamento de expansão do sistema. O setor petrolífero ainda não fala sobre a privatização da Petrobras.

Mesmo que o futuro governo não aceite todas as privatizações sugeridas pelos seus conselheiros, o princípio da eficiência empresarial tem que ser mantido. A inércia é que é inaceitável. Por exemplo, deve haver discussões sobre o regime de cotas para as hidrelétricas e a adoção de condições para que o gerador volte a assumir o risco hidrológico.

Jair Bolsonaro não deve esquecer os erros dos governos passados, os quais tiveram um custo político e social, provocaram aumento de tarifas de energia elétrica e de combustíveis, afugentou investidores e prejudicou a qualidade dos serviços. Entre as prioridades do seu governo deve estar a busca por uma solução para as ações judiciais que impedem o funcionamento normal do mercado de eletricidade, por exemplo. A inadimplência no mercado de curto prazo (MCP) somou R\$ 9,17 bilhões na liquidação financeira de julho, de um total contabilizado de R\$ 11,58 bilhões, de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Desse total, R\$ 7,84 bilhões não podem ser cobrados porque decisões judiciais protegem os geradores hidrelétricos com contratos no mercado livre de arcarem com os custos da baixa produção de energia⁴.

Além da inadimplência do MCP e da privatização, o próximo governo terá que enfrentar o problema

⁴ Os débitos do GSF podem atingir R\$ 13 bilhões ao final de 2018. Esse dinheiro é equivalente ao volume de recursos necessários para concluir a usina nuclear Angra 3, por exemplo, cujas obras estão paralisadas desde setembro 2015 (com 62% de avanço físico). A obra já consumiu R\$ 7 bilhões e o total previsto para o investimento em Angra 3 é de aproximadamente R\$ 21 bilhões, de acordo com a Eletronuclear.

da explosão tarifária no mercado regulado. Desde 2015 as tarifas de energia em todo país entraram em uma trajetória de crescimento de dois dígitos. A principal guinada de um novo governo é dar mais poder ao regulador. O setor piorou muito quando as decisões deixaram de ser técnicas para se tornarem políticas.

No setor de óleo e gás, o novo governante deve considerar soluções de continuidade tanto no *up* quanto no *downstream*. No *upstream* é preciso manter o calendário de rodadas e manter o órgão regulador (ANP) forte para que este possa defender os interesses nacionais. Questões estruturantes ainda estão na mesa de discussão como o que fazer (e como fazer) com o excedente da cessão onerosa, rotas de escoamento do gás do pré-sal, uso do gás natural na matriz energética, acesso por terceiros aos terminais de GNL, os acessos aos dutos de passagem, entre inúmeras outras. No *downstream* a agenda parece ainda mais extensa e árdua, pois perpassa por investimentos em refino com a necessidade de se trazer concorrência e competitividade ao mercado de combustíveis e a distribuição de gás natural. Cabe ainda aproveitar o interesse da Petrobras em vender seus ativos na área de refino, para promover a atração de novos investimentos privados e a desconcentração do segmento, assim como monitorar o mercado nacional de combustíveis, visando inibir práticas abusivas, em particular no que tange à prática de preços acima dos praticados internacionalmente. Isso deve ocorrer mediante a manutenção da política de liberdade de preços, sem interferência do governo federal, que implique na perda de capa-

cidade de investir e competir da Petrobras. Por fim, revisar a política tributária para o mercado de gás e combustíveis.

Adicionalmente a continuidade das reformas do setor também é uma preocupação. Espera-se que o próximo governo encerre a prática de repassar todos os custos para o consumidor de energia elétrica. O desenvolvimento de uma política voltada para a expansão da oferta de energia elétrica de forma realista no país é a principal medida a ser considerada para o setor entre 2019 e 2022.

Como meta para os próximos quatro anos de governo, Jair Bolsonaro deve promover o crescimento em bases mais sustentáveis. A sustentabilidade energética deve ocorrer de forma integrada de modo que⁵: (a) seja compatível com a preservação dos sistemas naturais; (b) estenda o fornecimento de serviços energéticos para a sociedade a custos baixos; e (c) reduza os riscos à segurança e potenciais conflitos geopolíticos. Sob o enfoque integrado, o futuro governante deve fomentar políticas de incentivo as fontes renováveis, questões estratégicas de segurança de abastecimento e políticas industriais e tecnológicas de eficiência energética, buscando mudanças no setor produtivo com o melhoramento do uso de matérias, transporte e combustíveis.

O futuro governante também deve se ater para a internalização de custos/benefícios socioambientais, em relação ao uso de energéticos tais como carvão, gás natural, biomassa e geração virtual. Os impactos globais e locais dessa escolha devem ser

⁵ Para maiores detalhes ver <http://www.fapesp.br/publicacoes/energia.pdf>.

investigados com cautela. Existe uma forte pressão mundial sobre a indústria de energia para a redução de emissão de gás carbono. Os ganhos resultantes desse enfoque integrado são por exemplo quando se consideram os projetos de cogeração de energia elétrica e térmica e do lado do consumo, o uso cada vez mais largo de biocombustíveis e a evolução dos carros com sistemas híbridos de propulsão, nos quais o papel da eletricidade tende a crescer ao longo do tempo.

Em suma, é preciso ter “pé no chão” e um olhar pragmático sobre as fontes que podem garantir a segurança energética do sistema. Isso é planejamento. Trazer o futuro para a mesa. Somente um Estado mais eficiente e com instituições que transmitam os incentivos corretos, será capaz de lidar simultaneamente com a escassez de recursos, com grandes passivos sociais e com efeitos de rápida transição demográfica sobre os gastos com previdência e saúde.

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



OPINIÃO

Why did Brazil's ethanol diplomacy fail?

*Por Thomas M. Fröhlich**

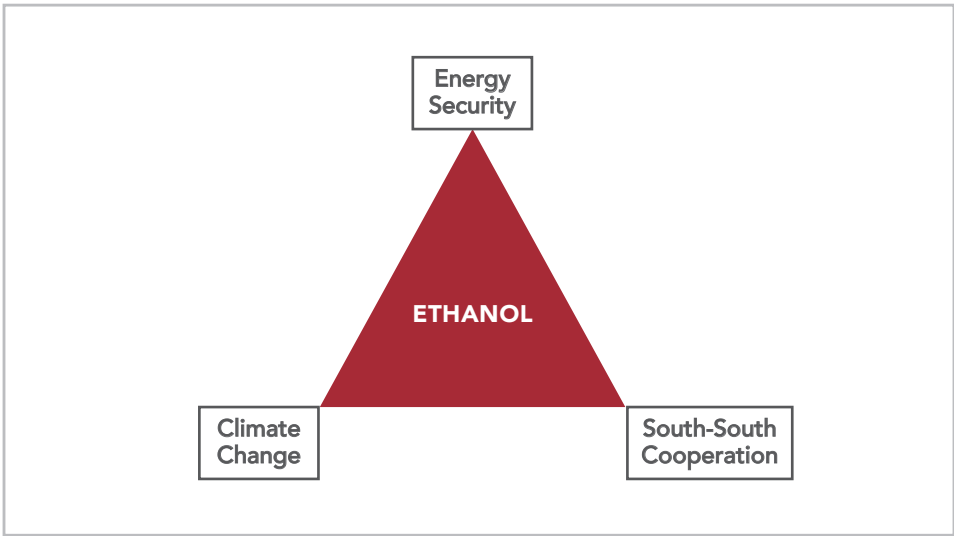
For almost twenty years, Brazil has been working towards creating a global market for ethanol that would reduce Brazil's dependency on the internal market and position itself as global leader in this technology. Brazil has to broaden ethanol's consumer base and to increase the number of producers internationally. The lack of international standardization of ethanol plays another crucial role for the underdevelopment of the market.

Ethanol also gave Brazil the opportunity to insert itself into the climate change discourse and promote

its global rise through new "South-South cooperation" that gained importance since the rise of the emerging markets and their turn to the "Global South" in the early 2000s.

Rising oil prices that coincided with insecurities in oil producing countries, allowed Brazil to connect ethanol with secure diversification of energy resources. The international environment at that time was welcoming towards biofuels, especially due to the rise in importance of climate change, energy security, and South-South cooperation.

Figure 1: Three dominant discourses in OECD countries

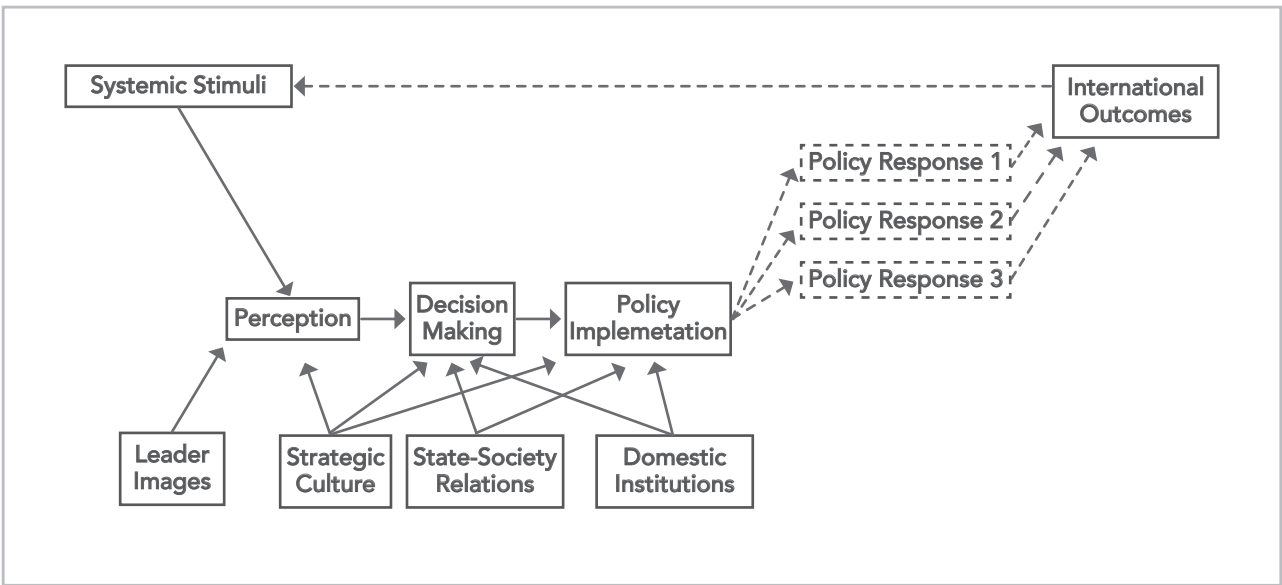


Source: Author elaboration.

Brazil’s international ethanol strategy cannot be understood without the national experience of ProÁlcool, nor without the international context. Apart from Itamaraty, the Presidency and other government agencies, industrial corporations and NGOs are active in Brazil’s foreign policy. I summa-

rize these actors as the Brazilian Foreign Policy Complex (FPC). All international ethanol activities by the FPC will be called “ethanol diplomacy”. This definition suggests a neoclassical realist framework of international politics, as suggested by Ripsman et al. (2016).

Figure 2: Neoclassical Realist Model of International Politics



Source: Ripsman et al. (2016: 34)

To explain the failure of Brazil's ethanol diplomacy, I examined three crucial cases - the US case, the Mozambique case, Brazil's multilateral approaches - and applied the approach of Neoclassical Realism to understand how foreign policy decisions came to play.

IMPLEMENTATION: THREE CRUCIAL CASES

Two publications by Brazilian diplomats outline Brazil's official ethanol strategy. Antônio José Ferreira Simões (2007) explains the background and strategic importance of Brazil's initiative towards a global ethanol market. During his career, he was central to developing Brazil's international ethanol strategy.

The second account is by Emerson Coraiola Kloss (2012), who was similarly close to decision making as the head of division for renewable energy and during his time at the Brazilian Embassy in Washington, D.C., when the 2007 MoU on biofuels was negotiated.

While Simões focuses on the multi-layered approach and emphasizes that the target needs to be tackled from several angles, Kloss seems more realistic in his assessment of Brazil's capabilities, particularly in influencing US policy, and recommends a multilateral approach.

These accounts give coherent outlines of a promising international ethanol strategy. It seems fair to ask what role they saw for industry and civil society in Brazil's ethanol diplomacy; and why these strategies did not lead to the desired success.

BRAZIL - US ETHANOL DIPLOMACY

Expanding the ethanol market with the US was important to Brazil and at the same time, it did not receive the attention that such an important economic issue deserved. Organizationally, Brazil could not follow suit with the strongly structured US State

Department and had instead several government entities involved in the negotiations. The lack of a single focal point for the Northern interlocutors led to significant confusion on their part. This suggests that already during Lula's presidency ethanol was not of highest priority for Brazil in their US relations and even less so after the discovery of pre-salt oil.

Promising approaches such as several MoUs on Biofuels and tariff reductions did not have the desired effects. This is partly due to the bad harvests that hampered Brazil's ability to deliver the necessary output for export. Support for the domestic oil industry further depleted Brazil's ethanol industry of its competitive advantage over gasoline, resulted in significantly lower sales and cut off finance supply, which in turn lowered yields in the following years. The industry therefore prioritized domestic support over international expansion. The resulting lack of firm industry support hampered crucial momentum in the exchange with the US.

Neither Lula nor Dilma attributed high priority to ethanol in the bilateral relations with the US, and all efforts lacked coherence and streamlined processes. The domestic focus on fossil fuels and the downfall of bilateral relations after the NSA scandal, finally spoiled the success of the MoUs at the stage of implementation.

BRAZIL - MOZAMBIQUE ETHANOL DIPLOMACY

Two particular events can be taken as symbols to understand Brazil's ethanol diplomacy towards Mozambique: the 2007 Memorandum of Understanding on Biofuels and the ProSavana project. Both reflect two conflicting narratives of Brazilian engagement in Africa (Afionis et al. 2016): the official discourse of South-South solidarity and a more

critical one about a Brazilian form of neo-colonialism. The argument that Brazilian development cooperation is purely demand-driven has been widely disregarded in the literature.

Mozambique did not seem to be high on the political agenda, but it is important to remember that politics followed investment, which aimed at supporting further investment in the case of Mozambique. As Rossi (2015:36) points out, there were barely any Brazilian business interests in Mozambique at the beginning of the Lula administration, with the exception of Vale. Once politics secured the status of Mozambique, more investment was supposed to follow.

Corporate interests were not, however, reflected in the rhetoric of solidarity that many Brazilian political leaders chose to use. The ethanol partnership also failed in the sense of the goal to significantly enlarge the consumer or producer base of ethanol. While a 10% ethanol blend was introduced in Mozambique, this policy did not have a significant impact as the quantities used in Mozambique are very small compared to industrialized countries.

It is clear that Brazil was able to dominate the terms and conditions of the 2007 Biofuels MoU. The influence over Mozambique was large enough that the Brazilian FPC was able to recalibrate and influence Mozambican politics in the short-term when initial progress was lacking.

ProSavana was a project to develop a region of the size of Germany into agriculturally usable land. The failure of the project can be attributed the Brazilian FPC's miscalculation of Mozambican preferences and the lack of understanding of the domestic structure, particularly with respect to the efficiency of local administration but also the organizing strength of

smallholder farmers. Uncertainty and customary land-laws in Mozambique led to delays and resistance against the project. Additionally, lack of transparency sparked protests that might have been avoidable with proper community engagement (Rossi 2015).

Brazil's strategy of South-South cooperation claimed to help developing countries progress without interest. At the time, Brazil was aiming for autonomy through diversification and autonomy through participation (Vigevani and Cepaluni 2007), and as such, ProSavana can be understood as an effort to sway a potential ally through direct support but also by means of politics of prestige. Brazil aimed to present itself as a problem-solver. The failure of ProSavana shows, however, how Brazil's South-South initiative collapsed. While the structural environment was very permissive to successfully implementing those projects, Brazil's strategic culture as well as its institutional set-up prevented the projects from succeeding. Brazil's strong rhetoric of South-South solidarity, particularly of the Lula government, does not hold true.

In terms of ethanol diplomacy, it is noteworthy that Rossi (2015: 96) identified three main Brazilian interests in Mozambique: (1) Vale, (2) the construction of a FIOCRUZ production site for HIV drugs, and (3) gaining support for a Brazilian permanent seat in the UNSC.

Ethanol on the other hand, was a prominent project that was highly talked about, but only little political investment was made. This raises the question whether ethanol diplomacy was just a means to an end, for example garnering international support in international organizations.

In the political arena, Brazil was able to secure Mozambique's support in international organiza-

tions but did not achieve a significant impact on a technical level. This can be attributed to the deficiencies of the Mozambican political system, its lack of technical experience and, most importantly, to the Brazilian FPC's lack of understanding of this predictable situation. Despite intensive diplomacy and attempts at business investments in Mozambique over the past decade, the 2007 MoU and ProSavana were unsuccessful in establishing a new partner for a global ethanol market.

THE CASE OF BRAZIL'S MULTILATERAL ETHANOL DIPLOMACY

Since the 1990s, Brazil has been a proponent of multilateral organizations. With its strategy of autonomy through participation, Brazil aimed at shaping the global governance framework and the international structure to its benefit.

One central issue is the lack of a single global energy governance regime. When examining Brazil's multilateral ethanol diplomacy, the first conspicuity is high complexity. Looking at the WTO, it is Brazil's explicit interest to create a situation of multipolarity (Amorim 2016: 230), a goal that Brazil has achieved to a certain extent. Brazil's leadership position in the G-20 increased its clout (Brands 2011: 35). Brazil was also successful at its double-play in the WTO as it continuously pursued trade liberalization while maintaining the support of developing countries through South-South solidarity.

An assessment of Brazil's activities within the WTO must consider two different aspects, the organization and negotiation processes. Within the organization, Brazil successfully used the conflict resolution mechanism to its advantage, e.g. in the Sugar Case against the EU. It also showed that its nationals are qualified and trusted to be leaders within the orga-

nization. This assessment however, is different from the negotiation perspective. Apart from forming veto-coalitions at ministerial meetings, Brazil was not able to actively push forward its agenda to facilitate ethanol trade.

One of the most important aspects of creating a global ethanol market is standardization. The Global Bioenergy Partnership (GBEP) was initiated by the G8 and Brazil joined later. Its focus was sustainability and GHG emissions. The work of GBEP has been successful and Brazil was able to influence the discussion, as well as gain significant institutional support in the promotion of ethanol through GBEP.

Brazil's initial outsider status at the GBEP led to the creation of the International Biofuels Forum (IBF). It explored possibilities of harmonizing technical properties of ethanol but could not change the status-quo. It is not surprising that the plan to separately discuss technical questions in the IBF, sustainability questions in GBEP, and trade questions in the WTO was not fruitful.

Equally, Brazil entered the active group of climate change negotiations too late. In the early stages, Brazil was suspicious regarding potential sovereignty issues. The slow progress of Brazil's ethanol diplomacy, paired with societal pressure to engage in climate change talks, brought climate change onto the agenda. As a late comer, Brazil never gained the influence it had in the Doha Round, and its unique properties with a legacy of green energy and the Amazon rainforest as a device for cost-effective GHG reduction impeded Brazil from presenting itself as a credible partner for the developing world. It therefore could not repeat the coalition building efforts that yielded so much prestige in the WTO.

WHAT WENT WRONG WITH BRAZIL'S ETHANOL DIPLOMACY?

As Ricupero (2010: 29) states, "progress varies just as the distance between Brazil's pretensions and reality." Brazil failed to create a global market for ethanol for a number of reasons. A lack of strategy was not the problem, instead three main threads continue through my findings:

- Ethanol was not of highest priority and subordinate to other policies.
- The heterogeneity and lack of coordination within Brazil's FPC impeded effective foreign policy making.

REFERENCES

Afionis, Stavros; Lindsay C. Stringer; Nicola Favretto Julia Tomei; Marcos S. Buckeridge (2016): Unpacking Brazil's leadership in the global biofuels arena: Brazilian ethanol diplomacy in Africa. In: *Global Environmental Politics*, vol. 16(3), 127-150.

Amorim, Celso (2016): *A Grande Estratégia Do Brasil. Discursos, Artigos e Entrevistas da Gestão no Ministério da Defesa (2011-2014)*. Brasília: FUNAG.

Brands, Hal (2011): Evaluating Brazilian Grand Strategy under Lula. In: *Comparative Strategy* Volume 30, Issue 1, 2011. pages 28-49.

Kloss, Emerson Coraiola (2012): *Transformação do etanol em commodity. Perspectivas para uma ação diplomática brasileira*. Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão 2012.

- The Brazilian FPC overestimated its problem-solving ability (soft power), which was particularly detrimental in the relation with the US and the multilateral arena.

With the advent of electric vehicles in the industrialized world, the window of opportunity for a global ethanol market is closing. Though ethanol still offers a development model for tropical belt countries. This prospect for new attempts at ethanol diplomacy in the South-South context should be taken seriously by Brazilian leadership. To succeed, Brazil will need to align its domestic interests and focus on understanding the interests and constraints of its developing partners. This way, ethanol has still a chance to be the fuel of the future.

Ricupero, Rubens (2010): *Carisma e prestígio: a diplomacia do período Lula de 2003 a 2010*. *Política Externa*, 2010, v. 19, n.1, pp. 27-42.

Ripsman, Norrin M; Jeffrey W. Taliaferro; Steven E. Lobell (2016): *Neoclassical Realist Theory of International Politics*. New York: Oxford University Press.

Rossi, Amanda (2015): *Moçambique – O Brasil é aqui*. São Paulo: Record2.

Simões, Antônio José Ferreira (2007): *Biocombustíveis: a experiência brasileira e o desafio da consolidação do mercado internacional*. In: *Biocombustíveis no Brasil: Realidades e Perspectivas*, ed. Ministério das Relações Exteriores (2007), pp 11–33.

Vigevani, Tullo & Gabriel Cepaluni (2007): Lula's foreign policy and the quest for autonomy through diversification, *Third World Quarterly*, 28:7, 1309-1326.



Thomas Fröhlich is a Research Associate at the European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS) at King's College London (KCL). He completed his PhD at the KCL Brazil Institute on the topic of Brazil's ethanol diplomacy under Presidents Lula and Dilma. With a background in political science, he worked as a political consultant in Berlin prior to his postgraduate studies. Thomas continues this work to support political campaigns and to bring academic evidence into the political discussion. You can follow and tweet at him @froehlichTM

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



OPINIÃO

A Aplicação de Modelos Computacionais no Planejamento Energético

*Por Carlos Eduardo Paes**

O desenvolvimento econômico de uma nação está profundamente atrelado a sua capacidade de prover logística e energia. SILVA & BERMANN (2002) afirmam que, tendo essa premissa em mente, o planejamento energético se mostra como uma ferramenta de extrema utilidade e importância. Por meio dele, é possível identificar as fontes energéticas mais adequadas em termos técnicos, econômicos e ambientais, além de tentar promover o uso mais eficiente e racional dessas fontes. Com a temática do desenvolvimento sustentável em voga, o planejamento energético assume um papel imprescindível na condução do crescimento de um país, uma vez que se faz necessária a garantia de atendimento à demanda em todo e qualquer momento sem extinguir os recursos energéticos não-renováveis e sem danificar a possibilidade de utilização dos recursos renováveis.

A partir do exposto acima, é possível inferir que a tarefa de planejar o setor energético para os próximos anos é árdua e complexa, requerendo a experiência e conhecimento de profissionais com diversas formações, bases de dados disponíveis e o envolvimento de múltiplos setores da economia. Um planejamento não-integrado é falho na medida em que não abarca toda a cadeia produtiva do setor energético e as decisões tomadas não ponderam os possíveis impactos nos diversos outros setores que dependem de energia para realizar suas atividades. Enquanto o planejamento tradicional se baseava apenas em métodos e técnicas de previsão de carga e sua relação com a oferta (GIMENES, 2004), o Planejamento Energético Integrado (PEI) busca também incorporar esforços de se contabilizar o potencial de melhorias no uso de energia, ou seja, combinar o desenvolvimento da oferta

de energia com opções de eficiência energética, dando importância tanto para a produção e conversão de energia, quanto para o seu armazenamento, transporte, distribuição e consumo final. Tal tarefa, contudo, se torna praticamente inviável sem o uso de ferramentas que possibilitem essa integração.

