



BOLETIM

DE CONJUNTURA

DO SETOR

ENERGÉTICO

OPINIÃO

Sergio Trigo

Mecanismos de melhoria da qualidade regulatória

Diogo Lisbona e Larissa Resende

Expansão de térmicas a gás no Brasil: o que esperar para os próximos leilões?

Fernanda Corrêa e Fernanda Delgado

Os novos corredores energéticos e a guerra civil na Síria: velhos e novos atores

EDITORIAL

Privatizar ou não privatizar a Eletrobras, esta não é a questão!

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

André Lawson

Angélica Marcia dos Santos

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Isabella Vaz Leal da Costa

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

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

OPINIÃO

Mecanismos de melhoria da qualidade regulatória	04
Expansão de térmicas a gás no Brasil: o que esperar para os próximos leilões?.....	10
Os novos corredores energéticos e a guerra civil na Síria: velhos e novos atores	17

EDITORIAL

Privatizar ou não privatizar a Eletrobras, esta não é a questão!	24
--	----

PETRÓLEO

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	27
Derivados do Petróleo	32
Política de preços de derivados.....	35

GÁS NATURAL

Dados Gerais	37
Produção e Importação.....	38
Consumo	40
Preços	40
Prévia – Fevereiro 2018.....	41
Futuro	42

BIOCOMBUSTÍVEIS.....

Produção.....	43
Preços	45
Consumo	45
Importação e Exportação de etanol.....	47
Renovabio.....	48

SETOR ELÉTRICO.....

Disponibilidade.....	50
Análise da hidrologia de 2017	52
Demanda	54
Oferta	55
Balanco Energético	57
Estoque.....	58
Custo Marginal de Operação – CMO	59
Micro e Minigeração Distribuída.....	60
Expansão	61
Tarifas de Energia Elétrica.....	61
Leilões	63

ANEXO



OPINIÃO

Mecanismos de melhoria da qualidade regulatória

Por Sergio Trigo (ANP)

“Assim como as leis inúteis enfraquecem as leis necessárias, aquelas que se pode evitar enfraquecem a legislação”.

Montesquieu, em “O Espírito das Leis”, Livro 29, Capítulo 16

A REDEFINIÇÃO DO PAPEL DO ESTADO

A dificuldade de manutenção do *Welfare State* nos países desenvolvidos e do modelo desenvolvimentista em outros países, decorrente das crises econômicas da década de 1970, trouxe consigo a percepção da necessidade de mudança no modelo de atuação e de organização dos Estados. A pressão sobre as contas públicas afetou a capacidade da atuação estatal nos últimos anos do século XX, comprometendo o investimento e a qualidade dos serviços prestados.

Adicionalmente, a percepção da ineficiência do Estado na prestação de serviços e no desenvolvimento de atividades econômicas, comumente reforçada em momentos de crise econômica e social, acentuou os movimentos em favor da diminuição da burocracia estatal e da desregulação.

Nesse contexto, ganhou força a transferência de serviços públicos e atividades econômicas para

a iniciativa privada, por meio de processos de privatização. O afastamento do Estado do papel de produtor de bens e serviços, aliado a outras demandas sociais, ensejou a transformação da estrutura e o redesenho institucional do Estado em muitos países.

A redefinição do papel do Estado na economia e em suas relações com a sociedade, no entanto, não afasta a necessidade de se garantir o equilíbrio entre o interesse público e os objetivos perseguidos pelas sociedades empresárias, o que impulsionou o surgimento do “Estado Regulador”.

Nesse novo modelo, em vez de se ocupar da exploração direta de serviços públicos e do desenvolvimento de atividades econômicas, o Estado assumiu as funções de planejamento, regulação e fiscalização da iniciativa privada que explora as atividades concedidas.

A DINÂMICA DOS SISTEMAS REGULATÓRIOS

A regulação é definida de forma ampla, como o conjunto diversificado de instrumentos pelos quais os governos estabelecem requisitos para empresas e cidadãos. Regulações incluem leis, normas formais e informais e regras subordinadas emitidas em todos os níveis de governo, além de normas expedidas por órgãos não-governamentais ou autorregulados aos quais os governos tenham delegado poderes regulatórios¹.

Ao longo dos anos, as transformações tecnológicas, econômicas e a ampliação da concorrência em escala global passaram a exigir mudanças também na forma de intervenção regulatória, que se estendeu por um número cada vez maior de setores, na busca pelo bem-estar econômico e social.

O crescimento dos sistemas regulatórios, no entanto, pode trazer dificuldades ao ambiente de negócios e transformar-se em obstáculo ao atingimento dos objetivos sociais e econômicos a que se propõe, e que são a razão de ser do Estado.

Regulações ultrapassadas ou mal concebidas tendem a gerar sobrecargas administrativas capazes de afastar investimentos, criando barreiras desnecessárias ao comércio, ao investimento e à eficiência econômica. Sobrecargas administrativas referem-se a custos regulatórios na forma de solicitação de alvarás,

preenchimento de formulários e exigências excessivas de notificações ao governo (OCDE, 2007)².

De acordo com o diagnóstico da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE), o amadurecimento e a expansão dos sistemas de regulação deram origem a uma série de preocupações, tais como (i) o aumento da quantidade de regulamentos, dos custos de conformidade e das formalidades administrativas dela decorrentes; (ii) a criação de barreiras regulatórias; (iii) a qualidade do estoque regulatório existente; e (iv) a legitimidade do processo de regulação³.

Diante disso, o estímulo ao aprimoramento da qualidade regulatória e à redução de sobrecargas burocráticas tem se transformado em um dos pilares da atuação governamental nas últimas décadas. Incluído na agenda de diversos países e instituições, o tema decorre da preocupação com o acúmulo e a sobreposição de normas, e com os custos impostos pela regulamentação.

MELHORIA DA QUALIDADE REGULATÓRIA

A melhoria da qualidade da regulação e a redução da sobrecarga burocrática devem representar objetivos claros para a administração pública brasileira. Diminuir regulações, especialmente quando estas impõem encargos excessivos aos agentes econômicos ou à sociedade, é prática que deve ser incentivada.

¹ ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Recomendação do Conselho sobre Política Regulatória e Governança. Paris, 2012. 21 p

² ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Reduzindo Burocracia: estratégias nacionais de simplificação administrativa. Brasília, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Brasil, 2007. 124 p.

³ SILVA, Gustavo Henrique Trindade da. Performance regulatória: uma análise do Programa de Melhoria do Processo de Regulamentação da Anvisa no contexto da atual Agenda de Reforma Regulatória no Brasil. Brasília, 2013. 294 p.

O conceito de melhoria regulatória está relacionado aos esforços voltados para o incremento da qualidade da regulação. A promoção da melhoria regulatória pode se dar por meio da adoção de práticas e princípios, bem como da utilização de instrumentos que levarão ao aprimoramento da regulação existente. Passa, portanto, pela diminuição da burocracia para os negócios, pela edição de regulamentos baseados em evidências, pela promoção da concorrência e do funcionamento dos mercados e pelo aumento da participação social.

Assim, o aprimoramento da qualidade regulatória deve considerar a melhoria do processo de elaboração de normas e a avaliação sistemática do estoque regulatório, com o objetivo de garantir a efetividade da regulação vigente.

Por melhor que tenha sido o seu processo de criação, a regulação pode perder a sua efetividade ao longo do tempo e se tornar inadequada pelos mais variados motivos. Além da própria dinâmica dos mercados, mudanças nas condições econômicas e sociais, alterações nos cenários político e geopolítico, avanços tecnológicos, ou mesmo fatores impossíveis de serem previstos no momento de sua concepção tendem a comprometer a efetividade da regulação ao longo do tempo. O tempo de resposta à tais transformações é fator determinante para a garantia da efetividade da regulação.

Diante disso, cabe ao regulador conhecer os custos que a regulação impõe aos usuários e direcionar os seus esforços de simplificação para iniciativas que removam as eventuais barreiras ao crescimento, à inovação e à competitividade.

O alívio de encargos administrativos deve ser considerado um ponto chave no processo de incremento

da qualidade regulatória. Os esforços para a redução de sobrecargas administrativas, em geral, estão voltados para a melhoria da relação custo-benefício da regulação. A simplificação pode significar alterar a legislação existente eliminando obrigações para a sociedade, para as empresas e para a própria administração pública, mas também a eliminação de regulamentos excessivos ou superados.

Eliminar completamente a regulação, no entanto, pode não representar alternativa viável. A simples redução quantitativa de regulamentos não implica necessariamente na diminuição efetiva dos encargos impostos ao mercado regulado ou à sociedade. Em sentido contrário, a supressão de uma regulação sem a devida análise prévia pode criar um vácuo regulatório e prejudicar o interesse público.

Nesse sentido, a OCDE recomenda, entre outras ferramentas, o uso de *sunset and review clauses*, ou cláusulas de caducidade e revisão, como um poderoso instrumento de simplificação administrativa, capaz de direcionar a ação do regulador no sentido da efetividade da regulação vigente.

Sua aplicação pode determinar o término da vigência de determinada norma ao fim do prazo estabelecido ou indicar a obrigatoriedade de sua revisão, com base na avaliação dos resultados alcançados pela regulação, sendo recomendável que se estabeleça não somente o prazo, mas também os elementos a serem analisados quanto ao seu sucesso e critérios de efetividade.

OS ESFORÇOS DA ANP PARA A MELHORIA DA QUALIDADE REGULATÓRIA

A execução da regulação do setor de petróleo no país não foi inaugurada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

Criada na esteira do processo de introdução das agências reguladoras no modelo de administração pública brasileiro, a autarquia iniciou as suas atividades em 1998, tendo herdado atribuições dos extintos Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e Departamento Nacional de Combustíveis (DNC). Juntamente com as atribuições, a Agência acolheu o arcabouço regulatório dos órgãos que a antecederam.

Entre outras atribuições, compete à ANP o estabelecimento de normas infra legais para o funcionamento das indústrias e do comércio de petróleo, gás natural e biocombustíveis no país, bem como fazer cumpri-las, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

Ao longo dos anos, a complexidade e a pujança do mercado regulado determinaram a necessidade de edição de uma série de novas normas e regulamentos que se somaram àqueles de lavra dos órgãos que antecederam a ANP, ampliando ainda mais o estoque regulatório da Agência.

Como parte dos esforços para aprimorar a qualidade da sua ação regulatória nos últimos anos, além de buscar aprimorar o processo de criação de novos regulamentos por meio da aplicação de outras ferramentas de qualidade regulatória, a ANP aprimorou a gestão de seu estoque regulatório, tendo a simplificação administrativa por objetivo principal. Para tanto, o primeiro passo foi a sistematização da análise dos regulamentos existentes, com a consequente identificação daqueles passíveis de eliminação, como forma de racionalização do estoque e promoção da melhoria do ambiente de negócios.

A aplicação da metodologia desenvolvida pela ANP resultou na revogação de 583 atos normativos em um período de 3 anos, por meio da publicação da Resolução ANP n.º 27, de 8 de maio de 2014 (174 atos revogados), da Portaria ANP n.º 374/2016 (70 atos revogados), de 7 de novembro de 2016, e da Resolução ANP n.º 668/2017, de 16 de fevereiro de 2017 (339 atos revogados). Como resultado, o tempo médio de vigências das normas que compõem o estoque regulatório da Agência foi reduzido de 23 anos, em 2014, para menos de 7 anos, em 2017.

A conclusão desse processo representou um importante passo rumo a modernização do estoque regulatório da ANP, tornando mais clara a sua compreensão pelo mercado regulado e pela sociedade, além de viabilizar a execução de outras iniciativas voltadas para a simplificação administrativa.

A partir da revogação das normas consideradas ultrapassadas, foi possível o aprofundamento da análise do estoque remanescente, tendo sido mapeadas todas as exigências impostas ao mercado pela regulamentação da ANP, com o objetivo de avaliar a sua efetividade e minimizar as eventuais barreiras ao investimento, preservados os interesses da sociedade.

As próximas ações incluirão a avaliação detalhada das exigências pelo corpo técnico da Agência e o diálogo com as partes relacionadas, com a finalidade de identificar oportunidades de simplificação administrativa e modernizar a regulamentação da ANP, tornando-a cada vez mais adequada ao interesse público e à realidade dos mercados regulados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BALDWIN, Robert; CAVE, Martin. Understanding regulation. Londres: Oxford University Press, 1999. 363 p.

BORGES, Eduardo Pinho de Bizzo. Determinantes de Qualidade Regulatória: Principais Instrumentos e o Caso Brasileiro. Rio de Janeiro, 2009. 68 p.

JORDANA, Jacint e LEVI-FAUR, David. The politics of regulation in the age of governance. In: The Politics of Regulation in the Age of Governance. In: The Politics of Regulation: Institutions And Regulatory Reforms for the Age of Governance. Edward Elgar, Massachusetts, USA, 2004.

HAHN, Robert W. Reviving regulatory reform: a global perspective. Library of Congress

MAJONE, Giandomenico. Do Estado positivo ao Estado regulador: causas e consequências das mudanças no modo de governança. Revista do Serviço Público, Ano 50, nº 1, jan-mar 1999, pp. 5-36

MALYSHEV, Nick. The Evolution of Regulatory Policy in OECD Countries. OCDE. Paris, 2012.

MARQUES, Maria Manuel Leitão. Diálogos setoriais União Europeia-Brasil: Estudo sobre as experiências pioneiras de países da União Europeia em Simplificação Administrativa. Coimbra, 2014. 121 p.

MONTESQUIEU, Charles de Secondat, Barão de. O Espírito das Leis. Tradução: Cristina Murachco. Editora Martins Fontes. São Paulo, 2000. 851 p.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Better Regulation in Europe: United Kingdom. PARIS: OCDE, 2010, 169 p.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Reduzindo Burocracia: estratégias nacionais de simplificação administrativa. Brasília, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Brasil, 2007. 124 p.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Recomendação do Conselho sobre Política Regulatória e Governança. Paris, 2012. 21 p

PROENÇA, Jadir Dias (Org.). Contribuições para Melhoria da Qualidade da Regulação no Brasil. Volume 2. Brasil: Casa Civil da Presidência da República, 2010. 307 p.

SILVA, Gustavo Henrique Trindade da. Performance regulatória: uma análise do Programa de Melhoria do Processo de Regulamentação da Anvisa no contexto da atual Agenda de Reforma Regulatória no Brasil. Brasília, 2013. 294 p.



Sergio Trigo é graduado em Gestão Pública pela Universidade do Sul de Santa Catarina (UNISUL). Possui pós-graduação em Gestão Pública com ênfase em óleo e gás pela Universidade Estácio de Sá. Na ANP, exerce atualmente a função de Coordenador de Qualidade Regulatória, tendo desenvolvido diversos projetos e iniciativas relacionadas ao tema. Atuou como Coordenador de Gestão Interna e como Coordenador de Planejamento e Gestão Estratégica na Secretaria Executiva, e como Assessor na Superintendência de Promoção de Licitações. Possui experiência também como professor.

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



OPINIÃO

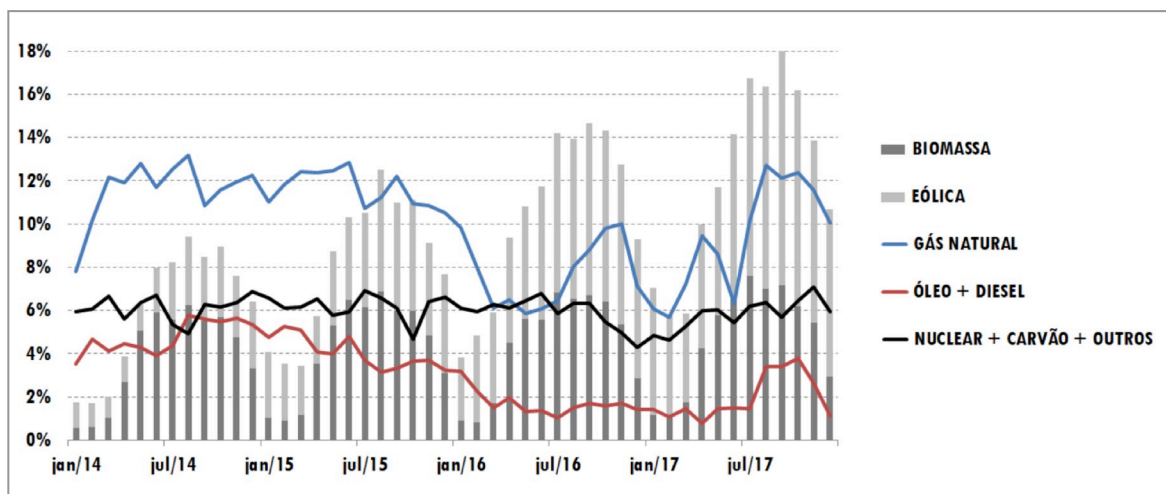
Expansão de térmicas a gás no Brasil: o que esperar para os próximos leilões?

Por Diogo Lisbona e Larissa Resende

Desde 2012, a participação das fontes térmicas na geração total do Sistema Interligado Nacional (SIN) dobrou de patamar, saltando da média histórica de 9% para 22% nos últimos cinco anos. Nesse período, a contribuição das térmicas chegou a alcançar cerca de 30% da geração no Brasil em momentos de pleno despacho. Neste novo contexto, o gás natural se firmou como a maior fonte de geração termelétrica, se constituindo como principal energético complementar à geração hidráulica predominante.

Contando com 12,5 GW de potência, o parque gerador a gás natural em operação responde por 7,5% dos 164 GW instalados no SIN. Nos momentos de maior despacho, a participação do gás na geração total já alcança 13% (Gráfico 1), superando a participação somada dos demais combustíveis para geração térmica (carvão, nuclear, óleo, diesel e outros) e mesmo a contribuição individual da eólica e da biomassa nos períodos secos, quando se registra maior disponibilidade sazonal destas fontes e menor aporte hídrico no sistema.

Gráfico 1 – Participação das fontes complementares à hídrica na geração de energia (%)



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE – InfoMercado, Março/2018.

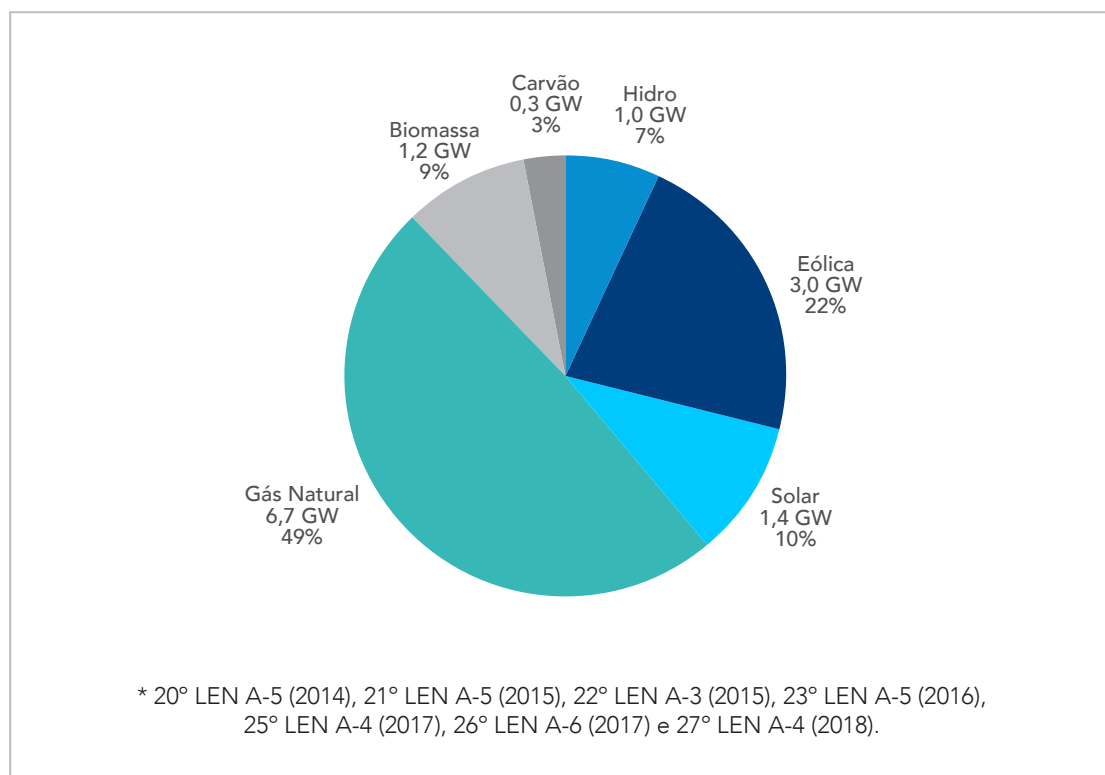
O maior protagonismo das térmicas no sistema predominantemente hidrelétrico brasileiro decorre de mudanças estruturais em curso, que levam ao maior e cada vez mais frequente deplecionamento dos reservatórios: (i) penetração massiva de renováveis variáveis (eólica e crescentemente solar); (ii) expansão de hidrelétricas a fio d'água, sujeitas à sazonalidade hidrológica; e (iii) redução da capacidade de regularização dos reservatórios, pelo crescimento projetado da carga e pela impossibilidade de ampliação da reserva hídrica.

