

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

Fusões e Aquisições (M&A) no setor energético

OPINIÃO

Gesner Oliveira e Pedro Henrique França

É preciso isonomia competitiva nas privatizações do setor elétrico

Guilherme Pereira Souto e Alexandre Carlos Leite de Figueiredo

A atuação do Tribunal de Contas da União no aperfeiçoamento do processo de desinvestimentos da Petrobras

Daniel Lamassa, Fernanda Delgado e Pedro Neves

Leilões, Desinvestimentos e o Novo Mercado de Gás: movimentações no mercado petrolífero nacional

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Gláucia Fernandes

Marina de Abreu Azevedo

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

PRODUÇÃO

Coordenação e Execução

Simone C. Lecques de Magalhães

Revisão de conteúdo

Tamar Roitman

Apoio

Thatiane Araciro

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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

Data de fechamento da edição: 30/10

EDITORIAL

Fusões e Aquisições (M&A) no setor energético..... 04

OPINIÃO

É preciso isonomia competitiva nas privatizações do setor elétrico 08

A atuação do Tribunal de Contas da União no aperfeiçoamento
do processo de desinvestimentos da Petrobras 12

Leilões, Desinvestimentos e o Novo Mercado de Gás:
movimentações no mercado petrolífero nacional..... 18

PETRÓLEO 27

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial 27

Derivados do Petróleo 33

GÁS NATURAL..... 36

Produção e Importação..... 36

Consumo 38

Preços 39

Informações relevantes para o setor 41

BIOCOMBUSTÍVEIS 44

Produção..... 44

Preços 47

Consumo 48

Importação e Exportação de etanol..... 51

SETOR ELÉTRICO 53

Demanda 53

Oferta 55

Balanço Energético..... 57

Disponibilidade..... 58

Estoque..... 60

Custo Marginal de Operação – CMO 61

Micro e Minigeração Distribuída..... 61

Expansão 63

Tarifas de Energia Elétrica..... 64

Leilões 65

ANEXO..... 66



EDITORIAL*

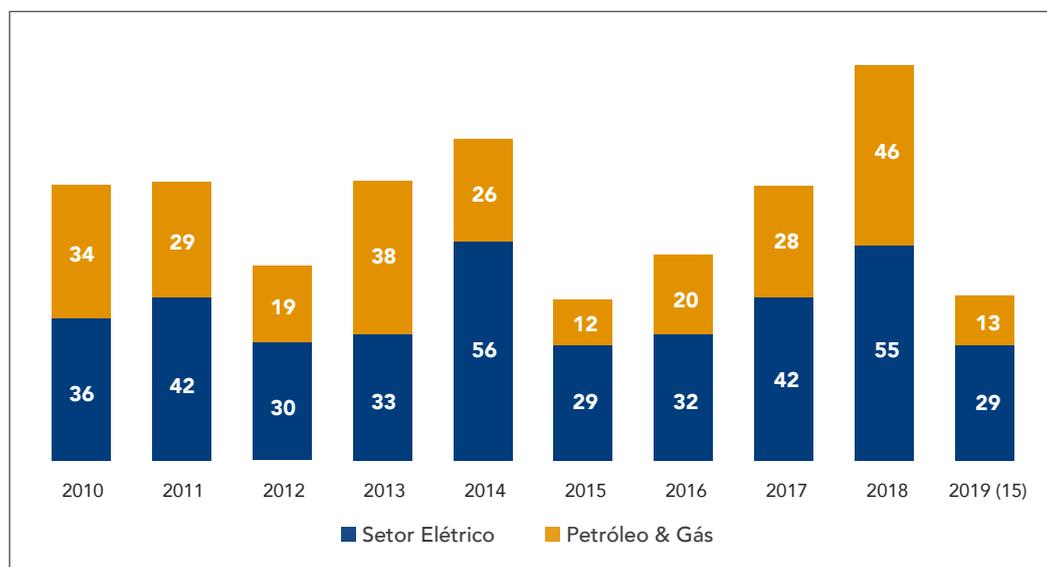
Fusões e Aquisições (M&A) no setor energético

O mercado de energia brasileiro está aquecido para a realização de negócios de fusões e aquisições (M&A, na sigla em inglês), envolvendo tanto as empresas do setor elétrico como as do mercado de petróleo e gás. As movimentações deste tipo são favorecidas pelo ambiente político mais estável e por mudanças regulatórias no setor energético, com estímulo às privatizações, desinvestimentos de estatais e a ocorrência de novos leilões de petróleo e energia elétrica.

Em 2018, o setor de óleo e gás brasileiro registrou o número recorde de 46 fusões e aquisições, enquanto as 55 movimentações do setor elétrico ficaram abaixo apenas das 56 movimentações registradas em 2014, em um horizonte de uma década. A Figura 1 mostra o volume de negociações ocorridas desde 2010, de acordo com dados da consultoria KPMG (2019)¹.

¹ KPMG. Fusões e Aquisições. 2019 – 2º trimestre. Disponível em: <https://home.kpmg/br/pt/home/insights/2019/09/fusoes-e-aquisicoes-2-semester.html>

Figura 1: Histórico de fusões e aquisições no mercado de energia brasileiro, por setor, desde 2010



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de KPMG, 2019

Entre janeiro e junho de 2019, foram realizadas 29 operações no setor elétrico, um crescimento de 71% em relação às 17 negociações ocorridas no mesmo período de 2018. A maior parte dos negócios fechados nos seis primeiros meses do ano englobam a compra e a venda de ativos de geração de energia renovável, notadamente das fontes eólica e solar². Vislumbrando que as movimentações de fusões e aquisições devem acelerar ainda mais no segundo semestre, uma vez que o Supremo Tribunal Federal (STF) aprovou regras de privatização de estatais, a KPMG estima que o ano termine com 60 transações do tipo. A consultoria avalia que há uma tendência crescente de movimentos corporativos em busca de projetos de energia limpa, não apenas pela garantia de suprimento

próprio a preços competitivos, mas também pela questão da imagem positiva que essas transações trazem para as companhias compradoras. As fusões e aquisições no setor elétrico refletem o movimento intenso de petroleiras e grandes consumidores de energia, como mineradoras, de investimentos em projetos de geração de energia renovável³.

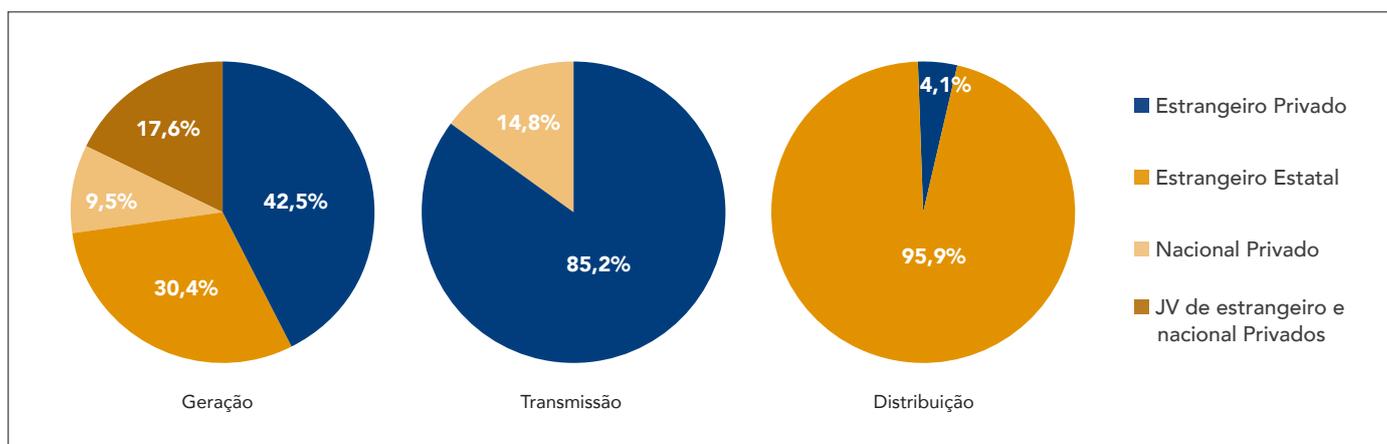
Um estudo do Grupo de Economia da Infraestrutura e Soluções Ambientais (GEI-SA) da FGV (Oliveira et al, 2018)⁴ aponta que existe uma forte presença internacional nas fusões e aquisições no setor elétrico nacional (Figura 2). Nos últimos anos, essas empresas estrangeiras foram as principais compradoras de ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade.

² Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53112255/kpmg-fusoes-e-aquisicoes-na-area-de-energia-devem-bater-recorde-em-2019>

³ Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/02/20/fusoes-e-aquisicoes-no-setor-eletrico-devem-continuar-intensas-em-2019.ghtml>

⁴ Disponível em: https://gei-sa.fgv.br/sites/gei-sa.fgv.br/files/u49/go_estudo_concorrencial_energia_fgv.pdf

Figura 2: Participação dos tipos de capital comprador no valor das fusões e aquisições por segmento do setor elétrico – 2016 a 2018 (R\$ bilhões)



Fonte: Oliveira et al, 2018

No setor de petróleo e gás, o número de fusões e aquisições recuou 70% no primeiro trimestre deste ano em comparação com o mesmo período no ano passado, segundo dados da KPMG. Foram sete negócios fechados nos primeiros três meses de 2019 contra 24 no primeiro trimestre de 2018⁵. De acordo com a consultoria, a diminuição nas transações reflete a ausência de leilões no período e a discussão dos processos de desinvestimento da Petrobras, que foram parar no STF. Contudo, com a realização dos leilões programados para este ano e o programa de desinvestimentos da estatal brasileira, a previsão é que o mercado volte a aquecer no quarto trimestre. Outro fator que deve estimular novas operações do setor petrolífero é a integração cada vez maior desta indústria com o setor de renováveis e os leilões de usinas termelétricas.

Especificamente no mercado de gás natural, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) firmou acordo com a Petrobras para a venda de ativos, reforçando as oportunidades associadas à saída da Petrobras do mercado de transporte e

distribuição de gás. O acerto prevê a saída total da estatal do mercado de transporte e distribuição de gás natural, em troca do órgão encerrar três processos contra a estatal por conduta anticompetitiva nesse mercado.

Em 2017, a estatal Petroleira se desfez de importantes ativos do setor de transportes de gás passando 90% da participação da NTS para um fundo gerido pela Brookfield Brasil Asset Management, por US\$ 5,08 bilhões. Ainda foram vendidos 90% da TAG para o consórcio formado por Engie e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), por R\$ 33,5 bilhões (algo em torno de US\$ 8,6 bilhões), incluindo os R\$ 2 bilhões destinados à liquidação de dívidas com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

As transações de fusões e aquisições no setor de energia elétrica também foram intensas no mundo, alcançando um volume total de US\$ 158 bilhões em 2018. Apesar de o valor ser o segundo maior nos últimos cinco anos, o número de negócios registra-

⁵ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrazilenergia.com.br/fusoes-e-aquisicoes-recuam-70-no-trimestre/>

dos diminuiu de 651 para 622, entre 2017 e 2018, de acordo com a GlobalData (2019)⁶. Segundo a análise da GlobalData, o segmento de energia solar registrou o maior número de operações, seguido de transmissão e distribuição (T&D), energia eólica, combustíveis fósseis e hidroeletricidade. A empresa também destaca que, nos últimos anos, a indústria de energia elétrica viveu uma transição para a geração de energias limpas e que as negociações de M&A envolvendo energias renováveis tendem a aumentar nos próximos anos.

A indústria global de óleo e gás registrou cerca de dez mil operações de M&A entre 2014 e 2018, das quais mais de 60% no setor de *upstream*. O relatório da GlobalData⁷ revelou que a queda das receitas e o crescimento das dívidas das petroleiras as levou a realinhar os seus objetivos estratégicos e redefinir seus portfólios, levando a um aumento do número de fusões e aquisições.

O Boletim de Conjuntura do Setor Energético da FGV Energia deste mês traz uma análise acerca dos movimentos de fusões e aquisições no setor energético, que estão ocorrendo em função dos momentos vividos tanto pela indústria de energia elétrica quanto pelo mercado de petróleo e gás. Na primeira coluna deste mês, Gesner Oliveira e Pedro Henrique França, da GO Associados, discutem sobre o equilíbrio competitivo nas privatizações do setor elétrico brasileiro. A segunda coluna, de autoria dos membros do TCU Guilherme Pereira Souto (auditor federal) e Alexandre Carlos Leite de Figueiredo (secretário), aborda o papel do Tribunal de Contas da União nos processos de desinvestimentos da Petrobras, enquanto Daniel Lamassa, Fernanda Delgado e Pedro Neves, da FGV Energia, discutem, no terceiro texto, os resultados das movimentações no setor petrolífero nacional, com os leilões, desinvestimentos da Petrobras e o Novo Mercado de Gás.

⁶ Disponível em: <https://www.globaldata.com/global-power-ma-market-remained-strong-in-2018-with-transaction-volumes-reaching-us158bn/>

⁷ Disponível em: <https://www.globaldata.com/oil-price-volatility-driving-ma-activity-in-oil-and-gas-industry-in-recent-years-says-globaldata/>

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



OPINIÃO

É preciso isonomia competitiva nas privatizações do setor elétrico

*Por Gesner Oliveira e
Pedro Henrique França**

O Brasil precisa aprimorar o marco regulatório do setor elétrico para assegurar uma privatização segura e em benefício do investimento e da qualidade dos serviços. A falta de modernização das regras pode criar distorções, ameaçando a sustentabilidade de um dos segmentos mais importantes da economia.

O objetivo deste artigo é discutir a ausência de equilíbrio competitivo entre as empresas que atuam no setor elétrico. Considerando todos os leilões de geração de energia elétrica entre 2016 e 2018, as empresas privadas brasileiras foram responsáveis pela aquisição de apenas 15,9% dos empreendimentos; o restante foi adquirido por empresas estrangeiras, das quais 73,6% são privadas e 10,5% são estatais.

Chama atenção a concentração do ponto de vista do país de origem do capital. No período 2016-

2018, 55% do capital utilizado nas operações de fusão e aquisição de empresas elétricas no Brasil era, direta ou indiretamente, de origem chinesa. Apenas 18% era de capital nacional.

Não se trata de defender uma política discriminatória contra o capital estrangeiro deste ou daquele país. Porém, é preciso assegurar que as condições de competição sejam iguais para todos os concorrentes e que estejam alinhadas com as melhores práticas de governança e de mercado.

Distorção semelhante está ocorrendo nos leilões de geração e transmissão de energia elétrica. Frequentemente, as empresas nacionais têm uma desvantagem competitiva relativamente às estrangeiras, que conseguem captar recursos mais baratos em seus mercados nativos. Não é incomum que essas empresas obtenham linhas de crédito subsidiadas pelos seus governos, muitas vezes ao

arrepio das regras de defesa comercial da Organização Mundial do Comércio.

A crescente participação de empresas estrangeiras no setor elétrico, por si só, não caracteriza a existência de subsídio ilegal nos certames pelos mercados de energia elétrica, mas é preciso prevenir práticas desleais.

Merece igual atenção a forte participação de estatais estrangeiras no capital das empresas vencedoras dos leilões, cuja origem e centro de decisão nem sempre é aparente. Apenas a título de exemplo, uma empresa como a EDP (Energias de Portugal) tem como a maior acionista votante a *Three Gorges Corporation*, empresa estatal chinesa.

Empresas estatais estrangeiras muitas vezes têm acesso a subsídios governamentais para entrar em novos mercados. É preciso avaliar em que medida o Brasil pode terminar trocando o monopólio estatal brasileiro pelo monopólio estatal de outra nação ou pelo oligopólio privado.

Uma distorção problemática ocorre quando uma estatal estrangeira utiliza a outorga de serviços para canalizar compras de bens ou serviços de empresas do mesmo grupo sem que as transações daí decorrentes correspondam a um critério de alocação ótima de recursos. Esse tipo de comportamento é possível quando não há transparência nas transações com partes relacionadas, um dos ingredientes-chaves de uma boa governança.

Uma oferta extremamente agressiva em um leilão pode, na verdade, encobrir a intenção de compensar receitas com tarifas menores mediante transferências viabilizadas pelo superfaturamento de

compras ou obtenção de subsídios governamentais, caracterizando-se prática desleal de comércio.

Mecanismos que evitem uma concorrência desleal por conta de subsídios de governos de outros países às empresas estatais estrangeiras são, portanto, primordiais. A disputa nos leilões deve ser balizada pela eficiência e não simplesmente por lances agressivos, apenas viáveis pela existência de outros mecanismos de ganhos compensatórios que não assegurem sustentabilidade aos contratos de concessão.