Por prescindir de uma grande quantidade de dados e análises, o planejamento se utiliza de ferramentas computacionais que auxiliam no processo de tomada das decisões. Com o avanço da tecnologia e da capacidade de processamento de dados, uma gama considerável de ferramentas foi e é desenvolvida constantemente com objetivo de facilitar o trabalho do planejador ao se aproveitar as diversas possibilidades oferecidas pela computação. A tais ferramentas é dado o nome de modelos computacionais. Um modelo tem a função de, por meio dos dados fornecidos a ele, realizar uma série de operações internas e devolver informações desejadas pelo usuário. Modelos de planejamento são muito comuns não só para o setor energético e podem abordar o problema da tomada de decisão ou da indicação de tendências e previsões sob diversos paradigmas diferentes, cabendo ao planejador desenvolver ou escolher aquele que melhor serve para o caso de aplicação.

Dentro de planejamento energético, os modelos usados especificamente para esse fim apresentam uma complexidade inerente devido ao número de variáveis envolvidas e às incertezas embutidas para a obtenção das projeções e decisões (AZEVEDO et al, 2010). Dessa forma, modelos diferentes operam de maneira distinta dependendo do tipo de viés que adotam e do objetivo principal ao qual eles são designados. Sumariamente, a partir de SCHAEFFER et al (2013), os modelos usados no planejamento

energético podem ser classificados, dentre outros critérios, quanto ao tipo, técnica e setor. Quando analisamos os tipos de modelos empregados, estes se subdividem em Modelos Econométricos (*Top-down*), Modelos Paramétricos Técnico-Econômicos ou “de Uso Final” (*Bottom-up*) e Modelos Integrados (*Integrated Assessment Models – IAMs*).

Segundo VAN VUUREN et al (2009), a típica abordagem de um modelo *bottom-up* se baseia em como tecnologias individuais para a geração de energia podem ser utilizadas e substituídas entre si para prover essa energia, ou seja, foca no próprio sistema e não na sua relação com a economia como um todo. Sendo assim, modelos *bottom-up*, como o SAM e o RETScreen, possuem dados detalhados das tecnologias e suas análises podem indicar, por exemplo, que algumas delas não são implementadas devido a barreiras comerciais. Tais modelos são adequados para a avaliação de políticas de gerenciamento pelo lado da demanda, mas não garantem consistência nem permitem a avaliação de efeitos intersetoriais. Já os modelos *top-down*, como o EMPS, possuem uma abordagem inversa, focando na economia como um todo, isto é, em processos de mercado ao invés do detalhamento tecnológico. Apesar de partirem da hipótese de eficiência dos mercados, tais modelos são mais adequados para a avaliação de políticas fiscais e monetárias, além de garantirem consistência e permitirem a avaliação de efeitos intersetoriais. Contudo, não são recomendados para a avaliação detalhada de impactos ambientais, por exemplo.

Por sua vez, o Planejamento Energético Integrado, como o nome já indica, envolve o uso de modelos que permitem a união de ambas as abordagens,

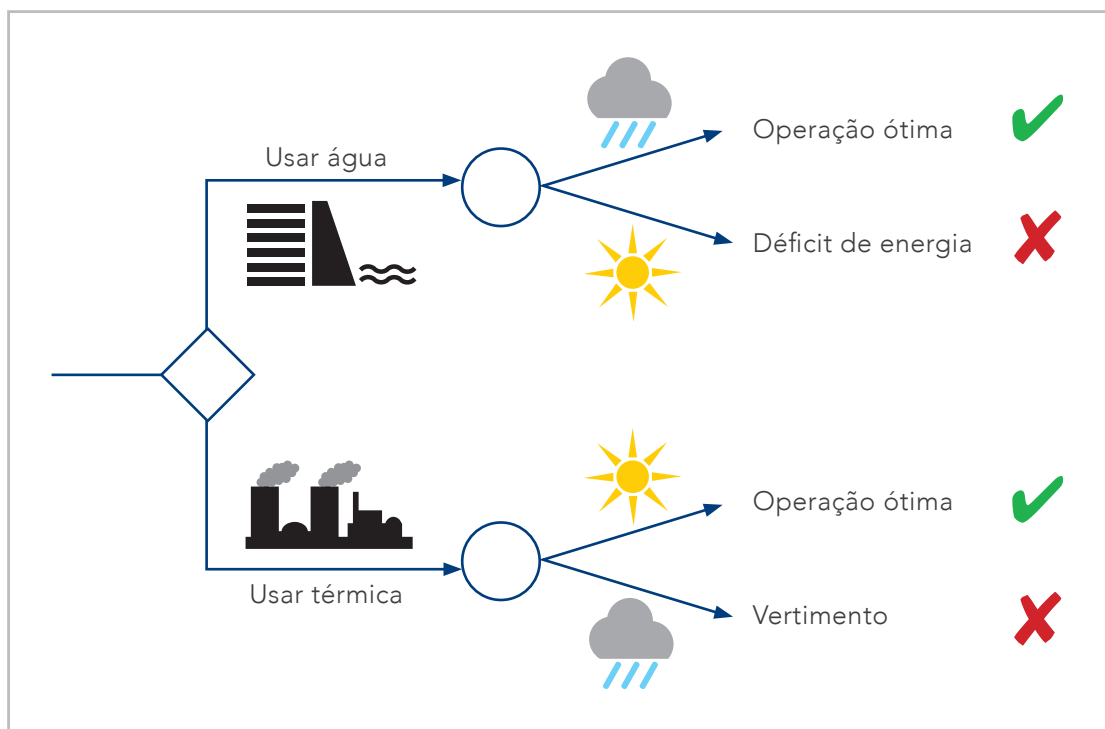
incluindo informações detalhadas das tecnologias e descrição dos processos de mercado, como é o caso do modelo LEAP. Na verdade, o fato da distinção entre as duas abordagens não ser muito clara implica que alguns modelos poderiam facilmente ser classificados em ambas as categorias. O AR4 (*Assessment Report*) do IPCC, por exemplo, usa o termo *top-down* para quase todos os modelos integrados, enquanto o termo *bottom-up* é empregado somente para modelos que são utilizados para a avaliação do potencial de redução de emissões baseada em tecnologias individuais (VAN VUUREN et al, 2009).

Em relação à técnica que os modelos utilizam para executar suas análises, esses podem ser classificados como de simulação, de otimização ou ambos. Os que utilizam técnicas de simulação objetivam realizar avaliações paramétricas e/ou econômicas de cenários energéticos e/ou tecnológicos sem necessariamente fornecer uma solução ótima, como é o caso do RETScreen. Por meio de simulações é possível determinar o comportamento de consumidores e produtores sujeitos a variação de preços e/ou de renda a partir de um conjunto de regras pré-estabelecidas no modelo (SCHAEFFER, 2013). Já as técnicas de otimização, no campo da Matemática, são técnicas que tentam selecionar o melhor elemento dentro de um espaço de busca limitado (DUCHARME, 2012). Em termos gerais, um problema de otimização consiste em uma função, chamada de função objetivo, que deverá ser maximizada ou minimizada de forma a encontrar os valores ótimos para as variáveis de decisão seguindo os limites estabelecidos por um conjunto de equações chamadas de restrições do problema. Modelos de longo prazo geralmente se baseiam em otimização. Entretanto, grande parte

dos modelos consegue permitir a realização tanto de simulações quanto de otimizações, tendo como exemplo o SAM e o HOMER. No que concerne à otimização propriamente dita, exemplos clássicos são encontrados no planejamento da operação e da expansão do setor elétrico.

Atualmente, a operação do SIN é feita por um conjunto de modelos que objetivam valorizar a água existente nos reservatórios. Em outras palavras, eles tentam controlar de maneira eficiente os volumes de água armazenados, o quanto desse volume deve ser turbinado para a geração elétrica e o quanto deve ser mantido no reservatório, tanto para garantir a geração nos próximos meses quanto para garantir os outros usos consumptivos ou não-consumptivos da água, como controle de cheias e secas e manutenção da vazão ecológica a jusante da barragem. A decisão a cada passo de tempo de se guardar água e gerar eletricidade com usinas termelétricas ou turbinar a água dos reservatórios, correndo o risco de esgotar a reserva do recurso, é um problema conhecido como “Dilema do Operador” e está representado na Figura 1. Entre os modelos que lidam com esse dilema estão o NEWAVE e o DECOMP, usados atualmente no setor elétrico brasileiro para auxiliar no planejamento da operação no médio e curto prazos, respectivamente. Já a expansão do SIN é feita com o auxílio de modelos que buscam fazer decisões acerca da alocação temporal de investimentos e do percentual de energia a ser gerado por cada fonte, de forma a maximizar os benefícios de cada uma delas minimizando os custos (GANDELMAN, 2015). Como exemplo pode-se citar o MDI (Modelo de Decisão de Investimento), atualmente usado pela EPE nas análises para o PDE (Plano Decenal de Expansão de Energia).

Figura 1 – Dilema do Operador.



Fonte: Elaboração Própria

No tocante à classificação por setor, os modelos se subdividem entre os que realizam análises setoriais e os que realizam análises integradas. Sendo cada setor envolvido na questão energética complexo por si próprio, alguns modelos se especializam em fazer uma boa representação daquele setor. Já os que realizam análises integradas são os que efetivamente atuam de acordo com os preceitos do PEI e tentam representar a atuação conjunta de vários setores, levando em consideração as especificidades de cada um e a dinâmica de relações entre eles, assim como seus fluxos, com o intuito de obter resultados mais conexos com a realidade. Contudo, modelos integrados podem esbarrar em limites de recursos computacionais, demorando para realizar suas análises e necessitando de configurações

mais robustas dependendo da escala do problema envolvido. Tentando mitigar esse problema, alguns modelos trabalham de forma a receber como entrada os dados de modelos setoriais, estabelecendo uma relação circular ou de complementariedade entre eles. A ideia que aqui se estabelece é a de que, para se ter um planejamento energético robusto, se faz necessária a inclusão de informações sobre o setor de transporte, sobre condições climáticas, sobre uso de terra, questões macroeconômicas e diversos outros tipos de agentes que interferem na demanda e oferta de energia para os próximos anos e nisso se fundamenta a intensa busca por modelos que, de alguma forma, consigam representar essa complexidade para auxiliar os planejadores em suas decisões.

Sendo assim, a partir do exposto acima, percebe-se como essa área de modelos é vasta e de fundamental aplicação nas previsões de cenários futuros, fornecendo diretrizes para o avanço do setor energético. Apesar da extensa quantidade de modelos disponíveis com diferentes características que, a princípio, podem confundir os usuários, é certo que as análises por eles proporcionadas conseguem tornar as decisões muito mais eficientes e eficazes, principalmente quando o modelo incorpora medidas de risco. O avanço tecnológico, por si só, já acarreta em um maior uso de modelos justamente pela tendência atual de se incorporar ferramentas computacionais nos processos de organiza-

ção humana. No caso, inovações como *Big Data*, *Data Management*, Paralelismo de Dados, *Cloud Computing* e Computação Quântica são fenômenos que estão ganhando cada vez mais espaço e que corroboram o potencial de crescimento dessas ferramentas para o uso no planejamento do setor energético por fornecerem análises ótimas e cada vez mais próximas da realidade, embora nunca atingindo de fato por se tratarem de representações. Sendo assim, se aproximar dessas ferramentas, entender o seu funcionamento e acompanhar o seu desenvolvimento são algumas das chaves para garantir um planejamento energético funcional e verdadeiramente integrado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AZEVEDO, F., GRIMONI, J., & UDAETA, M. (2010). Modelagem de uma Ferramenta Analítica Aplicada ao Planejamento Integrado de Recursos Energéticos. *Revista Brasileira de Energia*, 16(2), 63-76.

DUCHARME, C. (2012). Modelagem e Otimização do Programa de Manutenção de Transformadores de Potência (*Tese de Doutorado*, Universidade Federal do Rio de Janeiro).

GANDELMAN, D. A. (2015). Uma Metodologia Para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas. (*Tese de Doutorado*, Universidade Federal do Rio de Janeiro).

GIMENES, A. L. V. (2004). Modelo de integração de recursos como instrumento para um planejamento energético sustentável (*Tese de Doutorado*, Universidade de São Paulo).

SCHAEFFER, R., SZKLO, A.S., LUCENA, A.F.P., PENÃ-FIEL, R.S., MAHECHA, R.E.G., RODRIGUEZ, M.F.C., & RATHMANN, R. (2013). Capítulo VII: Los Instrumentos de Planificación – Reporte Final. *Presentación del Manual de Planificación Energética*, Quito – Ecuador.

SILVA, M. V. M. D., & BERMAN, C. (2002). O planejamento energético como ferramenta de auxílio às tomadas de decisão sobre a oferta de energia na zona rural. *Proceedings of the 4th Encontro de Energia no Meio Rural*.

VAN VUUREN, D. P., HOOGWIJK, M., BARKER, T., RIAHI, K., BOETERS, S., CHATEAU, J., SCRIECIU, S., VAN VLIET, J., MASUI, T., BLOK, K., Blomen, E., & KRAM, T. (2009). Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potentials. *Energy policy*, 37(12), 5125-5139.



Carlos Eduardo Paes é mestrando na área de Otimização do Programa de Engenharia de Sistemas e Computação da COPPE/UFRJ. Graduado em Engenharia Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Possui diploma técnico em Informática pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET-RJ). Estudou por dois semestres na the University of Queensland (UQ), Austrália, como bolsista do Programa Ciência Sem Fronteiras. Atuou em projetos da COPPE/UFRJ nas áreas de Modelagem Hidráulica e Ambiental e Adaptação às Mudanças Climáticas. Estagiou na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na Superintendência de Planejamento da Geração, em que trabalhou na parte de modelagem computacional de otimização para a expansão da geração do setor elétrico brasileiro.

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



OPINIÃO

Energia e Desenvolvimento: porque o Brasil precisa de mais eficiência energética

Por Vanderlei Martins*

Entende-se como eficiência a execução de uma atividade, de forma similar ou em maior escala com menos recursos e a mesma qualidade. No que diz respeito a energia, o conceito de eficiência energética representa, pelo lado da oferta o fornecimento da mesma quantidade de energia com menos recursos naturais ou pelo lado da demanda consumir o mesmo bem com menos energia a custos acessíveis.

De acordo com GELLER (2003), deve-se considerar que a conservação de energia é a forma de produção mais barata e limpa dentre todas as alternativas energéticas disponíveis. Cabe destacar que a economia de energia evita impactos ambientais, contribui para pesquisa e desenvolvimento em novas tecnologias, gera novos postos de trabalho e renda para os países.

O acesso aos serviços energéticos é condicionante importante do progresso econômico mundial, no qual o processo de urbanização e desenvolvimento industrial seguem padrões intensivos em energia.

A mudança no comportamento do consumidor é uma realidade nos países em desenvolvimento e gera maior demanda por transportes, novos produtos industriais e outros serviços como saneamento, saúde e comércio de bens que dependem de energia.

Sabendo disso, nas próximas décadas espera-se que o consumo de energia nos países industrializados aumente apenas 1% ao ano, enquanto nos países emergentes essa taxa será em torno de 3% por ano. Se essas projeções forem alcançadas, os emergentes estarão consumindo mais energia que os industrializados a partir do ano de 2025 (HINRICHS, R.A. et al, 2011).

O cenário macroeconômico, a dependência externa de recursos energéticos, a volatilidade nos preços internacionais e a elasticidade-renda dos consumidores são algumas das variáveis que explicam porque determinados países investem mais ou menos em eficiência energética.

Esses fatores foram observados mundialmente na década de 70, onde o aumento dos preços do petróleo e a elevação das taxas de juros internacionais resultaram em novas políticas e modelos de planejamento energético, com destaque para valoração e difusão dos serviços de eficiência energética.

COMO OS PAÍSES PODEM PROMOVER A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA?¹

Visando promover uma maior eficiência energética no mundo, a Agência Internacional de Energia (2000) definiu mecanismos para orientação estratégica e auxílio na elaboração de políticas públicas. Eles estão divididos em quatro categorias: suporte, controle, mercado e financiamento.

Mecanismos de Suporte: fornecem subsídios para direcionar a mudança de comportamento no usuário final (consumidor), nas empresas e nas indústrias, difundidos por meio de cursos, capacitações, publicações técnicas e na internet, softwares e treinamentos.

Mecanismos de Controle: são utilizados para direcionar um novo comportamento nos negócios de energia, possui caráter compulsório e pode ser aplicado por meio de licenciamentos, concessões de direitos, requerimentos legais e critérios mínimos de eficiência e desempenho.

Mecanismos de Mercado: permitem o uso das forças do mercado para incentivar mudanças comportamentais por usuários finais e empresas de eletricidade, entende-se por forças de mercado a política de preços, compras públicas e licitações.

Mecanismos de Financiamento: fornecem recursos financeiros para as políticas dos outros mecanismos, a maior parte do investimento é de origem governamental no Brasil.

Na Tabela 1, a Empresa de Pesquisa Energética (2016) define os mecanismos que o Brasil adota em cada política para eficiência energética. Além disso, são apresentados os setores beneficiados pelos programas brasileiros e suas diferenças.

¹ Este tópico tem como base as informações da Nota Técnica Estudos da Demanda de Energia 2050, elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética, janeiro de 2016.

Tabela 1 – Mecanismos utilizados em Iniciativas de Eficiência Energética no Brasil.

Tipos de Mecanismos	Setores				
	Industrial	Residencial	Comercial	Público	Transporte
Suporte	PROCEL / CONPET CNI / PBE / SEBRAE	PROCEL / CONPET PBE	PROCEL / CONPET PBE / SEBRAE	PROCEL / CONPET PBE	PROCONVE / CONPET PBE
Controle	Lei de Eficiência Energética e CGIEE, PEE / ANEEL, PNMC	Lei de Eficiência Energética e CGIEE, PEE / ANEEL, PMCMV	Lei de Eficiência Energética e CGIEE, PEE / ANEEL, PNMC	Lei de Eficiência Energética e CGIEE, PEE / ANEEL, PNMC	Lei de Eficiência Energética, CGIEE, PNMC e PNLT
Mercado	Informação e divulgação	Informação e divulgação IPI para equipamentos eficientes	Informação e divulgação IPI para equipamentos eficientes	Informação e divulgação IPI para equipamentos eficientes Compras eficientes	Informação e divulgação IPI para equipamentos eficientes
Fundo	RGR CTEnerg e PEE (Lei 9.991/2000) PROESCO	RGR CTEnerg e PEE (Lei 9.991/2000)	RGR CTEnerg e PEE (Lei 9.991/2000) PROESCO	RGR CTEnerg e PEE (Lei 9.991/2000) RELUZ / PROESCO	CTEnerg

Nota: CGIEE - Comitê Gestor de Indicadores de Eficiência Energética, CONPET – *Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural*, CTNerg – Fundo Setorial de Energia Elétrica, CNI - Confederação Nacional da Indústria, PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem, PEE – Programa de Eficiência Energética, PNLT – Plano Nacional de Logística em Transportes, PNMC – Plano Nacional de Mudanças Climáticas, PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, PROCONVE – Programa de controle de poluição do ar por veículos Automotores, PROESCO – Projetos de Eficiência Energética, SEBRAE – Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas, RELUZ – Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes; PMCMV – Programa Minha Casa, Minha Vida.

Fonte: EPE, 2016.

BENEFÍCIOS NÃO MONETÁRIOS DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

As tecnologias e medidas adotadas para maior eficiência dos usos finais de energia frequentemente apresentam outros benefícios que não são fáceis de contabilizar, evidentes tanto para a sociedade, como para o consumidor individual e o ambiente de negócios das firmas.

Para os consumidores e empresários de forma geral, estes benefícios são:

- i) ambiente interno melhorado, conforto, saúde e segurança;
- ii) ruídos reduzidos por meio de melhor isolamento;
- iii) economias de tempo e trabalho graças a iluminação mais eficiente;

- iv) economia de água e redução de desperdício por aparelhos mais eficientes;
- v) diminuição ou eliminação do equipamento de uso-final;
- vi) controle de processos mais elaborado;

Para a sociedade a nível regional, nacional ou global, os benefícios não monetários podem ser apontados como:

- vii) segurança de suprimento de energia via redução das importações;
- viii) segurança nacional por meio de fluxo reduzido de materiais perigosos (radioativos e físséis);
- ix) geração de empregos e renda;
- x) aumento da competitividade internacional de produtos e serviços produzidos em território nacional;
- xi) maior proteção e desenvolvimento ambiental;

COMO MEDIR E COMPARAR A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NOS PAÍSES

Uma das formas de medir a eficiência na utilização dos recursos energéticos do país é por meio do indicador de intensidade energética (IIE).

O IIE é calculado pela razão entre o consumo total de energia de um país, em unidades de energia, e o PIB da economia, em valores monetários. Define o grau de eficiência da utilização energética em relação à riqueza do país, desta forma quanto menor o uso de energia por unidades monetárias, maior a eficiência da economia.

Segundo PINTO Jr. et al. (2007), as variações no indicador podem ser explicadas por três efeitos sobre o consumo final de energia de um país em

determinado período de tempo: a) do crescimento econômico (efeito atividade); b) das mudanças na estrutura do produto (efeito estrutura); c) da evolução do conteúdo energético de cada produto (efeito conteúdo).

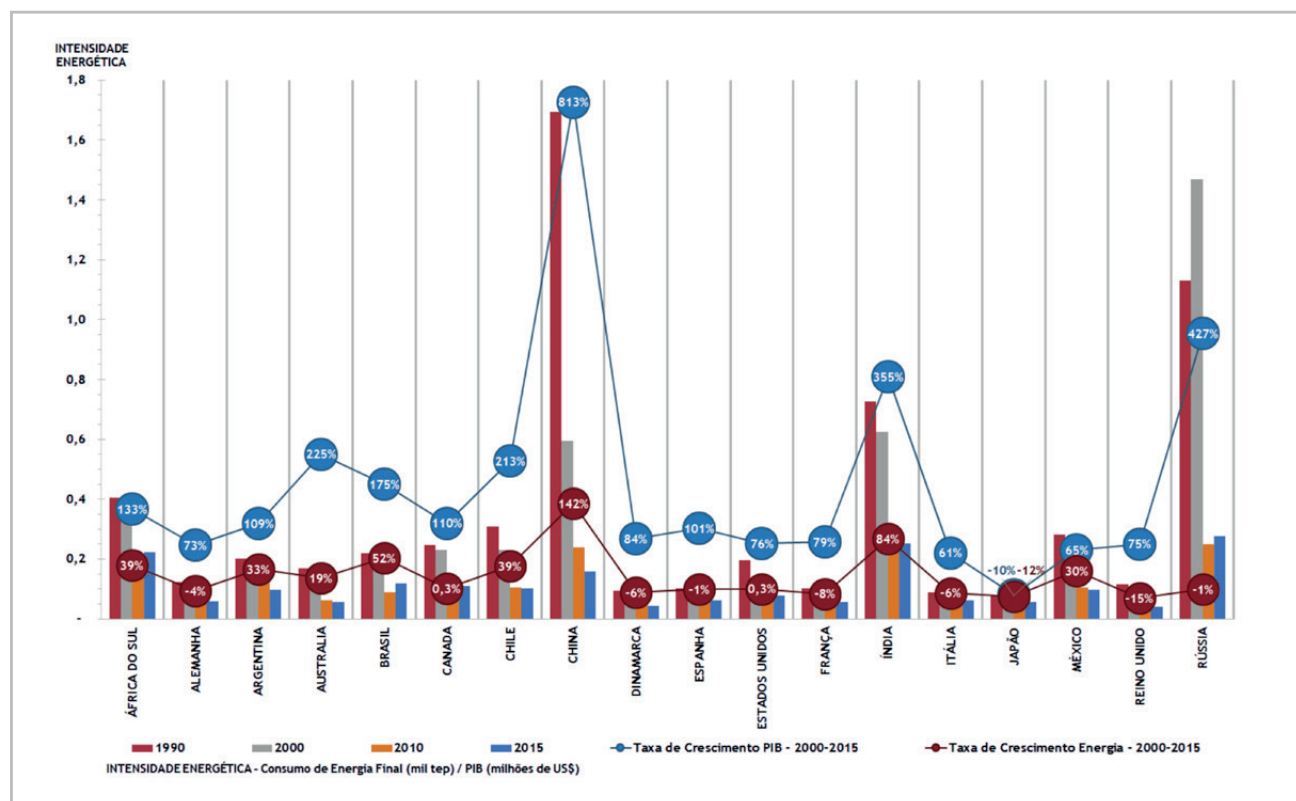
Como pode ser observado na Figura 1, a intensidade energética em alguns países europeus (Alemanha, Dinamarca, Espanha, França, Itália e Reino Unido) apresenta redução consistente desde 1990. Além disso, deve-se destacar que apesar do crescimento econômico nos últimos 15 anos, observa-se queda no consumo de energia final para o mesmo período, evidenciando os benefícios das políticas de eficiência energética.