Frente ao maior despacho térmico, o planejamento indicativo da EPE, em processo de retroalimentação, passou a sinalizar maior contratação

futura de térmicas, movidas preferencialmente a gás natural. Enquanto que em 2012 (PDE 2021) projetava-se expansão adicional de 3 GW, alcançando 13 GW instalados em 2021, em 2015 (PDE 2024) indicou-se acréscimo de 10 GW, superando 21 GW já em 2024.

Em linha com o maior despacho operativo e a projeção de expansão crescente do planejamento indicativo, a contratação de térmicas a gás nos últimos leilões de energia nova (LEN) respondeu pela metade de toda a potência que será instalada (13,7 GW) para gerar a energia comercializada nos sete certames realizados desde fins de 2014 (Gráfico 2), atestando o protagonismo do gás na expansão da matriz.

Gráfico 2 – Potência a ser instalada pelos empreendimentos vencedores nos últimos LEN (2014-2018)*



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE – Dados Consolidados dos Leilões, Março/2018.

Dentre as oito térmicas a gás vencedoras, que adicionarão conjuntamente 6,7 GW de capacidade instalada ao parque gerador brasileiro (Tabela 1), quatro são projetos de grande porte (5,6 GW) que preveem a construção de novos terminais de regaseificação para suprir as centrais com GNL

importado. Já os demais quatro projetos serão abastecidos com gás nacional – uma térmica será suprida pelo gás de Urucu (*onshore*), duas pequenas viabilizarão o aproveitamento de recursos *onshore* de restrita monetização alternativa (*gas-to-wire*) e uma será suprida pelo gás *offshore* do pré-sal.

Tabela 1 – Termelétricas a gás natural contratadas nos últimos LEN

ANO	LEN	Empreendimento	UF	Sub-mercado	Invest. (R\$ mi)	Potência (MW)	Garantia Física (MWmed)	Energia Contratada (MWmed)	ICB (R\$/MWh)	Receita Fixa (R\$ mi/ano)	Origem do Gás Natural
2014	A-5	MAUÁ 3	AM	N	1.232	583	507	484	203,50	760	Onshore
2014	A-5	NOVO TEMPO	PE	NE	3.052	1.238	612	611	206,50	626	GNL Importado
2014	A-5	RIO GRANDE	RS	S	2.945	1.238	605	604	206,50	620	GNL Importado
2015	A-5	PORTO DE SERGIPE I	SE	NE	3.295	1.516	867	867	279,00	1.250	GNL Importado
2015	A-3	PROSPERIDADE I	BA	NE	93	28	23	23	214,25	26	Onshore
2016	A-5	OESTE DE CANOAS I	MA	N	17	6	3	3	258,00	6	Onshore
2017	A-6	PORTO DO ACU III	RJ	SE	3.432	1.673	1.547	1.450	213,91	2.086	GNL Importado
2017	A-6	VALE AZUL II	RJ	SE	1.226	466	421	421	211,90	642	Offshore (Pré-sal)
					15.292	6.747	4.586	4.463	223,25		

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE – Dados Consolidados dos Leilões, Março/2018.

Pertencentes originalmente ao Grupo Bolognesi, as térmicas Rio Grande (RS) e Novo Tempo (PE) tiveram suas outorgas comercializadas. A construção da térmica Rio Grande ainda está incerta, tendo em vista o processo de suspensão de outorga em curso na ANEEL, estando atualmente a americana ExxonMobil na tentativa de sua viabilização. Já a outorga da térmica Novo Tempo foi adquirida pela Prumo Logística e transferida para o Rio de Janeiro (Porto de Açú), onde será construído um novo terminal de regaseificação com capacidade de até 10 MMm³/d (em processo de licenciamento para 40MMm³/d), que também abastecerá outra térmica do grupo (Porto do Açú III). A Prumo possui licença ambiental para a instalação total de

6,4 GW de térmicas em seu complexo, além de considerar a construção de unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e gasodutos de conexão com a malha de transporte nacional. Já a térmica Porto de Sergipe I prevê um terminal de regaseificação *offshore* na costa de Sergipe com capacidade de 14 MMm³/d, tendo a FSRU – Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação do Gás Natural Liquefeito (GNL) – capacidade suficiente para atender a usina termelétrica por 17 dias, gerando sua plena potência.

A opção pelo GNL importado, ainda que impulsionada pela maior liquidez do mercado mundial, responde, sobretudo, a condicionantes internos

estruturais. Enquanto que a demanda para geração termelétrica foi estruturada para ser flexível, complementando a geração hidráulica em períodos críticos, a oferta nacional de gás é majoritariamente inflexível, por ser associada ao petróleo. Esta incompatibilidade entre os perfis de oferta e demanda – dada a relevância do segmento térmico no consumo de gás, cuja parcela responde a 50% de toda a demanda em períodos de pleno despacho – está na origem da desarmonia que marcou a desintegração dos setores. Neste sentido, a introdução do GNL importado no balanço nacional de gás é uma resposta à demanda estrutural por flexibilidade. A própria Petrobras, seguindo orientação do CNPE, incorporou três terminais de regaseificação ao seu portfólio integrado. Por outro lado, a opção pelo GNL importado associado a novos terminais também reflete as dificuldades enfrentadas pelos novos entrantes para acessar a infraestrutura existente, tendo em conta a proeminência da Petrobras em todos os elos da cadeia – tema que fez parte do amplo debate promovido no programa governamental Gás para Crescer.

Entretanto, o novo patamar de despacho térmico abre espaço para conciliação entre os perfis de oferta doméstica de gás e demanda térmica, promovendo maior integração entre os setores. A contratação da térmica Vale Azul, no LEN A-6 de 2017, aponta para a possibilidade promissora de ancorar os investimentos necessários à monetização de recursos domésticos. Com potência de 466 MW, empreendida pela Mitsubishi, a térmica localizada em Macaé (RJ) promete utilizar gás do pré-sal suprido pela Shell desde o início de suas operações, em 2023.

A possibilidade de inserção de térmicas na base do sistema elétrico vem sendo amplamente discutido,

não apenas no âmbito do setor elétrico, mas também no de gás natural – forte candidato para assumir esse papel. Com intuito de promover maior integração gás-eletricidade e impulsionar a competitividade de térmicas com maior grau de inflexibilidade, a iniciativa Gás para Crescer identificou alterações infralegais de imediata aplicação. O último LEN A-6 de 2017 já contou com modificações favoráveis ao gás natural, permitindo: (i) sazonalização mensal da inflexibilidade, mantendo ainda o limite máximo anual médio de 50%; (ii) indexação em dólares da parcela relativa ao custo de regaseificação do GNL; (iii) reajuste mensal da parcela de combustível da receita fixa; e (iv) possibilidade de estratégias distintas de indexação das parcelas inflexível (receita fixa) e flexível (CVU).

Como resultado, por meio de estratégias inovadoras de sazonalização de inflexibilidade, as térmicas vencedoras no último LEN A-6 (Porto do Açu e Vale Azul) declararam inflexibilidade máxima permitida sem perder competitividade, optando por sazonalização mais conveniente, o que não era possível anteriormente – todas as demais térmicas contratadas recentemente são flexíveis. A Vale Azul, para ampliar a probabilidade de despacho do gás associado, declarou baixo CVU (R\$ 85/MWh) e concentrou a inflexibilidade no período úmido (novembro a abril), garantindo despacho nos momentos em que há maior geração hidrelétrica e disputando no período seco com as demais usinas térmicas na ordem de mérito com CVU bastante competitivo. Já a térmica Porto do Açu, que será suprida por GNL, concentrou a sua inflexibilidade no período seco (julho a novembro), correspondente a preços spots potencialmente menores pela menor demanda por GNL no hemisfério norte (verão), e declarou CVU de R\$ 167/MWh, o que não reduz significativamente a probabilidade de despacho no período úmido.

Todas as perspectivas acima levantadas sugerem convergência entre operação, planejamento e expansão no sentido de maior geração térmica a gás no país, com tendência de maior despacho na base. Porém, o último Plano de Decenal de Expansão de Energia elaborado pela EPE (PDE 2026) abre espaço para incertezas quanto ao perfil e montante da expansão futura de térmicas a gás e ao seu papel sistêmico na matriz de geração.

Em contraste com o PDE 2024, que projetava um parque térmico a gás de 21 GW para 2024, após incorporar alguns refinamentos no planejamento indicativo, como a utilização do modelo de decisão de investimentos (MDI), o último PDE faz uma inflexão na projeção indicativa para 2026. A projeção do parque térmico a gás voltado para o atendimento energético (base) se reduz para 17 GW, enquanto que 12 GW são incorporados à potência voltada para demanda máxima (ponta), que não seria suprida necessariamente por térmicas a gás.

Cabe notar que a expansão já contratada de térmicas a gás (Tabela 1), correspondente a 5,5 GW (excluindo a Rio Grande), já alcançaria a potência específica indicada no horizonte decenal. Por este prisma, a expansão futura se reduziria aos 12 GW voltados para demanda máxima, mudando o perfil da expansão (térmicas para ponta, flexíveis) e tornando o montante de expansão incerto.

A necessidade de potência específica para atendimento a ponta da demanda é uma novidade para o sistema elétrico brasileiro. A predominância hidrelétrica, associada à presença de reservatórios de armazenagem com regularização plurianual, fez com que a restrição de energia (água) predo-

minasse sob a restrição de potência. Frente às transformações estruturais em curso no sistema, o bloco hidráulico perde capacidade de modulação ao longo da carga e disponibilidade efetiva de potência pelo deplecionamento acentuado e frequente dos reservatórios. Surge, então, a necessidade de potência adicional para atendimento da demanda máxima, que poderia ser atendida pelos seguintes recursos alternativos: termelétricas de partida rápida (a gás), motorização adicional das hidrelétricas, usinas hidrelétricas reversíveis, baterias e resposta pelo lado da demanda.

Embora identifique necessidade específica para atendimento à demanda máxima, ainda não se dimensiona a flexibilidade necessária para acomodar a penetração crescente das fontes variáveis renováveis. O planejamento do SIN permanece enxergando apenas horizontes semanais e mensais, demasiadamente longos frente às mudanças estruturais do sistema, o que prejudica a avaliação de custos e benefícios efetivos. Apenas com maior granularidade temporal (ao menos horária) poderá se identificar a contribuição sistêmica dos recursos e estruturar esquemas de remuneração mais adequados aos novos serviços demandados, valorando outros atributos além da energia. Para avançar nessa direção, o MME pretende implantar a precificação horária já em 2019, impactando a operação e a comercialização de energia. A CCEE já começou a divulgar preços sombras horários para o dia seguinte, paralelamente ao PLD vigente, para que o mercado antecipe impactos da medida e avalie a transição do preço semanal por patamar de carga para a precificação horária. O planejamento deve acompanhar esse aprimoramento, simulando o sistema futuro com maior granularidade.

Apesar do protagonismo da geração térmica a gás vivenciado nos últimos tempos, perdura o dilema quanto ao papel sistêmico que o gás desempenhará no atendimento à carga futura: a geração térmica será mais esporádica e imprevisível, para atender momentos críticos, ou mais permanente e previsível, para suprir a base da geração? A persistência dessa indecisão aumenta a incerteza para a expansão: a contratação permanecerá nos moldes atuais (grande térmicas, cada vez mais inflexíveis) ou convergirá para o planejamento indicativo (térmicas flexíveis para ponta)?

Ainda que o resultado dependa de inúmeros fatores pertinentes às esferas de ambos os setores – como a competição entre as diversas fontes, o desenho e os ajustes discricionários dos leilões, a disponibilidade de gás nacional competitivo, as expectativas referentes à liquidez do mercado spot de GNL, entre outros –, a contratação futura de novas térmicas a gás pode enfrentar mais resistências do que o setor vislumbraria após os avanços

conquistados pelo Gás para Crescer. A recente alteração na Portaria MME nº 102/2016 já é um indício de novos possíveis obstáculos à habilitação dos empreendimentos termelétricos a gás natural nos LEN, com a exigência que a ANP avalie não apenas o compromisso de compra e venda de combustível, mas a viabilidade do fornecimento de gás natural ao empreendimento, o que pressupõe a abrangência de toda a cadeia, da origem do gás a entrega às usinas.

A dúvida sobre o papel sistêmico do gás na matriz elétrica tem seu preço. O descompasso entre planejamento, contratação e operação pode resultar em um parque inadequado no futuro – ou térmicas de ponta poderão ser deslocadas para base (como ocorreu nos últimos anos) ou térmicas de base poderão ser deslocadas para ponta. Em ambos os cenários, os custos indevidos da inadequação recairão sob o consumidor e não haverá bandeira tarifária capaz de simular eficiência.



Diogo Lisbona Romeiro é pesquisador do Grupo de Economia da Energia (GEE) do Instituto de Economia (IE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Graduado em Economia na PUC-Rio, mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia no IE/UFRJ, atualmente é doutorando do Programa de Pós-Graduação em Economia do IE/UFRJ e professor substituto na Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense (UFF). Tem experiência na área de Economia da Energia, com ênfase em regulação e política energética do setor elétrico e da indústria do gás natural.



Larissa Resende é Pesquisadora na FGV Energia. Doutoranda em Engenharia de Produção pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Mestre em Economia Aplicada pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Possui graduação em Ciências Econômicas pela UFJF. Atuação acadêmica em Métodos e Modelos Matemáticos, Econométricos, Estatísticos e de Otimização, Finanças, Microeconomia e Economia. Experiência em desenvolvimento de modelo de tomada de decisão com base em otimização para operação e expansão da cadeia de suprimento de gás natural, expansão da matriz elétrica para atendimento às metas de emissão, flexibilização da oferta de gás natural com a implementação de Estocagem Subterrânea de Gás Natural, previsão de carga de energia elétrica, avaliação de prêmio de risco implícitos em preços futuros, modelagem e previsão de volatilidade de preços futuros, modelos

de precificação de opções financeiras e ativos e geral, análise de investimento com flexibilidades gerenciais (Opções Reais) e decisões de investimento e financiamento em mercados imperfeitos. Atua na área energética em geral, com foco em temas associados a cadeia de gás natural e sua integração com o setor elétrico.

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



OPINIÃO

Os novos corredores energéticos e a guerra civil na Síria: velhos e novos atores



Por Fernanda Corrêa
Fernanda Delgado

Há quem diga que a guerra civil na Síria é uma disputa interna por domínio de territórios que incluem diversos atores, iniciada, a partir de 2011, com a denominada Primavera Árabe. Porém, ao se analisar a fundo, essa guerra tem características internas e externas, e envolve a fragmentação e o domínio de territórios do Estado sírio. Muitos grupos e países, cada um com suas próprias agendas, estão envolvidos, tornando a situação muito mais complexa e longa.

Esta breve análise geopolítica objetiva olhar os ataques ocorridos à Síria em abril de 2018, considerando que uma disputa de poder entre Rússia e Estados Unidos envolve não só um embate pela influência no Oriente Médio, mas também as questões de dependência energética da Europa em relação ao petróleo e aos derivados russos.

1. A SÍRIA

A primeira questão que deve ser problematizada neste texto é o conceito do que convencionalmente se chama de Primavera Árabe. Os movimentos sociais que modificaram a estrutura política, econômica e social no Oriente Médio tiveram como base o pensamento de mudança, a supressão do autoritarismo dos governos locais e o sentimento de insatisfação e libertação das camadas populares, insufladas pelos novos tipos de guerras eletrônicas e cibernéticas. Na Síria, no entanto, esta sustentação é contestada por acusações contra o governo de Bashar al-Assad de corrupção, desemprego, autoritarismo, queda da produção agrícola, desrespeito aos direitos humanos, entre outros, além das chamadas guerras híbridas¹.

¹ Essas guerras híbridas envolveram o emprego de tecnologias de comunicação e de informação, que inflamaram ainda conflitos armados já existentes, promovidos por velhos e novos atores, como os curdos, a oposição ao governo de Assad, o Estado Islâmico, e os muitos anos de fragmentação política, econômica e social do Estado sírio.

A Síria, em geral, é um país em que as diversas culturas e grupos étnicos convivem harmoniosamente. O litoral do Estado sírio tem dois grandes portos: o de Lataquia e o de Tartus. Lataquia abriga o maior porto da Síria, uma cidade de maioria sunita, mas também com muitos residentes xiitas que migraram das montanhas vizinhas, e minorias cristãs. Além desses povos, a região também recebeu fluxos migratórios iraquianos após os atentados terroristas de 11 de setembro de 2001. A Lataquia é o reduto familiar de Assad e era conhecida pelo seu empreendedorismo e pacifismo, assim como pelas belas atrações turísticas. Desde 1963, o partido Ba'ath, ao qual Assad é filiado, instituiu em Lataquia o estado de emergência, que concedia às forças de segurança deter quaisquer pessoas que ameaçassem a segurança nacional, controlando os meios de comunicação social e restringindo a liberdade de reunião e associação. Apenas em março de 2011 o governo anunciou o fim do estado de emergência. A partir de 2012, Rabia, bastião estratégico no distrito costeiro de Lataquia, passou a ser controlada por grupos terroristas, entre eles a Frente Al-Nusra (atual Tahrir al-Sham), braço sírio da Al-Qaeda até o rompimento em 2016. Salma, outra localidade estratégica de Lataquia, também foi tomada, em 2012, por forças terroristas. A retomada das duas localidades, em 2016, se deu pelo bombardeio contra os grupos terroristas pelas forças pró-governo de Assad em conjunto com a Rússia.

2. OS GASODUTOS

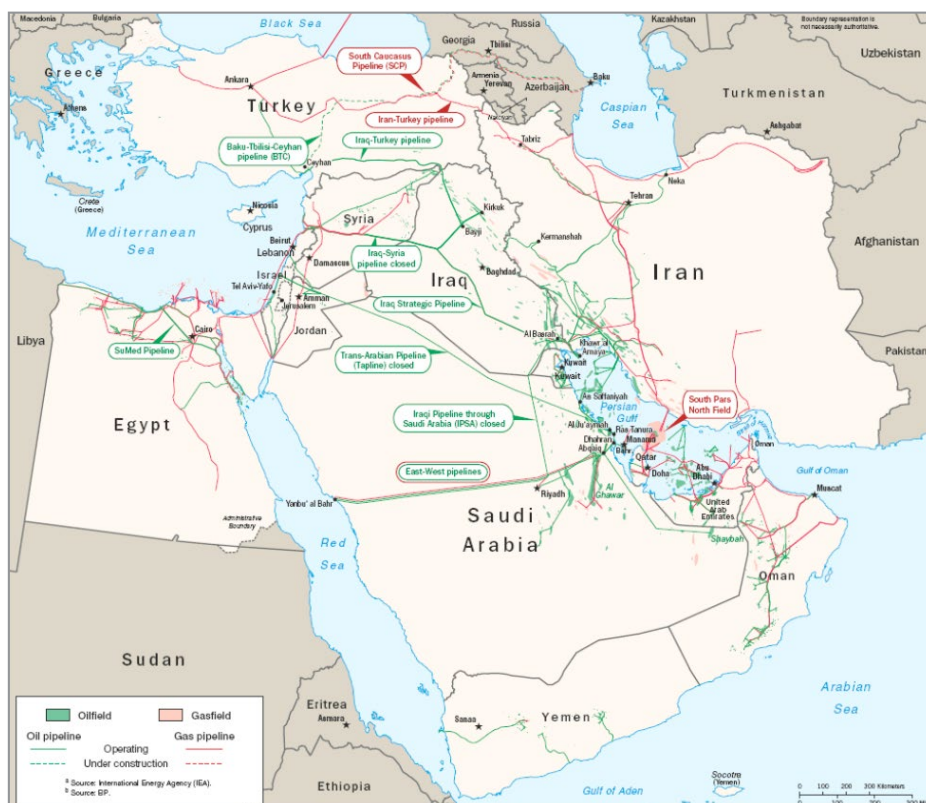
Recep Tayyip Erdogan, Presidente da Turquia, antes da Primavera Árabe, era aliado estratégico de Bashar al-Assad. Em 2009, o Qatar propôs ao governo Sírio a construção de um gasoduto que atravessaria Arábia Saudita, Jordânia e Síria até a Turquia e de lá abasteceria a Europa. Isso reduziria a dependência europeia do gás russo² e ampliaria as oportunidades das indústrias destes países de exportar óleo e gás para a Europa. Assim, durante longo tempo, o governo de Erdogan se tornou um dos maiores investidores na Síria.