Em particular, os subsídios de um governo estrangeiro, discricionários em sua natureza, não são garantidos por toda a duração do contrato, o que gera uma insegurança operacional concreta. Sua interrupção pode causar desequilíbrio na concessão e ensejar pedido de revisão e descontinuidade dos serviços.

Vale ressaltar que, devido ao avanço das aquisições de ativos do setor elétrico por empresas estrangeiras, em particular as estatais chinesas, em alguns países como Austrália, Estados Unidos e Reino Unido, foram adotadas medidas restritivas ou preventivas para evitar o avanço indiscriminado de aquisições de ativos considerados estratégicos para o país.

Nos Estados Unidos, as leis federais e estaduais geralmente não restringem a propriedade estrangeira ou o investimento em empresas americanas. No entanto, tais aquisições podem estar sujeitas a revisão pelo Comitê de Investimentos Estrangeiros nos Estados Unidos ("CFIUS").

Se o CFIUS determinar que uma transação levanta preocupações de segurança nacional, o órgão pode impor uma série de medidas de mitigação às partes.

Isso pode incluir a exigência de que certas informações relativas às atividades sensíveis, de acordo com critério estabelecido pelo governo americano, sejam protegidas do investidor não americano. É possível, inclusive, que caso as preocupações não possam ser mitigadas através de outras medidas, o CFIUS obrigue que a transação seja desfeita.

Além disso, o *Bureau* de Assuntos Econômicos do Departamento de Comércio pode exigir que empresas americanas enviem um relatório se uma empresa estrangeira adquirir 10% ou mais das ações com direito a voto da empresa americana. Não se pretende defender que o Brasil deva simplesmente copiar tais medidas adotadas em um outro contexto. No entanto, é urgente pensar que providências podem ser adotadas para aprimorar o marco regulatório nacional e prevenir as distorções apontadas.

A primeira providência é garantir o aprimoramento nas previsões sobre a Governança Corporativa dos players. Os critérios de boa governança do novo mercado da B3 poderiam ser usados como referência. Em particular, é imperativo que haja máxima transparência nas transações com partes relacionadas.

Neste sentido, é importante premiar empresas claramente conectadas com o mercado brasileiro, como a ampliação dos benefícios garantidos àquelas que tiverem aderido ao regime diferenciado de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de São Paulo no Novo Mercado, 1º ou 2º Níveis ou Bovespa Mais. Além disso, é proposto flexibilizar regras regulatórias a depender do nível de governança corporativa da empresa.

Uma segunda linha de ação reside na exigência de garantias de capacidade de realização dos

investimentos propostos. Caso os recursos não sejam perenes, como é o caso de empresas que dependem do subsídio de governos dos países de origem, o licitante não estaria habilitado.

Essas iniciativas trariam um aprimoramento do mercado nacional, como o incentivo ao aumento da transparência e à adoção de regras mais sólidas de responsabilidade, monitoramento do comportamento da empresa pela sociedade e flexibilização das assimetrias regulatórias que, hoje, ameaçam o mercado.

Faz-se necessário, ainda, criar mecanismos que possibilitem a análise estratégica de investimentos estrangeiros no Brasil. Neste sentido, outra proposta seria a criação de câmaras de conselho de governo, que poderiam receber, por decreto, a prerrogativa de avaliar e qualificar ativos específicos de energia.

Mediante a edição de lei, a Presidência da República (ou algum Ministério, se a lei assim dispor) realizaria análise de conveniência e oportunidade sobre os investimentos estrangeiros em infraestrutura crítica do setor elétrico, podendo adotar medidas concretas para mitigar eventuais preocupações.

Por fim, considera-se importante a criação de mecanismos que evitem que empresas estatais estrangeiras possam utilizar a outorga de serviços no setor com intuito exclusivo de fomentar o mercado de origem do capital.

As providências sugeridas estão longe de representar um cardápio de medidas protecionistas ou discriminatórias. Pelo contrário, visam eliminar as distorções existentes na atualidade pela falta de condições isonômicas de concorrência no setor elétrico.



Gesner Oliveira é professor e Coordenador do Grupo de Economia da Infraestrutura & Soluções da Fundação Getúlio Vargas (FGV/SP) e sócio da GO Associados. Doutor em Economia pela Universidade da Califórnia (Berkeley). Foi professor visitante na Universidade de Columbia nos EUA em 2006. Conselheiro de várias empresas e Conselheiro independente certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC, tendo passado por companhias estatais e privadas. Foi Presidente da Sabesp (2007–11), exerceu dois mandatos como Presidente do CADE (1996-2000), foi Secretário de Acompanhamento Econômico em 1995 no e Secretário Adjunto de Política Econômica (1993-94).



Pedro Henrique França é economista-chefe da GO Associados. Trabalhou no Banco Ribeirão Preto de 2015 a 2019, onde era responsável pela área de pesquisa macroeconômica e pela tesouraria. Foi também analista de finanças do Itaú Unibanco. É economista pela Universidade de São Paulo.



OPINIÃO

A atuação do Tribunal de Contas da União no aperfeiçoamento do processo de desinvestimentos da Petrobras

Por Guilherme Pereira Souto
e Alexandre Carlos Leite
de Figueiredo*

O Tribunal de Contas da União – TCU, inserido em sua competência constitucional de auxílio à realização do controle externo, acompanha a Carteira de Desinvestimentos da Petróleo Brasileiro S.A. com o intuito de selecionar processos de vendas de ativos e implementar ações de controle específicas. As análises empreendidas pelo Tribunal, no caso, buscam estimular a adoção das melhores práticas do mercado em M&A (Fusões e Aquisições), envolvendo aspectos técnicos e de modelagem econômico-financeira, jurídicos e de conformidade, pautados pelos princípios da transparência, competitividade, segurança jurídica e regulatória, eficiência e economicidade.

O *modus operandi* do acompanhamento realizado atualmente originou-se de um processo de representação de Unidade Técnica do TCU que, em 2016, analisou indícios de irregularidades na metodologia de alienação de empresas e ativos da Petrobras,

denominada “Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras”. Os projetos de desinvestimento da Companhia devem seguir o rito previsto na sistemática e visam à transferência de titularidade, total ou parcial de bens e/ou direitos pertencentes à Petrobras ou às empresas integrantes do Sistema Petrobras.

Um dos pontos centrais analisados na representação, em atenção ao princípio da segurança jurídica, foi avaliar a necessidade de autorização legislativa para a realização dos desinvestimentos e, também, se estes deveriam ser alienados por intermédio do Programa Nacional de Desestatização – PND.

Sobre o tema, o plenário do TCU firmou entendimento (Acórdão 442/2017-TCU-Plenário) pela não necessidade de autorização legislativa para a alienação de ativos pela Petrobras, *in casu*, suas subsi-

diárias ou participações societárias, tendo como fundamento que a atuação do Estado no domínio econômico, na condição de empresário, faz-se de forma excepcional, sendo a regra a sua não intervenção. Assim, tal autorização legislativa não seria aplicável à situação oposta, da saída do Estado do domínio econômico, a qual significa retorno à condição normal da atividade econômica.

Soma-se a esse entendimento o tratamento diferenciado dado pela Constituição à criação de subsidiárias e à participação em empresa privada, para as quais não houve reserva à lei específica. Se para a sociedade de economia mista foi confiada, mediante autorização legal, discricionariedade para decidir sobre a criação de subsidiária e sobre a sua participação em empresa privada, com a finalidade de dar cumprimento às suas atividades negociais, a ela também caberia decidir sobre alienação ou desconstituição de subsidiária ou de participação, com o mesmo fim.

Quanto à obrigatoriedade de se utilizar o PND (Lei 9.491/1997) nos desinvestimentos da Petrobras, o Tribunal entendeu que as alienações que vêm sendo realizadas pela Companhia não são abrangidas por tal dispositivo. Essas, além de não guardarem pertinência com os objetivos do citado diploma legal, não se mostram como imperativo da vontade do Estado.

Ao contrário das alienações constantes no Plano Nacional de Desestatização, o TCU entendeu que os desinvestimentos que vêm sendo realizados pela Petrobras apresentam-se como decisões empresariais de gestão de portfólio da Companhia, deliberações essas que buscam a geração de caixa para redução de sua alavancagem, nos termos do seu Plano de Negócios e Gestão.