O mesmo vale para o Japão, que apesar de apresentar recessão econômica (-10%), a queda no consumo final de energia é um pouco maior (-12%). Apesar do crescimento do PIB, no Canadá e nos Estados Unidos o consumo de energia final manteve-se estável, o que retrata um aumento da eficiência na produção. No mesmo sentido, a Austrália apresenta uma forte expansão do PIB e moderada demanda final de energia frente aos demais países.

Para um conjunto de países emergentes (África do Sul, Argentina, Brasil, Chile, China, Índia, México e Rússia), há um fenômeno parecido entre eles com taxas elevadas de crescimento do PIB (acima de 100%) e também no consumo de energia final.

Com a menor taxa de crescimento de energia entre os países emergentes, o Chile expandiu entre 2000 e 2015 em 213% sua economia, taxa superior a África do Sul (+133%) e ao Brasil (+175%) e com maior racionalização dos recursos energéticos.

Figura 1 – Intensidade Energética (1990,2000,2010,2015) e taxas de crescimento do PIB e do consumo de energia (2000-2015) para países selecionados.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco Mundial e IEA, 2018.

O Brasil até 2010 apresentou redução significativa do indicador de intensidade energética. Entretanto, em 2015 o indicador mostra nova aceleração, principalmente pela queda de 3,5% do PIB para o período, segundo o IBGE (2018).

Além da relação entre PIB e energia, também são observadas comparações entre a intensidade energética, as estruturas industriais e as escolhas técnicas dos países. Como exemplo, a partir do primeiro choque do petróleo, o Japão substituiu estruturas industriais de fertilizantes, de materiais plásticos e de alumínio, que não eram mais vantajosos a sua produção interna para importação desses produtos.

Além do choque do petróleo, o endurecimento das normas de proteção ambiental na Europa também

motivou o deslocamento da indústria de produtos primários, mais poluentes para outros países.

A disponibilidade de recursos também é um fator importante. Nações com abundância em recursos hidroelétricos (Noruega, Canadá e Brasil) tornaram-se atrativos para a indústria eletroquímica e eletrometalúrgica. Nesse sentido, um indicador de atração pode ser a evolução da concentração da produção mundial de alumínio que refletirá o efeito estrutura da disponibilidade de eletricidade mais acessível.

Contudo, o deslocamento industrial não é condição suficiente para explicar a redução da intensidade energética nos países desenvolvidos após os choques do petróleo. As mudanças tecnológicas também possuíam papel decisivo e contribuíam para redução do conteúdo energético dos produtos industrializados.

OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA MAIOR EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DO BRASIL

Uma oportunidade está na mudança no comportamento do consumidor final como participante ativo do mercado de energia, englobando o uso eficiente de energia e também como gerador de sua própria energia. Este novo padrão de consumo, com maior preocupação sobre economia de energia e maiores taxas de geração distribuída podem colaborar na desaceleração do crescimento da demanda de energia nos próximos anos.

Apesar do reconhecimento e importância do papel das cidades brasileiras no combate às mudanças climáticas e conservação de energia, o Brasil ainda avança pouco em questões como mobilidade urbana e construções sustentáveis. A saturação dos grandes centros urbanos aponta a necessidade de um novo modelo de crescimento para as cidades de pequeno e médio porte, com foco em transportes alternativos e coletivos com mais qualidade.

A expansão das edificações brasileiras, tanto para uso residencial quanto comercial, será um dos desafios para implementar oportunidades de incentivo às construções mais eficientes e também renovação das já existentes com as melhores práticas do mercado.

Segundo estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (2016), o país poderia economizar cerca de 23 TWh de energia até 2020, o equivalente a 23% da energia produzida pela hidrelétrica de Itaipu.

Podem ser citadas medidas de economia o maior controle da climatização em prédios comerciais, através de programação horária e controle de temperatura do ar com *machine learning*.

No setor industrial, o maior potencial de conservação está nos motores, onde 58% da energia elétrica é consumida. Além disso, a cada processo de conserto o motor tem suas perdas aumentadas em média entre 1 a 3%, o que justifica ainda mais o investimento em tecnologia e inovação (ABESCO, 2018).

No estudo “Potencial de empregos para o setor de Eficiência Energética no Brasil” apresentado no 15º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética -COBEE realizado pela Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia - ABESCO e Mitsidi Projetos, aponta que em 2016 aproximadamente 413 mil empregos diretos e indiretos foram gerados no país por meio da Eficiência Energética, gerando R\$ 100 bilhões na produção de bens e serviços (MITSIDI PROJETOS, 2018).

Sobre o potencial de investimentos em projetos para conservação de energia, a ABESCO (2018) estima que somente no mercado brasileiro há um volume de cerca de US\$ 260 bilhões disponíveis em gerar negócios para ações de eficiência energética em diversos setores da economia.

Para a concretização destes números, há dependência das políticas públicas e metas governamentais que fomentem os mecanismos de incentivo, buscando maior eficiência energética no país e assim, incentivar diversos setores da indústria brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABESCO - Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia. Informações Técnicas. Informações do site, 2018.

BANCO MUNDIAL. World Bank Open Data. Data Bank, 2018.

IEA – Agência Internacional de Energia. Open Data. International Energy Statistics, 2018.

IEA – Agência Internacional de Energia. Developing Mechanisms for Promoting Demand-side Management and Energy Efficiency in Changing Electricity Businesses. Paris, 2000.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Demanda de Energia 2050. Série Estudos da Demanda de Energia, Rio de Janeiro, 2016.

GELLER, H. Revolução Energética: políticas para um futuro sustentável. Editora Relume Dumará, Rio de Janeiro, 2003.

HINRICHS, R.A. et al. Energia e Meio Ambiente. Editora Cengage Learning. Tradução da 4a edição dos EUA, São Paulo, 2011.

MITSIDI PROJETOS. Potencial de Empregos para o setor de Eficiência Energética no Brasil. Apresentação no 15º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética – COBEE, agosto, 2018. Disponível em: http://www.cobee.com.br/wp-content/uploads/2018/10/COBEE_2018_280818_Alexandre_Schinazi_MITSIDI.pdf. Acessado em 20 de novembro de 2018.

PINTO JR, H. et al. Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Editora Elsevier, Rio de Janeiro, 2007.



Vanderlei Affonso Martins é Pesquisador na FGV Energia. Doutorando do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre em Planejamento Energético também pela COPPE/UFRJ e economista pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Tem experiência na gestão dos programas de P&D do setor elétrico, regulação da geração distribuída, fontes de energia renováveis e programas de eficiência energética. Possui experiência também com análises de viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos, modelos de avaliação de políticas públicas e avaliação de projetos governamentais, construção de cenários de demanda de energia através de modelos bottom-up e estudos relacionados aos temas: smart grids, pobreza energética, economia da energia, regulação do setor elétrico, impactos econômicos das fontes renováveis no Brasil e mudanças climáticas.

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



OPINIÃO

Eletrobras – melhorias na governança e gestão de negócios em SPE

Por José Coimbra*

Na Eletrobras, empreendeu-se um significativo esforço na governança e gestão, que culminou, no exercício de 2017, na superação da fraqueza material na gestão das Sociedades de Propósito Específico – SPE, conforme se verificam no Relatório da Administração e demais documentos, disponibilizados à Comissão de Valores Mobiliários – CVM no Brasil e no arquivamento do Relatório Anual no Formulário 20-F, junto a *Securities and Exchange Commission* – SEC nos Estados Unidos¹.

Em investimentos por meio de SPE, a Eletrobras dispõe de 175 projetos onde aplicou R\$ 24,3 bilhões. Em 2017, a Companhia detém um expressivo parque operacional – na geração são 48.134 MW e na transmissão são 64.945 km de linhas².

LEGISLAÇÃO E LEILÕES

As oportunidades de investimentos no setor elétrico no Brasil, após a Constituição de 1988, vem com a evolução da legislação do setor. No que concerne à expansão e às modalidades de parcerias empresariais, as alterações se iniciam a partir de 1995, com a publicação das Leis 8.987 e 9.074, quando foram estabelecidas normas para a outorga de concessão mediante processo licitatório. Essas regras foram aperfeiçoadas a partir da Lei 10.848, de 2004, que dispôs sobre a comercialização de energia elétrica e a contratação regulada para a totalidade do mercado das distribuidoras por meio de licitação. Também data dessa época o preceito referente à parceria público-privada e à modalidade por meio de SPE³.

¹ Este tópico tem como base as informações da Nota Técnica Estudos da Demanda de Energia 2050, elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética, janeiro de 2016.

A partir desse novo marco, as concessionárias do setor passaram a adotar estratégias para participar dos leilões. A modalidade de parceria permite a participação de empresas em consórcio e é facultado ao poder concedente determinar que o licitante vencedor, no caso de consórcio, se constitua em empresa antes da celebração do contrato. Ambas as previsões devem estar contidas em edital de licitação⁴.

Por sua vez, os leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para o segmento de geração no período de 2004 a 2016, contemplam nos seus editais a participação de empresas isoladamente ou reunidas em Consórcio. A constituição de SPE era uma opção e a partir do leilão 008/2015 tornou-se uma obrigação. Para o segmento de transmissão é obrigatória a formação de SPE⁵.

Com a finalidade de participar dos leilões, a Eletrobras teve seu Estatuto Social alterado para que, diretamente ou por meio de suas subsidiárias, possa se associar para constituição de consórcios ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, para produção, transmissão ou distribuição de energia elétrica⁶.

Assim, as empresas da Eletrobras de geração e transmissão – Chesf, Eletrosul, Eletronorte e Furnas –, se uniram com a iniciativa privada, em geral por meio da constituição de SPE. Essa sociedade é incumbida de implantar e gerir o objeto da parceria, obedece a padrões de governança corporativa e adota contabilidade e demonstrações financeiras padronizadas, seguindo a regulação setorial.

Nesse período, observa-se que os projetos do setor elétrico são influenciados por diversos fatores. Alguns são alheios à vontade dos investidores, como a emissão das licenças – prévia, instalação e operação – requeridas no licenciamento socioambiental e a liberação de financiamentos, que impactam na implantação e entrada em operação. As SPE são severamente afetadas. Seus acionistas reivindicam junto ao regulador e ao poder concedente ajustes nos contratos. Muitas dessas demandas são judicializadas. Todavia, para garantir a continuidade dos projetos, a Eletrobras e seus sócios são compelidos a realizar aportes adicionais de recursos, não previstos nos planos de negócios desses projetos.

AUDITORIAS

Entretanto, nas auditorias das contas da Eletrobras e suas empresas referentes a gestão de projetos executados em parcerias com empresas privadas, o Tribunal de Contas da União – TCU e a Controladoria-Geral da União – CGU identificam pontos relevantes no planejamento e controle, emitindo recomendações para melhoria da governança dos projetos por meio de SPE.

No mesmo sentido, o Auditor Independente da Eletrobras, KPMG Auditores Independentes, identificou deficiências nos controles internos da Holding e suas empresas. Essas deficiências, com base no potencial impacto às demonstrações financeiras, considerando a materialidade envolvida, são classificadas em fraqueza material, deficiência significativa ou deficiência de controle. Nos exercícios de 2014, 2015 e 2016, os pareceres do

⁴ Lei 8.987, de 1995,

⁵ ANEEL, Editais de leilões de geração e transmissão de energia elétrica, www.aneel.gov.br.

⁶ Lei 12.688, de 2012, que alterou a Lei 3.890-A, de 1961, de criação da Eletrobras.

Auditor apontam a existência de fraqueza material na gestão das SPE⁷.

MELHORIAS

A reação da administração da Eletrobras vem por meio do seu sistema de planejamento, nos Planos Diretores de Negócios e Gestão aprovados em 2015, 2016 e 2017, que definiram um novo posicionamento e realinhamento estratégico da Holding e suas empresas. Foram estabelecidas estratégias para reestruturar os modelos de governança corporativa e gestão. Na estratégia para governança e conformidade cabe destacar a iniciativa para eliminar a fraqueza material na gestão das SPE, a partir da revisão, ajustes e criação de controles internos efetivos, com relação ao adequado monitoramento da execução física e financeira desses projetos.

Assim, a Eletrobras aperfeiçoou o seu programa de conformidade segundo análise periódica de riscos, comunicação, treinamento e monitoramento, com a finalidade de ter segurança confiável nos seus processos, de mitigar riscos e ocorrências de fraudes. Revisou o seu Manual de Orientação do Conselheiro e criou uma Diretoria de Conformidade.

Em relação à gestão de SPE, a estratégia foi implementada envolvendo a Holding e suas empresas geradoras e transmissoras, sob a coordenação do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras, por meio de medidas voltadas para eliminar a fraqueza material identificada e assegurar práticas de integridade no ambiente corporativo.

Como ponto de partida, foi elaborado um Manual de Gestão de SPE, contendo modelos padrões, informações e práticas ao longo da cadeia de valor, para orientar os gestores e mitigar riscos. Desenvolveu-se um programa de treinamento e capacitação para conselheiros, diretores e gestores, com intuito de propiciar uma melhor compreensão acerca da governança e de conceitos como plano de negócio, gestão de processo e finanças, bem como atualização sobre a legislação do setor e das sociedades anônimas.

Na *Holding* e suas empresas, foram mapeados os processos, identificadas as atividades que permeiam a gestão desses investimentos e associados controles. Além disso, implantou-se um sistema de informações em ambiente web e organizaram-se áreas especializadas para gestão dos negócios em SPE.

Com a operacionalização desse novo ambiente empresarial, cingido de normas, processos, controles, sistemas e estruturas, estabeleceu-se um novo ciclo no acompanhamento dos investimentos em SPE, com a participação dos Diretores Financeiros da Holding e das suas empresas, com a finalidade de subsidiar as decisões da administração da Companhia nesse negócio, em periodicidade trimestral.

Este caso reveste-se de especial relevância, pois, a partir dos apontamentos das auditorias, a administração da Eletrobras promoveu um adequado tratamento do problema. De fato, as falhas identificadas foram corrigidas com significativas melhorias, o que gera ganhos, agrega valor e habilita a Empresa a concretizar novos desafios na sua governança e gestão.

⁷ Eletrobras/Investidores, www.eletrobras.com/elb/ri

REFERÊNCIAS

Eletrobras, Planos Diretores de Negócios e Gestão da Eletrobras: PDNG 2013–2017; PDNG 2014 – 2018, PDNG 2015 – 2019 e PDNG 2017 – 2021, [www.eletrobras.com/gestão de governança corporativa/planejamento estratégico/Plano Diretor de Negócios e Gestão \(PDNG\)](http://www.eletrobras.com/gestão-de-governança-corporativa/planejamento-estratégico/Plano-Diretor-de-Negócios-e-Gestão-(PDNG)).

Eletrobras, Relatório da Administração, Demonstrações Financeiras, pareceres do Auditor Independente e do Conselho Fiscal, exercícios 2014, 2015,

2016 e 2017, www.eletrobras.com/elb/ri.

Eletrobras, Apresentação dos Resultados, abril/2018, APIMEC, www.eletrobras.com/elb/ri.

Legislação, Leis 8.987, de 1995, 9.074, de 1995, 10.848, de 2004, 11.079, de 2004, 12.688 de 2012, <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.



José Coimbra é mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina, graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Pará e certificado para Conselheiro de Administração pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGG. Na Eletrobras foi conselheiro nos Conselhos de Administração da Holding e do Cepel e coordenador do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras. No Ministério de Minas e Energia foi Ministro interino em curtos períodos, exerceu as funções de Secretário-Executivo, Secretário do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, Chefe de Gabinete do Ministro, coordenou as atividades na Conferência Rio + 20 e integrou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na Eletronorte, exerceu funções técnicas e gerenciais, foi conselheiro e presidente do seu Conselho de Administração e da Fundação

Previnorte, e Diretor de Engenharia. Foi examinador do Prêmio Nacional da Qualidade - PNQ e do Programa de Qualidade do Governo Federal - PQGF.

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



OPINIÃO

Rumo a uma nova crise hídrica? Nível de reservatórios está abaixo do período pré-crise.

Por Guilherme Pereira e
Gláucia Fernandes*

Os reservatórios devem chegar ao fim do período seco com níveis mais preocupantes do que nos últimos anos. Como pode ser observado na Figura 1, os resultados para outubro são inquietantes e aquém do esperado.

Os reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S) e Norte (N) estão com níveis inferiores a 2013, período que antecedeu a crise hídrica de 2014 e 2015. A pior situação é observada no subsistema SE/CO, que operou com aproximadamente 20% da sua capacidade em outubro. No mesmo período, em 2013, esse subsistema contava com cerca de 45% da energia armazenada.

Ainda assim, esses patamares são mais confortáveis que os do mesmo período no ano passado, quando os reservatórios marcavam um nível preocupante com 17,6% no SE/CO e 6% no NE.

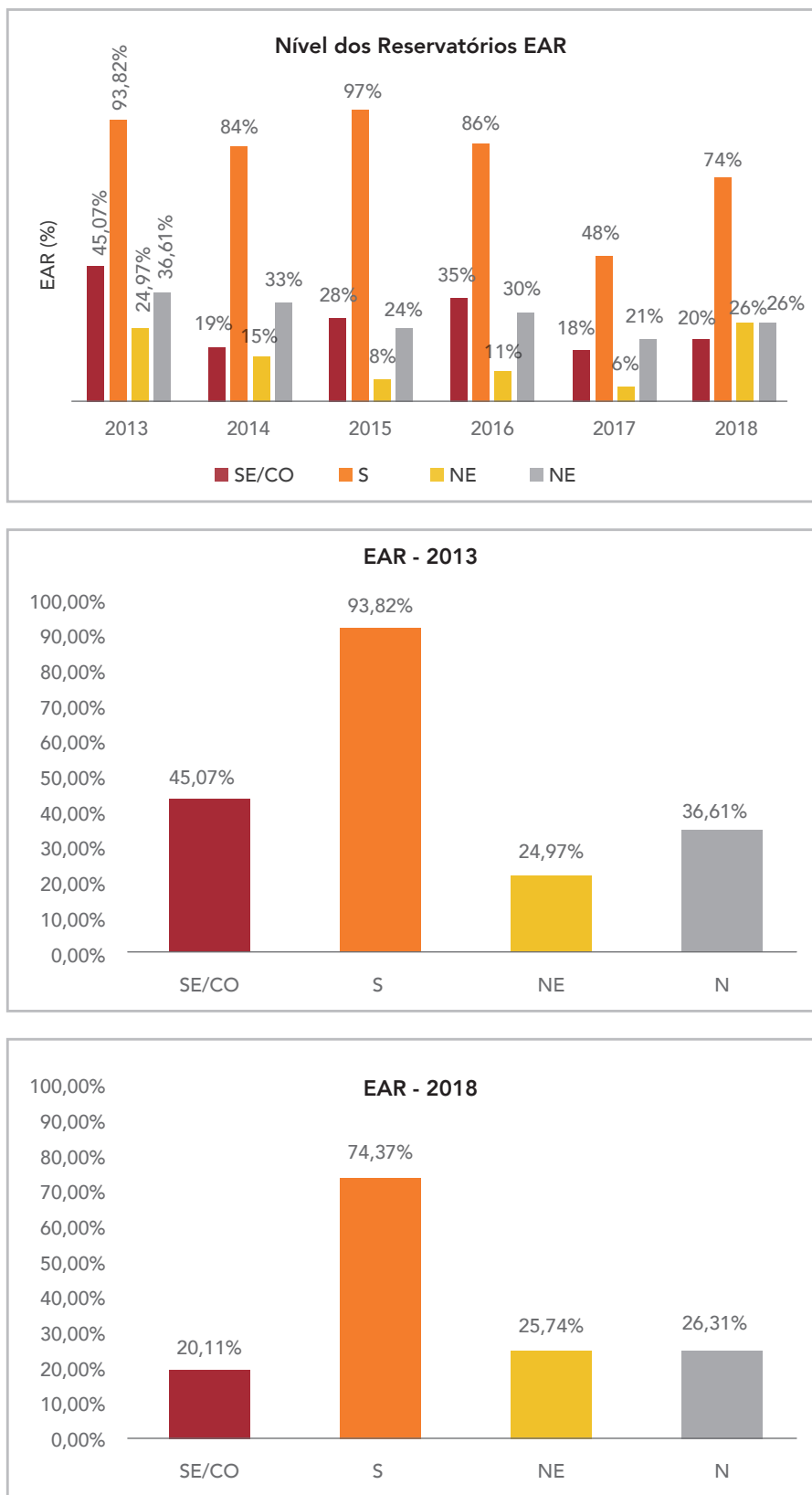
Quando se analisa a capacidade máxima de armazenamento de cada subsistema ($EAR_{máx}^2$), percebe-se que as maiores capacidades de armazenamento de energia são devidas aos subsistemas SE/CO e

NE. Estes são exatamente os dois reservatórios com menor nível de armazenamento em outubro de 2018.

A análise do potencial hídrico de forma mais desagregada revela o baixo volume útil dos principais reservatórios nacionais. A Figura 2 apresenta o nível de volume útil dos principais reservatórios.