Contudo, Erdogan, acreditando que, por a Síria estar na lista da Doutrina Bush como patrocinadora do terrorismo internacional, Assad teria o mesmo destino que Ben Ali, na Tunísia, Hosni Mubarak, no Egito, e Kaddaffi, na Líbia, rompeu a aliança estratégica logo no início da Primavera Árabe. Além disso, Assad estava em via de concretizar outra proposta de parceria: uma nova rota de gasoduto que atravessaria o Irã, o Iraque e a Síria. O que Erdogan não considerou foi a possibilidade de que Putin interviria em favor de Assad (Figura 1).

Para o Iraque e o Irã, grandes produtores de petróleo, uma nova rota de transporte através da Síria enfraqueceria a política energética russa e ampliaria as oportunidades de mercados na Europa. Mesmo com as sanções do Conselho de Segurança da ONU contra o programa nuclear iraniano, os europeus veem no Irã a possibilidade de reduzir a sua dependência do gás russo.

² Na atualidade, quase 39% das importações de óleo cru feitas pela União Europeia vêm da Rússia e de outras ex-repúblicas soviéticas que permanecem na sua zona de influência, como o Azerbaijão e o Cazaquistão.

Figura 1: Infraestrutura de dutos no Oriente Médio



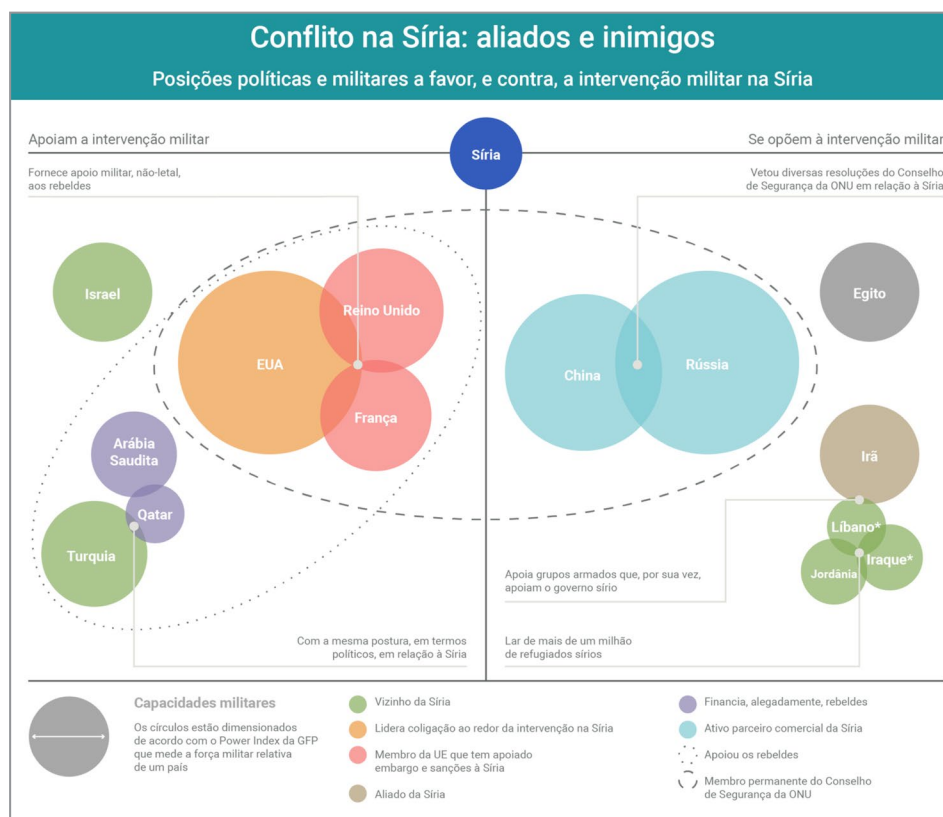
Fonte: Al Jazeera

Por não ter uma produção expressiva (e aparentemente nem recursos em seu subsolo para tal) resta à Síria transformar seu território em um enorme corredor energético, o que o coloca como ponto central nas discussões sobre o futuro da política energética da Europa. De fato, ambos os corredores energéticos (tanto o proposto pela Turquia, quanto o proposto por Irã e Iraque) que buscam atravessar a Síria diminuiriam os custos logísticos ao desviarem do périplo africano, tratando-se de

rotas mais seguras para o transporte das exportações e com trajeto mais curto.

Dessa forma, quem detém a Síria detém a saída para o Mediterrâneo, e desestabilizar o governo sírio e retirar Assad de seu controle é estratégico para a Turquia, a Jordânia, a Arábia Saudita, o Qatar, a União Europeia e os EUA. Já para a Rússia, torna-se vital manter Assad no controle do país (Figura 2).

Figura 2: Aliados e inimigos da Síria



Fonte: Al Jazeera

3. OS EUA

Isso posto, o papel norte americano nesse imbróglcio é mais complexo do que a garantia de abastecimento de petróleo e derivados. Atualmente, apenas 19% do petróleo consumido pelos EUA são importados (EIA, 2017). A maior parte do cru (e derivados) advém de nações que já são parceiras dos Estados Unidos, e quase metade dele vem por terra³. Em 2017, apenas 17% desse total veio dos países do Golfo Pérsico (EIA, 2017), e a maior parte disso saiu da Arábia Saudita, maior produtora da região e com quem Washington tem laços políticos e comerciais bem estabelecidos. Mesmo que haja a necessidade de se garantir fontes de

abastecimento por questões de segurança energética, não existe, na realidade, uma premissa de dependência norte-americana ao óleo do Oriente Médio. O que existe é uma disputa de poder com a Rússia, que envolve não só um embate pela influência no Oriente Médio propriamente dito, mas ainda uma herança da Guerra Fria.

Vale relembrar que desde os atentados terroristas de 2001, a Doutrina Bush e a lista de países patrocinadores do terrorismo internacional têm sido mantidas e aprimoradas pelos governantes que o sucederam. O cientista político estadunidense Mearsheimer em suas obras defende que

³ Através de oleodutos e gasodutos desde o Canadá e o México.

os interesses dos Estados mais poderosos sempre prevalecerão. Nesse sentido, o discurso da política de antiterrorismo internacional, desde então, tem motivado os EUA e países europeus a burlarem as decisões tomadas no Conselho de Segurança da ONU em prol de seus interesses. Assim sendo, esse discurso motivou os EUA e países europeus a contrariarem a resolução do Conselho e invadirem o Iraque em 2001, alegando a suposta existência de armamentos de destruição em massa, mesmo com a Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) afirmando não haver tais indícios. Bush saiu da presidência com a popularidade mais baixa da história dos EUA, no entanto, a suspeita de que outros países no Oriente Médio dispusessem de arsenais nucleares e químicos continuou motivando o Ocidente a propor sanções e ações militares contra esses países.

De igual forma, por suspeitar de que o Irã estava desenvolvendo armas nucleares e descumprindo o Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares (TNP), do qual é signatário, o candidato à presidência dos EUA, Mitt Romney, em 2012, afirmou, sem qualquer evidência, que, se eleito, declararia guerra contra o Irã e a Síria imediatamente após a sua eleição. Embora Obama tenha vencido as eleições presidenciais com um tom mais moderado sobre intervenções militares, impôs sanções contra o programa nuclear iraniano e, em 2013, ameaçou intervir militarmente na Síria caso ficasse comprovado que Assad havia lançado armas químicas contra inocentes. Ainda em 2013, Obama mobilizou a opinião pública internacional para propor ações político-militares contra a Síria. Motivada por interesses estratégicos que remontam à década de 1920, a França, por meio de seu serviço de inteligência, alegou ter provas de que Assad possuía um arsenal de armas químicas e agentes tóxico, e que o

Governo teria, em agosto de 2013, utilizado armas químicas contra o povo sírio, resultando na morte por asfixia de mais de 1.400 pessoas. Em abril de 2017, voltando ao mesmo impasse sobre o emprego de armas químicas por Assad, o atual Presidente dos EUA, Donald Trump, autorizou um ataque à base aérea na cidade de Khan Shaykhun, em Homs. Foram lançados 59 mísseis modelo Tomahawk de dois navios estadunidenses no mar Mediterrâneo.

Tanto no dilema nuclear iraniano quanto no dilema químico sírio, a Rússia despontou-se como principal ator conciliador das tensões do jogo político internacional. Ter uma potência regional como aliado estratégico no Oriente Médio e manter a integridade territorial e o governo de Assad são estratégicos para a Rússia.

4. A RÚSSIA

E assim, a Rússia se tornou a maior jogadora no cenário estratégico na relação Europa-Oriente Médio. Nesse cenário, a Rússia acusa os EUA e os países europeus de terem agravado a crise humanitária na Síria e terem apoiado o Estado Islâmico. Em comunicado oficial, Putin afirmou que, “com as suas ações, os EUA pioram ainda mais a catástrofe humanitária na Síria. Eles levam sofrimento para a população civil, e de fato, toleram os terroristas que torturam há sete anos o povo sírio”. Por outro lado, os EUA sustentam que Assad ordenou em abril de 2018 um ataque com armas químicas contra inocentes. Em suas palavras, Trump afirmou que “a área dessa atrocidade está cercada pelo Exército sírio e é inacessível. O presidente Putin, a Rússia e o Irã são responsáveis por apoiar o animal Assad”.

EUA, Inglaterra e França montaram uma nova coalizão, sem consultar o Conselho de Segurança da ONU, e desconsiderando as afirmações de inspe-

tores da Organização para a Proibição de Armas Químicas (OPAQ) de que não há evidências de que Assad tenha ordenado tampouco que o ataque com armas químicas tenha ocorrido, realizaram, em 13 de abril de 2018, ataques militares sobre áreas dominadas pelo governo da Síria. Os alvos, segundo o Departamento de Defesa dos EUA, foram um centro de pesquisa e produção de armas químicas e biológicas, em Damasco, um armazém de armas químicas e uma base, ambos em Homs. Ao centro de pesquisa, a coalizão lançou 76 Tomahawks, ao armazém foram lançados outros 22 mísseis, e sobre a base em Homs foram lançados sete mísseis, todos a partir de navios no mar Vermelho e no Golfo Pérsico. Embora o ataque não tenha surtido efeito sobre as forças do governo de Assad, Putin pediu uma reunião de emergência do Conselho de Segurança da ONU. Nesta, realizada no dia 14 de abril (2018), a Rússia colocou em pauta uma proposta de resolução que condenava a agressão dos EUA e aliados contra um Estado soberano sem o aval do CSNU, tratando-se, portanto, de uma violação à Carta das Nações Unidas e ao Direito Internacional. Embora a Rússia, a China e a Bolívia tenham votado favoravelmente, a proposta foi rejeitada por oito votos contrários (Costa do Marfim, EUA, França, Holanda, Kuwait, Polônia, Reino Unido e Suécia), além de quatro abstenções (Cazaquistão, Etiópia, Guiné Equatorial e Peru). Revela-se, portanto, o impasse existente no seio do Conselho e a polarização acometida sobre as instâncias de processo decisório global entre os EUA e a Rússia, sobretudo com a crise na Síria.

5. NOVO ATORES E A GUERRA CONTINUA

Conforme mencionado, o distrito de Lataquia, antes da Primavera Árabe, era um reduto totalmente protegido por Assad. À parte uma pequena base russa no porto de Lataquia, trata-se de um distrito com ampla agricultura, e de onde partem as princi-

pais exportações do país: betume, asfalto, cereais, algodão, frutas, ovos, cerâmica e tabaco. A partir dos movimentos sociais de 2011, o comércio nesta região foi extremamente prejudicado. É em Lataquia também que está localizada a base aérea russa de Hmeymim. É desta base que os aviões militares e de transporte russos partem para missões de combate contra grupos terroristas do Estado Islâmico e da Frente Al-Nusra (atual Tahrir al-Sham). Um fato interessante que vale a reflexão é que, de 1920 a 1943, a Lataquia esteve sob o domínio da França. Em 1939, porém, a França efetivou o tratado que previa a incorporação da Lataquia ao Estado sírio. Com as eleições em 1943, a Lataquia foi oficialmente incorporada ao Estado sírio. O atual Presidente francês, Emmanuel Macron, é o mais engajado dos presidentes e, segundo o próprio, foi ele que convenceu a Trump em manter as forças da coalizão de forma permanente na Síria, de que os bombardeios teriam que se limitar às áreas de incidência de armas químicas e propôs uma solução diplomática duradoura em que todos os atores estatais estivessem envolvidos, incluindo aliados de Assad – Irã, Iraque e Rússia.

Fica a dúvida se será a França a liderar o bloco europeu e representá-lo em um acordo de viabilização de um gasoduto atravessando a Síria. O que se sabe, de fato, é que a França, além do passado histórico contratualista na região, tem todo o potencial para articular alianças uni e multilaterais com a Síria, o Irã e a Rússia, que possam solucionar conflitos na região e retomar a parceria Euro Mediterrânea, na qual os Estados costeiros e membros da Europa, com base na doutrina liberal em sua versão mais ortodoxa da desregulamentação dos mercados, visam atrair investidores locais e internacionais para a Bacia do Mediterrâneo, ampliando o comércio com a África e disputando mercados com a China e os EUA nesta região.

Adicionalmente, na costa mediterrânea da Síria, além do porto de Lataquia, também fica o porto de Tartus, o segundo maior do país. Desde a década de 1970, a então União Soviética mantinha uma base naval em Tartus. Em janeiro de 2017, Assad renovou o contrato de concessão do porto de Tartus à Rússia como base naval por mais 49 anos. Tartus é a saída que a Rússia tem para o Mediterrâneo e é a segunda maior base naval da Rússia fora do território russo, donde estão alocados cerca de quinze navios de guerra e de apoio,

entre eles, as fragatas com mísseis de cruzeiro Admiral Gregorovich e Admiral Essen e os submarinos Varshavyanka e Schuka-B. Enquanto Assad se garantir a frente do comando do País, tais bases russas continuarão na Síria; no entanto, se Assad for derrubado do governo, muito provavelmente a oposição não permitirá a permanência destas bases na região, resultando em novo conflito armado sem proporções envolvendo os velhos e os novos atores no tabuleiro. Quem controlar a Síria será o novo *Hegemon*.



Fernanda Corrêa é Doutora em Ciência Política na área de concentração Estudos Estratégicos pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Diplomada no Curso de Altos Estudos em Política e Estratégia e no Curso Superior de Defesa pela Escola Superior de Guerra (ESG). Mestre em História Comparada com ênfase em Relações Internacionais, Segurança e Defesa Nacional/ Pro-Defesa pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Especialista Lato Sensu em História Militar Brasileira pelo Convênio Instituto de Geografia e História Militar do Brasil (IGHMB)/ Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (UNIRIO). Graduada em História pela Universidade Gama Filho (UGF). Atualmente, é assessora na Assessoria de Planejamento Estratégico da empresa pública Amazônia Azul Tecnologias de Defesa S.A. (AMAZUL). Professora visitante no Programa de Pós-Graduação em Ciências Militares da Escola de Comando e Estado Maior do Exército Brasileiro (ECEME)

e professora adjunta na Divisão de Assuntos de Geopolítica e Relações Internacionais da Escola Superior de Guerra. É diretora executiva da Associação Brasileira de Geopolítica e condecorada submarinista honorária pela Força de Submarinos da Marinha do Brasil. Autora de artigos e capítulos de livros, publicados no Brasil e no exterior.



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

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



EDITORIAL

Privatizar ou não privatizar a Eletrobras, esta não é a questão!

Atualmente em discussão no Congresso Nacional encontra-se o Projeto de Lei que dispõe sobre a desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras. Dada a importância do tema e relevância no cenário nacional, a FGV Energia não poderia se furtar ao debate e de chamar a atenção para os pontos que considera importantes nessa discussão.

Vale lembrar que em 1990 a Eletrobras e suas subsidiárias foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND). Foram então realizadas tentativas frustradas de repassar seu controle para o setor privado, até que, em 2004, a empresa foi retirada do PND.

No ano de 2012, diga-se de passagem, um ano eleitoral, o Governo, seu acionista controlador, editou apressadamente a Medida Provisória 579/12, convertida na Lei 12.783/13, que reduziu drasticamente suas receitas de transmissão e geração, causando abrupto desequilíbrio econômico-financeiro da empresa. O pretexto de redução das tarifas para o consumidor não ocorreu e o que se

constatou foi o enfraquecimento de um dos maiores players do setor elétrico, com reflexos negativos para o interesse público, com sequelas que perduram até os dias atuais.

Desde então, o que temos acompanhado é o esforço das últimas gestões da Eletrobras para reverter a trajetória de falência provocada pelo desequilíbrio no seu balanço de pagamento. O fato concreto é que, após amargar prejuízos por quatro anos sucessivos, a Eletrobras voltou a apresentar lucro em 2016, e parece ter feito as pazes com o mercado, o que explica o aumento de quatro vezes no valor de suas ações.

Sem dúvida alguma, o trabalho que vem sendo realizado é digno de registro. Embora o resultado de 2017 tenha sido negativo, os sinais vitais apontam para a recuperação da empresa. Prova disso é o indicador de endividamento (Dívida Líquida/EBITDA Gerencial) que caiu cerca de 5 pontos quando comparado a 2016 e o EBITDA que cresceu 44% no mesmo período¹.

No auge desse processo de recuperação empresarial, o atual Governo Federal anunciou sua intenção de privatizar a companhia ou, como alguns preferem rotular, democratizar seu capital, trazendo à baila discussões polarizadas que desviam a atenção sobre a questão principal.

PRIVATIZAR OU NÃO PRIVATIZAR A ELETROBRAS, ESTA NÃO É A QUESTÃO!

A PERGUNTA É: POR QUE TANTA PRESSA?

O que há de concreto é a necessidade de recuperar a geração de caixa da Eletrobras que foi delapidada pela MP 579, por meio da descotização das suas usinas.

Entretanto, ao que tudo indica, a pressa na concretização a curtíssimo prazo tem como pretexto a expectativa de imediata arrecadação dos R\$ 12 bilhões, relativos ao prêmio estabelecido pelo Governo para a descotização das usinas da companhia, valor este bastante reduzido diante do déficit público.

Mas o que estamos falando aqui é de uma operação muito mais complexa. A transferência do controle societário da maior empresa de energia do país para grupos privados, provavelmente internacionais, não poderia colocar em risco um componente importante do crescimento econômico do país - a energia elétrica?

A história nos ensina que decisões precipitadas, tomadas no afã de resolver questões conjunturais, tendem a causar verdadeiros prejuízos estruturais e com repercussões praticamente irreversíveis para o interesse público.

O projeto de lei proposto apresenta uma série de medidas que parecem terem sido estabelecidas de forma superficial e apressada, como a criação de uma nova entidade estatal para abrigar Itaipu e Eletronuclear. Essa medida leva a crer que os elaboradores do projeto não tiveram o tempo necessário para analisar com a devida cautela a complexidade do Tratado da Itaipu Binacional, bem como as dificuldades em se criar uma nova empresa pública de capital aberto.

Há, ainda, algumas importantes questões em aberto que requerem ser melhor analisadas. Uma delas é o efeito da conjuntura econômica na estimativa do preço da energia que deverá ser considerada na avaliação do preço de venda da empresa. Nunca é demais lembrar que estamos atravessando um período de recuperação da economia após passarmos por um período de forte desaquecimento. Além disto, num ano de eleição o panorama político é nublado, aumentando sobremaneira a incerteza para a projeção do cenário futuro.

NÃO SERIA ESTE O PIOR MOMENTO PARA SE REALIZAR A AVALIAÇÃO DA EMPRESA?

Voltando ao valor que se pretende arrecadar - os desejados R\$ 12 bilhões a serem pagos com a descotização - e colocando o foco na solução, pergunta-se: a capitalização da Eletrobras para fazer frente a este aporte não poderia ser obtida de uma maneira mais simples e, salvo engano, mais viável com a abertura do capital das empresas de Geração e Transmissão controladas das Eletrobras (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas) com as regras do Novo Mercado? Por que não? O fato é que empresas mais rentáveis tendem a ser mais atrativas para os investidores.

¹ Fonte: Apresentação dos resultados de 2017 realizada pela Eletrobras para a APIMEC em março de 2018. <http://eletrobras.com/pt/ri/DemonstracoesFinanceiras/Teleconferencia%204T17.pdf>

É importante destacar que a descotização é essencial para o processo de recuperação da saúde financeira da Eletrobras e suas controladas, pois proporcionaria a comercialização da energia das suas usinas por preços mais racionais e, em decorrência, promoveria certamente um acréscimo expressivo da geração de caixa. O resultado seria o restabelecimento da sua capacidade de investimento com o seu capital próprio e do seu lastro

para endividamento, o que reabriria o acesso às importantes linhas de financiamento que alavancariam seus negócios.

Por fim, é indubitável a importância da busca de um caminho para garantir a sustentabilidade financeira e empresarial da Eletrobras. Porém, não seria necessário discutir com maior profundidade a melhor alternativa e o momento certo de sua concretização?