Esse entendimento foi, inclusive, referendado pelo Supremo Tribunal Federal em junho do ano corrente, ocasião na qual os ministros da casa, citando argumentação do voto do relator do referido processo no TCU, Ministro José Múcio Monteiro, decidiram, em caso levado à apreciação do Plenário daquela Corte, que, apesar da alienação do controle acionário de empresas públicas e sociedades de economia mista exigir autorização legislativa e licitação, essa não se aplicaria à alienação do controle de suas subsidiárias e controladas. Nesse caso, segundo o STF, comungando de entendimento anterior da Corte de Contas, a operação pode ser realizada sem a necessidade de licitação, desde que observados os princípios da administração pública inscritos no art. 37 da Constituição, e respeitada, sempre, a exigência de necessária competitividade.

Ainda quanto à representação ora em destaque, no tocante à Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras, a Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural – SeinfraPetróleo, área técnica do Tribunal de Contas da União responsável pelas fiscalizações temáticas do setor, constatou que o rito delineado pela Petrobras contemplava procedimentos contrários aos princípios aplicáveis à Administração Pública.

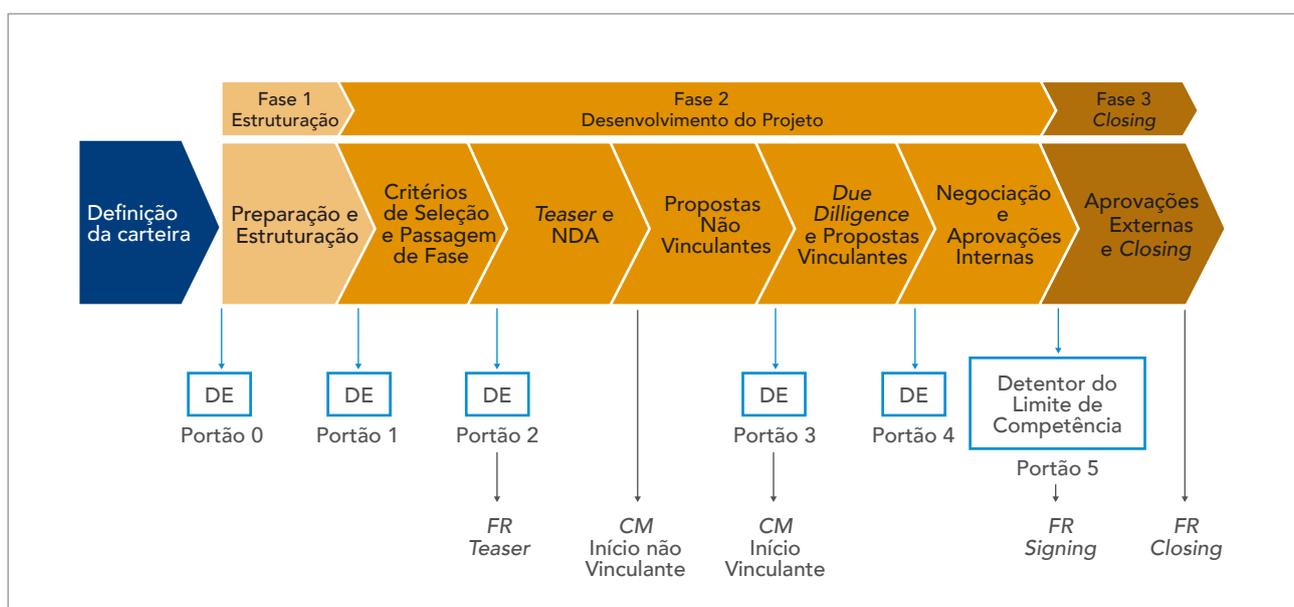
Na ocasião, o Tribunal identificou fragilidades que poderiam macular as diretrizes fundamentais do procedimento licitatório e implicar consequências indesejadas aos processos de desinvestimentos, como a potencialização dos riscos de ocorrência de atos ilícitos, a exemplo de eventuais direcionamentos de empresas interessadas, modificações nos objetos durante os processos de alienação, incorrendo em alterações dos preços de venda dos ativos em negociação.

O diagnóstico realizado pela área técnica teve como principais apontamentos: (i) falta de transparência do processo competitivo, em especial a ausência de publicação da oportunidade de negócio; (ii) possibilidade de escolha do Assessor Financeiro sem consulta ao mercado; (iii) possibilidade de escolha de potenciais compradores, em um processo sigiloso, associada à discricionariedade conferida ao gestor para a escolha dos possíveis interessados e ao risco de restrição do número de participantes; (iv) permissão para alteração do objeto alienado a qualquer momento, mesmo em etapas avançadas de negociação, sem dar oportunidades iguais aos licitantes de se manifestarem sobre as alterações promovidas no objeto; (v) não condução à deliberação de órgãos diretivos de parcela considerável de atos relacionados à venda e (vi) não divulgação, a todos os interessados, de esclarecimentos oriundos da etapa de perguntas e respostas.

A Companhia, com base no diagnóstico do TCU, discutiu internamente e implementou, em março de 2017, alterações substanciais em seu normativo com o objetivo de dar maior transparência às etapas dos processos de desinvestimentos, em prol de maior conhecimento e controle pela sociedade e órgãos fiscalizadores e do fomento a uma maior competitividade.

Quanto à falta de transparência do processo competitivo, a Petrobras alterou a Sistemática definindo a publicidade como regra para os projetos de desinvestimento (antes imperava o estrito sigilo do processo). O documento modificado definiu a divulgação ao mercado dos principais atos do processo: (i) inteiro teor do teaser; (ii) início da fase não-vinculante e de *due diligence*; (iii) início da fase vinculante; (iv) concessão de exclusividade para negociação; (v) aprovação interna pelos órgãos diretivos e assinatura dos contratos; e (vi) conclusão do projeto.

Figura 1: Sistemática de Desinvestimento da Petrobras



Fonte: Petrobras, 2017¹.

¹ Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/aperfeicoamos-nosso-processo-de-desinvestimentos.htm>

Quanto à discricionariedade do gestor na escolha de potenciais compradores, a nova versão do normativo estabeleceu a seleção de empresas por meio de critérios objetivos, razoáveis, impessoais, devidamente justificados, comprovados e registrados a serem amplamente divulgados por meio de *teaser*. Além disso, tais critérios deverão ser submetidos à aprovação pela Diretoria Executiva, que também será responsável pela aceitação da lista daquelas empresas que, os atendendo, serão desde logo convidadas a participar do certame.

Destaca-se a inclusão de regra que estabeleceu que quaisquer empresas interessadas poderão participar do processo competitivo, desde que atendidos os critérios objetivos previamente definidos, sendo adotado sistema eletrônico para recebimento de propostas, evitando o seu recebimento em datas e horários discrepantes dos previamente estabelecidos.

Em relação à permissão para alteração do objeto alienado a qualquer tempo, o padrão revisado, em virtude dos apontamentos, determinou o reinício do processo em caso de alteração do objeto e a repetição da fase vinculante, em caso de aprovação da alteração de escopo pela Diretoria Executiva. Adicionalmente, definiu a realização de nova rodada de propostas vinculantes, caso haja propostas com até 10% de diferença em relação à melhor oferta e a possibilidade de nova rodada de propostas com *Sale Purchase Agreement* (SPA) negociado (adesão), quando houver propostas com até 10% de diferença em relação à melhor oferta.

Sobre a não condução à deliberação de órgãos diretivos de parcela considerável de atos relacionados ao desinvestimento, o normativo revisado inseriu a obrigatoriedade de que a Diretoria Executiva aprove o início de cada uma das seguintes etapas relevantes

do desinvestimento: entrada do projeto na carteira; estruturação do modelo de negócio; definição dos critérios objetivos para convite; lista de potenciais compradores; classificação das propostas não-vinculantes recebidas; classificação das propostas vinculantes recebidas; concessão de exclusividade à negociação, se for o caso; e assinatura de contratos.

Já em relação à possibilidade de escolha do assessor financeiro sem consulta ao mercado, a revisão da Sistemática estabeleceu que a contratação das modalidades de assessoria financeira (*Assessor Financeiro e de Fairness Opinion/Valuation Report*) passaria a contar com regras mais específicas. Dentre essas incluem-se a obrigatoriedade de observação dos preceitos do Manual Petrobras de Contratação e demais normas corporativas aplicáveis por intermédio da instrução de processo com a documentação específica que embasa a contratação. Estabeleceu-se, ainda, rotatividade da escolha do assessor, tomando como base para identificação inicial dos eventuais prestadores, os rankings publicados e periodicamente atualizados por instituições especializadas em M&A, análise prévia pela Área Jurídica, caso a caso, quando for identificada hipótese de contratação direta e a submissão da contratação do assessoramento financeiro para aprovação pelas autoridades competentes.