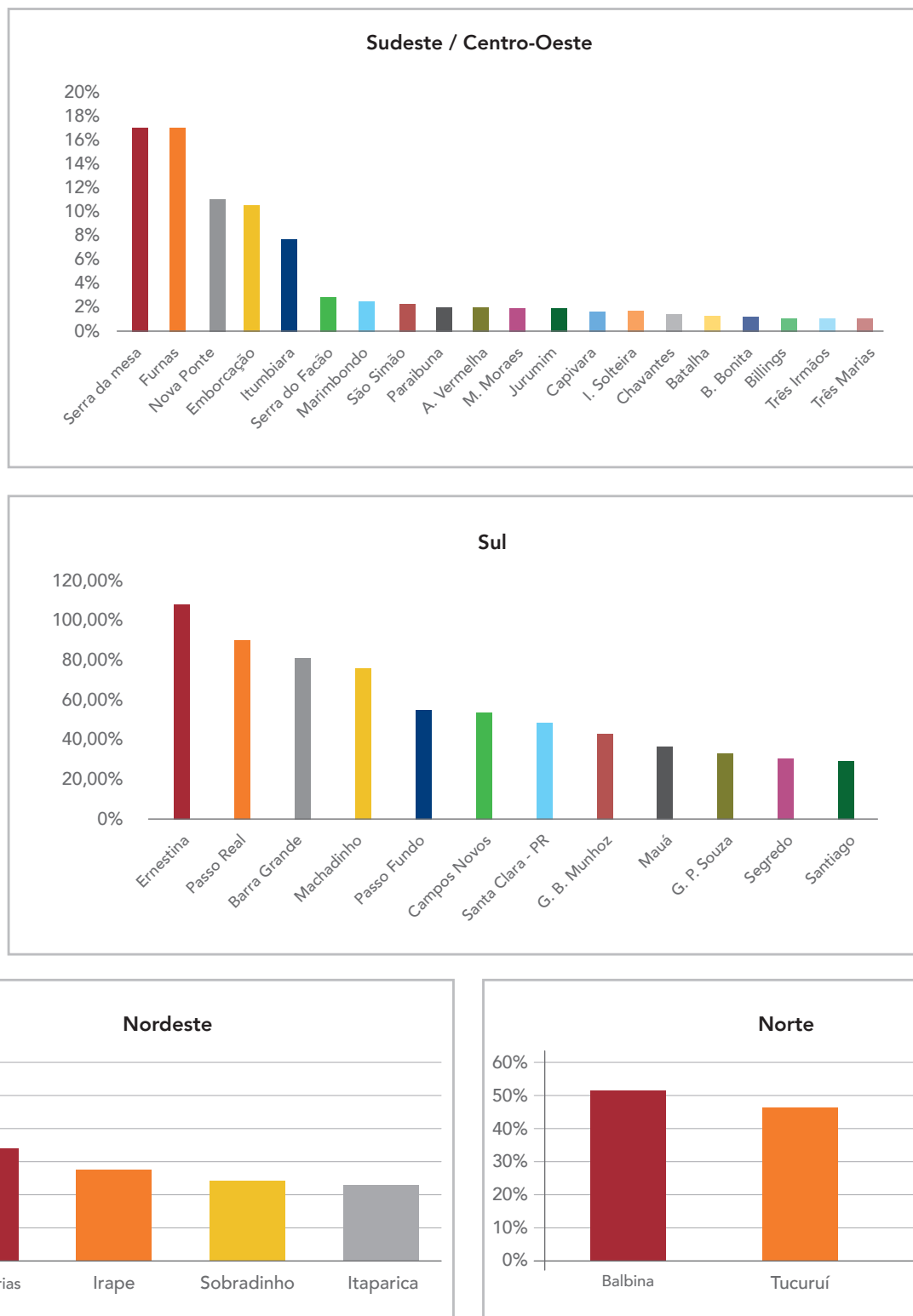
No subsistema SE/CO, os reservatórios de Serra da Mesa e Furnas são os mais cheios, com aproximadamente 17% do volume útil. Nesse mesmo subsistema, a maioria dos outros reservatórios estão com níveis abaixo de 10%, sendo o reservatório de Três Marias o menor, com 1,14%. No subsistema NE a situação também é delicada. O reservatório com melhor volume é o de Três Marias, com cerca de 33%. No S, subsistema com melhor situação hídrica em outubro, há uma variação maior entre os níveis. Alguns reservatórios, como por exemplo Ernestina estão com 108,40% de seu volume útil, enquanto que Santiago tem apenas 29,58%. No N, os reservatórios variam entre 13% e pouco mais de 51%, contudo, vale destacar que é o subsistema com menor capacidade de armazenamento.

Figura 1 – Nível dos reservatórios no mês de outubro (Energia Armazenada – EAR)

Fonte: ONS¹.

¹ http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx.

Figura 2 – Volume útil dos reservatórios em 14 de outubro de 2018

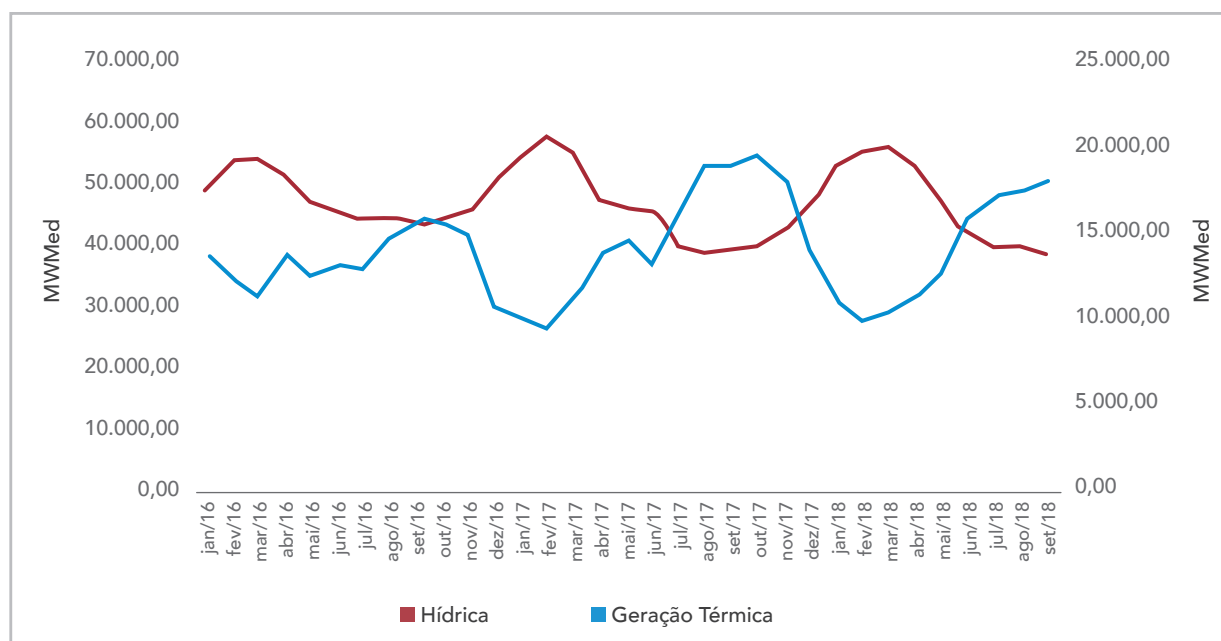
Fonte: ONS².² <http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>.

A situação delicada do quadro hídrico nacional perdura há alguns anos, mesmo com o apoio fornecido pela geração de fontes renováveis para o atendimento a demanda. Todavia, a baixa disponibilidade hídrica possui impactos que vão além da questão da segurança energética nacional.

A escassez de água encarece sobremaneira o custo da energia. A demanda energética no nosso sistema é majoritariamente respondida por hidrelétricas e complementada por outras fontes tais como termelétrica, eólica e solar. Em janeiro de 2018, por exem-

plo, período considerado úmido, do total de energia gerado no Brasil, aproximadamente 77% foram providos por hidrelétricas enquanto que a geração térmica foi responsável por cerca de 16%. O restante foi gerado predominantemente por parques eólicos. Por outro lado, em julho do mesmo ano, durante a estação seca, a geração hídrica foi de cerca de 62%, a térmica 27%, a eólica 10% e a solar 1%. A menor disponibilidade hídrica implica consequentemente em maior geração de outras fontes, em particular da geração térmica. A Figura 3 ilustra essa complementariedade entre as fontes ao longo dos últimos anos.

Figura 3 – Geração hídrica e térmica entre de janeiro de 2016 e setembro de 2018.



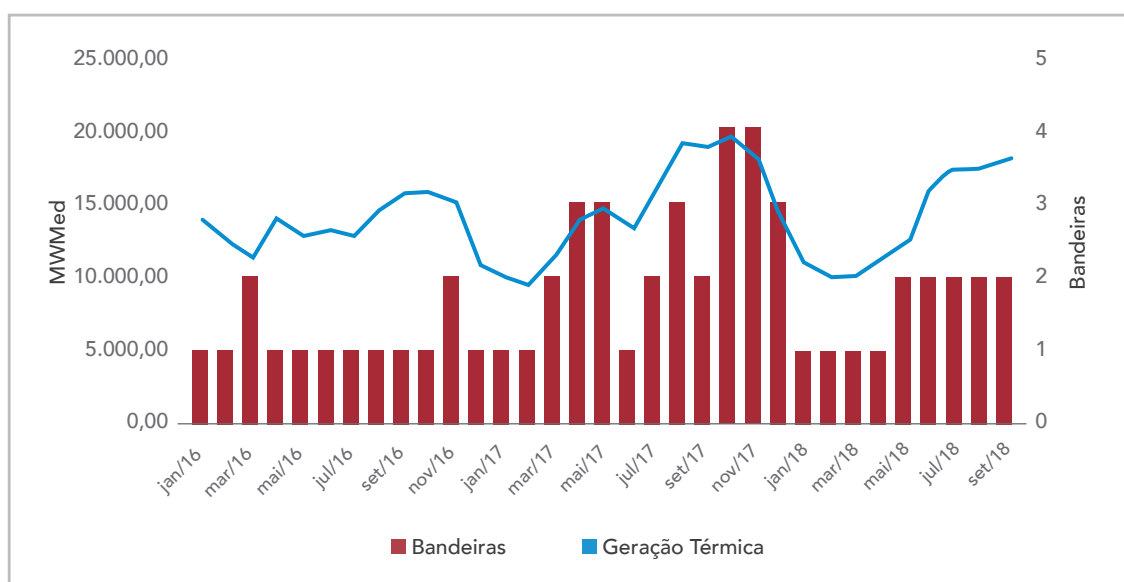
Fonte: ONS³

³ http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

Os custos de geração, contudo, são distintos entre as fontes. O custo variável (CVU/MWh) de geração hídrica, por exemplo, é próximo de zero enquanto que o custo variável das térmicas pode chegar até R\$1.200,00 por MWh. Dessa forma, quanto mais vazios estiverem os reservatórios, mais usinas térmicas serão acionadas e consequentemente, mais cara será a geração de energia no Brasil.

A Figura 4 ilustra bem essa relação de complementariedade entre as fontes. Nesta figura é possível observar que as bandeiras tarifárias, criadas para repassar ao consumidor custos adicionais de geração, atingem patamares maiores durante os períodos de maior geração térmica.

Figura 4 – Bandeiras Tarifárias e geração térmica



Fonte: ONS⁴ e ANEEL⁵

Assim, fica evidente a importância dos reservatórios para o controle energético e de preços do país. O setor elétrico deve ficar atento ao nível dos reservatórios nos próximos meses. Caso os níveis dos reservatórios continuem muito baixos, as termelétricas

disponíveis podem ser ligadas para poupar água e garantir o abastecimento de energia no futuro. Isso pode aumentar substancialmente o custo de geração de energia e todos acabam pagando a conta no final.

⁴ http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

⁵ http://www.aneel.gov.br/documents/656877/17625206/Relat%C3%B3rio+do+Aacionamento+das+Bandeiras+Tarif%C3%A1rias+-+Novembro_2018.pdf/f74a173c-7a62-af09-0d36-f9267725d611



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.



Glaucia Fernandes é pesquisadora na FGV Energia e Coordenadora Adjunta do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Economista pela Universidade Federal de Viçosa (UFV). Obteve o título de Mestre em Economia pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e os títulos de Doutor em Finanças e Pós-doutor em Engenharia Industrial pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisadora visitante na University of Texas at Austin - McCombs School of Business. Foi Pesquisadora do Núcleo de Energia e Infraestrutura - NUPEI, no Departamento de Administração da PUC-Rio. Foi Assessora do Mestrado de Matemática Profmat, com núcleo no IMPA. Dentre seus interesses destacam-se: análise de risco, análise de projetos & investimento, estrutura de capital, modelos de opções 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.

A large offshore oil platform with yellow and white structures, featuring multiple levels, stairs, and cranes, situated in the ocean under a blue sky with light clouds.

Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial

O mês de setembro de 2018 apresentou produção diária de 2,49 MMbbl/d, inferior aos 2,52 MMbbl/d produzidos em agosto (Tabela 2.1). Essa foi a quarta queda mensal consecutiva na produção nacional. A parada para manutenção programa da plataforma P-57, do campo de Jubarte e da P-52, do campo de Roncador, ambas operadas pela Petrobras, justificam a retração observada no período. Simultaneamente, entretanto, houve aumento da produção de gás na estatal, principalmente com o retorno da produção da plataforma de Mexilhão e por um recorde mensal do aproveitamento na produção de gás da companhia, de 97,1%.

A companhia caminha para um futuro próspero no seu upstream, com a entrada prevista de mais cinco sistemas entre esse e o próximo ano. Dificilmente as unidades P-67 e P-76, inicialmente previstas para iniciar a produção ainda em 2018 pelo Plano de

Negócios e Gestão (PNG) 2018-2022, tenham seu primeiro óleo nesse ano, muito em razão de atividades preliminares, como ancoragem e interligação de poços, que tem tomado cerca de dois meses para serem concluídas.

Outra unidade que tinha potencial para entrar nesse ano era a P-68, no campo de Berbigão. Essa unidade deve entrar no primeiro semestre de 2019 juntamente com a P-77, quarta unidade do campo de Búzios. A última plataforma, que ficará provavelmente para o segundo semestre do próximo ano, é a P-70 do campo de Atapu. Com essa nova conjuntura, o PNG da Petrobras sofre ligeira alteração, com entrada de 5 sistemas em 2018 (originalmente eram 8) e outros 5 em 2019 (eram 2 no PNG 2018-2022).

Merece também destaque a atuação do Ibama na emissão das licenças de operação dos sistemas ao longo de 2018, que contribui enormemente para o ramp up dos campos e para o incremento na produção nacional cada vez mais rápido.

Na comparação anual, registrou-se queda de 6,1% em setembro (2018) com relação à produção de 2017 para este mês. Segundo dados da ANP, em setembro, 95,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 76,5% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.456 poços, sendo 712 marítimos e 6.744 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 92,2% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, a produção em setembro foi oriunda de 85 poços e chegou a 1,42 MMbbl/d de óleo e 58 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,78 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia), um recorde nacional de 55,8% da produção do país. O campo de Lula, sozinho, foi responsável por quase 60% da produção em óleo equivalente do pré-sal e 30% da produção nacional. A recente entrada da plataforma P-69, que começou a operar no extremo sul do campo de Lula (24/10), deve alavancar ainda mais a produção no campo, que chegou a uma capacidade instalada de cerca de 1 MMbbl/d, distribuídos em oito unidades produtivas.

Outro destaque no pré-sal segue sendo o campo de Mero, que apenas com o poço 3-BRSA-1305A-RJS, é o 4º maior produtor no pré-sal do país. Esse poço também detém marcas como a de primeiro a chegar à casa dos 60 Mboe/d, uma produção maior que o triplo da média dos outros poços de pré-sal e um excedente de 45% de óleo produzido frente ao segundo colocado no ranking do boletim da ANP.

O consórcio que controla a exploração do bloco de Libra, onde ficou delimitado o campo de Mero, concluiu em outubro de 2018 o teste de longa duração no campo, feito pelo FPSO Pioneiro de Libra, única unidade da Petrobras dedicada a testes de longa duração que é equipada para injetar o gás produzido. A área de Libra apresenta reservatórios com colunas de óleo de espessura equivalente à altura do Pão de Açúcar. A expectativa do consórcio (formado por Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC Limited), que controla a exploração da área, é de que dois FPSOs entrem em produção no campo de Mero em 2021 e 2022, respectivamente (Agência Petrobras, 2018)¹.

Os últimos leilões ocorridos no país representaram 75% de todo o bônus de assinatura pago no mundo desde 2016. A informação vem do diretor-geral da ANP, que ainda menciona que o valor está na casa dos 7 bilhões de dólares. O anúncio reforça a importância da manutenção do calendário de leilões e da renegociação do contrato da cessão onerosa (com a possível oferta de 70% do seu excedente) pelo próximo governo. É bom lembrar que o calendário já prevê pelo menos duas rodadas para 2019, a 6ª do pré-sal e a 16ª de concessão.

Em novembro de 2018, a Petrobras divulgou os resultados consolidados para seu terceiro trimestre, com destaque para um lucro líquido de R\$ 23,7 milhões, o melhor resultado da empresa desde 2011, e um crescimento de mais de 370% se comparada com o mesmo período em 2017.

¹ http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980575&p_editoria=8

Segundo a companhia os números são fruto de maiores margens na venda de combustíveis (reflexos do aumento do *Brent* e da depreciação do real), melhor administração de despesas e controle dos gastos, negociação de ativos e redução dos juros decorrente da diminuição do endividamento da empresa.

Por outro lado, a produção da empresa no acumulado do ano apresentou queda de 6% em relação ao mesmo período do ano passado. A companhia atribui tais resultados a alguns desinvestimentos que vem realizando, paradas para manutenção programada de plataformas e o término do sistema de produção antecipada do campo de Itapu.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	set-18	set-18/ago-18	Acumulado*
Produção	2.485.723,8	-4,6%	942.902.149,4
Consumo Interno	1.628.869,7	-5,1%	607.550.313,1
Importação	165.138,8	-48,6%	64.288.287,8
Exportação	1.375.627,1	35,4%	365.371.485,0

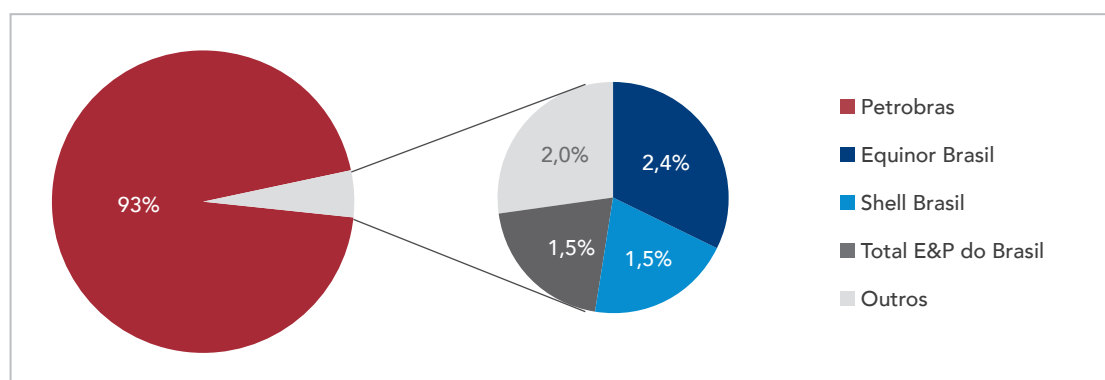
*Acumulado nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil enquanto operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor Brasil diminui para 2,4% a sua parcela² (em relação ao mês anterior) enquanto a Shell e a Total dividem o posto de terceira colocada com 1,5% de operação da produção nacional. No entanto, esses patamares devem se alterar pois

a empresa anglo-holandesa segue firme no seu processo de expansão de exploração no território nacional e teve, em novembro de 2018, a aprovação da ANP do seu plano de exploração para a área de Sul do Gato do Mato e Alto de Cabo frio Oeste, ambos no pré-sal da bacia de Santos. A Figura 2.3 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de setembro.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



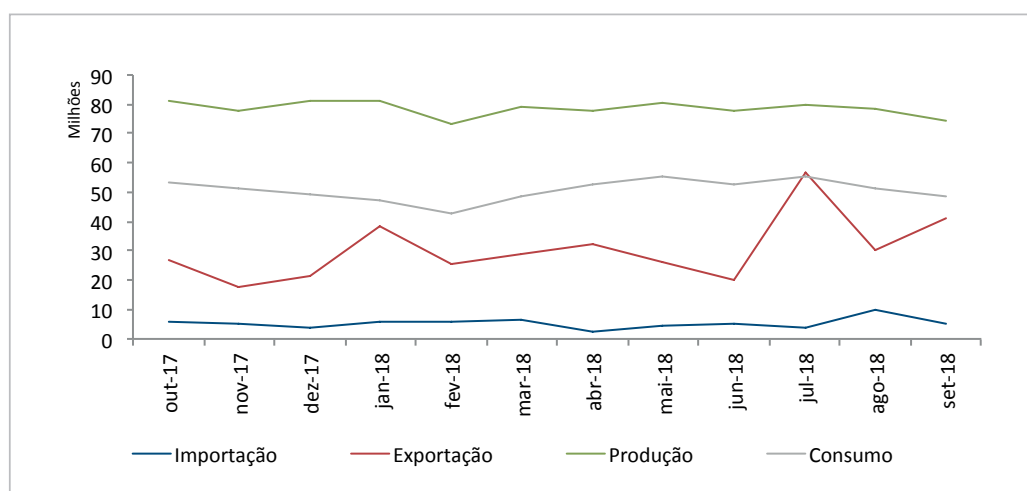
Fonte: ANP, 2018.

² Houve redução na produção de Peregrino e em blocos do ES no mês de setembro.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em setembro de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo aumentou (com a retração de 5,1% para o consumo em relação a agosto enquanto a produção teve queda de 4,6%). Com a alta nos preços da gasolina e do diesel verificada nos últimos meses, os números decrescentes para o consumo são compreensíveis. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se outro salto nas exportações de petróleo cru e queda nas importações.

Em realidade, diante do cenário internacional de altos preços da *commodity* e aumento constante na produção nacional (impulsionada pelos sistemas do pré-sal), a expectativa é de aumento nas exportações de cru. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) vem sinalizando, desde o ano passado, esse aumento. Em sua versão preliminar, o PDE 2027 afirma que o país exportará 62% do total produzido no país, com um volume de 3,2 MMbbl/d. Em evento realizado na FGV, o presidente da Petrobras, Ivan Monteiro, reforçou o caráter exportador do país, que hoje mantém boa relação comercial com Cingapura.

Figura 2.2: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (Bbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.6), a média de preços do óleo tipo Brent registrou alta no mês de setembro, atingindo o valor de US\$ 78,89/bbl. O WTI também teve um aumento e chegou ao valor de US\$ 70,23/bbl em setembro.

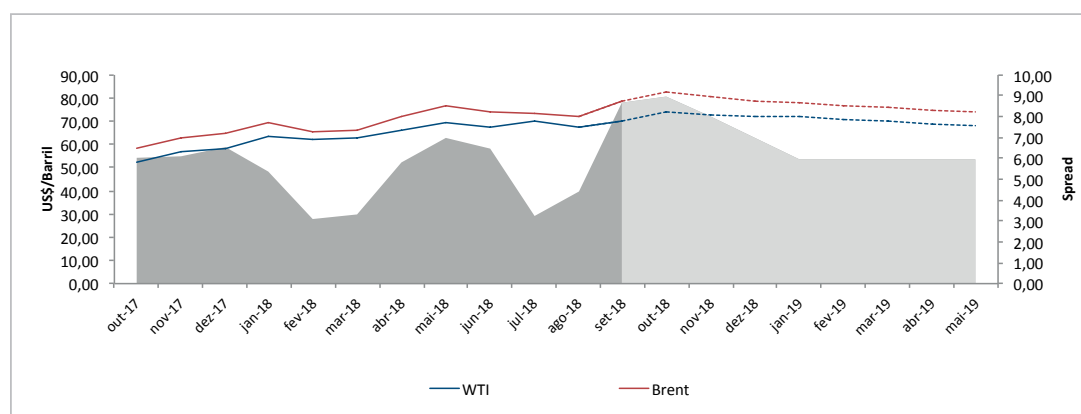
Contudo, é importante adiantar que os preços oscilaram nos últimos dias. De setembro a novembro, a cotação do Brent já caiu mais de

20%, para valores abaixo de US\$ 62/bbl. O que acontece, entretanto, não é anormal. A produção americana acelerou-se a taxas maiores que o previsto; a Arábia Saudita, a Rússia e outros países da OPEP aumentaram suas produções com o risco de um impacto exacerbado das sanções americanas ao Irã e, por fim, os Estados Unidos aplicaram isenções a compradores de petróleo do Irã. Tudo isso aumentou a oferta de petróleo no mercado e reduziu os preços.

Por outro lado, especialistas de mercado internacional não esperam que os preços se mantenham baixos. Existe uma série de variáveis que podem impulsionar os preços: as sanções podem ter impacto maior que o previsto (mesmo com as isenções dadas pelos EUA), a demanda por petróleo

pode sofrer um decréscimo caso a economia global também retraia (já há sinalização de queda no consumo a partir de 2019), a diminuição da capacidade ociosa principalmente em países da OPEP e, por fim, os movimentos nos fundos negociadores de petróleo futuro.

Figura 2.3: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl).