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

Petróleo

Por Júlia Febraro / Pedro Neves*

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de fevereiro de 2018 apresentou produção diária de 2,62 milhões de barris por dia (MMbbl/d), ligeiramente acima dos 2,61 MMbbl/d de fevereiro. Na comparação anual, no entanto, registrou-se queda de 2,2% em fevereiro (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em fevereiro, 95,5% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,5% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.698 poços, sendo 704

marítimos e 6.994 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,9% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em fevereiro foi oriunda de 83 poços e chegou a 1,41 MMbbl/d de óleo e 56 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,763 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Essa produção correspondeu a 53,3% do total produzido no país, batendo mais um recorde consecutivo. O campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 94.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
Produção	73.285.668	-9,60%	-2,17%		81.070.997	74.914.013
Consumo Interno	42.773.094	-9,85%	-8,70%		47.447.968	46.847.037
Importação	5.694.628	-2,44%	-7,56%		5.837.212	6.160.189
Exportação	25.450.680	-33,86%	-41,60%		38.480.063	43.579.581

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Mesmo com o destaque para o campo de Marlim Sul, a bacia de Campos apresentou queda de 2,5% na sua produção e alcançou seu menor nível nos últimos 15 anos. O declínio, que vem acontecendo pela maturação dos campos da bacia, pode não persistir por muito tempo, devido aos resultados alcançados nas últimas rodadas de licitação e pela existência de campos referentes ao pré-sal na bacia. A estatal brasileira afirmou que as quedas na produção se justificaram por ocorrências operacionais em dois campos, um na bacia de Santos e o outro na bacia de Campos (Reuters, 2018)¹.

Enquanto isso, na bacia de Santos, a Petrobras segue ampliando sua atividade e conseguiu a licença de instalação do FPSO P-68 e do sistema de coleta e escoamento da unidade de produção dos campos de Berbigão e Sururu. O planejamento para a bacia é de que as seguintes áreas entrem em atividade: Lula Norte (P-67), Berbigão (P-68) e Lula Extremo Sul (P-69), no pré-sal; Tartarugas Verde e Mestiça e Egina, no pós sal; e Búzios 1 (P-74), Búzios 2 (P-75) e Búzios 3 (P-76), na cessão onerosa (Petronotícias, 2018)².

A divulgação do boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural, em abril de 2018, pode ser mais um incentivo ao investimento no país, dado o aumento de 1% e 4% nas reservas provadas (1P) e provadas, prováveis e possíveis (3P), respectivamente. Os valores de reservas do tipo 1P declarados foram de 12835 MMbbl, enquanto as reservas 3P chegaram a 23630 MMbbl. O levantamento é coletado do ano anterior até o dia 31 de janeiro do ano atual. Esses valores de reserva já

contemplam as jazidas de pós e pré-sal. Enquanto as reservas de pós-sal vêm apresentando declínio com o passar dos anos, as reservas referentes ao pré-sal seguem aumentando. Geralmente, os valores das reservas de petróleo são alterados por efeitos da produção durante o ano, revisões das reservas (devido a fatores técnicos e econômicos) e descoberta de reservas referentes a novos projetos (ANP, 2018)³.

Outro destaque relevante do mês de abril de 2018 trata das mudanças nas cadeiras ministeriais promovidas pelo governo federal. O agora ex-ministro Fernando Coelho Filho deixou o cargo para concorrer a eleição de deputado federal em Pernambuco e deu lugar a Moreira Franco para o comando da pasta. A secretaria executiva também sofreu mudança com a troca de Paulo Pedrosa por Márcio Félix, então comandante da área de petróleo e gás. A pasta agora será comandada por João Vicente Vieira. A nomeação de Moreira Franco para o comando ministerial pode ter cunho político, dada a proximidade entre o ministro e o presidente Michel Temer, mas há de se destacar que ele se responsabilizou por continuar com as aberturas promovidas na pasta pelo seu antecessor.

Com relação as rodadas de licitação, uma série de iniciativas foi tomada pelo governo e pelas empresas reguladoras após o sucesso da 15ª rodada, ocorrida em março (2018). No mês atual, o MME, após reunião com o TCU e a ANP já definiu que realizará uma 5ª rodada de partilha para o pré-sal em 2018, incluindo as áreas retiradas pelo TCU na 15ª rodada de concessão (que se tratavam de

¹ <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1GX2DY-OBRS>

² <https://petronoticias.com.br/archives/109874>

³ <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/4394-anp-divulga-dados-de-reservas-de-petroleo-e-gas-em-2017>

frangas⁴ de pré-sal), duas áreas que não receberam ofertas na 2ª e 3ª rodadas do pré-sal (Tartaruga Verde e Pau Brasil) e a área de Saturno, que estava prevista para ser licitada no dia 7 de junho, na 4ª rodada de patilha. Uma estimativa para o leilão é que se arrecade pelo menos R\$ 5 bilhões em bônus de assinatura (EPBR, 2018)⁵.

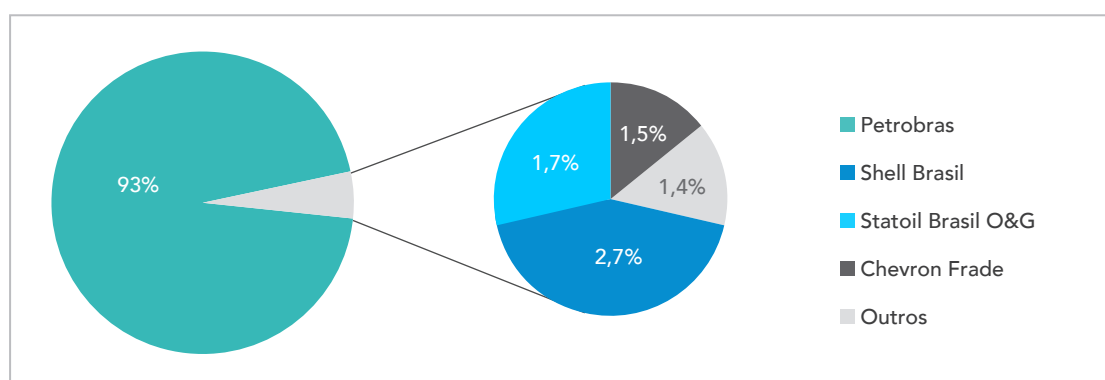
Em contrapartida, o constante desinteresse em áreas *onshore* tem feito a ANP cogitar o fim da oferta de áreas terrestres em seus certames e começar a adotar a oferta permanente das mesmas, disponibilizando-as a qualquer momento. Segundo o diretor-geral do órgão, Décio Oddone, a intenção é iniciar em maio a oferta permanente das áreas, inicialmente ofertando 846 blocos, entre terrestres e marítimos, mas com a intenção de dobrar a quantidade deles em breve (Valor, 2018)⁶.

Ainda adiantando fatos relevantes para o setor referentes a abril de 2018, a ANP aprovou no dia 11 de março uma resolução que regulamenta os mecanismos de isenção contratual (conhecidos

como *waiver*) e possibilita o aditamento de contratos com as novas exigências de conteúdo local. A decisão da ANP permite que os blocos leiloados entre a 7ª e 13ª rodadas, da cessão onerosa e das duas primeiras rodadas de patilha possam assumir os menores valores exigidos de conteúdo local. Os representantes da indústria seguem divididos, uns por acreditar que os valores farão com que a maior parte dos equipamentos venha do exterior enquanto outros enxergam que as novas taxas atrairão investimentos e operadoras internacionais para o país (Petronotícias, 2018)⁷.

Com relação às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Statoil subiu ligeiramente, chegando a 2,7%, enquanto que a da Shell permaneceu no patamar de 1,7% do total da produção. A participação da Total ganhou força e chegou a 1,5% em fevereiro. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de fevereiro.

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

⁴ Por franjas, entende-se contornos de regiões conhecidas do pré-sal, que têm grande potencial para exploração.

⁵ <http://epbr.com.br/5o-leilao-do-pre-sal-aprovado-tera-cinco-areas/>

⁶ <http://www.valor.com.br/brasil/5424717/anp-estuda-acabar-com-leiloes-de-areas-em-terra>

⁷ https://petronoticias.com.br/archives/110484?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%3C%ADcias%29

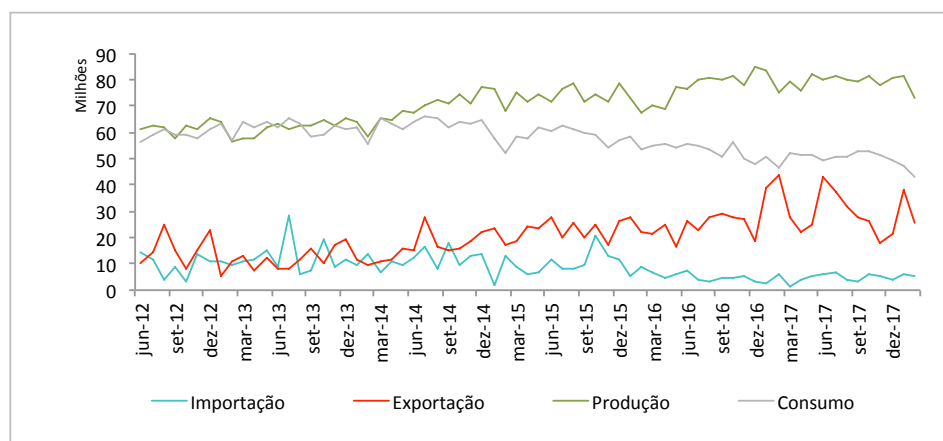
Por mais que o perfil de distribuição das operadoras não mude, a política atual de desinvestimentos da Petrobras está contribuindo para atrair novos *players* para o mercado nacional e para a ampliação da participação de alguns mais regulares. Nesse contexto, iniciativas como repasse de áreas da cessão onerosa, campos *onshore*, campos maduros ou mesmo campos nos quais a petroleira não enxergue um bom negócio têm sido cada vez mais frequentes (EPBR, 2018)⁸, (Petronotícias, 2018)⁹.

Nesse contexto, duas das operadoras estrangeiras que atuam no polígono do pré-sal, Shell e Statoil, já estão em fase final de preparação para perfuração em áreas recém-adquiridas e planejam também investir em gás natural. A Shell enxerga o energético como um possível combustível de transição energética para a economia de baixo carbono. Já a Statoil planeja também ampliar seus investimentos e enxerga um horizonte de negócios promiss-

sores no país para os próximos 30 a 40 anos. O valor dado ao Brasil pela empresa é tão grande que ela afirma que o país, ao lado dos EUA, é o seu principal polo exterior de investimentos. O campo de Carcará, principal ativo comprado pela companhia, é esperado para entrar em produção a partir de 2023 e empresa já iniciou as definições sobre as contratações de equipamentos para o projeto (Valor, 2018)¹⁰.

No que tange a balança comercial do setor petrolífero, tanto as importações quanto as exportações apresentaram decréscimo em fevereiro, de 2,44% e 33,9%, respectivamente. A tendência de alta nas exportações, motivada pelo interesse da Petrobras em exportar o maior valor possível de óleo cru, não se repetiu no mês de fevereiro, que registrou queda expressiva no valor. Na comparação anual, verificou-se queda tanto na taxa de importações (7,6%) quanto na de exportações (41,6%).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

⁸ <http://epbr.com.br/maior-parte-do-desinvestimento-da-petrobras-esta-em-fase-vinculante/>

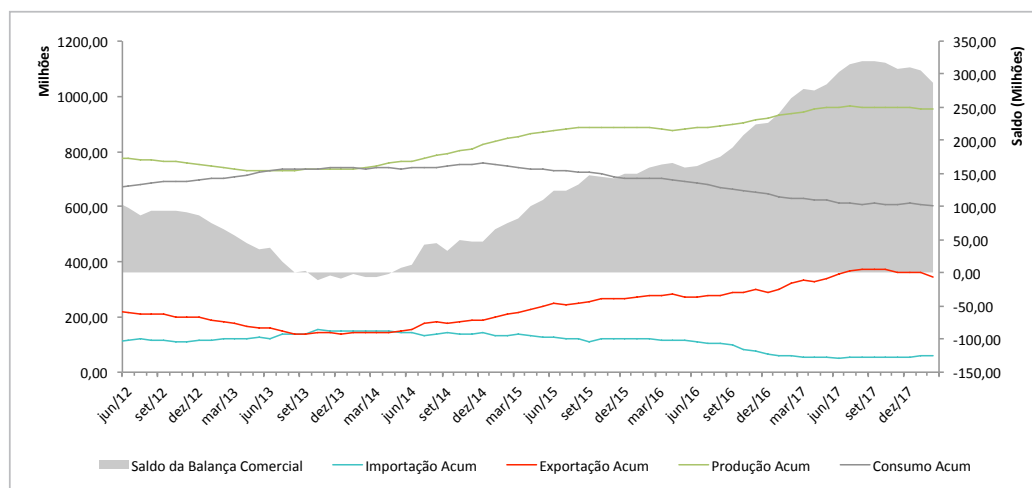
⁹ <https://petronoticias.com.br/archives/109068>

¹⁰ <http://www.valor.com.br/empresas/5398433/shell-e-statoil-avaliam-ampliar-negocios-no-brasil>

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo voltou a cair em fevereiro, repetindo o comportamento do mês anterior. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo

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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou queda no mês de fevereiro para o valor de US\$ 65,3/bbl. O WTI também segue tendência de redução e atinge US\$ 62,2/bbl em fevereiro.

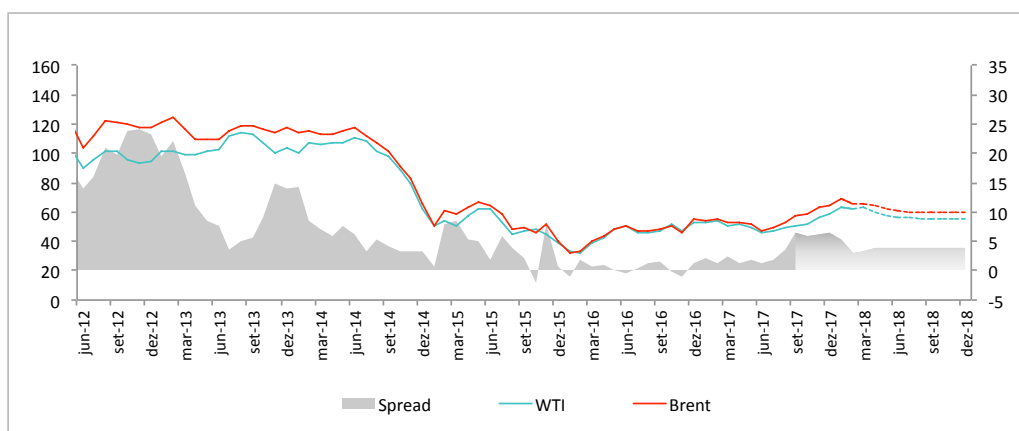
Apesar de estarmos analisando dados do mês de fevereiro de 2018, nesta edição adiantamos que em abril (2018) os valores de referência internacional sofreram alterações consideráveis no período e chegaram a ultrapassar a barreira dos US\$ 75 para o Brent (maior valor desde dezembro de 2014).

Essa alta foi motivada por uma série de questões geopolíticas que ocorreram nas últimas semanas. Entre elas, pode-se destacar os conflitos norte-americanos com o Irã (em face da possível ruptura de acordos internacionais que o país detinha com os iranianos), as constantes ameaças dos EUA contra a Síria (que acabaram se concretizando, com a retaliação dos norte-americanos para com os usos de armamento nuclear feitos pelo governo sírio), a intenção da Arábia Saudita de segurar o preço do energético no maior patamar possível (devido a aproximação do IPO da Saudi Aramco, sua estatal), entre outros (World Oil, 2018)¹¹ (Estadão, 2018)¹²

¹¹ <http://www.worldoil.com/news/2018/4/10/saudi-arabia-is-said-to-signal-ambition-for-80-oil>

¹² <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petroleo-fecha-no-maior-nivel-desde-2014,70002264836>

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



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

Voltando à produção brasileira, em fevereiro, ao contrário do mês anterior, a maioria dos estados apresentou queda na produção. O destaque negativo foi a produção onshore do estado do Maranhão,

que atingiu o menor volume produzido dos últimos doze meses, chegando a míseros 38 bbl. Em contrapartida, apenas o estado do Amazonas apresentou crescimento em sua produção neste mês.

Tabela 2.4: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
AL	Onshore	81.306	-3,68%	-6,19%		84.409	86.668
	Offshore	2.797	-7,73%	43,98%		3.031	1.943
AM	Onshore	608.060	0,95%	5,46%		602.317	576.569
BA	Onshore	846.483	-11,65%	-8,66%		958.114	926.761
	Offshore	15.342	-12,80%	-0,71%		17.594	15.451
CE	Onshore	29.000	-9,24%	-17,65%		31.952	35.216
	Offshore	110.103	-8,84%	-10,31%		120.778	122.762
ES	Onshore	301.159	-10,04%	-4,20%		334.759	314.371
	Offshore	9.327.762	-10,12%	-14,23%		10.378.355	10.874.938
MA	Onshore	38	-97,58%	-92,03%		1.551	471
RJ	Offshore	50.556.828	-9,67%	-0,38%		55.966.872	50.750.708
RN	Onshore	1.020.565	-12,28%	-19,74%		1.163.441	1.271.557
	Offshore	153.108	-11,55%	-4,69%		173.104	160.635
SP	Offshore	9.636.480	-8,64%	6,22%		10.547.640	9.072.000
SE	Onshore	443.225	-14,69%	-19,47%		519.521	550.362
	Offshore	153.412	-8,44%	-0,12%		167.557	153.601
Total		73.285.668	-9,60%	-2,17%		81.070.997	74.914.013

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em fevereiro, gasolina, diesel, QAV, óleo combustível e GLP registraram queda em suas produções (Tabela 2.3), na comparação mensal e na anual, com exceção para o GLP e o QAV. O destaque

negativo foi a produção de QAV, que teve a maior queda percentual entre os derivados no período mensal, depois de registrar a maior alta anual no mês passado.

Com relação às exportações de gasolina, foi registrada alta maciça para o mês de fevereiro, com um valor de 1,1 MMBbl frente a 2,8 MMBbl importados no mesmo período. Esses valores vão de encontro ao plano estratégico da Petrobras pois, mesmo com a contínua alta nas importações, o valor de exportações

foi muito maior que o do mês anterior. Esses números refletem a oscilação que vem ocorrendo nas medidas políticas adotadas pela empresa. O óleo combustível também registrou alta expressiva em suas importações este mês, alcançando níveis de 247,5 Mbbbl, o que é inconsistente com o padrão do energético.

Tabela 2.5: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
Gasolina	Produção	11.836.169	-10,31%	-8,46%		13.196.195	12.929.715
	Consumo	19.701.732	-7,61%	-11,69%		21.324.140	22.309.742
	Importação	2.826.745	11,67%	-37,41%		2.531.382	4.516.014
	Exportação	1.123.351	1974,96%	388,64%		54.139	229.893
Diesel	Produção	17.474.733	-5,36%	-10,17%		18.463.998	19.453.715
	Consumo	25.918.741	-0,39%	2,13%		26.019.251	25.379.046
	Importação	6.094.124	-40,85%	-16,76%		10.301.970	7.321.389
	Exportação	1.197.721	-	305,78%		0	295.163
GLP	Produção	3.593.118	-4,06%	0,13%		3.745.107	3.588.603
	Consumo	6.245.232	-4,29%	2,58%		6.525.159	6.087.976
	Importação	3.298.177	5,18%	-2,69%		3.135.638	3.389.494
QAV	Produção	3.315.793	-22,65%	7,46%		4.286.562	3.085.554
	Consumo	3.358.268	-17,11%	6,71%		4.051.342	3.146.995
	Importação	297.646	-70,36%	78,65%		1.004.184	166.605
	Exportação	37.284	31,14%	-		28.430	0
Óleo Combustível	Produção	5.331.384	-9,78%	-18,09%		5.909.089	6.508.684
	Consumo	1.202.119	-9,12%	-3,67%		1.322.751	1.247.855
	Importação	247.539	332126,14%	-		75	0
	Exportação	1.804.255	28,34%	-37,13%		1.405.809	2.869.845

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O cenário do setor de derivados parece dar sinais de recuperação. Seis meses após vencer a licitação para o término da UPGN do COMPERJ, o consórcio responsável pela obra assinou o contrato e já tem a intenção de iniciar o processo de contratação para as obras. O grupo foi formado pela chinesa Kerui Petroleum e pela brasileira Método e o acordo ficou na faixa de 1,9 bilhões de reais, 337 milhões abaixo do que a Petrobras esperava pagar (Petronotícias, 2018)¹³.

Por outro lado, as obras do gasoduto rota 3, a serem realizada pelo consórcio Encalco-Concremat,

estão desde outubro licitadas, porém sem assinatura do contrato. A ausência da parte terrestre do rota 3 (cerca de 48 quilômetros) inviabiliza o projeto da UPGN do COMPERJ, que serviria para escoar o gás até a unidade. O objetivo é que as obras sejam concluídas até 2020 (Petronotícias, 2018)¹⁴.