Finalmente, quanto à não divulgação de perguntas e respostas formuladas pelos licitantes, a Sistemática passou a contar com novas regras, entre as quais a possibilidade de solicitação de esclarecimentos à Comissão de Alienação pelos Potenciais Compradores e a divulgação para todos os Potenciais Compradores participantes do Processo Competitivo, por meio de *Data Room virtual*, as perguntas e respostas relativas aos esclarecimentos solicitados que não prejudiquem o valor da Empresa/Ativo.

Figura 2: Principais modificações ocorridas na sistemática de desinvestimentos

Eixo	Antes	Agora
Transparência	Divulgações ao mercado apenas nas fases finais do processo	Comunicações ao mercado ao longo do processo
Escolha de Participantes	Critérios de seleção e lista de participantes não divulgados	Critérios de seleção serão divulgados com a divulgação do processo competitivo
Estruturação de ativos	Relatório de Entrada	Relatórios de Entrada, de Preparação e de Estruturação
Isonomia	Possibilidade de alterar escopo ou objeto ao longo da transação - aprovação ao final	Alterar escopo demanda repetição de fase; Alterar objeto demanda reinício
Governança	Aprovações da DE apenas nas fases iniciais e finais dos projetos	Aprovações na DE ao longo do processo - 5 vezes
Acessor Financeiro	Contratação por rodízio seguindo ranqueamento de mercado	Sistematizado o processo de rodízio

Fonte: Petrobras, 2017¹.

Em resumo, a atuação do Tribunal de Contas da União contribuiu para as alterações da sistemática de desinvestimentos da Petrobras mostradas na Figura 2.

A atuação da Corte de Contas visou assegurar o cumprimento dos princípios da administração pública, o aperfeiçoamento da rastreabilidade dos atos do processo, a melhoria da governança e a manutenção da eficiência e economicidade dos processos. As alterações promovidas aumentam a segurança e competitividade, permitindo uma maior participação de interessados, fomentando a transparência como regra e reduzindo a assimetria de informações.

Contudo, é importante ressaltar que a mera mudança do normativo não implica que os processos de desinvestimentos estejam livres de riscos, motivo pelo qual o TCU acompanha continuamente os casos concretos de alienação de ativos da Petrobras, selecionando os objetos de controle por meio de análise que considera requisitos de materialidade, relevância, risco e oportunidade.

Para o acompanhamento do andamento desses processos na Petrobras, o Tribunal recebe periodicamente, por meio de sistema eletrônico, atualizações e informações detalhadas sobre todos os projetos constantes da Carteira de Desinvestimentos da Estatal. Com essas informações, é possível verificar, dentre inúmeras questões, o avanço dos projetos no fluxograma da sistemática de desinvestimentos, a expectativa de valor de venda, a publicidade dos processos e o número de interessados nas diversas fases do processo competitivo.

Para os projetos de desinvestimentos que apresentam maior sensibilidade, são implementadas ações de controle específicas, a exemplo da venda da participação acionária da BR Distribuidora e da Transportadora Associada de Gás – TAG, entre outras de elevada materialidade e relevância para o setor de petróleo e para a Petrobras.

A Corte de Contas também atua no tema em função de provocações externas, a exemplos de denúncia que apurou possíveis irregularidades ocorridas na venda de 50% dos ativos referentes às usinas termo-

elétricas Celso Furtado e Rômulo Almeida, no estado da Bahia, e de Solicitação do Congresso Nacional que demandou fiscalização no contrato de venda da participação de 67,19% na Petrobras Argentina - PESA.

O cenário que se apresenta, com o anúncio, pela Petrobras, da revisão de seu posicionamento estratégico resultando na alienação de número expressivo de refinarias, na saída integral dos negócios de fertilizantes, distribuição de GLP e de biodiesel, bem como na saída integral da distribuição e do transporte de gás, impõe relevantes desafios à Corte de Contas. Além das questões econômico-financeiras bastante complexas relacionadas à avaliação

dos ativos que se pretende alienar, deve-se atentar também para os relevantes impactos no setor de petróleo e gás natural que advirão da transferência dos ativos da então monopolista (em vários segmentos da cadeia petrolífera) para outros atores.

Ainda que permeada de desafios, a atuação do Tribunal nos processos de desinvestimentos tem buscado proporcionar segurança jurídica para investidores e para a União, promover a correção de falhas de maneira tempestiva, o aumento da transparência dos processos, incremento da competitividade e a maximização de resultados para a União, para a própria empresa e para a sociedade como um todo.



Guilherme Pereira Souto é auditor federal de controle externo da 3ª Diretoria Técnica da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural do Tribunal de Contas da União (TCU) desde 2015. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília. Graduado em Engenharia Mecatrônica pela Universidade de Brasília. Possui aperfeiçoamento em Regulação pela FGV.



Alexandre Carlos Leite de Figueiredo é secretário da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural do Tribunal de Contas da União (TCU). Já atuou no setor de infraestrutura, energia elétrica e telecomunicações. Graduado em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília, possui pós-graduação em Direito Regulatório pela Universidade de Brasília e em Comércio Internacional pela Universidade Católica de Brasília.

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



OPINIÃO

Leilões, Desinvestimentos e o Novo Mercado de Gás: movimentações no mercado petrolífero nacional

Por Daniel Lamassa, Fernanda Delgado e Pedro Neves*

Desde a divulgação do programa de desinvestimentos da Petrobras, 2019 foi o ano em que ocorreram mais transações comerciais desta natureza. De fato, a mudança na gestão da empresa e no próprio comando do país foram catalisadores para o desenvolvimento do processo, que não se limita apenas à estatal petrolífera.

A maioria das *majors* estão reajustando seus portfólios de negócios buscando empreendimentos mais rentáveis, sejam em áreas de novas fronteiras com elevado potencial, caso do pré-sal brasileiro; sejam em projetos *brownfield* de ciclos curtos e com rápidos fluxos de caixa, como os investimentos em *shale gas*. Ao mesmo tempo, a saída dessas empresas de ativos mais maduros que já não se ajustem (em termos de escala) ao tamanho (e ao perfil) da empresa, podem ser altamente rentáveis para outros investidores ou companhias de menor porte.

Além disso, é consenso no governo federal que para que se atinjam as metas fiscais previstas para os próximos anos e para que o país consiga sair da crise instalada, é mister que ajustes sejam feitos nas companhias, em especial, as estatais. Inúmeras são as possibilidades de reajustes, mas no âmbito deste artigo serão tratados os referentes às fusões e aquisições (M&A, na sigla em inglês). As iniciativas de abertura do mercado e de atração a investidores estrangeiros também reverberam no setor de óleo e gás, e a consonância com o momento no cenário internacional, promove uma onda de fusões no país.

Dado o tamanho do setor, no entanto, tratar-se-á mais profundamente das rodadas de licitações (o ano de 2019 encerrará com um total de quatro certames realizados), do programa de desinvestimentos da Petrobras (com ativos em todos os segmentos do

setor de óleo e gás sendo negociados) e dos possíveis negócios que poderão ser acordados por conta do otimismo do programa Novo Mercado de Gás.

LEILÃO DO EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA

Agendado para 06 de novembro de 2019, o leilão ganhou status de maior a ser realizado no mundo, em virtude dos valores dos bônus de assinatura (totalizado em R\$ 106 bilhões) e os investimentos necessários ao desenvolvimento dos ativos. O certame entra no contexto de M&A pelos valores que o envolvem, uma vez que a realização de tais investimentos requisitará a articulação de consórcios e contratação de serviços diversos. Os recursos são tamanhos que a Petrobras não teria condições de realizá-los sozinha¹.

As potenciais empresas interessadas² já estão se movimentando para garantir recursos para bancar os gastos com o leilão. Para tanto, seguem programas de desinvestimentos para ajuste de portfólio ou para posicionamento estratégico, captação de recursos, formação de consórcios, entre outras iniciativas. Entre as inscritas, apenas a Wintershall DEA e a Petronas não possuem ativos no pré-sal (como operadoras ou sob consórcio) e cinco delas têm ativos operados no polígono (caso da BP, Equinor, ExxonMobil, Petrobras e Shell).