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

Voltando à produção brasileira, em setembro, o cenário por estado acompanhou o perfil negativo da produção nacional, tanto para as áreas *onshore* quanto *offshore*, reflexos dos já mencio-

nados serviços de manutenção, como do campo de Jubarte, no Parque das Baleias do estado do Espírito Santo, e no campo de Roncador, no Rio de Janeiro.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	set-18	set-18/ago-18	Acumulado*
AL	Onshore	2.565	-10,0%	976.507
	Offshore	142	9,5%	43.268
AM	Onshore	20.184	-4,1%	7.404.222
BA	Onshore	28.247	-5,1%	10.821.620
	Offshore	565	1,0%	200.078
CE	Onshore	1.100	-4,6%	403.911
	Offshore	4.357	-7,9%	1.556.080
ES	Onshore	9.007	-6,2%	3.761.345
	Offshore	283.831	-19,5%	121.229.472
MA	Onshore	81	-12,9%	16.634
RJ	Offshore	1.754.763	-2,2%	657.689.177
RN	Onshore	34.278	1,4%	13.143.623
	Offshore	4.482	0,9%	1.952.031
SP	Offshore	325.322	-2,1%	116.495.528
SE	Onshore	11.973	-7,8%	5.343.680
	Offshore	4.827	-5,5%	1.864.973
Total		2.485.724	-4,6%	942.902.149

*Acumulado nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados diários consolidados para os derivados de Petróleo. Em setembro de 2018, a alta do barril de petróleo (mencionada na análise de preços internacionais) contrastou com a retração na taxa de utilização de refinarias no mês, que atingiu segunda queda mensal conse-

cutiva para 76,7%³, e com o programa de subsídio ao diesel. Dessa forma, os únicos índices comuns aos combustíveis analisados foram a redução no consumo e na importação desses derivados. A forte alta na exportação de gasolina apresenta-se como um reflexo da alta no preço do barril.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	set-18	set-18/ago-18	Acumulado*
Gasolina A	Produção	411.903	2,9%	152.608.760
	Consumo	442.702	-9,3%	181.975.557
	Importação	19.944	-33,1%	20.195.956
	Exportação	9.511	86,3%	4.611.168
Diesel S10	Produção	723.859	-5,5%	259.200.552
	Consumo	901.627	-8,0%	312.772.215
	Importação	99.180	-35,8%	75.720.034
	Exportação	606	-21,4%	6.535.360
GLP	Produção	131.204	-2,9%	47.386.656
	Consumo	228.531	-10,0%	83.420.493
	Importação	44.986	-69,3%	1.349.566
	Exportação	0	-	6.489
QAV	Produção	95.022	0,6%	41.064.773
	Consumo	124.149	-2,8%	44.441.717
	Importação	21.099	-	3.406.209
	Exportação	2.243	28,4%	340.342
Óleo Combustível	Produção	160.520	-14,9%	69.371.378
	Consumo	58.102	-16,1%	17.530.719
	Importação	0	-100,0%	1.682.225
	Exportação	97.117	-8,1%	26.673.894

*Acumulado no ano de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O programa de desinvestimento da Petrobras permanece em curso. Após as já mencionadas renegociações de ativos da estatal com a CNODC (nos campos de Marlim e Voador) e a Murphy E&P (no Golfo do México), a empresa estaria negociando com a americana Chevron a venda da refinaria de Pasadena nos Estados Unidos.

Simultaneamente, e também derivado do plano de desinvestimento que abriu o mercado de produção

de derivados no país, existem projetos em andamento para a construção de pelo menos mais cinco refinarias privadas no país, sendo quatro delas da Noxis Energy e uma da Refinaria Petroquímica. A expectativa das empresas é contribuir para o aumento de consumo projetado para até 2032 e para o déficit de derivados existente no país (BE Petróleo, 2018)⁴.

Na comparação dos preços de realização interna e de referência internacional para combustíveis,

³ De acordo com a UBS, a Replan operou a taxa de 45% da sua capacidade total após um incidente ocorrido em agosto de 2018. A Petrobras, controladora da Replan, ainda não tem estimativas para um aumento consistente da taxa de utilização da refinaria.

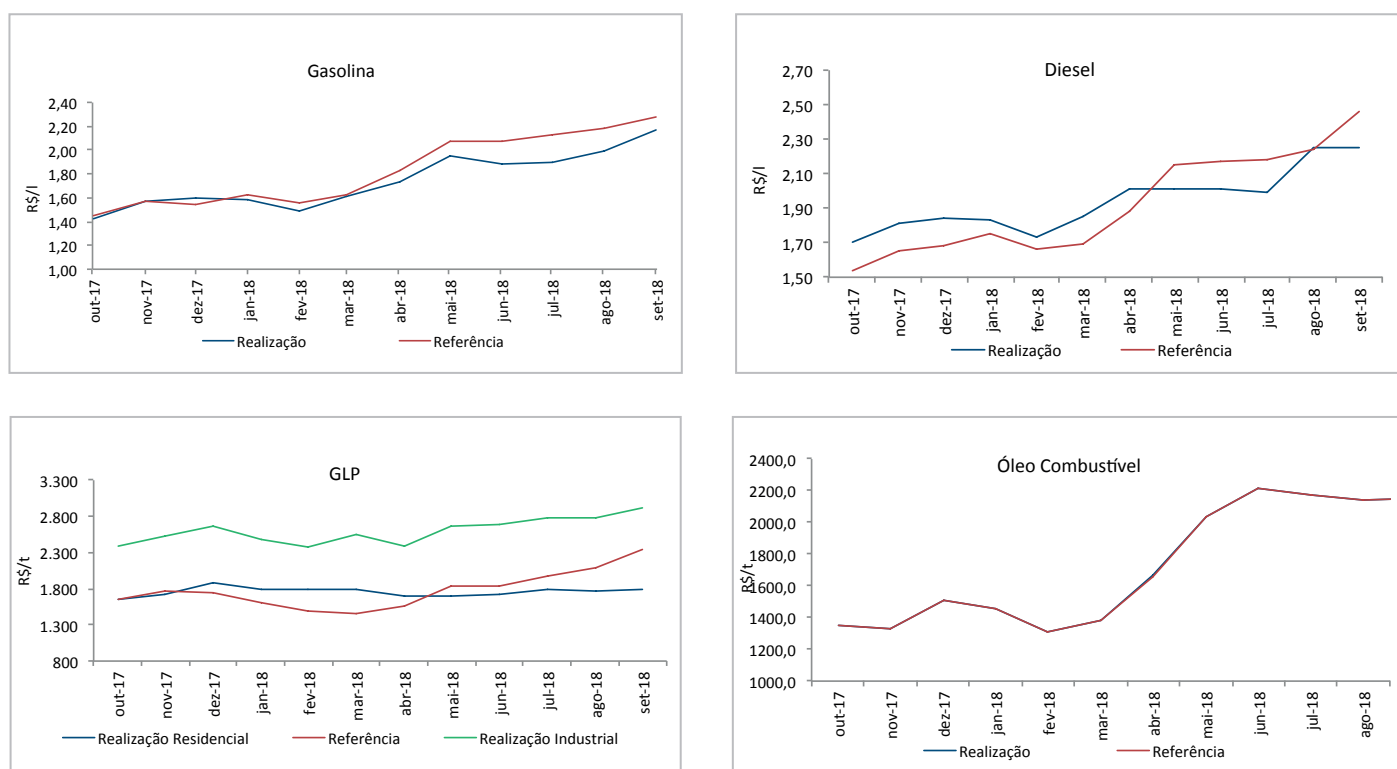
⁴ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/quatro-novas-refinarias-privadas-em-estudo-no-pais/>

todos os derivados em análise tiveram preço de realização interna inferior ao de referência internacional⁵. De fato, a política de subvenção ao preço do diesel permitiu que o preço do energético se apresentasse favorável no mercado interno frente ao externo desde junho desse ano. De acordo com economistas do Ibre/FGV, as previsões de cotação do dólar e preço de petróleo para 2019 mais baixas corroboram com o fim do programa de subven-

ção, agendado para 31 de dezembro de 2018. Eles ainda afirmaram que o custo total da medida ficou em torno de R\$ 13,5 bilhões em 2018 (Valor, 2018)⁶.

Concomitantemente, em setembro de 2018, os preços para gasolina comum e diesel S10 praticados por postos de combustíveis no Brasil também voltaram a crescer. A Figura 2.5 apresenta um histórico anual desses preços.

Figura 2.4: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)

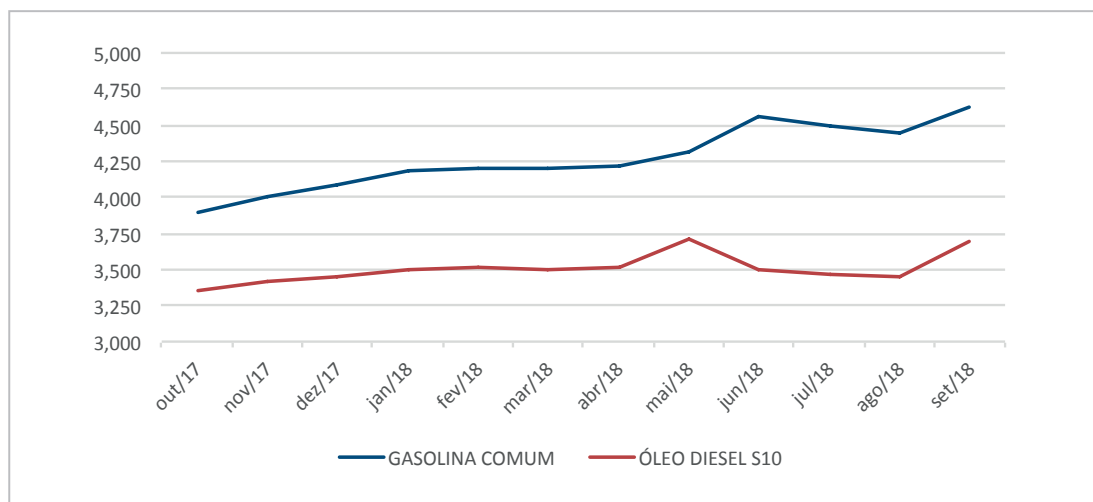


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

⁵ O óleo combustível segue a equidade na formulação de seus preços desde novembro de 2016 e, por isso, não consta nas figuras apresentadas.

⁶ <https://www.valor.com.br/brasil/5979565/cenario-permite-fim-do-subsidio-ao-diesel>

Figura 2.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel S10 no Brasil (R\$)



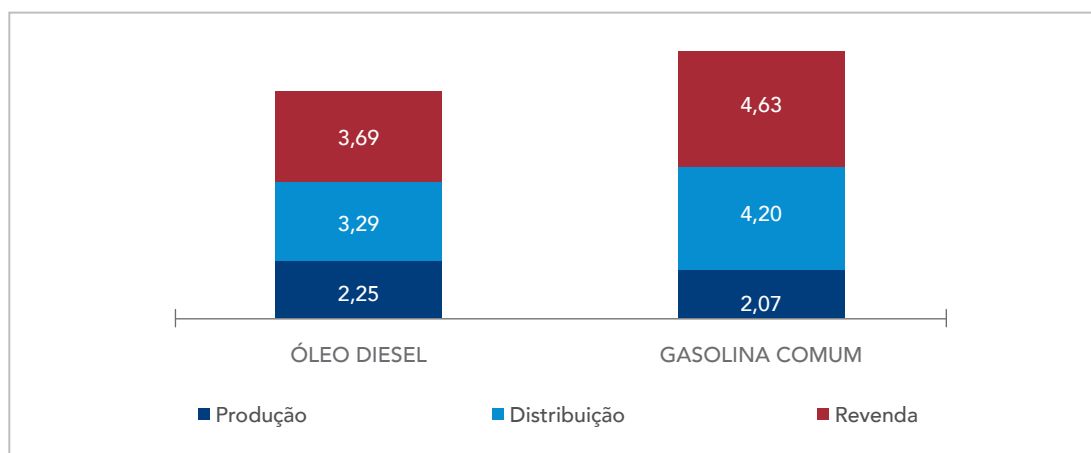
Fonte: ANP, 2018.

C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

O acompanhamento do histórico de preços permite observar os pontos de influência governamental na precificação, como o programa de subvenção ao diesel, que concedeu a Petrobras o pagamento de R\$ 1,05 bilhão referente ao 1º período da 3ª fase do programa (mês de agosto) e outro R\$ 1,18 bilhão referente ao 2º período também da 3ª fase do programa (mês de setembro).

A ANP já disponibiliza desde 2002, entretanto, um acompanhamento dos preços e margens de comercialização de combustíveis baseado no regime de liberdade de preços dos diferentes segmentos de mercado: a produção, a distribuição e a revenda. A Figura 2.6 ilustra um exemplo de como a agência endereça a composição dos preços. Os dados são referentes a setembro de 2018.

Figura 2.6 – Formação de preços de combustíveis em setembro (média nacional em R\$)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do MME.

Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO⁷

No mês de agosto de 2018, a produção de gás natural houve retração de 8,3% referente ao mês anterior, produzindo 106,4 MMm³/d, isso ocorreu devido ao impacto da parada programada da Plataforma de Mexilhão.

A produção indisponível, proveniente da reinjeção, queima, consumo interno e absorção em UPGN's houve um acréscimo de 0,7% do total. Com isso, a oferta de gás natural decresceu 17,3%, ficando

disponível 47,8 MMm³/d, bem abaixo da média anual. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.1.

A reinjeção de gás e o consumo interno teve um acréscimo de 5,1% e 0,8% respectivamente. Já a queima e a absorção em UPGN's houve uma queda, os valores são respectivamente de 3,1 e 3,8 MMm³/d, estando abaixo da média anual. No gráfico 3.1 pode-se observar a produção indisponível nos últimos 12 meses.

Tabela 3.1: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

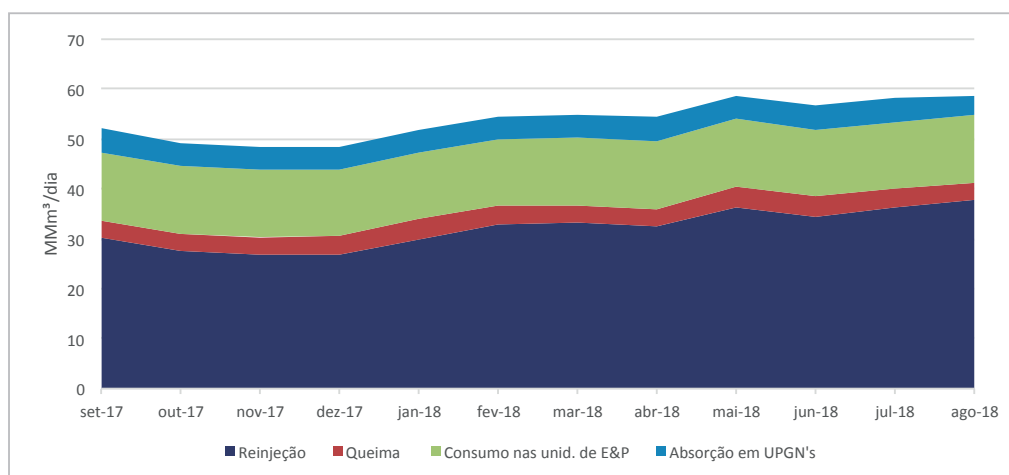
	ago-18	ago-18/jul-18	Média Anual*
Prod. Nacional Bruta	106,4	-8,3%	111,9
Reinjeção	38,0	5,1%	32,1
Queima	3,1	-19,3%	3,7
Consumo interno em E&P	13,6	0,8%	13,5
Absorção em UPGN's	3,8	-17,5%	4,5
Subtotal	58,5	0,7%	53,8
Oferta de gás nacional	47,8	-17,3%	58,1
Oferta nacional/Prod. Bruta	45,0%	-9,8%	51,9%

*Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

⁷ Os dados mensais explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

Gráfico 3.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Dentre a importação de gás natural, para o gás via gasoduto Bolívia, o volume permaneceu praticamente estável, com um aumento de 1,8%, já o GNL houve um acréscimo significativo de 53,4%, o volume de regaseificação passou de 13,4 MMm³/d para 20,5 MMm³/d, a maior desde 2015.

O aumento da regaseificação ocorreu para atender a demanda necessária influenciada pela parada

programada da plataforma do campo de Mexilhão, que impactou na oferta de gás natural ao longo do mês de agosto. O terminal responsável pelo acréscimo foi da Baía de Guanabara, que no mês anterior regaseificou 0,41 MMm³/d, passando para 8,03 MMm³/d em agosto, após muitos meses de ociosidade⁸. Na tabela 3.2 pode-se analisar os dados em maiores detalhes.

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

	ago-18	ago-18/jul-18	Média Anual*
Gasoduto	24,1	1,8%	24,1
GNL	20,5	53,4%	7,2
Total	44,6	20,5%	31,3

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação as eleições no Brasil, de acordo com o ministro da Bolívia, Luiz Sanchez, o novo governo do presidente Jair Bolsonaro, não afetará as exportações de gás natural boliviano ao Brasil. O contrato com o

Brasil pode não terminar em 2019 e de acordo com as cotas pode ser estendido até 2024 e é nisso que a Petrobras e o governo boliviano estão negociando. Ademais, Sanchez mostrou interesse no mercado

⁸ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/agosto-tem-a-maior-regaseificacao-de-gnl-desde-2015/>

brasileiro despontando que a YPFB tem interesse de entrar no mercado minoritário de distribuição de gás no Brasil⁹.

Cabe ressaltar também o interesse Argentino no Brasil. A Argentina que já foi exportadora de gás para o Brasil, planeja aumentar sua produção de gás para voltar a exportar para as regiões vizinhas até 2020 ou 2022, quando atingirá gradualmente um nível substantivo de produção. Esse volume virá das jazidas de Vaca Muerta, que tem um preço conveniente. O objetivo principal atualmente é deixar de importar gás da Bolívia¹⁰.

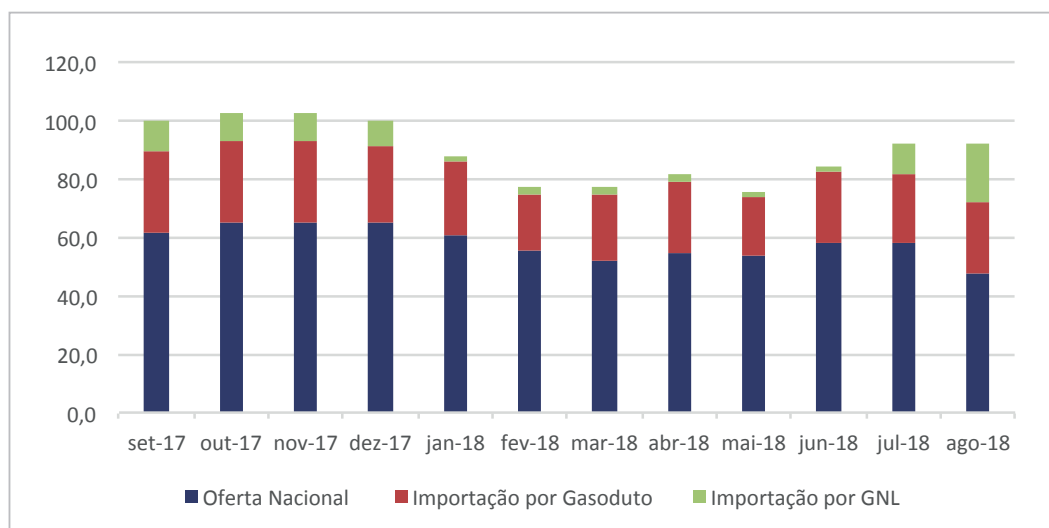
Além disso, haverá um leilão de contratação de potência de reservas de novas térmicas a gás natural no Nordeste que deverá ocorrer no primeiro

trimestre de 2019. Segundo estudos feitos pela EPE e ONS fundamentam a necessidade de contratação de potência naquela região, caracterizada nos últimos anos por forte crescimento de fontes de produção intermitente (eólica e solar) e baixo nível dos reservatórios hidrelétricos¹¹.

A importação de gás natural teve um aumento de 20,5% em relação ao mês anterior, no total de 44,6 MMm³/d e a oferta nacional uma queda de 17,3%. Analisando o Gráfico 3.2, verifica-se a oferta total de gás no mercado nacional, mostrando a oferta nacional e a importação de gasoduto e GNL.

Analisando o gráfico acima, no mês de agosto foram disponibilizados ao mercado o volume total de 92,4 milhões de m³/dia.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

⁹ <https://g1.globo.com/economia/noticia/2018/11/01/exportacao-de-gas-ao-brasil-continuara-mesmo-com-bolsonaro-diz-ministro-da-bolivia.ghtml>

¹⁰ <https://www.abegas.org.br/porta/?p=69414>

¹¹ <https://www.abegas.org.br/porta/?p=69391>

B) CONSUMO

O volume de gás natural consumido no país apresentou um decaimento de 3,3% no mês de agosto, sendo consumido um total de 86,6 MMm³/dia, devido principalmente ao menor consumo por parte do segmento termelétrico, com queda de 9%, como é possível observar na Tabela 3.3. Além do GEE, o setor residencial e comercial também apresentou uma queda, consumido 1,4 e 0,9 MMm³/d, mas se

mantiveram acima da média anual. O setor automotivo teve um acréscimo de 4,8%, sendo consumido 6,2 MMm³/d, acima da média anual. Este aumento está relacionado à competitividade dos preços do combustível e ao incremento das conversões para o uso do GNV após a greve dos caminhoneiros ocorrida no primeiro semestre do ano. O setor industrial e cogeração também tiveram um acréscimo.

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

	ago-18	ago-18/jul-18	Média Anual*
Industrial	41,5	0,4%	40,2
Automotivo	6,2	4,8%	5,8
Residencial	1,4	-6,7%	1,2
Comercial	0,9	-6,5%	0,8
GEE	33,4	-9,0%	32,9
Cogeração	2,8	7,3%	2,8
Total	86,6	-3,3%	83,8

* Média dos últimos 12 meses

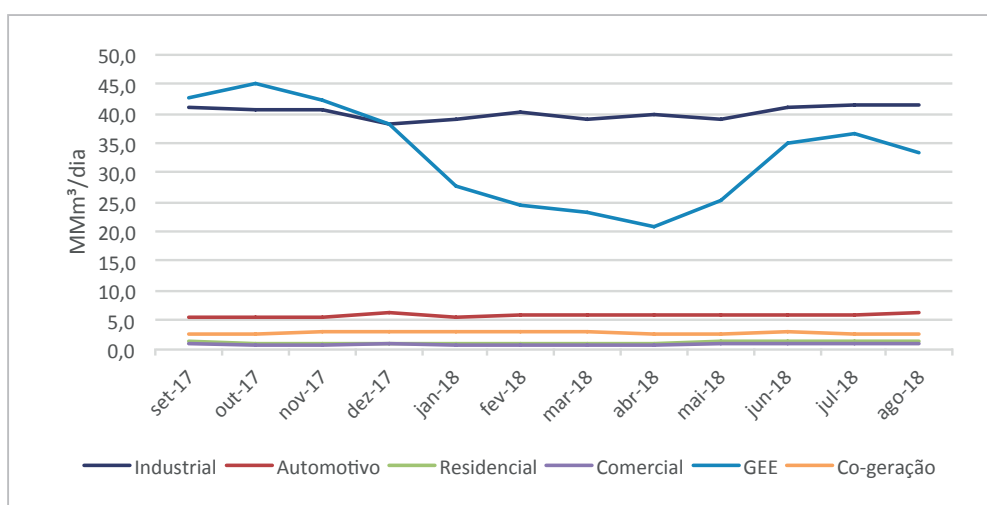
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Cabe ressaltar, que ainda neste mês, a Abegas realizará encontro no Rio de Janeiro em que discutirá políticas para estimular uma maior utilização do GNV. Entre as propostas está a criação de corredores

logísticos para veículos de transporte de carga¹².

No gráfico 3.3, pode-se analisar o histórico dos últimos 12 meses do consumo de gás natural por setor.

Gráfico 3.3: Oferta total de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹² <https://epoca.globo.com/expresso/consumo-do-gas-natural-veicular-gnv-cresce-135-23220300>

Como mostrado o consumo industrial é o maior desde o início do ano e o consumo de GEE obteve uma queda.

O estado de Santa Catarina é um consumidor do gás boliviano, assim como o Rio Grande do Sul e o Paraná. Estes estados buscam alternativas no horizonte próximo. A principal delas é a construção do Terminal Gás Sul (TGS), no Porto de São Francisco do Sul, cujo licenciamento está próximo de ser concedido. O projeto, situado no município de São Francisco do Sul, terá capacidade de regaseificação de até 15 milhões de m³/dia e se conectará com o trecho sul do Gasbol, adianta o diretor de Desenvolvimento de Negócios da Golar Power, Edson Real¹³. A Golar é a companhia responsável pelo empreendimento, que deve receber investimentos de aproximadamente US\$ 120 milhões, ou cerca de R\$ 480 milhões. O TGS deverá ter uma configuração semelhante ao terminal de GNL da Bahia, além de um gasoduto submarino, de cerca de 2 km, ligando a unidade de regaseificação, por meio da Baía de Barbitonga, ao município de

Itapoá e de lá, seria conectado ao Gasbol.