Em seminário realizado na sede da FGV em Botafogo no dia 19 de abril, a Petrobras, em conjunto com a FGV Energia, o MME, a ANP, o IBP, a PLURAL e outros representantes do setor, trouxe à tona a discussão de como ocorrerá o reposicionamento da empresa frente as atividades relacionadas a refino.

¹³ <https://petronoticias.com.br/archives/109737>

¹⁴ https://petronoticias.com.br/archives/109967?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

O modelo apresentado pelo gerente de reestruturação de negócios de RTC, Arlindo Moreira Filho, divide-se em três frentes: divisão regional de atuação em blocos geográficos, integração entre as atividades de refino e logística e participação minoritária da Petrobras no setor. Para isso, foi anunciada uma proposta de parceria institucional entre a estatal e uma outra operadora para atuação em duas regiões, Nordeste e Sul. As unidades nordestinas seriam a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) e a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), com capacidade de processamento combinada de 430 Mbbl, cerca de 19% da capacidade total. Enquanto isso, no Sul, as refinarias Presidente Getúlio Vargas (REPAR) e Alberto Pasqualini (REFAP) seriam as escolhidas, cuja capaci-

dade de processamento combinada é de 416 Mbbl. A participação da empresa parceira, controladora da operação, seria de 60%, e a da estatal no projeto, 40%. Com isso, o *market share* da Petrobras no setor reduziria para 75%, contra os 99% atuais.

Em fevereiro de 2018, revertendo a tendência do mês anterior, os preços de realização interna da gasolina ficaram ligeiramente superiores aos de referência internacional. No caso do diesel e GLP seus preços domésticos seguem superiores aos internacionais, apesar da inflexão observada no mês anterior para o diesel. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro de 2016 (Figura 2.6).

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



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

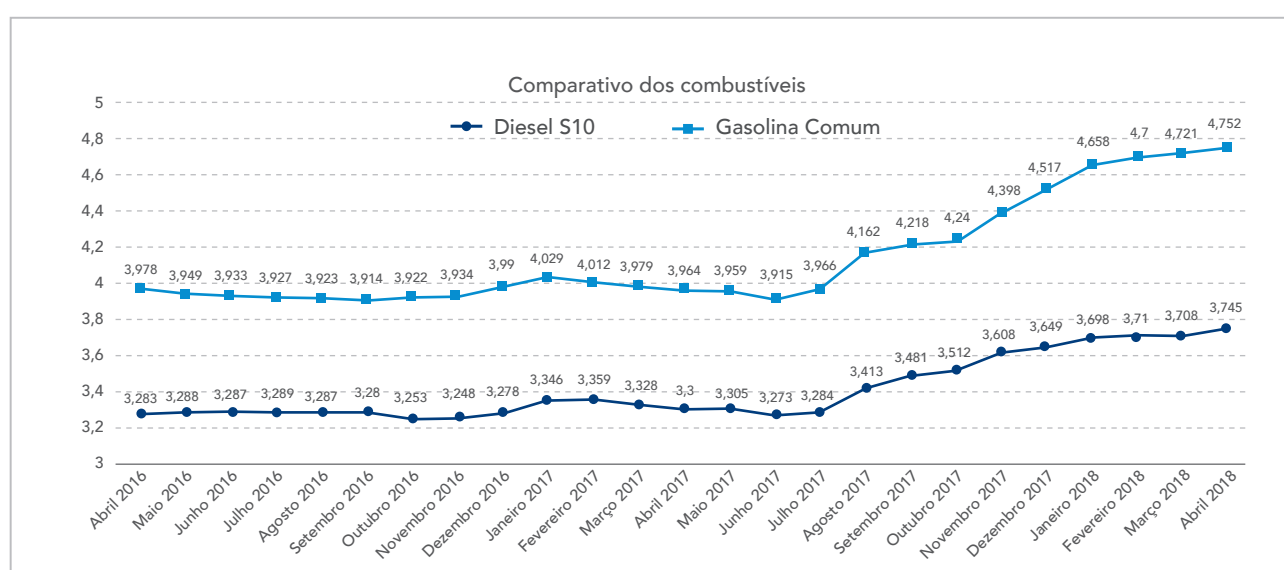
(1) Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação

C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

A nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações entre especialistas no assunto e também para o consumidor final. Com alterações que chegam a ser diárias, os preços da gasolina e do diesel estão alinhados

conforme variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina comum e óleo diesel S10 praticados por postos de gasolina, como por exemplo no estado do Rio de Janeiro. Os dados são da plataforma FuelLog.¹⁵

Figura 2.7: Histórico de preços da gasolina comum e do óleo diesel S10 no estado do Rio de Janeiro (R\$)



Fonte: FuelLog, 2018

Pode-se observar que, para o consumidor final, há um aumento quase constante, a partir de julho de 2017, embora a Petrobras alterne entre aumentos e reduções dos preços em seus reajustes. O fato é que, desde o início da política, os preços já subiram mais de 15% e, por mais que a Estatal brasileira alegue que sua intenção era aumentar a competitividade da companhia e incentivar a entrada de investidores no país, principalmente no setor de *Downstream*; sabe-se que existem problemas atrelados a política muito relevantes.

Uma das questões que não foi explicada é qual o preço base utilizado para aplicação dos ajustes. Caso esse preços tenha sido inflado inicialmente de alguma forma, pouco importa se as variações serão de 7% a mais ou a menos como a companhia sugere. De fato, se os reajustes fossem realmente nessa ordem mencionada, a variação para o período não teria sido tão grande como se verificou.

¹⁵ A plataforma FuelLog oferece um panorama dos preços dos combustíveis no país. Trata-se de uma base de dados atualizada diariamente que contempla mais de 20 mil postos de combustíveis e mais de 200 mil preços. Os dados estão disponibilizados por estado, cidade e tipo de combustível. Para mais detalhes, acesse: www.fuellog.com.br

Outra indagação é de que a incidência das variações percentuais não deveria ser aplicada ao preço final do combustível, pois dessa forma estaria atrelando o preço base deles aos impostos incidentes sobre os mesmos, como o ICMS e o Cide. De acordo com a Plural, associação das maiores distribuidoras de combustíveis do país, a carga tributária corresponde a quase 50% do preço final dos combustíveis. Dessa forma, um aumento ou redução dos preços causa, além de aumentos maiores que os previstos para o consumidor final,

volatilidade e instabilidade na arrecadação para os Estados (Valor Econômico, 2018)¹⁶.

Dessa forma, seria interessante pensar em alterações nos preços com periodicidade certa para permitir que os consumidores pudessem se preparar para isso. Adicionalmente, o Governo poderia pensar em uma redução temporária da CIDE ou do ICMS, por exemplo, cobrados sobre os combustíveis líquidos. Tais movimentos exigiriam uma ação conjunta e orquestrada entre MME, Ministério da Fazenda e CNPE.¹⁷

¹⁶ <http://www.valor.com.br/brasil/5392889/distribuidores-farao-campanha-para-explicar-peso-dos-impostos-no-preco-do-combustivel>
¹⁷ Para mais informações, acesse: <http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-janeiro2018>

Gás Natural

Por Larissa Resende*

A) DADOS GERAIS¹⁸

No mês de janeiro, a produção nacional de gás natural sofreu queda de 0,8% se comparado ao mês de dezembro, fechando em 112,4 MMm³/dia de gás produzido, 2,3% acima da produção do mesmo período de 2017.

Sendo impactado não apenas pelo declínio da produção nacional, mas também pelo aumento do volume de gás produzido que se tornou indisponível ao mercado, a oferta de gás nacional sofreu queda de 6,7% se comparada a esse montante em dezembro, sendo colocado no mercado 60,8 MMm³/dia de gás natural.

Apresentando uma queda ainda mais representativa, o consumo de gás natural no mês janeiro reduziu em 12,7%, sendo consumido um total de 76,9MMm³/dia, frente ao consumo de 88,1MMm³/dia em dezembro.

Como consequência, sofreu decréscimo também a importação do combustível, que fechou o mês de janeiro em 21,7MMm³/dia, 19,6% abaixo do importado no mês anterior. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Produção Nacional	112,4	-0,8%	2,3%		113,4	109,9
Oferta de gás nacional	60,8	-6,7%	2,7%		65,1	59,2
Importação	21,7	-19,6%	32,5%		27,0	16,4
Consumo	76,9	-12,7%	6,8%		88,1	72,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹⁸ Os dados do mês de janeiro explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de Janeiro de 2018 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/2018>.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural nacional no mês de janeiro foi de 112,4MMm³/dia, 1,0MMm³/dia abaixo do produzido em dezembro e 2,5MMm³/dia acima da produção do mesmo período do ano anterior. Em relação a parcela total de gás que ficou indisponível ao mercado, enquanto que a absorção em UPGN's sofreu queda 4,7%, o volume reinjetado apresentou aumento de 12,5%, o gás

perdido em queima de 3,9% e o consumo interno em E&P fechou com aumento de 1,1%, resultando em um acréscimo de 7,1% no volume de gás produzido que se tornou indisponível ao mercado, se comparado ao período anterior. O percentual de oferta de gás nacional comparado a produção bruta foi de 54,1%, enquanto que em dezembro essa proporção foi de 57,5%. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

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

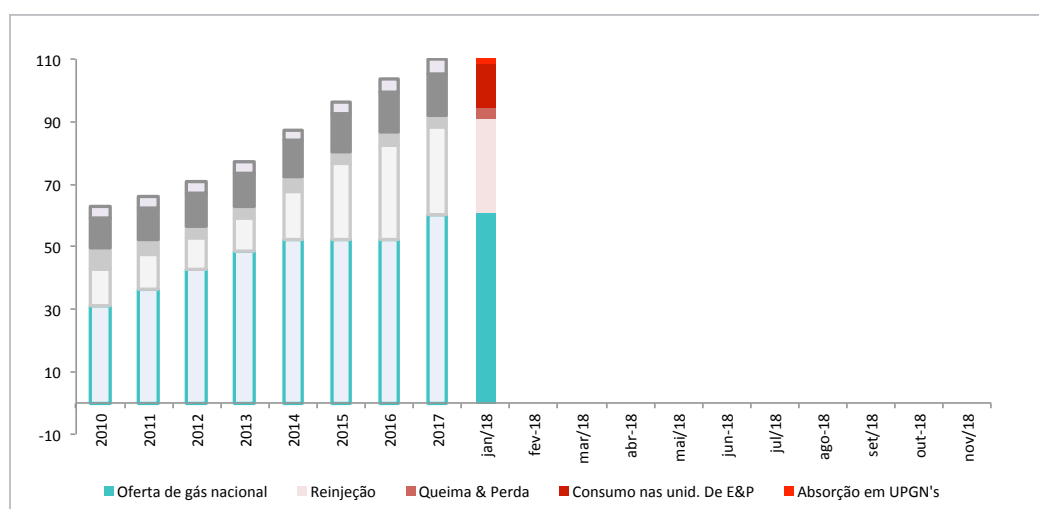
	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Prod. Nacional Bruta	112,4	-0,8%	2,3%		113,4	109,9
Reinjeção	30,0	12,5%	7,3%		26,7	28,0
Queima	4,0	3,9%	-6,1%		3,9	4,3
Consumo interno em E&P	13,3	1,1%	-1,4%		13,2	13,5
Absorção em UPGN's	4,3	-4,7%	-14,5%		4,5	5,0
Subtotal	51,7	7,1%	1,7%		48,2	50,8
Oferta de gás nacional	60,8	-6,7%	2,7%		65,1	59,2
Ofert nacional/Prod. Bruta	54,1%	-5,9%	0,5%		57,5%	53,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A evolução da produção nacional bruta nos últimos oito anos se encontra apresentada no Gráfico 3.1. Embora o aumento na oferta de gás nacional seja visível nos últimos anos, o crescimento no

volume reinjetado de gás a partir de 2013 também é bastante expressivo, resultado do forte aumento da produção de gás natural associado advindos do pré-sal e do desafio de sua monetização.

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

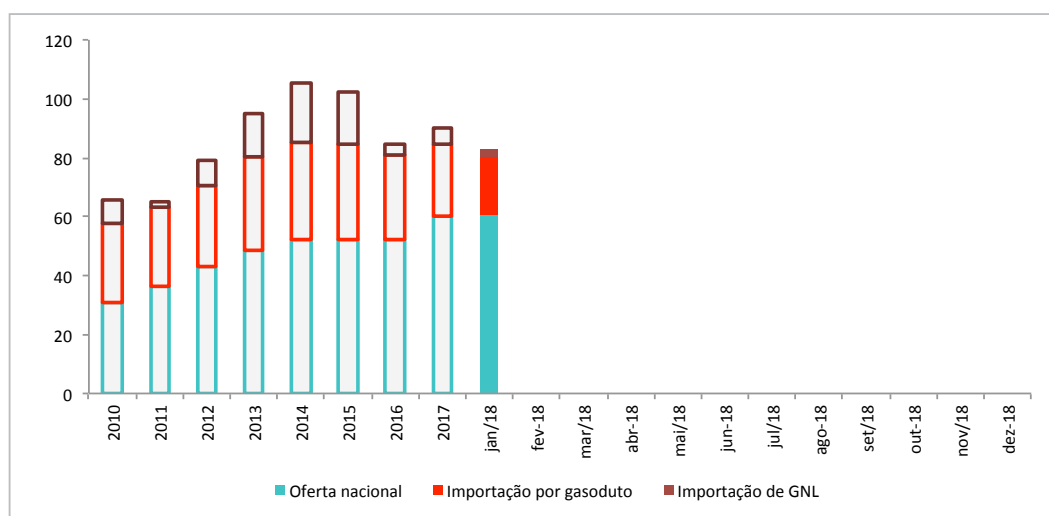


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A oferta de gás natural no Brasil nos últimos anos foi desfragmentada e se encontra no Gráfico 3.2, onde é possível observar que, ao passo que o volume de gás natural ofertado internamente vem apresentando aumento ao longo dos anos, a importação média via gasoduto vem apresentando queda desde 2015. Impactado pelo crescimento

da produção doméstica de gás nacional, além do nível mais cheios dos reservatórios de hidrelétricas, o montante de gás regaseificado sofreu forte queda, sobretudo nos dois últimos anos, o que gerou, inclusive, paralização da regaseificação de GNL na costa do Rio de Janeiro no fim de 2016, onde a produção do pré-sal é escoada.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado em janeiro, que se encontra apresentado na Tabela 3.3, é possível observar retração de 21,4% (ou 5,3 MMm³/dia) no volume de gás natural importado via gasoduto, enquanto que o volume de

gás reinjetado se manteve constante, resultando em um volume total importado de 21,7 MMm³/dia – 19,6% abaixo daquele volume importado em dezembro e 32,5% acima daquele em janeiro de 2017.

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

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Gasoduto	19,5	-21,4%	34,0%		24,8	14,5
GNL	2,3	-0,4%	21,0%		2,3	1,9
Total	21,7	-19,6%	32,5%		27,0	16,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação a importação de GNL por parte da Petrobras, a estatal recebeu autorização para continuar importando o combustível por mais três anos, para atendimento ao mercado brasileiro, exceto na

região Norte e estado do Mato Grosso. Tendo em vista que a autorização se encerraria no último mês de janeiro, a importação de GNL no volume de até 25,0MMm³/dia será possível até 2021.

C) CONSUMO

O consumo médio de gás natural em janeiro apresentou retração de 11,2MMm³/dia (12,7%) se comparado ao mês anterior, fechando em 76,9MMm³/dia. Apresentando queda no terceiro mês consecutivo, o principal responsável pela queda no consumo de gás natural foi o setor elétrico, que apresentou 10,8MMm³/dia (28,1%) de diminuição em sua demanda, seguido do segmento automotivo, resi-

dencial e de cogeração, que tiveram decréscimo de 0,6MMm³/dia, 0,2MMm³/dia e 0,1MMm³/dia, respectivamente. O seguimento industrial apresentou crescimento de 0,5MMm³/dia, onde foram consumidos 38,6MMm³/dia de gás natural. O consumo do segmento comercial se manteve estável, em 0,8MMm³/dia. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

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

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Industrial	38,6	1,4%	0,1%		38,1	38,6
Automotivo	5,5	-10,0%	5,4%		6,1	5,2
Residencial	1,0	-19,2%	19,8%		1,2	0,8
Comercial	0,8	-10,7%	11,9%		0,8	0,7
GEE	27,6	-28,1%	16,3%		38,4	23,7
Cogeração	2,9	-2,3%	16,4%		3,0	2,5
Total	76,9	-12,7%	6,8%		88,1	72,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) PREÇOS

O preço do gás natural no mercado internacional sofreu aumento, fazendo com que os preços atingissem seu maior patamar dos últimos doze meses, não só no Henry Hub, mas também nos mercados europeu e japonês, que fecharam em 7,6US\$/MMBTU e 8,7US\$/MMBTU, respectivamente.

Em decorrência das condições meteorológicas extremas, que fez com que os americanos passassem por muitas dificuldades em função do frio e necessitassem de mais aquecimento, o Henry Hub apresentou aumento expressivo de 39,9%, passando de 2,8US\$/MMBTU no mês de dezembro para 3,9US\$/MMBTU em janeiro, que acabou por obrigar empresas americanas importassem o produto russo.

Já o preço do National Balancing Point (NBP/UK) apresentou queda de 3,1%, sendo cotado no mês de janeiro a 7,4US\$/MMBTU, 0,8US\$/MMBTU cima deste preço no mesmo período do ano de 2017. O

GNL foi entregue no mercado japonês a 11,0US\$/MMBTU, que representa crescimento de 7,7% em relação ao gás entregue no mês de dezembro e 34,1% acima daquele no mesmo período do ano anterior.

Já o preço do gás importado no mercado nacional, na contramão do ocorrido no período anterior, acompanhou a alta do mercado internacional. O GNL foi entregue em janeiro, na média, a 7,3US\$/MMBTU, aumento de 5,2% se comparado ao mês de dezembro, e o gás boliviano foi entregue a 6,3US\$/MMBTU, aumento de 6,2%, como pode ser visto na Tabela 3.5.

Em relação ao preço do gás natural comercializado internamente, enquanto que o gás entregue da Petrobras para as distribuidoras (city gate) apresentou queda de 3,5%, passando do valor de 7,3US\$/MMBTU para 7,0US\$/MMBTU, o preço do gás natural no programa prioritário termelétrico (PPT) manteve estável a 4,2US\$/MMBTU.

O preço do combustível fixado no PPT tem feito com que a Petrobras esteja preferindo pagar multas, por exemplo com o ocorrido com a usina térmica Termofortaleza (CE) nos primeiros meses de 2018, do que fornecer o gás a esse preço defasado, o que levanta preocupação com o que pode acontecer caso isso também venha a ocorrer com mais de 5GW em usinas do PPT, criado em 2000.

Já o gás natural entregue das distribuidoras ao consumidor final, enquanto este apresentou queda no segmento automotivo, sendo o GNV comercializado, na média, a 14,4US\$/MMBTU – queda de 26,6% em relação a dezembro e menor valor dos últimos doze meses, o gás natural entregue ao consumidor industrial bateu o recorde dos últimos doze meses, sendo comercializado entre 14,1 a 16,4US\$/MMBTU - aumento de 6,1% no patamar de consumo de 50.000m³/dia, como pode ser observado na Tabela 3.5.

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

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Henry Hub	3,9	39,9%	16,5%		2,8	3,3
Europa	7,6	16,0%	36,2%		6,5	5,6
Japão	8,7	12,5%	19,2%		7,8	7,3
NBP*	7,4	-3,1%	12,6%		7,7	6,6
GNL no Japão	11,0	7,7%	34,1%		10,2	8,2
GNL no Brasil	7,3	5,2%	-14,2%		6,9	8,5
Gás Importado no Brasil **	6,3	6,2%	16,0%		5,9	5,4
PPT ***	4,2	1,1%	-0,7%		4,2	4,3
No City Gate	7,0	-3,5%	6,5%		7,3	6,6
GNV	14,4	-26,6%	-28,3%		19,6	20,1
Preços das distribuidoras ao consumidor final (Ref. Brasil)						
Indústria - 2.000 m ³ /dia ****	16,4	4,7%	21,5%		15,7	13,5
Indústria - 20.000 m ³ /dia ****	14,5	5,9%	18,6%		13,7	12,3
Indústria - 50.000 m ³ /dia ****	14,1	6,1%	21,9%		13,2	11,5

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

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

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

E) PRÉVIA – FEVEREIRO 2018¹⁹

No mês de fevereiro de 2018 a produção de gás natural nacional foi de 110MMm³/dia, redução de 2,3% se comparado ao mês de janeiro e aumento de 3,0% se comparado ao mesmo período do ano anterior. A produção da Petrobras foi de 80,5MMm³/dia, 2,3% acima de sua produção de janeiro, em decorrência do aumento da produção em campos do Amazonas em função do término da manutenção no sistema de compressão.