Considerando o movimento dessas empresas nos últimos leilões e os ativos que adquiriram, uma análise mais aprofundada pode dar indicativos de prováveis movimentos no leilão. A área de Atapu,

por exemplo, adjacente ao complexo de Iara, é hoje parte de um consórcio formado pela Petrobras como operadora (42,5%), Shell (25%), Total (22,5%) e Petrogal (10%). Sépia, por sua vez, está localizada a noroeste do bloco BM-S-24 (onde se encontra a descoberta de Júpiter) operado pela Petrobras (80%) em consórcio com a Petrogal (20%). Por fim, o próprio campo de Búzios está muito próximo do campo de Mero, formado por consórcio operado pela Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) e CNOOC Limited (10%). Todos esses são dados oficiais, mas a suposição de se atribuir algo mais concreto que isso se limita a extrapolação. Até porque grandes empresas que não estão nas proximidades como operadoras ou sob consórcio, caso da BP, Equinor e ExxonMobil, já afirmaram em mais de uma oportunidade que o Brasil, em especial a região do pré-sal, se trata de uma área núcleo para seus investimentos e o apetite demonstrado pelas mesmas nos últimos leilões corrobora isso.

CICLOS DE OFERTA PERMANENTE

O primeiro ciclo de oferta permanente, ocorrido no último dia 10 de setembro, foi uma iniciativa do governo federal no sentido de diversificar a produção nacional com companhias de diferentes escalas e perfis de negócios. Entretanto, algumas observações podem ser depreendidas e lições tomadas, como o caso das bacias de Sergipe-Alagoas e de Campos.

Os blocos que tiveram interesse nesse primeiro ciclo localizados na bacia de Sergipe-Alagoas são majoritariamente áreas de nova fronteira com

¹ Estimativas da certificadora Gaffney, Cline & Associates (GCA) apontam recursos excedentes ao contrato original de cessão onerosa da ordem de 10 a 15 bilhões de barris de petróleo.

² As empresas habilitadas para o leilão são: BP, Chevron, CNOOC, CNODC, Ecopetrol, Equinor, ExxonMobil, Petrogal, Petrobras, Petronas, QPI, Shell, Total e Wintershall DEA.

elevado potencial, adjacentes a blocos exploratórios já adquiridos por empresas internacionais de grande porte, como a ExxonMobil. Já os ativos que tiveram demonstração de interesse por parte das empresas habilitadas na bacia de Campos foram, em suma maioria, áreas adjacentes a blocos maduros que já foram devolvidas à ANP.

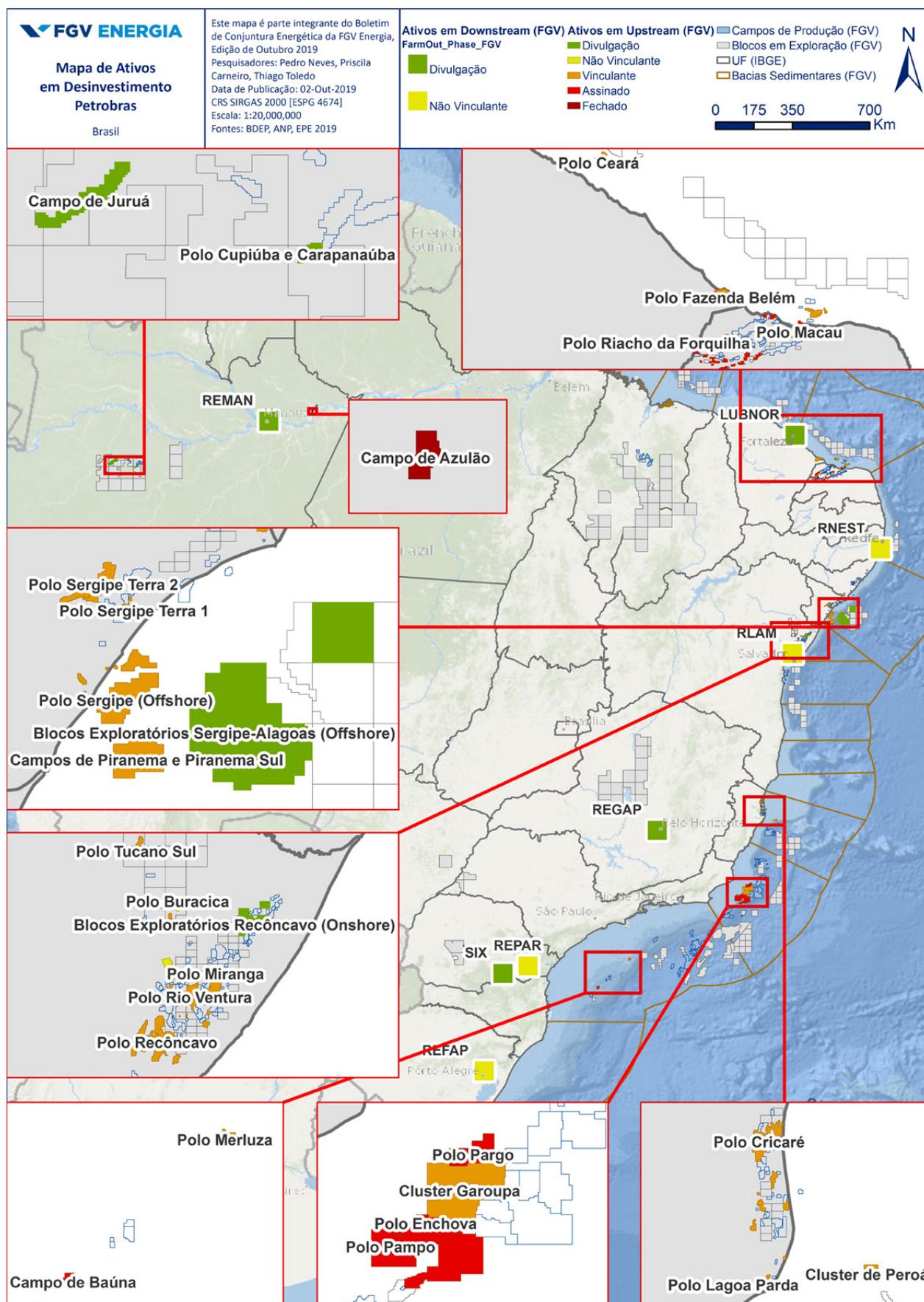
Como pode se observar, são oportunidades completamente diferentes. Entretanto, tiveram requisitos contratuais parecidos perante a ANP, como bônus de assinatura mínimo e alíquota de *royalties*. Isto posto, não é de se estranhar o resultado: a ExxonMobil adquiriu os ativos ofertados em Sergipe-Alagoas e os da bacia de Campos não tiveram ofertas no dia do leilão. Cabe a reflexão à ANP sobre os referidos requisitos. Um ajuste no bônus de assinatura mínimo e na alíquota de *royalties* cobrada aumentará o interesse de investidores

e empresas e contribuirá para o objetivo da agência e do governo federal de diversificar a atuação de agentes privados nacionais e internacionais no setor petrolífero do país.

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTOS DA PETROBRAS

A Petrobras oferece oportunidades em todos os segmentos do setor de óleo e gás, na nova “missão” da companhia de se tornar uma empresa de referência internacional na Exploração e Produção (E&P) em águas profundas, além do necessário reajuste de caixa e redução da dívida da companhia. Nesse intuito, a empresa está abrindo mão de uma série de ativos, entre blocos de exploração, campos de produção, oleodutos e gasodutos, refinarias, entre outros. A Figura 1 sintetiza todos os programas concluídos/em andamento pela empresa em 2019 separados por segmento.

Figura 1



Fonte: Adaptado de Valor (2019)³.

³ <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/02/petrobras-acelera-programa-de-venda-de-ativos.ghtml>

Independente das vantagens e desvantagens do modelo de contratação adotado, fato é que a atual gestão da estatal está trabalhando em ritmo acelerado para a redução da dívida por meio desses desinvestimentos. Em termos quantitativos, segundo levantamento do Valor, em 2019 já foram fechados 5 contratos pelo montante de US\$ 12,7 bilhões até julho. Outros 10 processos estão ainda em andamento e podem elevar o montante para US\$ 17,4 bilhões até o fim do ano. Entretanto, é importante destacar que, apesar dos valores arrecadados já superarem a meta do ano, a empresa ainda conta com um déficit de US\$ 83,7 bilhões, o que significa que está longe de concluir o programa e os ajustes necessários.