Além desse projeto, a Companhia de gás de Santa Catarina está esperançosa na chamada pública coordenada com as demais distribuidoras do Centro-Sul do país. A expectativa é que esse processo possa dar oportunidade à empresa de conseguir realizar os planos de expansão da oferta. Hoje, todo o volume, de até 2 milhões de m³/dia do insumo, vai, principalmente, para o segmento industrial, que absorve o gás que o estado recebe por intermédio da Petrobras – a principal supridora atualmente.

C) PREÇOS

Avaliando o preço do gás natural no mercado internacional, todos obtiveram acréscimo de preço do gás natural. O valor nos Estados Unidos, Japão e na Europa foram de 3 US\$/MMBTU, 10,9 US\$/MMBTU e 7,8 US\$/MMBTU respectivamente. O preço do gás comercializado nacionalmente apresentou um acréscimo nos valores de GNL e do *city gate* em relação ao mês de julho, de 8,3% e 6,9% respectivamente, como é possível observar na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

		ago-18	ago-18/jul-18	Média Anual*
	Henry Hub	3,0	5,6%	2,95
	GNL no Japão	10,9	3,6%	9,39
	NBP*	7,8	3,1%	7,03
	GNL no Brasil **	8,7	8,3%	7,61
	Gás Importado no Brasil ***	7,2	-0,5%	6,43
	PPT ****	4,2	-1,6%	4,32
	No City Gate	7,6	6,9%	7,60
Preços das distribuidoras ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	13,5	3,3%	16,10
	Indústria - 2.000 m ³ /dia *****	15,9	1,9%	16,54
	Indústria - 20.000 m ³ /dia *****	14,0	2,6%	14,52
	Indústria - 50.000 m ³ /dia *****	13,5	2,8%	14,01

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

* Média dos últimos 12 meses ** National Balancing Point (UK) *** Preço FOB

**** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte) ***** não inclui impostos

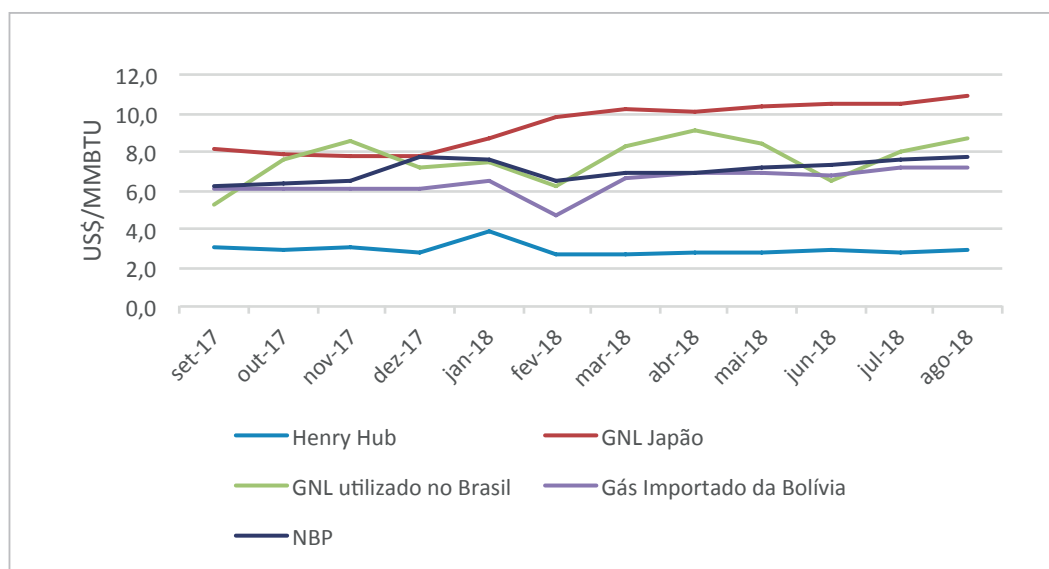
¹³ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/category/gas-natural/>

Já no Programa Prioritário Termelétrica (PTT) registrou-se queda de 1,6%, sendo comercializado a 4,2 US\$/MMBTU e no gás importado vindo do gasoduto da Bolívia uma pequena queda de 0,5% fechando a 7,2 US\$/MMBTU.

No Gráfico 3.4 pode-se ver o histórico comparativo dos últimos 12 meses a variação dos preços de gás natural internacionais e do Brasil.

O preço das distribuidoras para o consumidor final aumentou em todas as faixas de consumo. O valor do GNV foi de 13,5 US\$/MMBTU. Para a indústria, o consumo de 2.000 m³/d, 20.000 m³/d e 50.000 m³/d o valor foi de 15,9 US\$/MMBTU 14,0 US\$/MMBTU e 13,5 US\$/MMBTU respectivamente.

Gráfico 3.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) MAIORES INFORMAÇÕES

Depois de mais de um ano de deliberação, a Secretaria de Energia e Mineração de São Paulo definiu o percentual mínimo obrigatório de inserção de biometano na rede de gás canalizado, que precisará ser atendido pelas concessionárias paulistas Comgás, GasBrasiliano e Gas Natural Fenosa. Estas empresas deverão adicionar biometano em sua rede de gás 0,5%, 1% e 2% respectivamente¹⁴.

O principal potencial paulista para o biometano ser injetado é na área de concessão da Gas Brasiliano, no interior, onde há 66 usinas sucroalcooleiras a menos de 20 km do gasoduto, distância que permite que a produção de biogás – purificado para biometano – a partir dos resíduos sucroenergéticos (vinhaça principalmente) sejam conectados na rede ou mais facilmente transportados para ela. São Paulo tem

¹⁴ <https://www.abegas.org.br/portal/?p=69270>

potencial de produção de 5,5 milhões de Nm³/dia de biogás e de 2,9 milhões Nm³ de biometano. Além do setor sucroenergético, o biogás em São Paulo também pode ser proveniente de aterros, saneamento e resíduos agrossilvopastoris.

Outra importante notícia no setor é o impasse no congresso da Lei do Gás para crescer sobre uma reforma do marco regulatório do setor. Duas mudanças no texto do projeto de lei do gás prometem emperrar as pretensões de que a iniciativa avance durante a transição de governo¹⁵.

O impasse já está instalado há quase um ano, mas ganhou novos contornos depois que a ideia original de regulação do mercado livre foi desfeita e o substitutivo da Lei do Gás ganhou um novo artigo criando um fundo para financiar gasodutos. A perspectiva da criação de um fundo para fomentar a ampliação da malha de gasodutos do país pode impulsionar a atração de investimentos para o setor. Na dificuldade de encontrar um consenso entre agentes, o relator pediu a retirada do projeto da pauta de reunião, a intenção é que a matéria volte ainda este ano.

Para amenizar conflitos, a ANP abriu consultas públicas para emplacar as mudanças. O órgão vai discutir nos próximos meses temas como a desverticalização do setor, acesso a infraestruturas essenciais e harmonização das regulações estaduais. A expectativa, no entanto, é que propostas só se tornem concretas em 2019.

Outra lei que está sendo votada é sobre o investimento em fontes renováveis. A Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, da Câmara dos Deputados, aprovou proposta que estabelece investimento de 1% do valor bruto de produção de cada campo por empresas de petróleo e gás em pesquisa, desenvolvimento e inovação em energia. A novidade é que, deste 1%, metade deverá ser destinada ao desenvolvimento de fontes renováveis. Agora, o projeto segue para análise nas comissões de Minas e Energia e de Constituição e Justiça e Cidadania. O estímulo deve ser não só para a produção, mas também deve contemplar a transmissão e distribuição da energia destas fontes¹⁶.

A proposta é válida para os contratos de grande volume de produção ou grande rentabilidade e inclui ainda um novo escopo para a atuação da ANP que, além de fiscalizar as atividades de petróleo, gás e biocombustíveis, passaria a ser responsável também por estimular pesquisa na área de fontes renováveis.

¹⁵ <https://www.valor.com.br/brasil/5975973/mudancas-no-texto-original-emperram-lei-do-gas>

¹⁶ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/setor-de-oleo-e-gas-pode-ser-obrigado-a-investir-em-renovaveis/>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

A safra de cana-de-açúcar da região Centro-Sul, em geral, termina em dezembro, no entanto, cerca de 75% das usinas devem adiantar o final da safra 2018/19, segundo a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar). A produção deste ciclo foi afetada por uma longa estiagem, que imprimiu um ritmo acelerado de colheita até o momento, além de uma redução da produtividade da cana. Com a antecipação do encerramento da safra, é esperada uma longa entressafra.

A safra deste ano foi marcada por um perfil mais alcooleiro, com a maior destinação da cana para a produção de etanol, em detrimento do açúcar, uma vez que esta commodity apresentou desvalorização de preços no mercado internacional.

A Conab estima que sejam produzidos 30,41 bilhões de litros de etanol na safra 2017/18, o que representa um aumento de 11,6% em relação à safra anterior. O aumento mais expressivo é para o etanol hidratado, que deverá

ser de 18,0%, alcançando uma produção de 19,17 bilhões de litros, enquanto o etanol anidro deverá ter uma produção de 11,24 bilhões de litros, com um incremento de 2,2%.

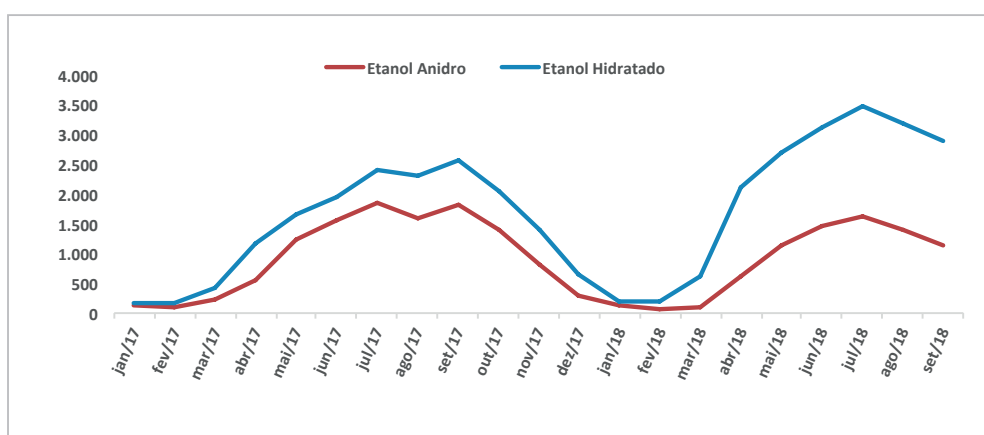
A produção total de etanol (anidro e hidratado) caiu 11,7% entre agosto/18 e setembro/18, em função da proximidade do fim da safra. O volume de etanol anidro produzido em setembro/18 foi 18% inferior ao mês de agosto/18 e 37% inferior ao mesmo mês do ano passado (setembro/17). No acumulado do ano, a produção de etanol anidro, em 2018, está 15,5% abaixo da de 2017. No caso do etanol hidratado, o volume produzido em setembro/18 (2,9 bilhões de litros) foi 9,0% inferior à produção de agosto/18, mas ficou 12,8% acima do volume produzido no mesmo mês do ano passado (setembro/17). No acumulado de 2018, o hidratado acumula uma produção 44,3% superior ao mesmo período de 2017. A política de preços da Petrobras vem favorecendo a competitividade do etanol hidratado frente à gasolina, contribuindo para o aumento do consumo e da oferta do biocombustível.

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

Biocombustível	set-18	acum-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	1.134,2	7.626,0	-18,0%	-37,0%	-15,5%
Etanol Hidratado	2.893,7	18.441,0	-9,0%	12,8%	44,3%
Total Etanol	4.027,8	26.067,0	-11,7%	-7,8%	19,6%
Biodiesel	482,3	3.883,2	-0,8%	21,0%	24,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

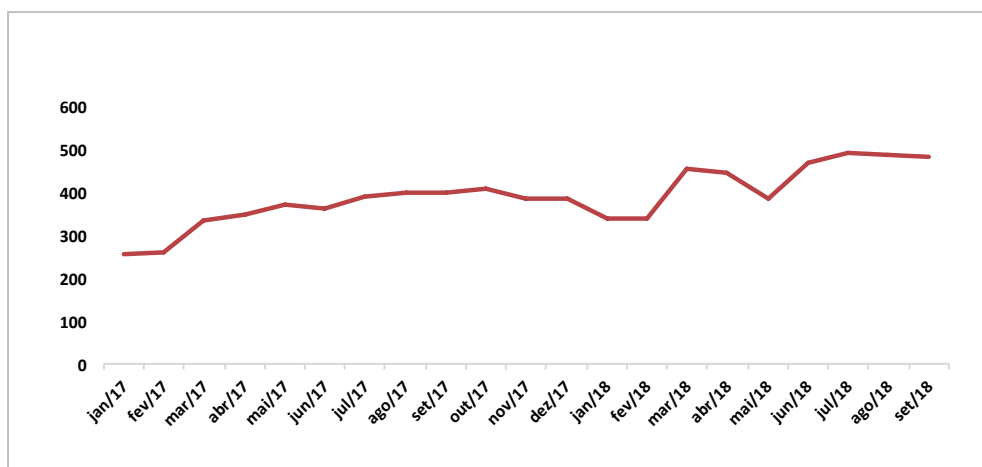
Em setembro/18, foram produzidos 482,3 milhões de litros de biodiesel, volume 0,8% abaixo da produção do mês anterior (agosto/18). Na comparação com o ano de 2017, houve aumento de 21,0% em relação ao mês de setembro/17, e 24,8% quando se compara a produção acumulada de janeiro a setembro. O aumento do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março de 2018, e o aumento da demanda por óleo diesel, em 2018, contribuíram para os resultados positivos, em comparação a 2017.

Em 2018, já foram produzidos 3,9 bilhões de litros de biodiesel. A Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais) estima uma produção

de 5,5 bilhões de litros de biodiesel em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017.

O CNPE publicou, no dia 08 de novembro, a Resolução nº 16/2018, que define os próximos passos da evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final. De acordo com o texto da resolução, a partir de junho de 2019, todo o diesel comercializado no Brasil deverá conter 11% de biodiesel. Em março de 2020, a mistura obrigatória passa a ser de 12%, devendo ser incrementada em 1% ao ano até alcançar o B15 em 2023.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



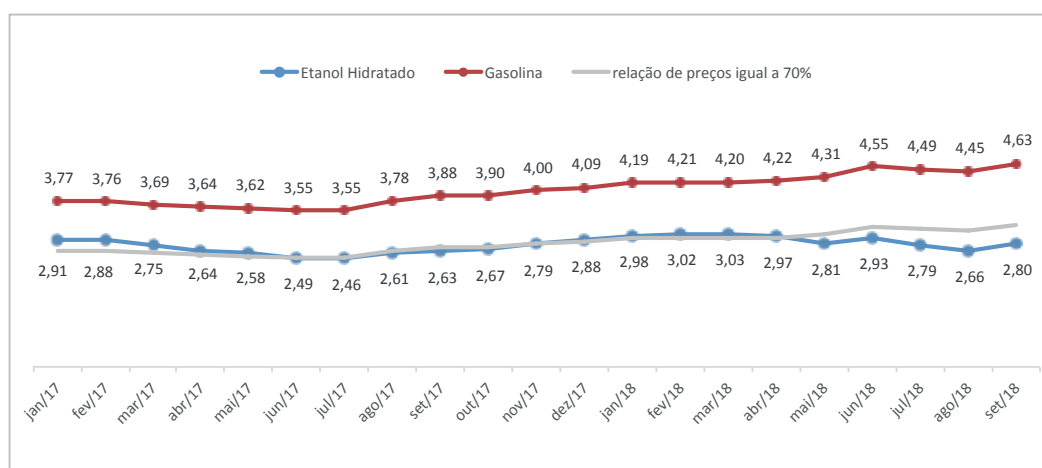
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

Após alguns meses de queda, os preços do etanol subiram, em setembro, como uma resposta natural à redução da produção. Além disso, com o aumento dos preços da gasolina, ficou vantajoso abastecer com o etanol, o que levou ao aumento da procura pelo biocombustível. A maior demanda pelo etanol, portanto, também ajudou a elevar a sua cotação. A tendência esperada para os próximos meses é de aumento de preços, pelo menos, até o início da nova safra (2019/2020).

Em setembro/18, o etanol hidratado foi cotado em R\$ 2,80 por litro (preço médio de revenda no país), valor 5,3% acima do preço médio de agosto/18 (R\$ 2,66 o litro), enquanto o litro da gasolina apresentou preço médio de R\$ 4,63, valor 4,0% superior ao do mês anterior (R\$ 4,45). Apesar de proporcionalmente, o preço médio do biocombustível ter subido mais do que o da gasolina, a relação de preços entre o hidratado e a gasolina se manteve em 60%, na média do país, o que é favorável ao etanol.

Gráfico 4.3 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final, em R\$/l



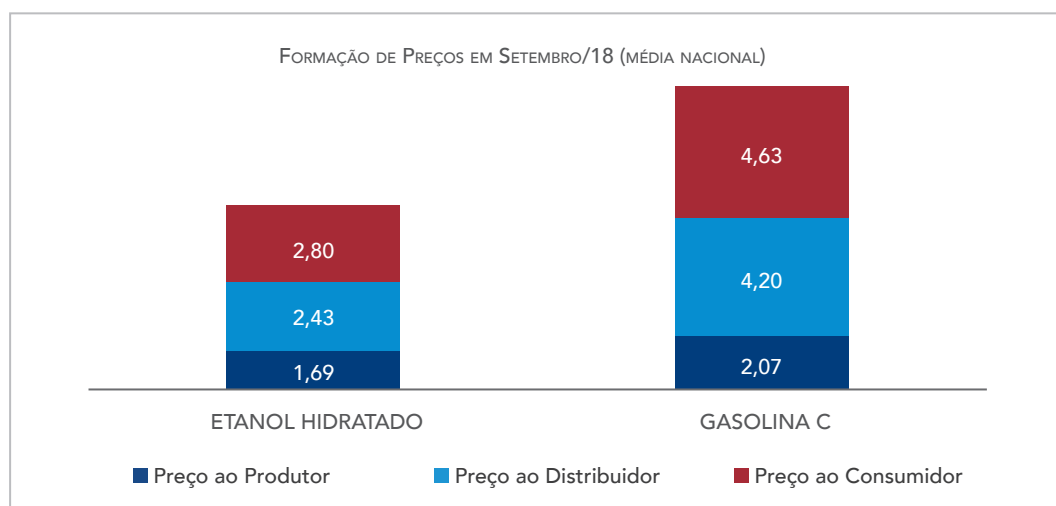
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Em setembro/18, o etanol hidratado, custou, em média, R\$ 1,69 ao produtor, R\$ 2,43 ao distribuidor e R\$ 2,80 ao consumidor. Enquanto o preço ao produtor registrou alta de 16,6% entre agosto e setembro, os preços ao distribuidor e ao consumidor aumentaram, respectivamente, 7,4% (R\$ 2,26 em agosto) e 5,3% (R\$ 2,66 em agosto). A gasolina comum (contendo 27% de etanol anidro)

apresentou preços médios de R\$ 2,07 ao produtor, R\$ 4,20 ao distribuidor e R\$ 4,63 ao consumidor final.

Analisando os preços por região, em setembro, o biocombustível esteve com preços médios abaixo de 70% do preço da gasolina nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Gráfico 4.4 – Formação de preços de etanol hidratado e gasolina em setembro (média nacional)



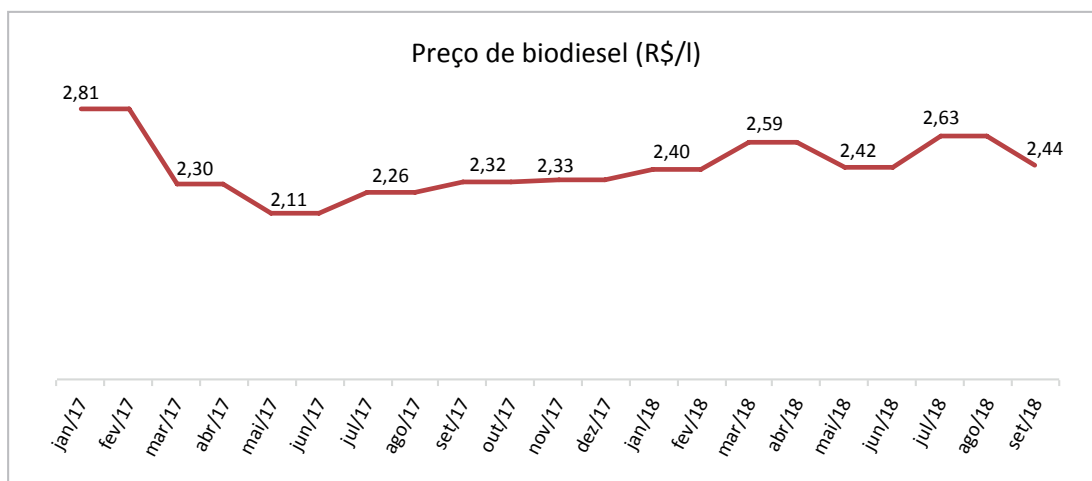
Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, MME e ESALQ

No 62º Leilão da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de setembro e outubro, o biodiesel foi negociado ao preço médio de R\$ 2,44, valor 7,3% abaixo do preço médio dos meses de julho e agosto.

Em março de 2018, o biodiesel passou a ser adicionado em 10% ao óleo diesel. A adição do biocom-

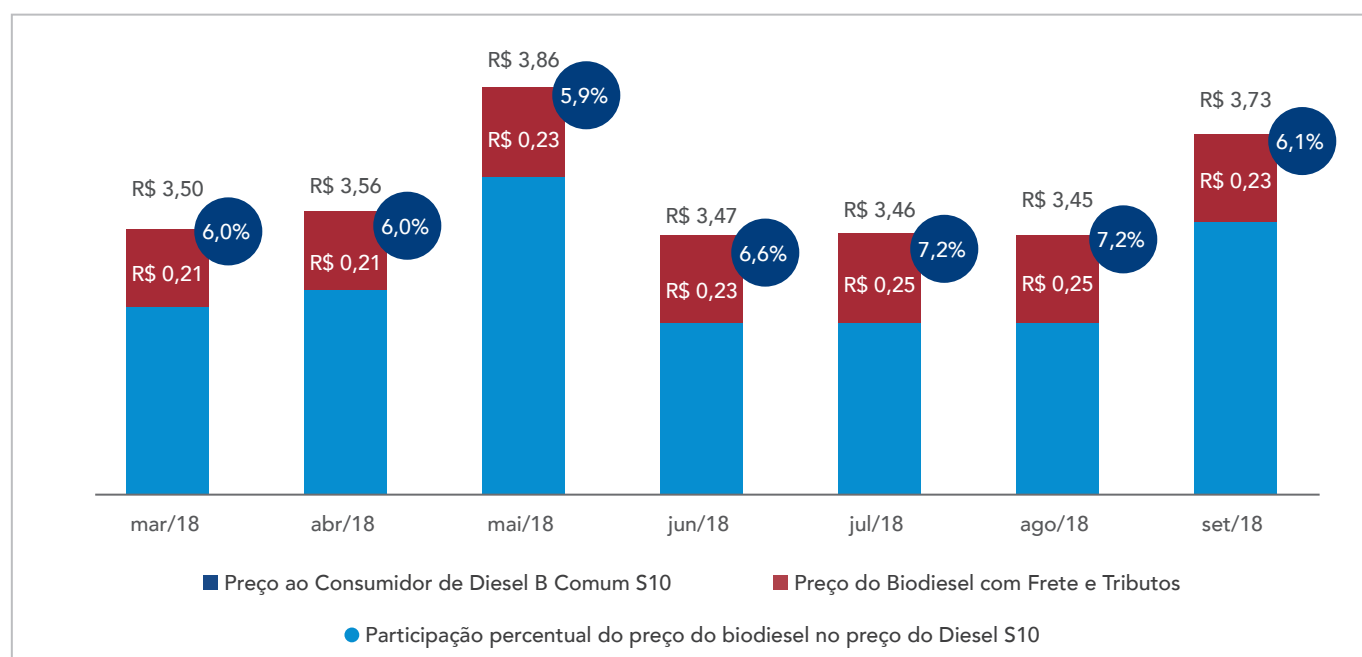
bustível envolveu um custo de aproximadamente R\$ 0,23, em setembro/18, valor que representou 6,1% do preço final do diesel ao consumidor, voltando ao patamar de representatividade de antes da greve dos caminhoneiros, ocorrida em maio de 2018. Os dados apresentados referem-se ao Diesel S-10, porém a representatividade do biodiesel no Diesel S-500 é semelhante.