Dos 110MMm³/dia produzidos nacionalmente, 83,5% foi oriundo dos 704 poços em campos marítimos, sendo 83 poços no pré-sal responsáveis pela produção de 56MMm³/dia. A produção excedente, 16,5%, adveio de 6.994 poços em campos terrestres, sendo 4,0 MMm³/dia de gás produzido em bacias maduras terrestres (campos/TLDs das bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) e 0,9 MMm³/dia em campos de acumulações marginais, sendo o Campo de Rio Ipiranga o maior produtor.

¹⁹ Os dados explorados nesta seção foram obtidos no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de Fevereiro de 2018 da ANP, disponível no link <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.

Em relação a produção de gás natural que ficou indisponível ao mercado no mês de fevereiro, 3% (3,6MMm³/dia) foi perdido em queima, 30% foi reinjetado e 12% foi consumido internamente, tornando disponível no mercado um volume de 60,5MMm³/dia, tendo a queima reduzido em 10,5% se comparado ao mês de janeiro.

F) FUTURO

Mesmo com outorga da usina revogada, e após a desistência da americana New Fortress Energy, a americana ExxonMobil segue na tentativa de viabilizar o projeto termelétrico Rio Grande, originária do grupo Bolognesi, junto a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A interessada já possui pré-contratos dos fornecedores e da empresa construtora garantida, e pretende assumir todos os compromissos da termelétrica, que terá 1,2GW de capacidade instalada conectada a um terminal de regaseificação de gás natural, que tem potencial de livrar a dependência do Rio Grande do Sul da atual dependência do gás boliviano. O projeto de geração foi contratado em um leilão em 2014,

que tinha previsão de entrada em operação em 2019.

Dando fôlego para a retomada do setor gasífero brasileiro, as negociações entre a Petrobras e o consórcio formado pela chinesa Shandong Kerui e a Método Engenharia chegaram ao fim com o fechamento do contrato para conclusão da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj). A UPGN tem grande importância para viabilização da produção do gás natural oriundo da Bacia de Santos, que após processada será escoada para a Refinaria Duque de Caxias por meio do Gasoduto Rota 3.

Após indícios de que a regulação nacional para o mercado livre de gás saíria do projeto do governo que visa modificar o marco regulatório do gás natural, que reforçou a descrença do mercado de que a aprovação da nova lei terá sucesso em um ano eleitoral, o relator da Lei do Gás deixa comissão em meados de abril, atrasando ainda mais a tramitação do projeto, que diz ser uma das prioridades do governo na área de energia em 2018.



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

Em fevereiro/18, foram produzidos 60,2 milhões de litros de etanol anidro, volume 48,6% inferior ao mês anterior (janeiro/18) e 26,5% inferior ao mesmo mês do ano anterior (fevereiro/17). No caso do etanol hidratado, a produção de janeiro/18 caiu 6,3% em relação ao mês anterior (janeiro/18), mas superou em 15,8% o mês de fevereiro/17. A safra 2017/18 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul do país terminou em 31 de março de 2018, portanto a produção segue decrescente até início do ciclo 2018/19. De acordo com dados da UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), mais de 90% da cana-de-açúcar moída na região Centro-Sul no mês de fevereiro foram destinadas à produção de

etanol, em função, principalmente, do aumento da demanda pelo biocombustível, que vem ocorrendo desde meados de 2017, e da queda de preços do açúcar no mercado internacional.

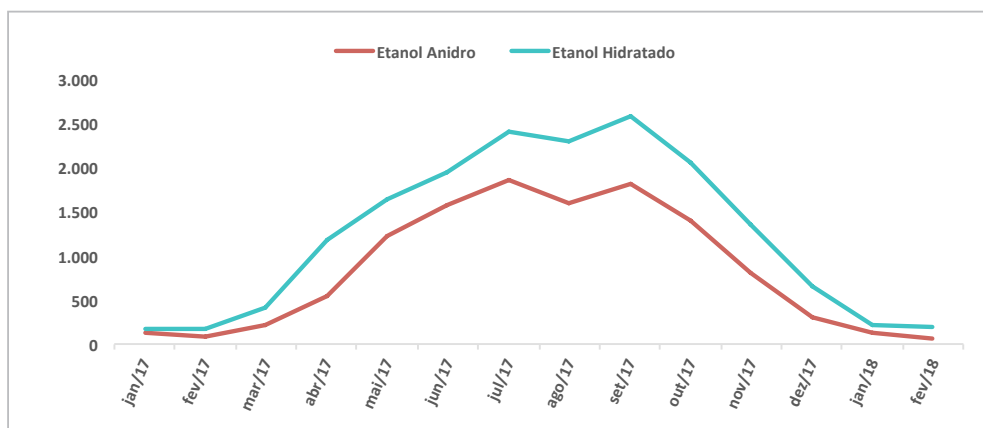
Segundo a Conab (Companhia Nacional de Abastecimento), a valorização recente do petróleo torna o etanol hidratado mais competitivo nos postos de combustíveis e, com a maior procura, deverá haver alteração no mix de produção das usinas na safra 2018/19, para um perfil mais alcooleiro. Reduções mais acentuadas no preço do açúcar também devem impactar o mix de produção das usinas no sentido de crescimento da produção de etanol.

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

Biocombustível	fev-18	acum-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	acum-17/acum-16	Tendências	jan-18	fev-17	acum-17
Etanol Anidro	60,2	177,3	-48,6%	-26,5%	-17,1%		117,1	81,9	213,9
Etanol Hidratado	194,6	402,2	-6,3%	15,8%	16,7%		207,6	168,1	344,6
Total Etanol	254,7	579,5	-21,6%	1,9%	3,7%		324,7	249,9	558,6
Biodiesel	338,3	676,1	0,1%	30,7%	31,5%		337,8	258,8	514,2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

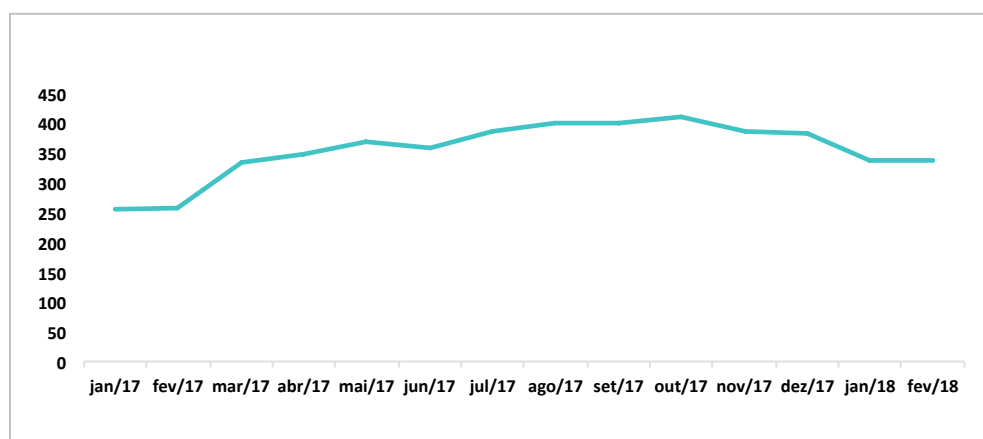
O volume de biodiesel produzido em fevereiro/18 (338,3 milhões de litros) manteve-se praticamente igual ao do mês anterior (janeiro/18), quando foram produzidos 337,8 milhões de litros. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (fevereiro/17), a produção do biocombustível cresceu 30,7%, como consequência da retomada da demanda por óleo diesel e do aumento do percentual obrigatório de adição de biodiesel no combustível fóssil, que passou de 7% para 8% em março de 2017.

Os volumes produzidos em janeiro e fevereiro de 2018 somaram 676,1 milhões de litros, o que corresponde a 95% do volume negociado no 58º Leilão de

Biodiesel da ANP, no qual foram arrematados 713,4 milhões de litros.

As expectativas para o setor de biodiesel no ano de 2018 são bastante positivas, em função do aumento do percentual de mistura do biocombustível no óleo diesel, que passou de 8% para 10% no dia 1º de março de 2018, e da tendência de aumento da demanda pelo combustível com a expectativa de retomada da economia. De acordo com a Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais), a produção de biodiesel deve alcançar um volume próximo a 5,5 bilhões de litros em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

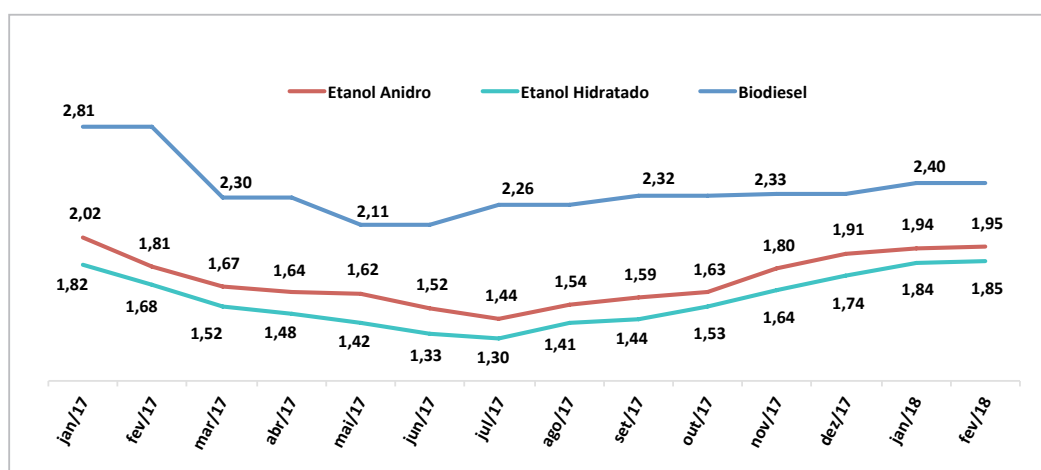
B) PREÇOS

Os preços do etanol, em fevereiro/18, mantiveram-se estáveis em relação ao mês de janeiro/18. O etanol anidro, cotado em R\$ 1,95 o litro, apresentou pequena valorização de 0,35% em relação ao mês anterior. O litro do etanol hidratado aumentou 0,4%, chegando a R\$ 1,85 em fevereiro/18. A restrição de oferta do biocombustível, como resul-

tado do encerramento da safra por diversas usinas, manteve o preço em patamar elevado no mês de fevereiro.

Os preços do biodiesel têm apresentado valorização desde o início do ano passado. No 58º Leilão de Biodiesel da ANP, o biocombustível foi negociado a R\$ 2,40 por litro, valor 2,8% superior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,33/l).

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



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

C) CONSUMO

Em fevereiro/18, o consumo de etanol anidro somou 845,7 milhões de litros, volume 7,6% inferior a janeiro/18, e 11,7% inferior ao mês de fevereiro/17. Somando os meses de janeiro e fevereiro, as vendas de 2018 estão 10,3% abaixo das de 2017. No caso do etanol hidratado, apesar de uma queda de 9,8% entre janeiro/18 e fevereiro/18, o consumo aumentou 43,2% na comparação com fevereiro/17. No acumulado do primeiro bimestre, as vendas do

biocombustível registraram alta de 49,3% entre 2017 e 2018. O crescimento da demanda por etanol hidratado tem como principal motivador os aumentos de preços da gasolina praticados pela Petrobras. Apesar do preço do biocombustível não estar competitivo com o derivado de petróleo (utilizando a relação de 70%), o alto preço da gasolina parece estar assustando o consumidor, que passa a optar pelo etanol hidratado.

O consumo de biodiesel, em fevereiro/18, manteve-se praticamente no mesmo patamar de janeiro/18, com 329,7 milhões de litros. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (fevereiro/17), a demanda pelo biocombustível registrou alta de 16,7%. O volume demandado nos dois primeiros meses do ano de 2018 superou em 18,1% o mesmo período de 2017.

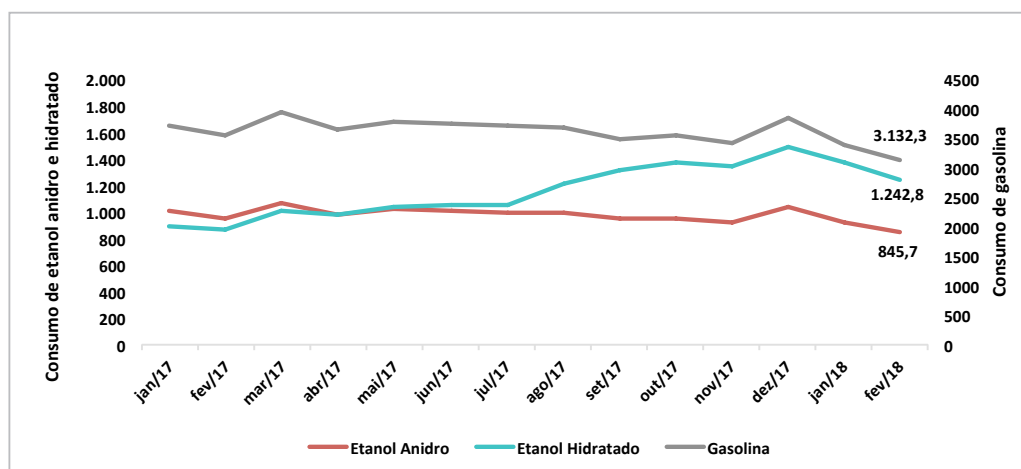
O aumento de consumo de biodiesel em relação ao ano passado decorre do crescimento da demanda por óleo diesel após um longo período de queda devido à recessão econômica. Vale lembrar que, além do aumento da demanda por óleo diesel, o teor de adição de biodiesel no diesel mineral passou de 7% para 8%, em março de 2017, contribuindo, também, para o maior consumo do biocombustível.

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

Biocombustível	fev-18	acum-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	acum-17/acum-16	Tendências	jan-18	fev-17	acum-17
Etanol Anidro	845,7	1.761,1	-7,6%	-11,7%	-10,3%		915,4	957,5	1.962,5
Etanol Hidratado	1.242,8	2.620,2	-9,8%	43,2%	49,3%		1.377,4	867,9	1.754,6
Total Etanol	2.088,5	4.381,3	-8,9%	14,4%	17,9%		2.292,7	1.825,4	3.717,1
Biodiesel	329,7	660,6	-0,4%	16,7%	18,1%		330,9	282,4	559,6

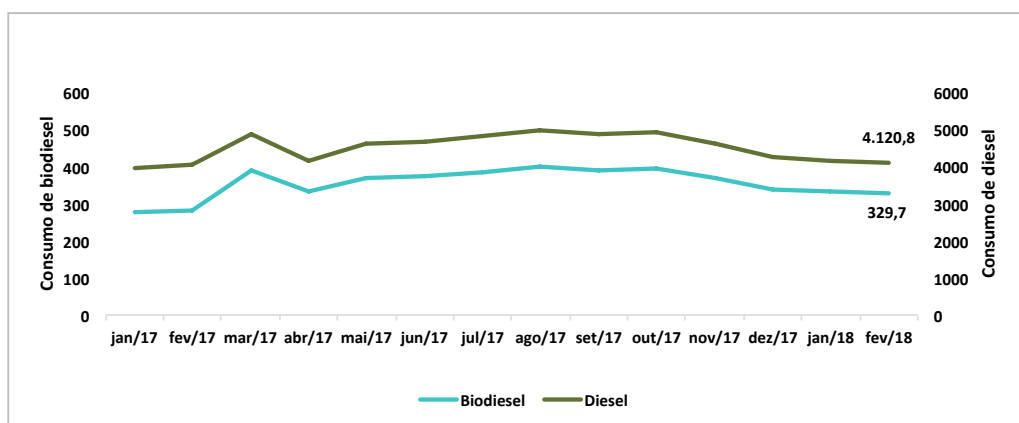
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.4 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



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

Gráfico 4.5 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em fevereiro/18, o Brasil importou 163,4 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro), volume praticamente igual ao importado no mês anterior (164,6 milhões de litros em janeiro/18) e 36,5% inferior ao mesmo mês do ano anterior (fevereiro/17). No acumulado do primeiro bimestre, as importações de 2018 estão 23,7% abaixo do mesmo período de 2017. As importações do biocombustível voltaram a crescer, a partir de dezembro, como de praxe no período de entressafra da cana brasileira, quando há menor oferta de etanol nacional.

O Brasil importou 1,8 bilhão de litros de etanol em 2017, volume muito acima do transacionado em anos anteriores. Praticamente todo esse volume teve origem nos Estados Unidos, onde o biocombustível se manteve com preços competitivos em função das safras recordes de milho no país. Os atrasos na moagem e a maior destinação da cana para a produção de açúcar, no ano passado, também contribuíram para a maior importação do

biocombustível, uma vez que reduziram a oferta de etanol nacional. Além disso, o crescimento da demanda por etanol no mercado interno impulsionou ainda mais a importação do biocombustível.

Em função do crescimento da entrada de etanol estrangeiro no Brasil, a Câmara de Comércio Exterior (Camex) decidiu, em agosto de 2017, tariffar a importação de etanol em 20% sobre o volume que exceder 600 milhões de litros por ano (ou 1,2 bilhão de litros em 2 anos). Apesar da decisão, ainda é grande o fluxo entrando no país e as estimativas sinalizam que o nível das importações deve se manter alto em 2018.

O Brasil exportou, em fevereiro/18, 62,1 milhões de litros de etanol anidro e hidratado. O volume representa uma queda de 49,0% em relação a janeiro/18, mas na comparação com o mesmo mês do ano passado (fevereiro/17), a transação aumentou 1,6%. Somando os dois primeiros meses do ano, as vendas para o exterior apresentaram alta de 10,9% entre 2017 e 2018. O aumento das exporta-

ções em 2018 decorre do maior direcionamento da produção de cana para o biocombustível.

Em 2017, o país exportou quase 1,4 bilhão de litros, menos da metade do volume exportado no ano de

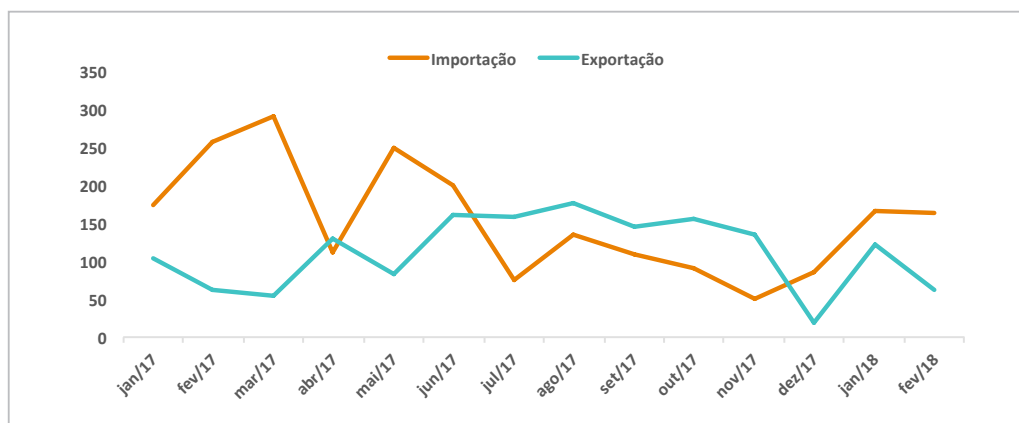
2016 (2,7 bilhões de litros). A queda nessas transações decorreu da menor produção nacional de etanol e do maior direcionamento da cana para o açúcar, em função da alta de preços desta commodity no mercado internacional.

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

Etanol	fev-18	acum-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	acum-17/acum-16	Tendências	jan-18	fev-17	acum-17
Importação	163,4	327,9	-0,7%	-36,5%	-23,7%		164,6	257,4	429,8
Exportação	62,1	183,7	-49,0%	1,6%	10,9%		121,7	61,1	165,7

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

Gráfico 4.6 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



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

E) RENOVABIO

No dia 30 de abril de 2018, o Ministério de Minas e Energia (MME) deverá colocar em consulta pública as metas de descarbonização propostas no âmbito do RenovaBio, programa voltado para a expansão da produção e do uso de biocombus-

tíveis no país. A consulta deverá ficar aberta até o dia 16 de maio, para que as contribuições sejam analisadas e a proposta final seja encaminhada ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no dia 23 de maio.

Na edição deste mês inserimos um box no qual realizamos uma análise sobre a hidrologia de 2017 em cada um dos 4 subsistemas que compõem o SIN. O objetivo é sumarizar os quadros de afluência ao longo de todos os meses do ano passado. Além disso, aproveitamos a oportunidade para apresentar ao leitor essa nova fonte de informação. A partir deste boletim, ao final de cada uma das quatro estações do ano, iremos realizar uma análise sobre a hidrologia do período.