Os passos mais contundentes nesse sentido para o mercado são a saída da companhia dos ativos de distribuição de gás e a venda de oito refinarias e seus respectivos sistemas logísticos de distribuição.

DESINVESTIMENTOS EM REFINARIAS

De acordo com a empresa, os desinvestimentos no refino representam cerca de 50% da capacidade de refino nacional, ou 1,1 milhão de barris por dia de petróleo processado. Na primeira etapa do processo, chamado de divulgação das oportunidades (*teasers*), a estatal anunciou a venda das Refinarias Abreu e Lima (Rnest), Landulpho Alves (Rlam), Presidente Getúlio Vargas (Repar) e Alberto Pasqualini (Refap). No entanto, também já teve início a segunda fase dos processos de

venda, com oferta da Refinaria Gabriel Passos (Regap), a Refinaria Isaac Sabbá (Reman), a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor) e a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX)⁴. Segundo a estatal, os desinvestimentos em refino estão alinhados à otimização de portfólio e à melhoria de alocação do capital da companhia. A empresa, no entanto, revisou os prazos para a primeira etapa e adiou de 11 de outubro para a primeira quinzena de novembro a divulgação dos interessados.

Muito ainda se discute no mercado se a venda dos ativos de refino trocaria o monopólio da Petrobras por monopólios regionais das mãos de entes privados, levando a não criação de concorrência, e por tal, preços mais competitivos dos derivados. Outra discussão também decorre do *unbundling* dos ativos logísticos e tancagem hoje obrigatoriamente operados (por força de Lei) por terceiros que não o dono da refinaria, mas nas mãos, em sua maioria, de uma empresa do sistema, a Transpetro. Certamente ainda não é possível prever como se dará o comportamento do mercado a partir da abertura e da venda dos ativos de refino, mas a expectativa é de que haja, pelo menos a participação de mais *players* e a impressão de uma maior dinâmica ao mercado.

GLP

A Petrobras pretende vender a Liquigás Distribuidora S.A., empresa que atua no engarrafamento, distribuição e comercialização de Gás Liquefeito

⁴ Localizada no município de Betim (MG), a Regap possui capacidade de processamento de 166 mil barris/dia (7% da capacidade total de refino de petróleo do Brasil) e seus ativos incluem um conjunto de dutos com mais de 720 km. De Manaus (AM), a Reman possui capacidade de processamento de 46 mil barris/dia e seus ativos incluem um terminal de armazenamento. A Lubnor, de Fortaleza (CE), possui capacidade de processamento de 8 mil barris/dia, além de ser uma das líderes nacionais em produção de asfalto e a única no país a produzir lubrificantes naftênicos. De São Mateus do Sul (PR), a SIX possui capacidade instalada de 6 mil barris/dia e seus ativos incluem uma mina em uma das maiores reservas de xisto betuminoso do mundo e uma planta de processamento de xisto.

de Petróleo (GLP). A distribuidora está presente em 23 estados brasileiros (exceto Amazonas, Acre e Roraima)⁵. Essa é a segunda vez que a estatal tenta vender a Liquigás. Na primeira tentativa, em 2018, o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) reprovou a venda.

GÁS NATURAL

Em 24 de julho de 2019 foi publicada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a Resolução nº 16, em que foi estabelecido o Novo Mercado de Gás. O programa, por meio de diversas diretrizes, objetiva reduzir o preço do energético para o consumidor final. Entre tais diretrizes, está a quebra do monopólio da Petrobras nas áreas de transporte e distribuição de gás natural, que foi contemplada no dia 8 de julho de 2019 pelo CADE e pela Petrobras, com aval da ANP, celebrando um Termo de Cessação de Conduta (TCC) no qual a estatal se compromete a vender as transportadoras Nova Transportadora do Sudeste (NTS, com participação da Petrobras de 10%), Transportadora Associada de Gás (TAG, com participação da Petrobras de 10%) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG, com participação da Petrobras de 51%), além de alienar a sua participação acionária indireta em companhias distribuidoras por meio da Gaspetro, acesso a gasodutos de escoamento de produção, unidades de processamento e o arrendamento do terminal de GNL da Bahia⁶. O TCC está em linha com o momento de desinvestimento da Petrobras.

GASODUTOS DE TRANSPORTE E ESCOAMENTO

Entre as transportadoras, a NTS foi a primeira a ser vendida. A venda ocorreu em 04 de abril de 2017, para o Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (FIP), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda., no qual a Petrobras vendeu 90% das ações da companhia. No mesmo dia o FIP vendeu parte de suas ações para a Itaúsa – Investimentos Itaú S.A.⁷.

Após suspensão pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em maio, no dia 13 de junho de 2019 a Petrobras concretizou a venda de 90% das ações da TAG para o consórcio formado pela Engie e pelo fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ)⁸. Já para a TBG, a Petrobras prevê a venda de sua participação de 51% até 2021⁹. Os gasodutos de transporte estão esquematizados na Figura 2.

Para os gasodutos de escoamento do pré-sal, a Petrobras prepara uma operação para abertura de mercado para os ativos dos Rotas 1, 2 e 3. O consórcio, juntamente com a Shell, Repsol e Galp, que são suas sócias em algumas partes das rotas, tem por objetivo criar uma empresa para fazer o IPO (oferta pública de ações), e assim poder atrair grupos interessados na operação e garantir um controle privado. Vale constar que o IPO será voltado somente para a Petrobras, por estar em seu plano de desinvestimento e alinhado com o compromisso de redução de sua participação no setor de gás natural¹⁰.

⁵ <http://www.liquigas.com.br/>

⁶ <http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-ativos-no-mercado-de-gas-natural>

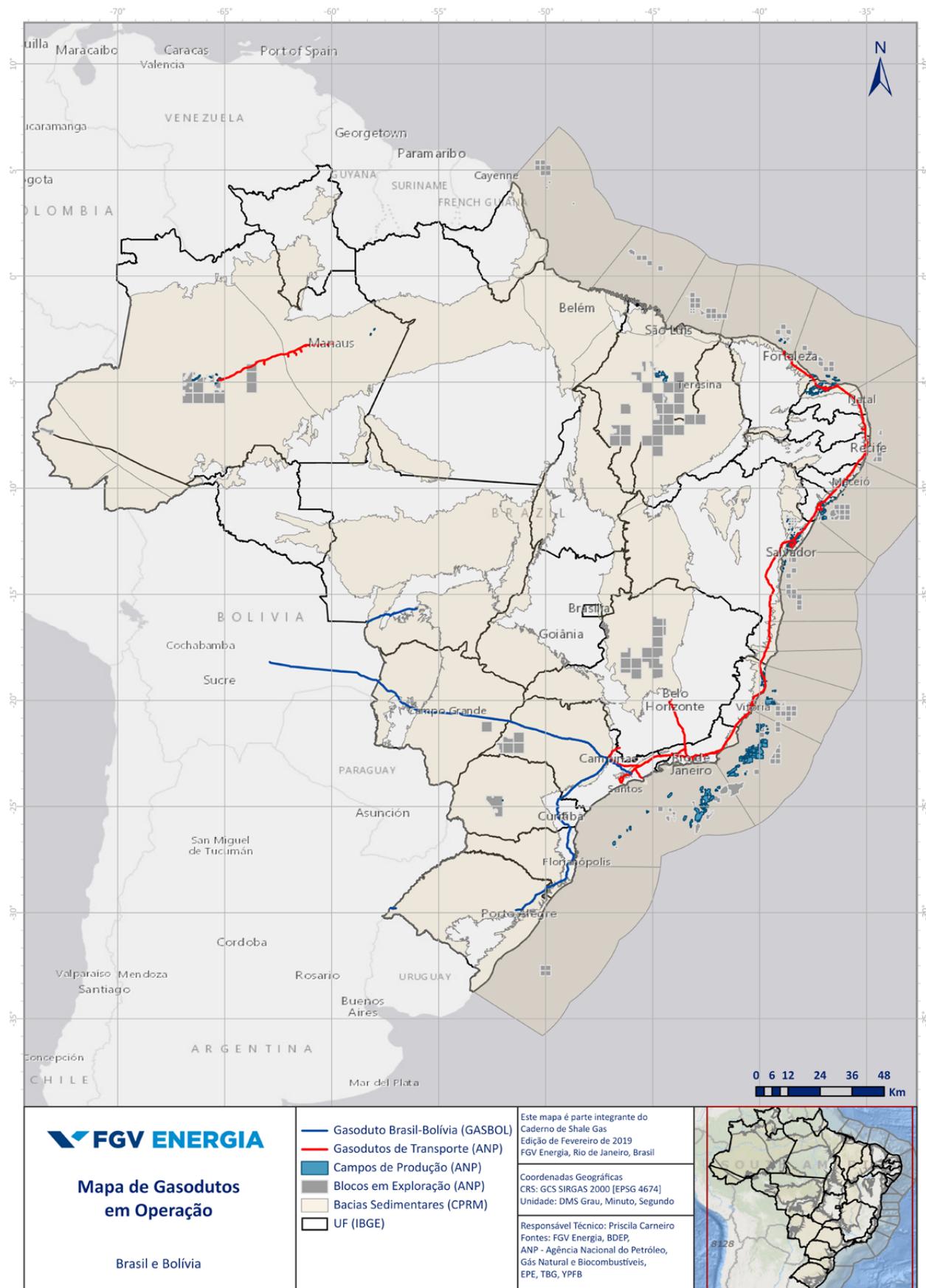
⁷ <https://www.ntsbrasil.com/%23quem-somos/>