Gráfico 4.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP, em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.6 – Participação do biodiesel na composição de preços do Diesel B S10



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

O consumo de etanol anidro, em setembro/18, caiu 9,5% em relação ao mês anterior (agosto/18), enquanto o de etanol hidratado caiu apenas 1,2%. Em relação ao mesmo mês do ano passado (setembro/17), as vendas de anidro caíram 17,4%, enquanto as de etanol aumentaram em 37,3%. De janeiro a setembro de 2018, as vendas de anidro acumulam uma queda de 13,5% em relação a 2017, ao passo que as de hidratado aumentaram em 41,3%.

Os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, em conjunto com o aumento da oferta de biocombustível no país, vêm contribuindo para o aumento da competitividade do etanol hidratado em relação ao derivado fóssil,

levando ao aumento da preferência do consumidor pelo biocombustível.

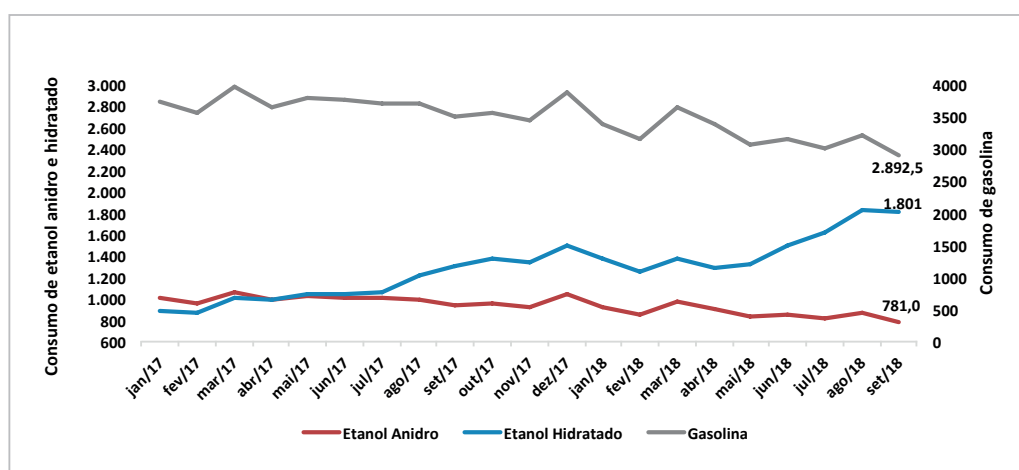
O consumo de biodiesel, em setembro/18, registrou queda de 8,1% na comparação com o mês de agosto/18, como consequência da redução das vendas de óleo diesel, em função de aumentos de preços do combustível. Em relação a setembro/17, o consumo de biodiesel aumentou 23,0%, e, no acumulado do ano, registra alta de 24,5%. Os aumentos de preços do diesel e a greve dos caminhoneiros prejudicaram as vendas do combustível nos últimos meses, mas o aumento da adição de biodiesel no combustível fóssil, passando de 8% para 10%, em março deste ano, contribuiu para o crescimento do consumo do biocombustível em 2018, em comparação a 2017.

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

Biocombustível	set-18	acum-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	781,0	7.783,3	-9,5%	-17,4%	-13,5%
Etanol Hidratado	1.800,7	13.321,3	-1,2%	37,3%	41,3%
Total Etanol	2.581,7	21.104,6	-3,9%	14,4%	14,5%
Biodiesel	477,8	3.980,3	-8,1%	23,0%	24,5%

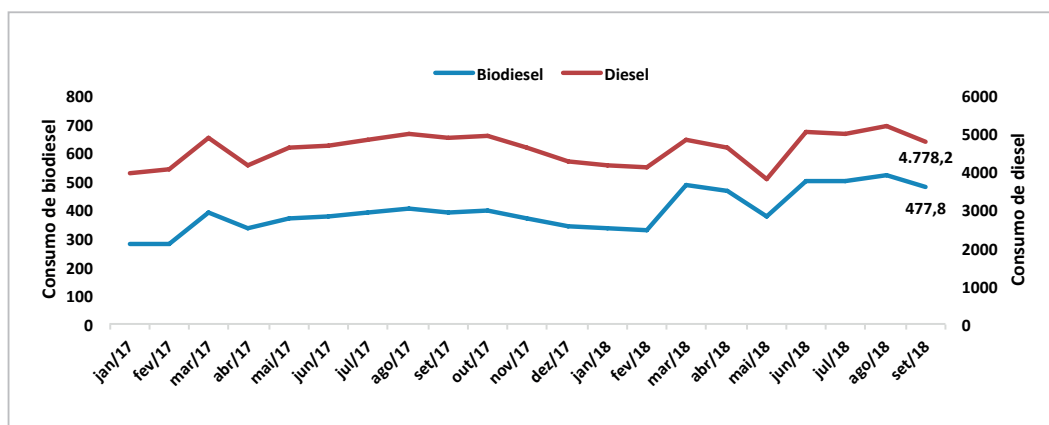
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.7 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.8 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em setembro/18, foram importados apenas 5,7 milhões de litros de etanol (anidro e hidratado), volume 88,1% inferior aos 47,7 milhões de litros, internalizados em agosto/18. Na comparação com o mês de setembro de 2017, o Brasil importou 94,8% menos etanol, e, no acumulado de janeiro a setembro, as importações de 2018 estão 11,6% abaixo das de 2017. Além do aumento da oferta de biocombustível nacional na safra deste ano, a taxa sobre as importações que excedem 150 milhões de litros por trimestre, implementada em agosto de 2017, contribuiu para a redução das compras externas.

As exportações brasileiras estiveram aquecidas em agosto e setembro, favorecidas pelo fator cambial e pelo aumento da competitividade do biocombustível diante de elevações nas cotações do petróleo,

de acordo com a Conab. O aumento da produção do etanol também contribuiu para o aumento das exportações. Em setembro/18, o Brasil exportou 177 milhões de litros de etanol, volume 32,9% inferior ao de agosto/18, mas 23,2% acima do mesmo mês do ano passado (setembro/17). No acumulado do ano, as exportações de 2018 superaram em 8,9% as de 2017.

Em setembro/18, as exportações superaram as importações em 171,4 milhões de litros. Em termos monetários, as receitas superaram as despesas em US\$ 81,9 MM (US\$ FOB).

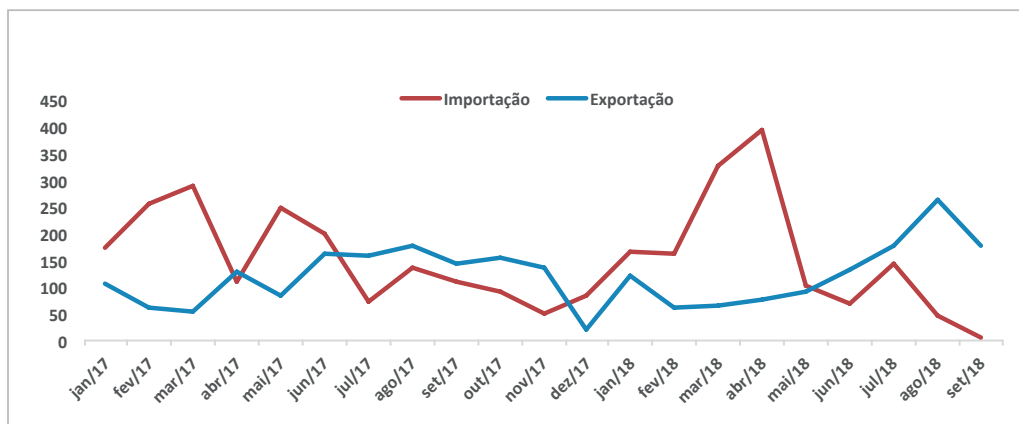
No acumulado de janeiro a setembro de 2018, entraram no país 245,3 milhões de litros a mais do que saíram, mas o aumento das exportações permitiu um superávit de US\$ 31,7 MM (US\$ FOB) na balança comercial do biocombustível neste ano.

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

Etanol	set-18	acum-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	acum-18/acum-17
Importação	5,7	1.413,7	-88,1%	-94,8%	-11,6%
Exportação	177,0	1.168,4	-32,9%	23,2%	8,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.9 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros







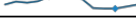
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DEMANDA

Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SE/CO	38.115,29	1,92%	-0,39%		37.398,05	38.263,82
S	10.806,97	-2,39%	-2,03%		11.071,74	11.030,56
NE	10.842,32	2,11%	5,56%		10.618,38	10.271,30
N	5.469,91	2,07%	-4,07%		5.358,90	5.701,96
SIN	65.234,49	1,22%	-0,05%		64.447,07	65.267,64

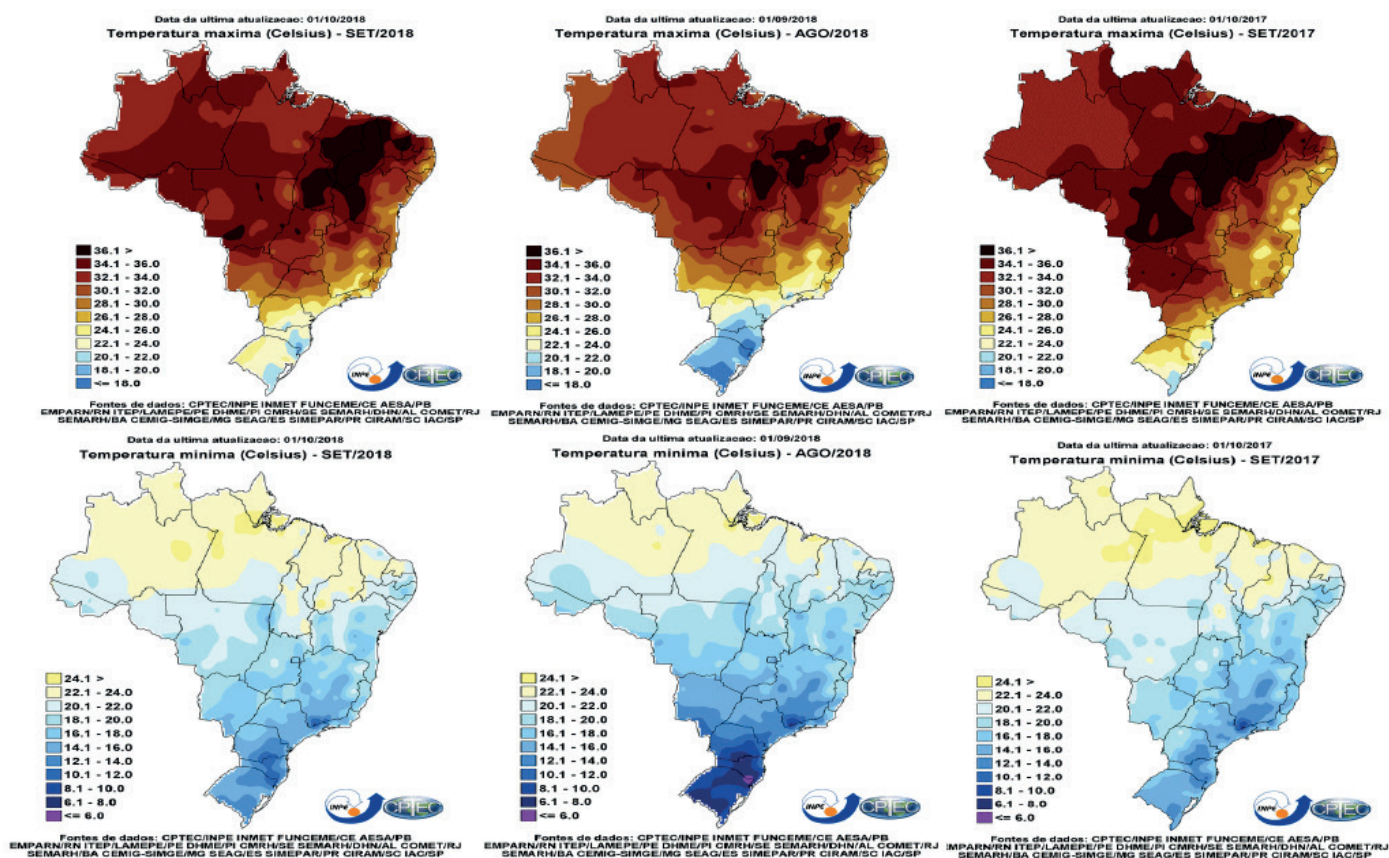
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Na comparação com agosto de 2018, houve um aumento de 1,22% no consumo de energia do SIN. Variações positivas foram observadas no NE, N, e SE/CO, sendo estas 2,11%, 2,07% e 1,92% respectivamente. O S apresentou uma redução de

2,39%. Esse ligeiro aumento pode estar associado a um aumento das temperaturas, como pode ser observado na Figura 5.1. Na comparação anual, o consumo de energia foi praticamente constante, apresentando uma ligeira redução de 0,05%.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para set/18, ago/18 e set/17



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de setembro aumentou em 0,65%, face ao aumento de carga também observado nesse mês. Embora a geração hidráulica seja a principal fornecedora de energia, entre agosto e setembro houve uma redução de 1,54%. Essa redução foi compensada pelo aumento da geração térmica, eólica e solar, 3,48%, 6,26% e 13,83% respectivamente. O maior uso de térmicas contribuiu para o aumento das emissões, fazendo com que o fator de emissão de

GEE (tCO₂/MWh) aumentasse em 0,08 %.

Na comparação anual, observa-se uma redução de 0,30% na geração total. As gerações térmicas e hidráulicas apresentaram uma redução de 8,71% e 0,46%. Vale a pena destacar o crescimento da geração eólica e solar, 7,51% e 286,20%. A diminuição da geração térmica, consequentemente, contribuiu para uma redução de 5,06% do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh).

Tabela 5.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SE/CO	Hidráulica	16.753,25	-9,50%	-8,17%		18.510,98	18.242,78
	Nuclear	2.012,14	-0,47%	47,83%		2.021,55	1.361,09
	Térmica	8.642,50	13,70%	-14,72%		7.600,90	10.134,53
	Eólica	7,36	-69,32%	-55,07%		23,99	16,38
	Solar	133,28	14,53%	1439,10%		116,37	8,66
	Total	27.548,53	-2,57%	-7,44%		28.273,78	29.763,44
S	Hidráulica	9.243,48	41,63%	38,39%		6.526,63	6.679,51
	Térmica	1.356,54	-17,93%	6,11%		1.652,97	1.278,46
	Eólica	812,61	0,13%	3,83%		811,54	782,61
	Solar	0,34	-11,81%	-25,99%		0,39	0,46
	Total	11.412,97	26,93%	30,57%		8.991,53	8.741,05
NE	Hidráulica	1.775,71	-1,20%	11,78%		1.797,23	1.588,61
	Térmica	2.740,46	-1,64%	-21,31%		2.786,29	3.482,44
	Eólica	6.685,49	7,06%	8,15%		6.244,45	6.181,72
	Solar	276,97	13,54%	184,96%		243,95	97,20
	Total	11.478,63	3,67%	1,13%		11.071,92	11.349,96
N	Hidráulica	3.800,00	-8,50%	-9,95%		4.152,93	4.219,67
	Térmica	3.086,43	-5,12%	26,46%		3.252,90	2.440,67
	Eólica	192,78	16,96%	7,11%		164,83	179,99
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	7.079,21	-6,49%	3,49%		7.570,66	6.840,32
Itaipu		7.229,50	-14,17%	-12,38%		8.422,99	8.250,60
Total	Hidráulica	38.801,94	-1,54%	-0,46%		39.410,75	38.981,17
	Nuclear	2.012,14	-0,47%	47,83%		2.021,55	1.361,09
	Térmica	15.825,93	3,48%	-8,71%		15.293,05	17.336,09
	Eólica	7.698,24	6,26%	7,51%		7.244,82	7.160,70
	Solar	410,59	13,83%	286,20%		360,70	106,31
SIN		64.748,84	0,65%	-0,30%		64.330,87	64.945,36

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Tabela 5.3: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)

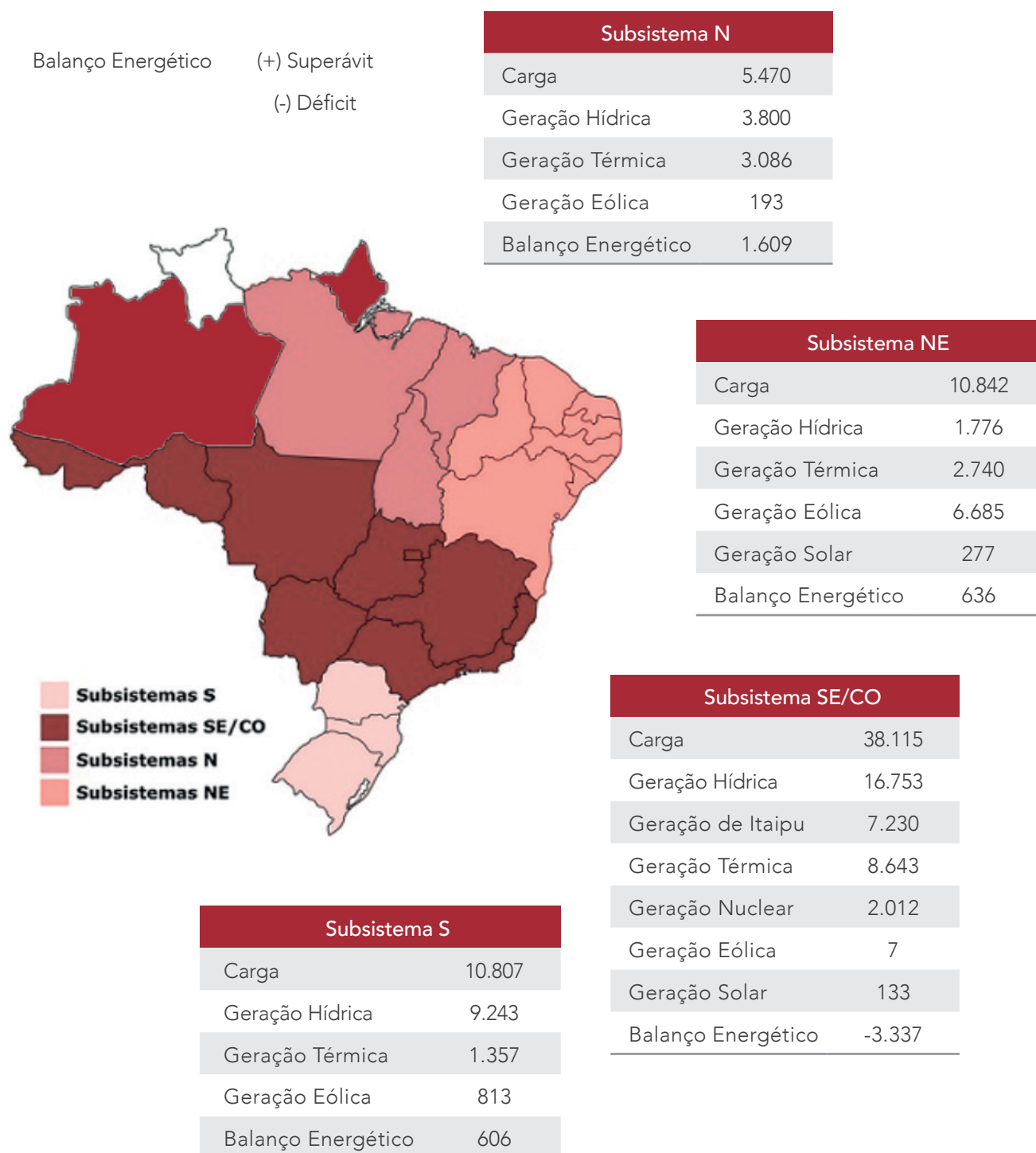
	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SIN	0,1182	0,08%	-5,06%		0,1181	0,1245

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.4, no mês de setembro de 2018 o subsistema SE/CO foi deficitário, precisando receber assim 3.337 MWMed. A maior parte dessa energia foi suprida pelo subsistema N, superavi-

tário em 1.609 MWMed. Além disso, o NE forneceu 636 MWMed, o S gerou 606 MWMed acima de sua carga e de forma complementar, foram importados na forma de intercâmbio internacional 486 MWMed.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
S - SE/CO	1.091,64	155,58%	155,38%		-1.964,02	-1.971,16
Internacional - S	486,14	319,09%	52,71%		116,00	318,35
N - NE	238,98	-32,14%	312,16%		352,16	-112,64
N - SE/CO	1.370,34	-26,31%	9,54%		1.859,60	1.251,00
SE/CO - NE	-875,28	-8,64%	9,39%		-805,70	-966,02

* Tendências nos últimos 12 meses

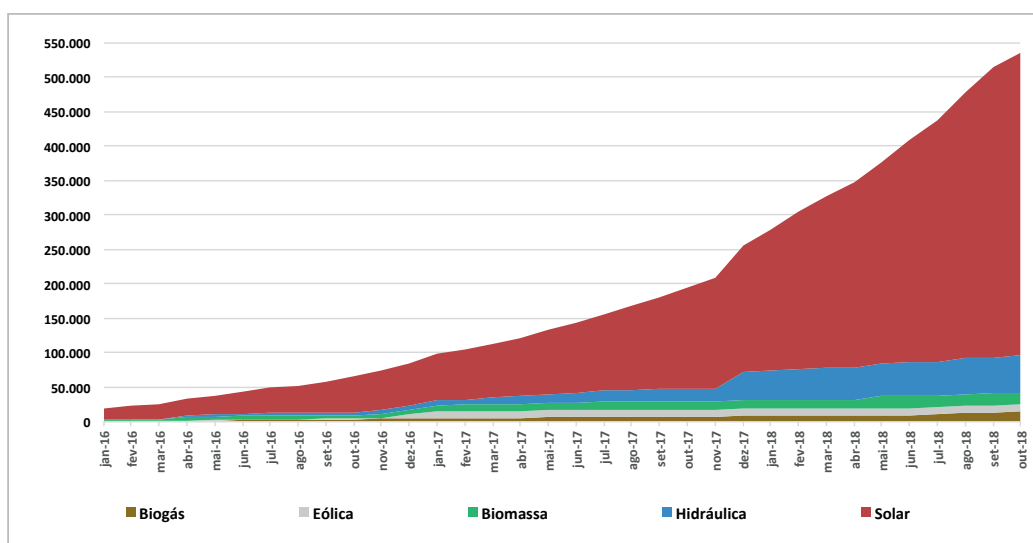
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A micro e mini geração distribuída continua sendo expandida pelos consumidores e agentes do setor elétrico (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). No mês de outubro, entraram em operação mais 20,1 MW de geração descentralizada a partir de fontes renováveis, com 2,5% referente a biogás, 15,7% hidráulica e 81,8% solar

fotovoltaica. Dessa forma, atingiu o valor global de 538,3 MW de operação nos sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD) de energia, sendo 81,9% via solar fotovoltaica, 10,3% hidráulicas, 3,2% e 2,7% de participação térmica a biomassa e a biogás, respectivamente, e 1,9% de geração eólica. – vide Figura 5.3.

Figura 5.3: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A geração distribuída continua com crescimento expressivo e avançou 3,9% em relação ao mês de setembro. No que diz respeito ao perfil de consumo, a geração distribuída apresenta as seguintes modalidades: 70,1% geração na própria unidade consumidora, 26,7% autoconsumo remoto, 3,1% geração compartilhada e 0,1% múltiplas unidades consumidoras.