Setor Elétrico

Por André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss*

A) DISPONIBILIDADE

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

	fev-18		fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18		fev-17	
SE/CO	56.966,00	82,60%	-7,73%	15,49%		61.740,00	95,92%	49.325,00	71,41%
S	7.329,00	86,67%	-49,03%	-14,92%		14.378,00	190,89%	8.614,00	102,63%
NE	6.487,00	44,34%	29,92%	35,20%		4.993,00	35,86%	4.798,00	32,77%
N	16.906,00	107,39%	164,36%	56,15%		6.395,00	62,41%	10.827,00	77,26%
SIN	87.688,00	-	0,21%	19,20%		87.506,00	-	73.564,00	-

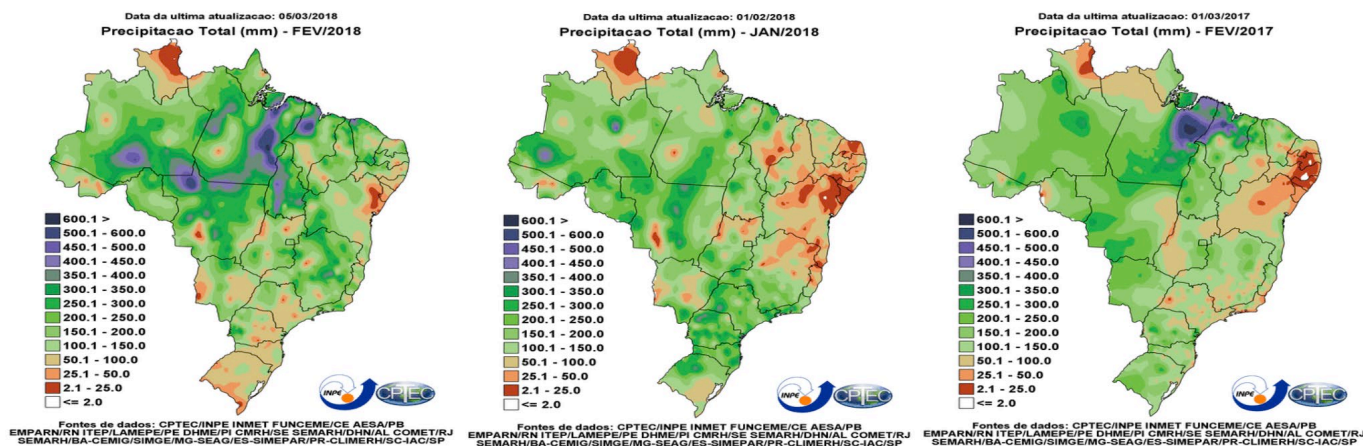
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Entre os meses de janeiro e fevereiro de 2018, a disponibilidade hídrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), representada pela Energia Natural Afluente (ENA), ficou praticamente estável, com alta de 0,21%, conforme Tabela 5.1. Os subsistemas SE/CO e S apresentaram queda de 7,73% e 49,03%, respectivamente, enquanto o NE teve alta de 29,92% e o N de 164,36%.

A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país. É fácil perceber o aumento na precipitação no N e NE, com o surgimento de diversas áreas com índice superior a 400.1 mm no primeiro e a diminuição das áreas inferiores a 100.0 mm no segundo. Já no S e SE, observa-se aumento expressivo da área com registro de até 100.0 mm.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para fev/18, jan/18 e fev/17.



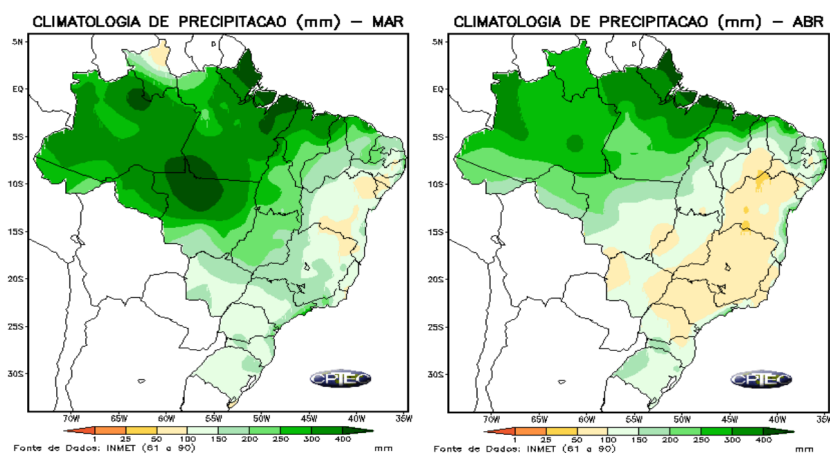
Fonte: CPTEC/INPE

Com relação à Média de Longo Termo (MLT), também apresentadas na Tabela 5.1, observa-se que o mês de fevereiro não foi dos melhores. À exceção do subsistema N, que registrou valor pouco acima da média histórica (107,39%), todos os outros ficaram bem abaixo (82,60% no SE/CO, 86,67% no S e 44,34% no NE).

Na comparação anual, observou-se aumento de 19,20% na ENA total. O subsistema S foi o único

a apresentar queda (-14,92%), enquanto os outros apresentaram incremento considerável: 15,49% no SE/CO, 35,20% no NE e 56,15% no N. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de março e abril. Historicamente, essa época marca a transição do período úmido para o seco. Assim, após o mês de março, a expectativa é de diminuição do volume de chuva observado.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para março e abril



Fonte: CPTEC/INPE

ANÁLISE DA HIDROLOGIA DO VERÃO 2017/2018

Como é característico do clima no Brasil, os meses de dezembro a março fazem parte do denominado período úmido. É durante essa época do ano que os reservatórios hídricos se enchem e o sistema se prepara para enfrentar a demanda energética ao longo do ano. Assim, o volume dos reservatórios ao final do período úmido é um importante indicativo de como será a operação durante os meses seguintes, até o início do próximo período úmido.

Devido à climatologia ruim observada ao longo do ano de 2017, o sistema iniciou o último período

úmido em situação delicada. No dia 01/12/17, o volume encontrado nos reservatórios era de 18,78% no SE; 59,58% no S; 5,6% no NE e 15,98% no N, o que corresponde a 19,11% da capacidade total do sistema, conforme Tabela 5.1. Para se ter uma ideia da gravidade da situação no NE, particularmente na Bacia do São Francisco, o reservatório de Sobradinho, que responde por 58% da capacidade de armazenamento do subsistema e que em condições normais opera com defluência mínima de 1.300 m³/s, chegou a um nível inferior a 3% e obteve autorização para reduzir esse valor para 550 m³/s entre 01/12/17 e 30/04/18.

Tabela 5.1: ENA e MLTs (MWmed)

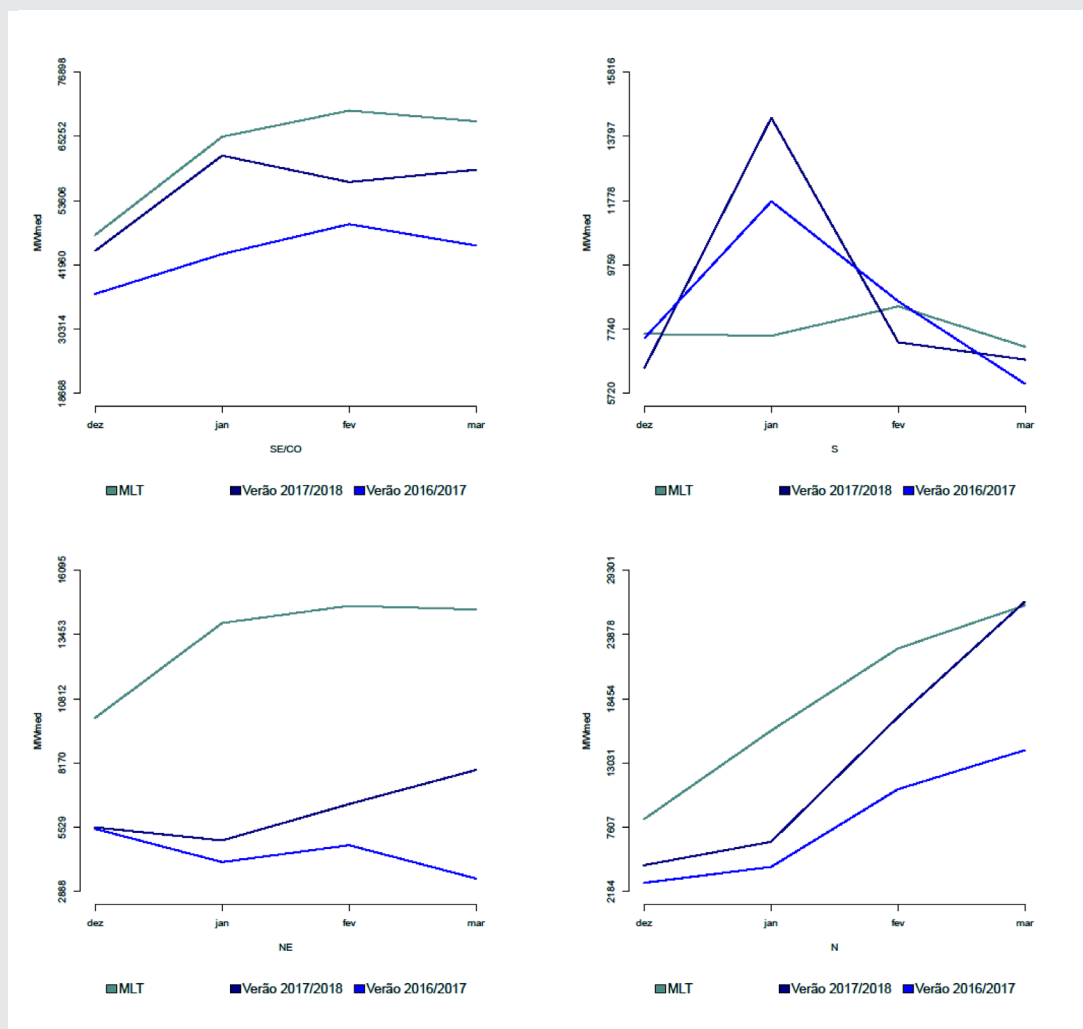
	mar-18		mar-18/nov-17	mar-18/mar-17	nov-17		mar-17	
	EAR	% Reservatório			EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE	86.091	42,34%	125,42%	2,13%	38.191	18,78%	84.294	41,45%
S	13.802	68,67%	15,25%	58,08%	11.976	59,58%	8.731	43,44%
NE	18.773	36,24%	547,57%	68,79%	2.899	5,60%	11.122	21,47%
N	9.920	65,93%	312,65%	3,39%	2.404	15,98%	9.595	63,79%
SIN	128.586	44,30%	131,81%	13,05%	55.470	19,11%	113.742	39,18%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Apesar de mostrar uma melhora evidente quando comparada à afluência do ano passado, os volumes registrados esse ano ainda são inferiores à média histórica. A Figura 5.3, ilustra as afluências de dezembro de 2017 a março de 2018 comparadas com as afluências de dezembro de 2016 a março de 2017 e as respectivas

MLTs. Pode-se observar que em todos os subsistemas, o verão de 2017/2018 foi mais chuvoso que o verão anterior (2016/2017). Por outro lado, a maioria dos períodos ficaram abaixo das médias históricas. Exceções foram os meses de janeiro no subsistema S e março para o subsistema N.

Figura 5.3 – Vazões relativas ao verão de 2016/2017 e 2017/2018 e as respectivas MLTs para os 4 subsistemas.





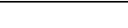


Ainda assim, foi possível uma recuperação considerável dos reservatórios, principalmente no NE, o que demonstra que a redução da defluência mínima atingiu o objetivo esperado. Novamente pela Tabela 5.1, observa-se que todos os subsistemas chegaram ao final

de março com volume armazenado superior ao encontrado 12 meses antes. No entanto, a situação está longe de ser confortável, já que o volume total nos reservatórios em 31/03/18 era equivalente a apenas 44,30% da capacidade do sistema.

B) DEMANDA

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SE/CO	39.743,94	-0,68%	-2,97%		40.017,86	40.960,95
S	12.355,77	2,15%	-3,21%		12.095,33	12.765,91
NE	10.763,49	-2,57%	-0,33%		11.047,28	10.799,29
N	5.501,83	2,78%	2,97%		5.353,16	5.343,31
SIN	68.365,04	-0,22%	-2,15%		68.513,62	69.869,46

* Tendências nos últimos 12 meses

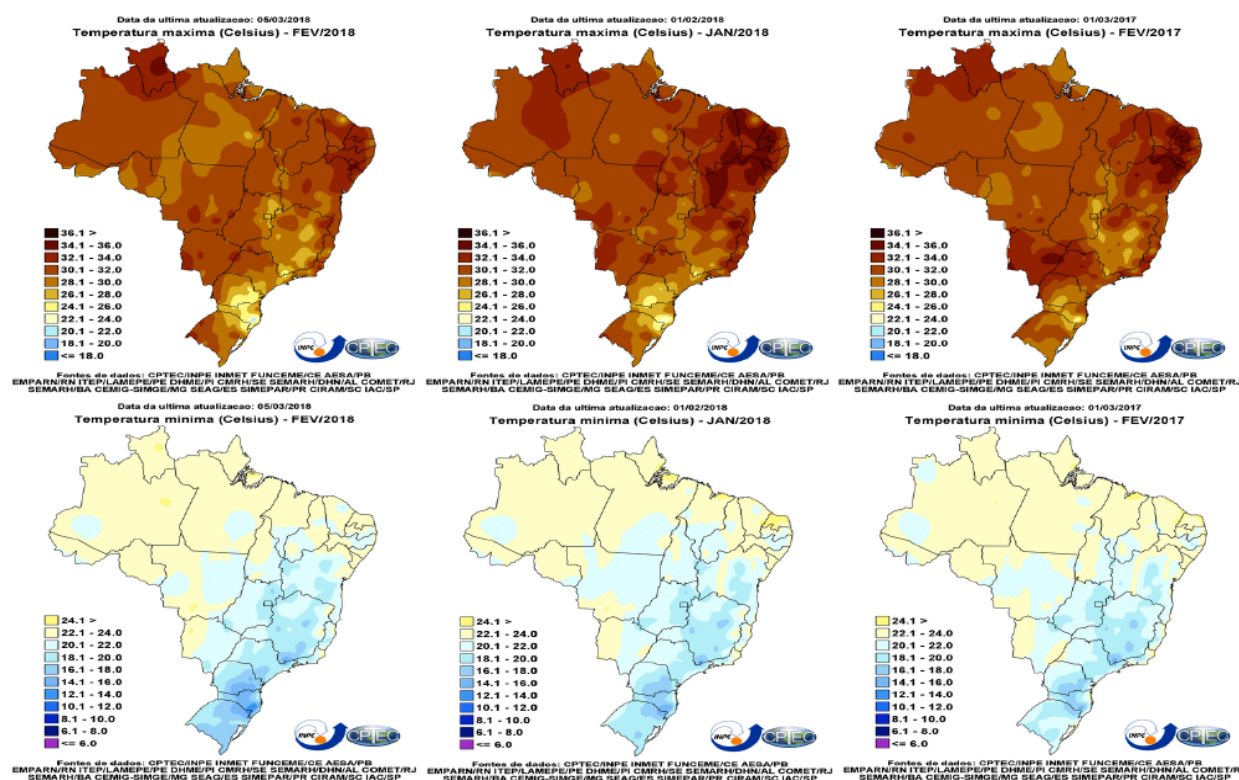
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN apresentou uma ligeira queda de 0,22% na comparação mensal e de 2,15% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, a demanda foi reduzida no SE/CO (-0,68%) e NE (-2,57%), enquanto que no S e N esta foi elevada (2,15% e 2,78%, respectivamente). Já, na comparação anual, com exceção do N em que a demanda cresceu 2,97%, todos os subsistemas apresentaram retração em sua carga (SE/CO -2,97%, S -3,21%, NE -0,33%).

Na comparação mensal, a redução da carga de

energia do SE/CO e NE pode ser associada à verificação de temperaturas máximas mais baixas ao longo do mês de fevereiro, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.4). Isso pode ter propiciado um menor uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um menor consumo de energia elétrica nos subsistemas. A redução da demanda de energia em relação ao ano passado nos subsistemas SE/CO, S e NE também pode ser associada a temperaturas mais amenas e ao aumento do registro de chuvas em fevereiro de 2018.

Figura 5.4: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para fev/18, jan/18 e fev/17



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a redução do consumo de energia ocorreu em descompasso com a melhoria dos indicadores econômicos. Segundo a Sonda-gem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 82,5 para 94,7 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 76,30 para 89,80 entre feve-reiro de 2017 e fevereiro de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 13,3 pontos em relação a fevereiro de 2017. Estes indicadores sugerem uma tendên-cia de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo reaquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

C) OFERTA

Acompanhando o comportamento da carga, a gera-ção total de energia no SIN no mês de fevereiro apresentou queda de 0,24% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.4. Conforme pode-se observar, a geração hídrica aumentou sua participação em 4,36%, em função da melhora no nível dos reservatórios e do volume pluviométrico esperado para os meses seguintes. Devido à parada para reabastecimento da Usina Nuclear Angra 2, ocorrida entre 17 de fevereiro e 20 de março, a geração por fonte nuclear foi reduzida em 34,70%. A fonte eólica também observou redução (-31,63%). Ainda assim, o aumento da geração hídrica permi-tiu a redução de 3,81% da geração termelétrica, o que levou à queda de 3,13% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.5.

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

		fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SE/CO	Hidráulica	24.449,75	0,74%	-5,90%		24.270,34	25.982,25
	Nuclear	1.228,65	-34,70%	-31,13%		1.881,60	1.784,10
	Térmica	3.661,07	13,69%	16,28%		3.220,24	3.148,62
	Eólica	12,62	-5,73%	71,95%		13,38	7,34
	Solar	63,80	-14,83%	15100,20%		74,91	0,42
S	Total	29.415,89	-0,15%	-4,87%		29.460,48	30.922,72
	Hidráulica	9.140,37	2,09%	-9,32%		8.953,16	10.079,95
	Térmica	888,02	0,01%	4,26%		887,88	851,74
	Eólica	566,21	-18,56%	39,96%		695,22	404,55
	Solar	0,55	7,01%	-14,06%		0,51	0,64
NE	Total	10.595,14	0,55%	-6,54%		10.536,77	11.336,88
	Hidráulica	1.910,65	15,38%	-15,56%		1.656,00	2.262,78
	Térmica	3.041,84	6,19%	12,85%		2.864,43	2.695,53
	Eólica	2.554,92	-33,44%	-10,34%		3.838,47	2.849,57
	Solar	171,04	6,42%	7132,28%		160,72	2,36
N	Total	7.678,45	-9,87%	-1,69%		8.519,62	7.810,25
	Hidráulica	8.989,36	26,35%	6,68%		7.114,53	8.426,39
	Térmica	955,08	-50,04%	1,90%		1.911,77	937,23
	Eólica	55,17	-52,81%	-		116,90	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
Itaipu	Total	9.999,60	9,37%	6,79%		9.143,21	9.363,62
	Hidráulica	10.662,51	-1,76%	2,05%		10.853,53	10.448,29
	Hidráulica	55.152,63	4,36%	-3,58%		52.847,56	57.199,66
	Nuclear	1.228,65	-34,70%	-31,13%		1.881,60	1.784,10
	Térmica	8.546,00	-3,81%	11,96%		8.884,33	7.633,12
Total	Eólica	3.188,91	-31,63%	-2,22%		4.663,98	3.261,46
	Solar	235,39	-0,32%	6779,94%		236,15	3,42
	SIN	68.351,58	-0,24%	-2,19%		68.513,62	69.881,76

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, observa-se redução de 3,58% da geração hídrica no SIN, reflexo do baixo volume nos reservatórios decorrente da hidrologia ruim

observada ao longo de 2017, o que demandou o aumento da participação das termelétricas em 11,96%, comportamento similar ao ocorrido nos meses anteriores.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SIN	0,0732	-3,13%	36,61%		0,0756	0,0536

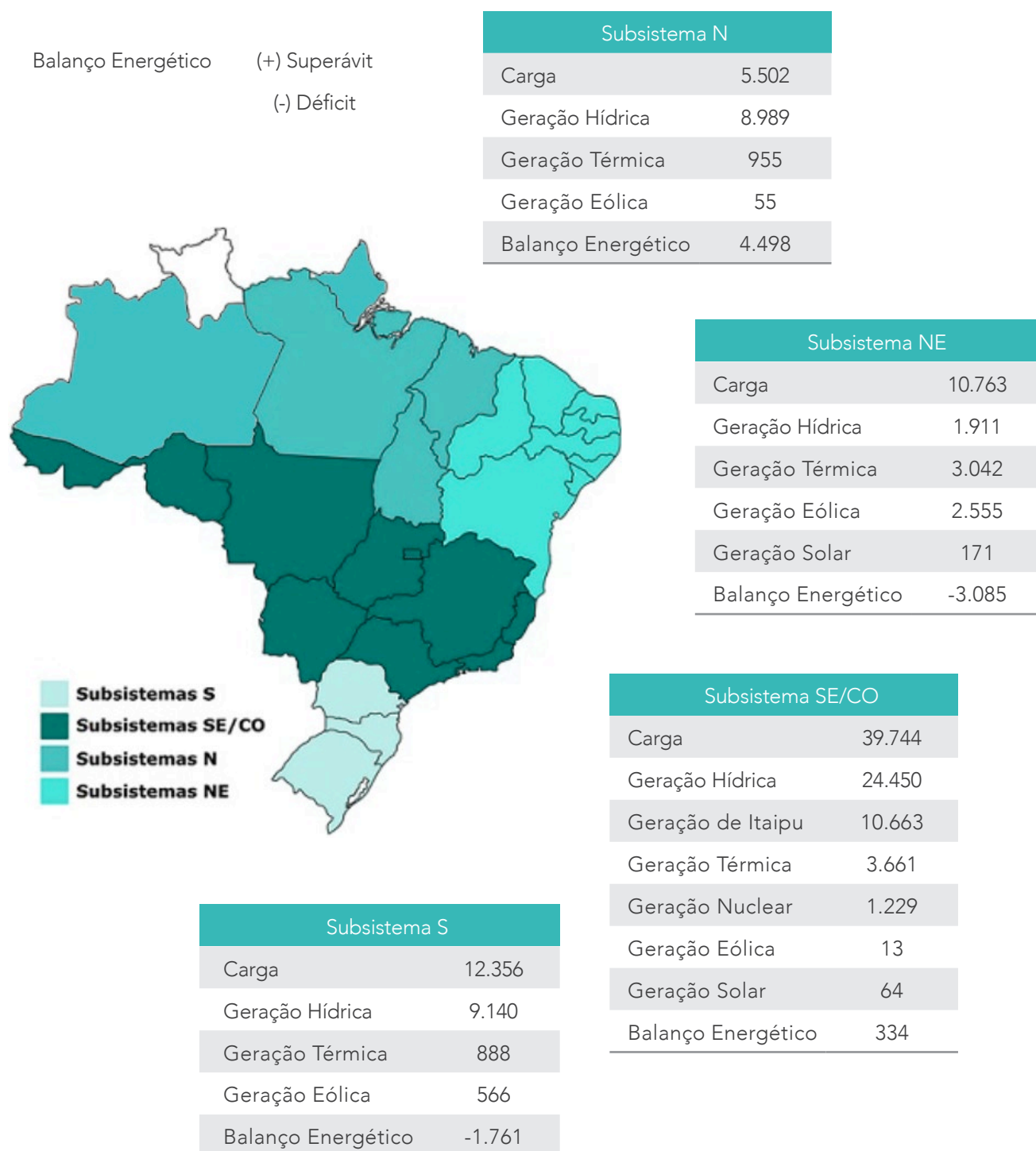
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria²⁰ a partir dos dados do MCTI

²⁰ Até o fechamento desta edição, o fator médio de emissão CO₂ ainda não havia sido divulgado pelo MCTI. O valor utilizado é baseado em estimativa realizada pela FGV Energia.

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.5 e na Tabela 5.6, no mês de fevereiro de 2018, foram deficitários os subsistemas S e NE, supridos com 1.761 MWmed e 3.085 MWmed, respectivamente. O subsistema SE/CO foi superavitário em 334 MWmed, enquanto o N exportou 4.498 MWmed. A quantidade

expressiva de energia exportada pelo subsistema N, esperado para essa época do ano, se dá pela alta afluência característica e pela capacidade limitada de estocagem do recurso hídrico nesse subsistema. Houve ainda a importação de 4,29 MWmed do Uruguai, na forma de intercâmbio internacional.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
S - SE/CO	-1.756,34	-12,69%	-21,86%		-1.558,55	-1.441,33
Internacional - S	4,29	42800,00%	-134,91%		0,01	-12,29
N - NE	2.529,12	26,37%	1,38%		2.001,44	2.494,62
N - SE/CO	1.977,81	10,58%	27,39%		1.788,61	1.552,58
SE/CO - NE	555,92	5,64%	12,44%		526,22	494,42

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
	EAR	% Reservatório			EAR	% Reservatório
SE/CO	75.115	36,94%	18,48%		63.400	31,18%
S	14.768	73,47%	-10,12%		16.431	81,75%
NE	13.617	26,28%	47,39%		9.239	17,83%
N	9.340	62,08%	92,06%		4.863	32,32%
SIN	112.840	38,87%	20,13%		93.933	32,36%

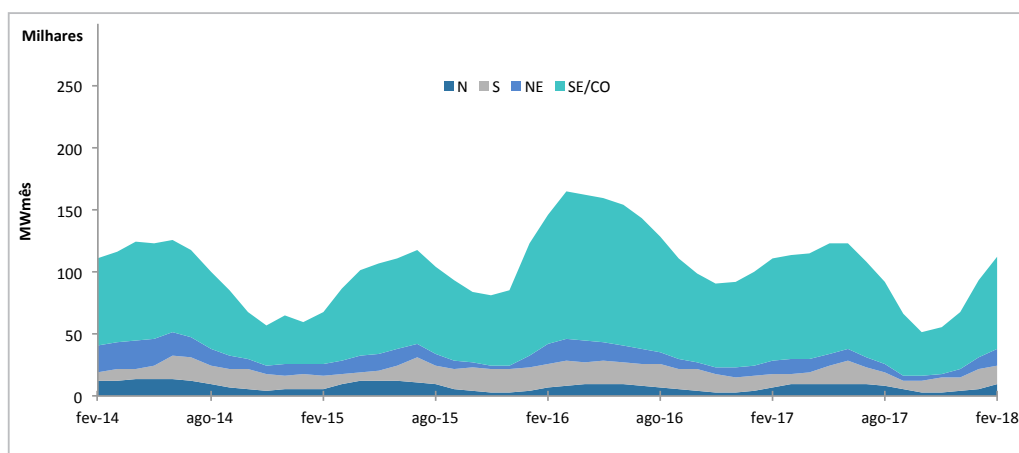
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de fevereiro, apresentados na Tabela 5.1, mesmo com o aumento da participação das hidrelétricas na geração, foi registrado aumento de 20,13% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo 38,87% da capacidade total dos reservatórios. No subsistema NE, o volume armazenado passou de 17,83% da capacidade para 26,28%.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se incremento na EAR de 2,32%. À exceção do subsistema SE/CO, que registrou queda de 8,52%, todos os outros subsistemas se encontravam com volume de água armazenada superior ao observado 12 meses antes (+42,26% no S, +27,82% no NE e +30,98% no N).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de fevereiro de 2018, o CMO médio foi superior ao do mês anterior nos subsistemas SE/CO e S, e inferior no NE e N, comportamento similar ao da ENA no período. Os valores médios registrados foram de R\$172,88 no SE/CO, R\$169,77 no S, R\$168,34 no NE e R\$21,32 no N. A queda expressiva no subsistema N se dá pelo grande volume pluviométrico nessa época do ano e capacidade limitada de armazenamento.

Na comparação anual, o subsistema N registrou queda de 74,05%, enquanto os outros registraram alta (34,61% no SE/CO, 32,19% no S e 2,23% no NE). Esse aumento é um reflexo da hidrologia ruim do ano anterior, o que acaba conduzindo a um aumento da geração térmica. Nesse mesmo período, no entanto, houve expansão considerável da capacidade de geração no N, o que permitiu a queda do CMO nesse subsistema.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SE/CO	172,88	6,67%	34,61%		162,06	128,43
S	169,77	6,95%	32,19%		158,74	128,43
NE	168,34	-3,22%	2,23%		173,93	164,66
N	21,32	-83,40%	-74,05%		128,45	82,18

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA













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

Em março de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 315,5 MW, sendo aproximadamente 43% na alta tensão e 57% na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 75,2% era do tipo fotovoltaica, 13,7% hidráulica, 7,8% térmica e 3,3% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior

capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 27,6% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 7,8% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

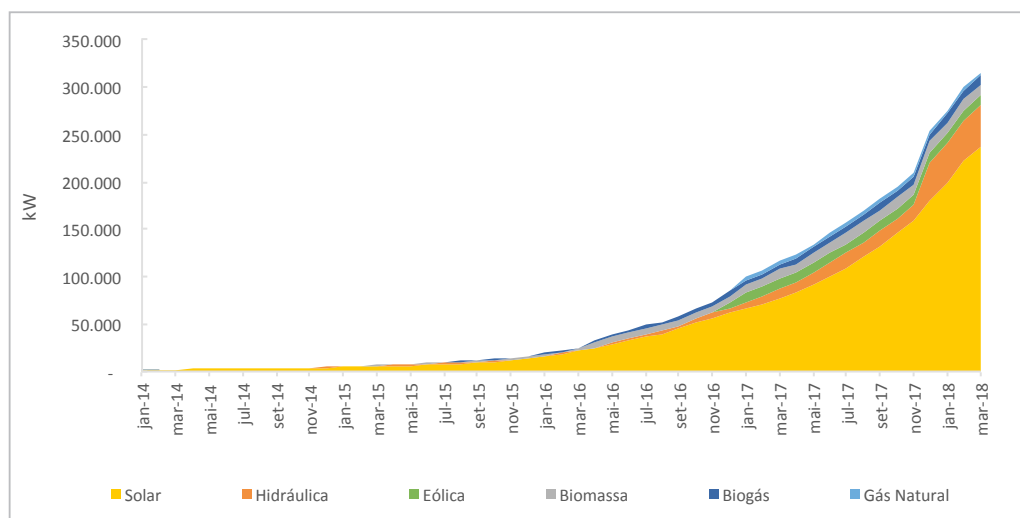
A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 5,18%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 170,82%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE (+11,81%), CPFL (+7,59%) e RGE Sul (+7,10%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+395,44%), CELG-D (+329,28%) e CEMIG-D (+300,97%).

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

Distribuidoras	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências	fev-18	mar-17
CEMIG Distribuição S.A	87.157,89	4,01%	300,97%		83.800,93	21.736,92
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	24.453,30	3,20%	35,36%		23.695,99	18.065,84
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	20.150,44	7,10%	395,44%		18.814,56	4.067,19
Celesc Distribuição S.A.	15.919,34	0,00%	111,65%		15.919,34	7.521,68
Light Serviços de Eletricidade S.A.	15.815,66	4,37%	136,78%		15.153,70	6.679,59
Copel Distribuição S.A	13.999,61	5,55%	136,39%		13.263,57	5.922,27
Companhia Paulista de Força e Luz	13.975,10	7,59%	195,47%		12.989,14	4.729,74
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	11.719,38	2,72%	74,89%		11.409,01	6.700,99
Celg Distribuição S.A.	9.186,86	2,79%	329,28%		8.937,22	2.140,08
Rio Grande Energia S.A.	8.406,12	11,81%	177,69%		7.518,39	3.027,14
Outras	94.732,96	7,07%	163,78%		88.476,59	35.913,93
Total	315.516,66	5,18%	170,82%		299.978,44	116.505,37

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.7: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	96	825	1.823	1.244	50	-	-	4.038
Biomassa	50	70	161	221	20	127	-	649
Solar	835	476	48	200	-	-	-	1.559
Hidrelétrica	2.136	5.236	-	32	106	-	-	7.511
PCH	161	130	651	360	129	50	-	1.480
Eólica	1.789	1.404	587	120	-	-	-	3.901
Total	5.068	8.141	3.270	2.176	306	177	-	19.138

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de fevereiro a 15 de março de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 175,0 MW em hidrelétricas, 59,0 MW em eólicas, 30,0 em solar fotovoltaicas, 14 MW em termelétricas e 5,7 MW em PCH.

Conforme apresentado na Tabela 5.10, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 13.209 MW até o fim de 2019, sendo 55% deste montante respondido por hidrelétricas.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foram verificados o processo de reajuste tarifário da distribuidora Enel Ceará (Tabela 5.11). A concessionária Enel Ceará atende 3,4 milhões unidades consumidoras localizadas 184 municípios do Ceará e teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de abril em 4,96% em média, sendo 3,80% para os consumidores da baixa tensão e 7,96% para os consumidores da alta tensão.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Enel CE	Enel Distribuição Ceará	CE	4,96%	22/abr

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Ocorreu também o processo de revisão tarifária de 8 distribuidoras: Enel RJ, CPFL Paulista, EMT, EMS, RGE Sul, COELBA, COSERN e ESE (Tabela 5.12). Atendendo a 2,6 milhões de unidades consumidoras localizadas em 66 municípios do estado do Rio de Janeiro, a Enel RJ aumentou em 21,46% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 19,94% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 21,04% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da Enel RJ entraram em vigor a partir de 15 de março. A concessionária CPFL Paulista que atende 4,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 234 municípios do estado de São Paulo teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 8 de abril em 16,90% em média, sendo 20,17% para os consumidores da baixa tensão e 11,11% para os consumidores da alta tensão. A Energisa Mato Grosso (EMT), que atende a 1,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 141 municípios do estado do Mato Grosso, teve reajuste de 5,94% na alta tensão e 13,98% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 11,53% das tarifas a partir do dia 8 de abril. Já, o 1 milhão de unidades consumidoras localizadas em 73 municípios do estado de Mato Grosso do Sul (EMS), a partir do dia 8 de abril, tiveram revisão tarifária de

+7,91% para a alta tensão e de +10,65% para a baixa tensão, o que levou a um efeito médio de +9,87%. A concessionária RGE Sul, que atende 1,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 118 municípios das regiões metropolitana e Centro-Oeste do Rio Grande do Sul, apresentou uma revisão tarifária médio de 22,47%, sendo 24,99% para os consumidores da alta tensão e 21,00% para os consumidores da baixa tensão. As novas tarifas da RGE Sul entraram em vigor no dia 19 de abril. Atendendo a 5,9 milhões de unidades consumidoras localizadas em 415 municípios do estado de Bahia, a COELBA teve suas tarifas revisadas a partir de 22 de abril a uma taxa média de 16,95%, sendo 17,27% para a baixa tensão e 16,17% para a alta tensão. As 1,4 milhão de consumidores no estado do Rio Grande do Norte atendidas pela COSERN tiveram suas tarifas revisadas em +17,47% na alta tensão e em +14,88% na baixa tensão, o que teve um efeito médio de +15,61% a partir de 22 de abril. Por fim, a ESE que fornece energia elétrica para 762 mil unidades consumidoras localizadas em 63 municípios de Sergipe teve suas tarifas aumentadas em 9,85% para os consumidores de baixa tensão e em 13,92% para consumidores de alta tensão, o que resultou em um aumento médio de 11,30%, como mostra a Tabela 5.12.

Tabela 5.12: Revisões Tarifárias (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
Enel RJ	Enel Distribuição Rio.	RJ	21,04%	15/mar
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	16,90%	08/abr
EMT	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	MT	11,53%	08/abr
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	MS	9,87%	08/abr
RGE-SUL	RGE-Sul Distribuidora de Energia S.A	RS	22,47%	19/abr
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	16,95%	22/abr
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	15,61%	22/abr
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	11,30%	22/abr

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

No dia 4 de abril de 2018, ocorreu o Leilão de Geração nº 1/2018. Do tipo A-4, o leilão movimentou ao todo R\$ 6,74 bilhões em contratos, equivalentes a um montante de 54.094.749,6/MWh de energia proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte renováveis (hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa) para suprimento a partir de 1º de janeiro de 2022. Com deságio de 59,07% em relação aos preços-tetos estabelecidos, o preço médio foi de R\$ 124,75/MWh. A fonte eólica mais uma vez foi a responsável pelo maior deságio (73,49%), sendo contratadas 4 plantas eólicas novas na Bahia a um preço médio de R\$67,60/MWh. A fonte solar também se mostrou bastante competitiva, apresentando deságio médio de 62,16% frente ao preço inicial. Ao todo foram contratados, ao preço médio de R\$ 118,07/MWh, 29 empreendimentos fotovoltaicos que somam 1.032,54 megawatts-pico (MWp) a serem construídos no Ceará (14), Piauí (6), Minas Gerais (6) e Pernambuco (3). Estes foram os menores preços registrados até hoje em leilões para as fontes eólica e fotovoltaica. As duas usinas

térmicas movidas a biomassa (17,1 MW médios) contratadas apresentaram deságio de 39,53%, sendo vendidas a R\$ 198,94/MWh, enquanto que o deságio médio verificado para as quatro hidrelétricas contratadas (19,7 MW médios) foi de 31,92%, resultando em um preço médio de R\$ 198,12/MWh para a energia proveniente de fonte hídrica. As usinas contratadas encontram-se nos seguintes estados: Ceará (14), Minas Gerais (8), Piauí (6), Bahia (4), Pernambuco (3), Rio Grande do Sul (2), Espírito Santo e Mato Grosso do Sul com uma usina em cada estado.

Além disso, está previsto para ocorrer em no dia 28 de junho o primeiro leilão de transmissão de 2018 (Leilão nº 02/2018). Composto por 24 lotes com 60 empreendimentos localizados em 18 estados, o certame visa contratar instalações para entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses, a partir da data de assinatura dos contratos de concessão. Ao todo, são estimados R\$ 8,9 bilhões em investimentos em 3954 quilômetros (km) de linhas de transmissão com 13866 mega-volt-amperes (MVA) de capacidade de transformação de subestações.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 95,5 mil km ² de área.	
	Etapa		Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas		29/03/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 13/07/2018
	Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		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.	
	Etapa		Data
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		22/05/18
	Sessão pública de apresentação das ofertas		07/06/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 28/06/2018
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso		Até 28/09/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 28/09/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 30/11/2018
	Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas	
	Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km ² . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	Etapa		Data
	Divulgação das regras para realização e participação na oferta permanente		Até 30/04/2018
	Divulgação dos parâmetros técnicos e econômicos das áreas e blocos		Até 30/04/2018
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante		A partir de 02/05/2018
	Apresentação de ofertas		A partir de 01/11/2018
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapa		Data
	Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias maduras de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	
	Etapa		Data
	Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 06/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a alteração da Resolução ANP nº 65, de 10 de dezembro de 2014, que estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados no envio dos dados e informações dos sistemas de medição de produção e movimentação de petróleo, gás natural e água, e dá outras providências.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 27/04/2018
	Data da Audiência Pública		08/05/18

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 05/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que regulamenta os critérios para a aplicação e o cumprimento de notificação.	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		Até 27/04/2018
	Data da Audiência Pública		24/05/18

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2018	
	Descrição	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	Etapas		Data
	Entrega na CCEE dos documentos de habilitação		25/04/18
	Resultado do julgamento de habilitação		18/06/18
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão		13/07/18
	Envio dos documentos de constituição da SPE		13/07/18
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	Devolução das Garantias de Proposta		Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização		10/10/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2018	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6", de 2018, deverão considerar o atendimento à totalidade do mercado, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2024.	
	Etapas		Data
	Realização		Segundo quadrimestre de 2018
	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
	Etapas		Data
	Realização		18/12/17
	Data estimada para Outorga de Autorização		25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
	Etapas		Data
	Realização		20/12/17
	Data estimada para Outorga de Autorização		25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 02/2018	
	Descrição	Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.	
	Etapas		Data
	Término do prazo para Publicação do Edital - Data Prevista		17/05/18
	Realização		28/06/18
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO - Data Prevista		28/09/18

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 15/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento dos Submódulos 10.6 - Controle da Geração e 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos, dos Procedimentos de Rede, para atendimento à aplicação da nova metodologia para dimensionamento da Reserva de Potência Operativa do Sistema Interligado Nacional - SIN, face ao crescimento de geração eólica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		30/04/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 16/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Rio Grande Energia S.A. – RGE, a vigorar a partir de 19 de junho de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		12/05/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 17/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento do processo de revisão tarifária periódica da Receita Anual Permitida - RAP das concessionárias de transmissão ATE VII Transmissora de Energia S.A., Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. – Ienne, Iracema Transmissora de Energia S.A., Brasnorte Transmissora de Energia S.A., Eletrosul Centrais Elétricas S.A., Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel-GT, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte, Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE, Brilhante II Transmissora de Energia Ltda., SE Nandiba S.A., São Gotardo Transmissora de Energia S.A., CPFL Transmissão Piracicaba S.A. e Paranaíba Transmissora de energia S.A., a vigorar a partir de 1º de julho de 2018.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		14/05/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 18/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica – UHE Porto Primavera, nos termos do Decreto nº 9.271/2018.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		27/04/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 19/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta da Terceira Revisão Periódica da Receita Anual Permitida – RAP do Contrato de Concessão nº 20/2008, outorgado à Evrecy Participações Ltda.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		01/06/18
	Objeto	ANEEL - Consulta 002/2018	
	Descrição	Obter subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão) e os impactos associados à sua aplicação.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		11/05/18
	Objeto	ANEEL - Consulta 003/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a especificação técnica de serviços de Fábrica de Software a serem contratados pela ANEEL em 2018.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		02/05/18
	Objeto	ANEEL - Consulta 004/2018	
	Descrição	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		03/07/18



Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



RIO DE JANEIRO

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