Nesta edição do boletim de conjuntura energética, a FGV Energia apresenta a Tabela 5.5 com o ranking das distribuidoras que possuem maior número acumulado de prosumers¹⁸ e como evoluiu entre outubro de 2017 até 2018 o perfil das modalidades de consumo entre as empresas.

Tabela 5.5: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

RANKING 2018	RANKING 2017	DISTRIBUIDORAS	OUTUBRO de 2018				
			Autoconsumo Remoto	Geração Compartilhada	Geração na Própria UC	Múltiplas UC	Total
1º	1º	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	66.830	3.028	64.433	487	134.779
2º	4º	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	6.584	14	30.573	8	37.179
3º	6º	COPEL DISTRIBUICAO S.A.	37	-	33.330	-	33.368
4º	3º	CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A	6.365	1.320	24.071	25	31.780
5º	2º	COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	9.380	5.161	16.261	-	30.803
6º	7º	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	2.988	52	20.655	10	23.704
7º	5º	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	6.325	-	15.065	-	21.390
8º	8º	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	7.151	91	12.785	-	20.027
9º	9º	CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	3.683	4	12.484	-	16.171
10º	11º	RIO GRANDE ENERGIA SA	2.143	-	13.858	-	16.001
15º	10º	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	3.474	-	6.440	-	9.914
		OUTRAS DISTRIBUIDORAS	28.843	6.788	127.566	28	163.225
TOTAL			143.804	16.457	377.522	558	538.341

RANKING 2017	RANKING 2018	DISTRIBUIDORAS	OUTUBRO de 2017				
			Autoconsumo Remoto	Geração Compartilhada	Geração na Própria UC	Múltiplas UC	Total
1º	1º	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	11.804	1.005	25.874	-	38.683
2º	5º	COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	5.629	5.000	10.379	-	21.008
3º	4º	CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A	2.084	1.320	9.644	-	13.048
4º	2º	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	2.584	10	8.433	8	11.035
5º	7º	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	5.855	-	4.830	-	10.685
6º	3º	COPEL DISTRIBUICAO S.A.	-	-	10.215	-	10.215
7º	6º	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	1.267	52	8.244	-	9.563
8º	8º	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	5.141	68	3.774	-	8.984
9º	9º	CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	1.122	-	5.325	-	6.447
10º	15º	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	2.745	-	3.564	-	6.309
11º	10º	RIO GRANDE ENERGIA SA	1.051	-	4.051	-	5.102
		OUTRAS DISTRIBUIDORAS	7.941	5.060	44.589	5	57.594
TOTAL			47.222	12.514	138.924	13	198.673
VARIAÇÃO ACUMULADO OUT-18/OUT-17			204,5%	31,5%	171,7%	4342,4%	171,0%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

¹⁸ Prosumer é um termo originado do inglês que provém da junção de producer (produtor) + consumer (consumidor) ou professional (profissional) + consumer (consumidor).

- A CEMIG mantém a liderança nos dois períodos como a concessionária que apresenta o maior número de conexões e também maior taxa de crescimento para o período (+248,4%)
- A Companhia Energética do Ceará era a 2ª do ranking até 2017, assumindo a posição a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., contudo cabe destacar que a Companhia Energética do Ceará é a distribuidora que apresenta mais capacidade instalada na modalidade geração compartilhada.
- Apesar do perfil de geração na própria unidade consumidora ainda ser o dominante no mercado, desde a alteração da resolução normativa nº 482 pela nº 687, outras modalidades de consumo foram criadas e contribuíram para a disseminação da geração distribuída, como exemplo a taxa de expansão do autoconsumo remoto (+204,5%).

F) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.6: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	set-18		set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18		set-17	
SE/CO	16.273,00	82,80%	-4,08%	27,12%		16.965,00	83,19%	12.801,00	65,63%
S	11.784,00	97,88%	143,42%	326,34%		4.841,00	46,94%	2.764,00	22,89%
NE	1.219,00	40,10%	-7,37%	36,35%		1.316,00	38,70%	894,00	29,22%
N	1.655,00	72,01%	-28,91%	40,02%		2.328,00	72,17%	1.182,00	58,18%
SIN	30.931,00	-	21,54%	75,34%		25.450,00	-	17.641,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses

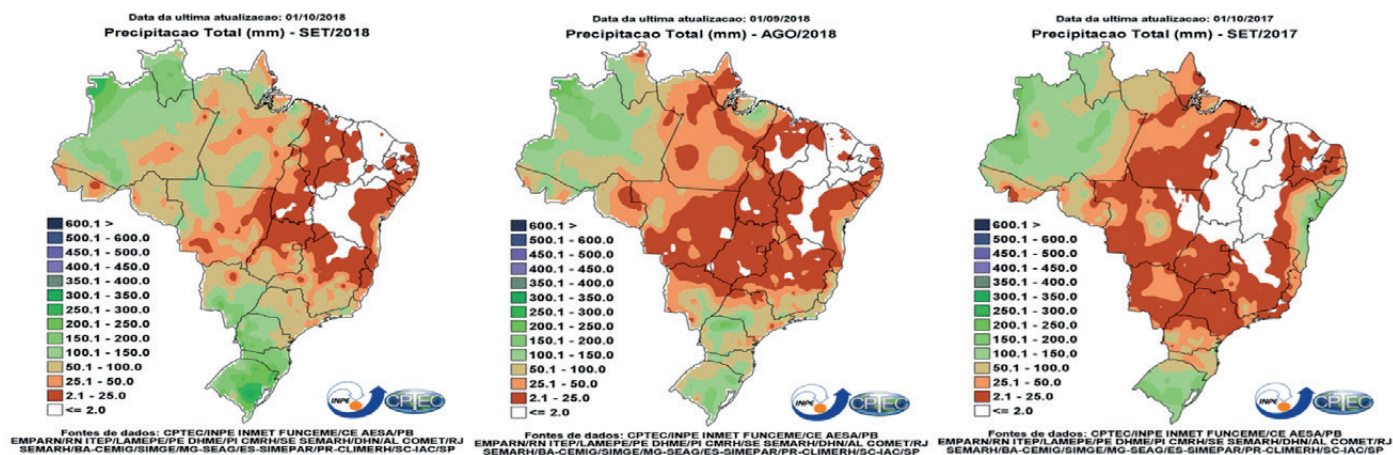
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Através da Figura 5.4, na comparação com o mês de agosto de 2018, pode-se perceber uma leve melhora da precipitação total, fazendo com que a disponibilidade hídrica aumentasse 21,54% no SIN. No subsistema S, praticamente todo o território possui precipitação maior que 100.1 mm. Dessa forma, a ENA disponível aumentou em 143,42% entre os meses de agosto e setembro nesse subsistema. Nos outros, apesar de uma melhora na preci-

pitação, a ENA variou negativamente. As reduções observadas foram 4,08% no SE/CO, 7,37% no NE e 28,91% no N. Além disso, vale a pena destacar que a situação da disponibilidade hídrica é bastante delicada, como indica a relação entre ENA e MLT¹⁹. Em todos os subsistemas, a ENA esteve abaixo da média histórica, SE/CO (82,80%), S (97,88%), NE (40,10%) e N (72,01%).

¹⁹ A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Figura 5.4: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para set/18, ago/18 e set/17.

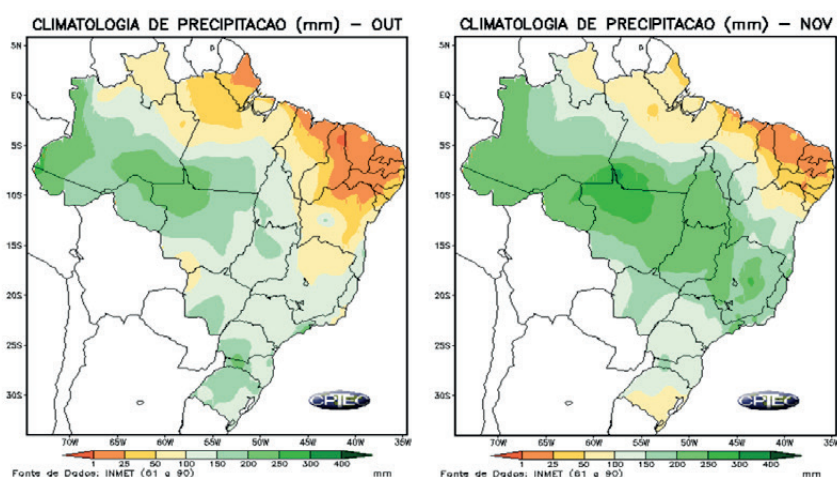


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de setembro de 2018 foi melhor do que a de setembro de 2017, pois houve um aumento de 75,34%. Todas as ENAs tiveram uma variação positiva, com destaque para a do S, com uma variação de 326,34%.

A Figura 5.5 apresenta a pluviosidade média para os meses de outubro e novembro de 2018, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação, acompanhando o final do período seco. Dessa maneira, a expectativa é que a disponibilidade hídrica melhore até o final do ano.

Figura 5.5: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para outubro e novembro



Fonte: CPTEC/INPE

G) ESTOQUE

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de agosto e setembro, foi registrado uma redução de 13,90% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, fazendo com que o volume de água armazenado seja apenas 26,64% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. O subsistema S foi o único que apresentou acúmulo de EAR, atingindo 48,36% da capacidade do reservatório. Nos outros subsistemas houve uma redução da EAR de 18,02% no SE/CO, 10,15% no NE e 25,72% no N.

Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se um aumento na EAR de 16,81%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 4.784 MWmês para 14.874 MWmês, o que representou uma variação de 210,91%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 28,70% da capacidade do reservatório nesse subsistema. No N e no S, também foi possível observar um aumento da EAR. Por outro lado, houve uma redução de 5,15% no S no SE/CO, subsistema com maior capacidade de armazenamento.

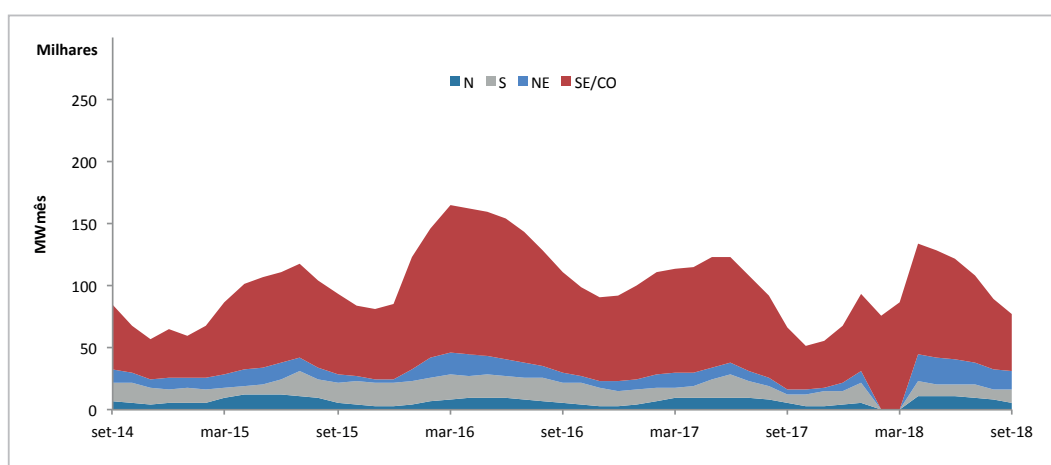
Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	set-18		set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18		set-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	46.692	22,97%	-18,02%	-5,15%		56.955	28,02%	49.225	24,21%
S	9.720	48,36%	18,99%	33,72%		8.169	40,64%	7.269	36,16%
NE	14.874	28,70%	-10,15%	210,91%		16.555	31,94%	4.784	9,23%
N	6.040	40,14%	-25,72%	22,79%		8.131	54,04%	4.919	32,70%
SIN	77.326	26,64%	-13,90%	16,81%		89.810	30,94%	66.197	22,80%

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

H) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de agosto e setembro de 2018 o CMO médio caiu aproximadamente 41% em todos os subsistemas, chegando a 449,65 R\$/MWh nos

subsistemas SE/CO, S e NE. No subsistema N o CMO foi de R\$ 450,19 por MWh, como pode ser observado na Tabela 5.8. Quando comparado com setembro de 2017, a redução observada cerca de 25%.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal - R\$/MWh

	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SE/CO	449,65	-41,33%	-25,96%		766,41	607,32
S	449,65	-41,33%	-25,96%		766,41	607,32
NE	449,65	-41,33%	-25,96%		766,41	607,32
N	450,19	-41,26%	-25,87%		766,41	607,32

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.9, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 5 distribuidoras. Além disso, 3 permissionárias tiveram suas tarifas atualizadas.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária CEB (DF) que atende 1,1 milhão de unidades consumidoras no Distrito Federal teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de outubro de 2018 em 6,50% em média, sendo 6,18% para os consumidores da baixa tensão e 7,31% para os consumidores da alta tensão.

A AmE, que atende a 998 mil unidades consumidoras localizadas no Amazonas, teve reajuste médio de 11,78% na alta tensão e 16,78% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 14,89% nas tarifas a partir de 1º de novembro de 2018.

Atendendo a 165 mil unidades consumidoras localizadas no estado de Roraima, a Boa Vista Energia teve suas tarifas reajustadas em 38,90% para

os consumidores da baixa tensão e em 37,03% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 38,50% nas tarifas de energia. As novas tarifas da Boa Vista Energia entraram em vigor em 1º de novembro de 2018.

Com 36.694 mil unidades consumidoras, a CHESP teve suas tarifas médias reajustadas em 1,51%, sendo 1,80% o efeito médio na baixa tensão e 0,12% o efeito médio na alta tensão. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de novembro de 2018.

A CEEE-D, que atende 1.716,054 de unidades consumidoras no Rio Grande do Sul, teve um reajuste tarifário médio de 7,35%, sendo 8,32% na baixa tensão e 5,24% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 22 de novembro de 2018.

Além das distribuidoras, a ANEEL atualizou a tarifa de 3 permissionárias de energia elétrica. As permissionárias e os respectivos efeitos médios para o consumidor são: Ceral Anitápolis (SC), 10%; Cerim (SP), 10%; Cetril (SP), 12,95%.

Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CEB Distribuição	Companhia Energética de Brasília	DF	6,50%	22/nov
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia	AM	14,89%	01/nov
Boa Vista Energia S.A	Eletrobras Distribuição Roraima	RR	38,50%	01/nov
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	1,51%	22/nov
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	7,35%	22/nov

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) EXPANSÃO

No período de 15 de novembro de 2018 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 23.032 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10,

até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 2.479,70 MW, sendo aproximadamente 20% em termelétrica, 2% em Biomassa, 15% em Solar, 29% em hidrelétrica, 2% em PCH e 32% em eólica.

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	499,74	796,38	2.100,79	1.334,50	50,00	-	4.781
Biomassa	50,00	100,82	246,87	715,65	-	3.523,70	4.637
Solar	374,80	497,26	30	694,00	494,86	-	2.091
Hidrelétrica	711,11	3.402,54	1.833	32,00	71,22	35,18	6.085
PCH	58,40	96,69	365,79	525,77	230,54	31,05	1.308
Eólica	785,65	1.726,40	222,90	-	487,10	906,93	4.129
Total	2.479,70	6.620,09	4.799,68	3.301,92	1.333,72	4.496,86	23.032

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) concedeu anuência prévia as operações de transferência de controle de distribuidoras de energia do grupo Eletrobras, como Cepisa, Ceron e Eletroacre. No dia 23/11, a Aneel autorizou a transferência de controle societário da Boa Vista Energia S.A para a Oliveira Energia e Serviços Ltda. O contrato de concessão da Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron) foi assinado com o Grupo Energisa no dia 30/10, na sede da ANEEL, em Brasília. A distribuidora Ceron possui 639.040 unidades consumidoras no estado de Rondônia. O Contrato de Concessão da Companhia Energética do Piauí (CEPISA) foi assinado no dia 18/10 com a empresa Equatorial Energia.

Devido às dificuldades financeiras enfrentadas pela Eletrosul e o risco iminente de não cumprimento das obrigações, a ANEEL decidiu manter a caducidade da concessão do contrato relativo a novas linhas de transmissão no Rio Grande do Sul. Nesse caso, esses empreendimentos serão incluídos no próximo Leilão de Transmissão (Leilão nº 4/2018), a ser realizado em 20 de dezembro de 2018. Segundo o diretor da ANEEL, Efrain Pereira da Cruz, essas decisões transmitem um sinal claro para o mercado, de que a ANEEL estará atenta ao cumprimento dos prazos editalícios, sobretudo em obras estruturantes do setor.

Com relação as medidas tomadas sobre leilões de energia existente e novos empreendimentos, dois fatos podem ser destacados. Primeiro, a ANEEL homologou parcialmente o resultado do Leilão A-6 de 2018 destinado à contratação de novos empreendimentos de geração a partir das fontes hidrelétrica, eólica e termelétrica a carvão, a gás natural e a biomassa no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O certame realizado no dia 31/8 deste ano comercializou 168.033.684,00 MWh, num total de R\$ 23,6 bilhões transacionados – preço de venda médio de R\$ 140,87 por MWh, e deságio de 46,89%. O início de suprimento está previsto para 1º de janeiro de 2024. Segundo, os Leilões de Geração de Energia Existente “A-1” e “A-2” serão realizados no dia 7/12 na sede da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em São Paulo, por meio de sistema eletrônico. Serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade, para energia proveniente de fonte termelétrica a biomassa e a gás natural, sendo que para o empreendimento a biomassa, o CCEAR será diferenciado por Custo Variável Unitário – CVU igual a zero ou diferente de zero; e por quantidade, para energia proveniente das demais fontes. O período de suprimento de ener-

gia elétrica iniciará em janeiro de 2019 e término em dezembro de 2020, para o Leilão A-1 de 2018; e em janeiro de 2020 e término em dezembro de 2021, para o Leilão A-2 de 2018.

Com respeito aos leilões de transmissão, a ANEEL aprovou no dia 13/11 o edital do leilão nº4/2018 que vai contratar 7.152 km de novas linhas de transmissão e 14.829 MVA em capacidade de transformação. A estimativa é de que as empresas vencedoras invistam R\$ 13,17 bilhões nas linhas, com geração de 28 mil empregos. No dia 20 de dezembro serão licitados 16 lotes de concessões, com investimentos nos Estados do Amapá, Amazonas, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins. Além disso, no dia 31/10, a ANEEL modificou a metodologia de cálculo da receita teto para leilões de transmissão para levar em conta referenciais de mercado sobre a proporção entre custo de capital próprio e custo do capital de terceiros. O regulamento define que o percentual de capital de terceiros na estrutura de capital não poderá ser inferior a 30% ou superior a 45%. Contudo, a estrutura de capital a ser definida pode ser atualizada a cada leilão de transmissão com os dados mais atuais.

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 94,6 mil km ² de área.	
	Etapas	Data	
	Sessão pública de apresentação das ofertas	29/03/18	
	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.	28/09/18	
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	28/09/18	
	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	
	Sessão pública de apresentação das ofertas	07/06/18	
	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	
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante	A partir de 02/05/2018	
	Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse	A partir de 20/07/2018	
	Apresentação de ofertas	A partir de 01/11/2018	
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.	
	Etapas	Data	
	Seminário técnico	15/08/18	
	Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção	10/08/18	
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	15/08/18	
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	27/08/18	
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	13/09/18	
	Sessão pública de apresentação das ofertas	28/09/18	
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 11/10/2018	
	Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; (2) garantia de oferta adicional prevista na seção 8.4, alínea (x), quando aplicável e (3) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	Até 26/11/2018	
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 26/11/2018	
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 19/12/2018	
	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapas	Data	
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019	
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
	Etapas	Data	
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019	
	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapas	Data	
	Realização da rodada (Previsão)	2020	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).	
	Etapas		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	Objeto	Tomada Pública de Contribuições nº 6/2018	
	Descrição	Coletar contribuições, dados e informações sobre promoção da concorrência e desverticalização na indústria de gás natural, assim como o aumento da oferta de gás natural ao mercado	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		05/10/2018 a 03/03/2019
	Modelos de independência		05/10/2018 a 04/12/2018
	Regras para a formalização do acesso concedido a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento de gás natural e terminais de regaseificação de GNL e conciliação e arbitramento		05/10/2018 a 04/12/2018
	Medidas para dar transparência às transações comerciais entre partes relacionadas, a fim de atender ao mercado cativo de gás natural		03/12/2018 a 17/01/2019
	"Pacto Nacional" entre a União e os Estados, para harmonização das regras de regulação do gás natural		03/12/2018 a 17/01/2019
	Programa de liberação de gás natural (Gas Release):		17/01/2019 a 03/03/2019
	Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 31/2018	
	Descrição	Divulgar minuta de Resolução que estabelece critérios para a realização de análises físico-químicas em amostras contraprova e amostras - testemunha de combustíveis, lubrificantes e graxas pelo Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT) da ANP para agentes externos e fixa preço público para os serviços.	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		Até 17/12/2018
	Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 28/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que regulamenta os procedimentos a serem adotados nos processos de cessão de contratos de E&P, nas alterações de controle societário e na constituição de garantias reais sobre direitos emergentes de contratos de E&P.	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		Até 05/12/2018
	Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 27/2018	
	Descrição	Apresentar a proposta de revisão das Resoluções ANP nº 37/2009 e 63/2014, que tratam das especificações e regras de controle da qualidade do querosene de aviação fóssil, alternativo e suas misturas. Ademais, em função da revisão das Resoluções supracitadas, a Audiência Pública objetiva apresentar adequações nas Resoluções ANP nº 17/2006 e 18/2006, que tratam das atividades de distribuição e revenda de combustíveis de aviação.	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		Até 05/12/2018

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	MME - Consulta Pública nº 62	
	Descrição	Plano Decenal de Expansão de Energia 2027	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		26/10/2018 à 27/11/2018
	Objeto	ANEEL - LEILÃO DE TRANSMISSÃO Nº 004/2018	
	Descrição	Contratação de 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	
	Etapas		Data
	Realização		20/12/18
	Objeto	ANEEL - Leilão A-1 e A-2 Existentes/2018	
	Descrição	Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes de 2018, previstos no art. 2º da Portaria MME nº 115, de 28 de março de 2018, denominados: I - Leilão de Energia Existente "A-1", de 2018; e II - Leilão de Energia Existente "A-2", de 2018;	
	Etapas		Data
	Realização		07/12/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 053/2018	
	Descrição	Obter subsídios para definição da forma de pagamento dos efeitos da repactuação do risco hidrológico das usinas do PROINFA e exame do recálculo dos ajustes financeiros do PROINFA-PCH-MRE efetuado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para os anos de 2013, 2014 e 2015.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 21/11/2018 a 10/12/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 052/2018	
	Descrição	Colher subsídios e informações adicionais para definir o orçamento e as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2019.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 14/11/2018 a 03/12/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 051/2018	
	Descrição	Colher subsídios e informações adicionais para a elaboração do Plano Anual de Aplicação de Recursos do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PAR PROCEL 2018.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 07/11/2018 a 27/11/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 048/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de cálculo da receita de venda da energia elétrica proveniente das Centrais de Geração Angra 1 e 2, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 25/10/2018 a 26/11/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 046/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão da regulamentação da continuidade do fornecimento na distribuição de energia elétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 04/10/2018 a 03/12/2018
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 007/2018	
	Descrição	Obter subsídios sobre o conceito de Leilão de Eficiência Energética e o conjunto de metodologias e premissas utilizado na Análise de Impacto Regulatório de projeto piloto a ser realizado em Roraima.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 09/11/2018 a 08/12/2018
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 016/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório sobre a revisão da Resolução Conjunta nº 04/2014, que trata do compartilhamento de infraestrutura com empresas de telecomunicações.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 26/09/2018 a 31/10/2018
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 018/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das regras de ressarcimento de valores dos estudos que compõem os leilões de transmissão de energia elétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 31/10/2018 a 31/12/2018
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 019/2018	
	Descrição	Obter subsídios à minuta de Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 22/2018 intitulado "Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente"	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 21/11/2018 a 05/01/2019



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