⁸ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluímos-a-venda-da-tag.htm>

⁹ <https://epbr.com.br/petrobras-vai-vender-a-tbg-ate-2021-veja-os-detalhes-do-acordo-com-o-cade/>

¹⁰ <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/rotas-1-2-e-3-terao-venda-de-aco-es/>

Figura 2 – Mapa de Gasodutos em Operação



Fonte: FGV Energia

DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL

A Petrobras é dona de 51% das ações da Gaspetro, empresa criada pela estatal para as atividades de comercialização, importação, exportação, armazenamento e distribuições de gás natural, em que possui participação acionária em 19 distribuidoras de gás no Brasil¹¹. Os 49% das ações restantes da Gaspetro são da empresa japonesa Mitsui. Seguindo o plano de desinvestimento e de acordo com o presidente da Petrobras Roberto Castello Branco, “Ou vendemos nossos 51% ou nossas participações nas distribuidoras”. A sócia japonesa detém o direito de preferência de compra.

No mês de setembro de 2019, a Petrobras finalizou sua participação no ramo de distribuição de gás natural no Uruguai, através da Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (Pusai). A subsidiária da estatal transferiu suas ações das empresas Distribuidora de Gas de Montevideo S.A. (DGM) e Conecta S.A. ao Estado uruguaio¹².

TERMELÉTRICAS

No dia 18 de outubro de 2019, foi realizado o Leilão de geração A-6, no qual 26 térmicas a gás natural foram habilitadas, com uma oferta total de 21.580,4 MW. Três UTEs (Usinas Termelétricas) saíram vencedoras: a UTE Barcarena (Pará), com potência de

604,52 MW; a UTE Parnaíba II (Maranhão), com 92,25 MW; e a UTE Prosperidade II (Bahia), com 37,35 MW (Tabela 1¹³). Em 2020 e 2021, duas novas termelétricas a gás natural entrarão em funcionamento, a UTE Porto de Sergipe, em Barra dos Coqueiros – SE, operada pela CELSE (Centrais Elétricas de Sergipe), e a UTE GNA I, em São João da Barra – RJ, operada pela Gás Natural Açú (GNA), respectivamente. Contudo, a expectativa para os próximos anos, conforme estudo da FGV Energia (Figura 3), é de que haja abundância de oferta de gás natural, a preços baratos, colocando o gás natural nacional como uma possível fonte de insumo para as novas UTEs. O grande número de projetos demonstra o sentimento que o país está passando para o investidor.

De acordo com a Diretora de Refino e Gás Natural da Petrobras, Anelise Lara, a estatal estuda a venda de 15 de suas 26 UTEs¹⁴. Seguindo este mesmo plano, a Petrobras anunciou no começo de outubro que fechou um Memorando de Entendimentos com a empresa Equinor para estudarem em conjunto novos projetos de termelétricas a gás natural no país. Este Memorando ainda estuda a viabilidade dos ativos de processamento e escoamento de gás natural do Terminal de Cabiúnas (TECAB) e do Comperj, em Macaé-RJ e Itaboraí-RJ, respectivamente, além de estudar futuros investimentos em GNL¹⁵.

¹¹ <http://www.gaspetro.com.br/pt/institucional/a-companhia>

¹² <https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2019/10/petrobras-devolve-concessoes-de-distribuicao-de-gas-natural-no-uruguai.html>

¹³ https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_650835

¹⁴ <https://epbr.com.br/petrobras-estuda-entrar-em-leilao-de-energia-a-6-com-usinas-termoeletricas/>

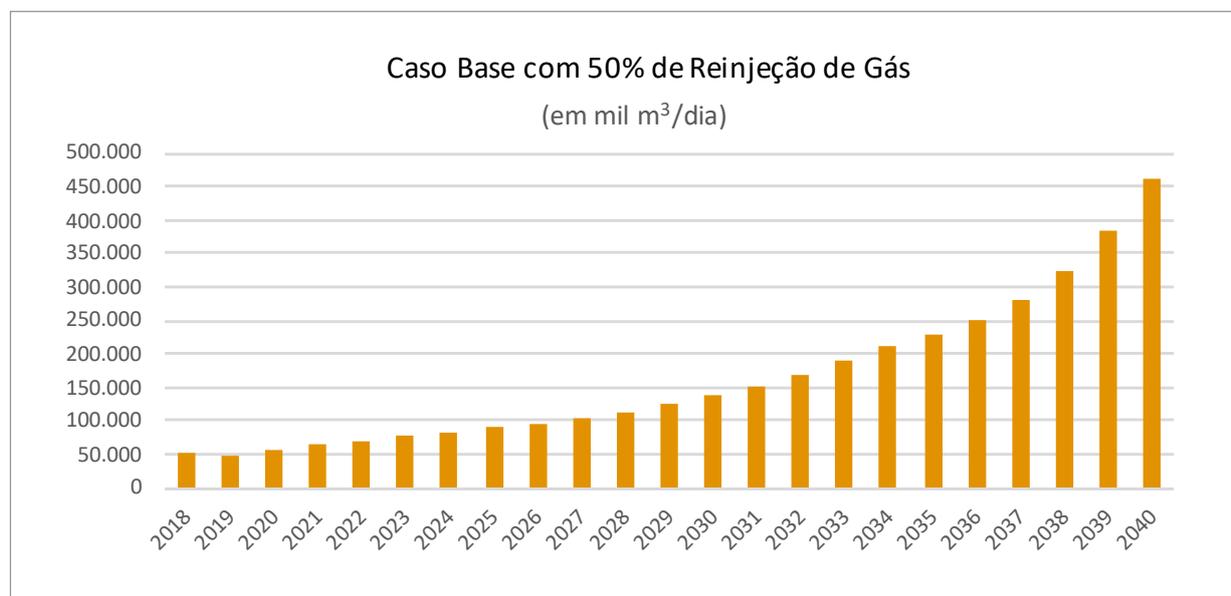
¹⁵ <https://epbr.com.br/petrobras-e-equinor-estudam-parceria-na-geracao-termica-a-gas/>

Tabela 1 - Empreendimentos Termelétricos a Gás Natural Vencedores do Leilão A-6 de 2019

PROPRIETÁRIO	EMPREENHIMENTO	UF	POTÊNCIA (MW)
Barcarena	Novo Tempo Barcarena	PA	604,52
Parnaíba II	MC2 Nova Venécia 2	MA	92,25
UTE Prosperidade II	Prosperidade II	BA	37,36
Total			734,13

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do CCEE.

Figura 3 – Previsão de Produção Nacional de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria

CONCLUSÃO

Da mesma forma que os leilões estão atraindo grandes *players* do setor de petróleo para o Brasil, o Novo Mercado de Gás também está. A expectativa é de que os movimentos de fusões e aquisições continuem no país, impulsionados tanto pelo governo federal e pela Petrobras com o programa de desinvestimentos, como pela tendência global no setor petrolífero.

A impressão de uma nova tônica ao mercado é benéfica na medida em que atrai mais empresas de diversos tamanhos e perfis para operarem no Brasil incrementando o setor, a arrecadação e gerando mais empregos.

Na maratona de leilões que o país vivencia, e com os excelentes resultados da 16ª rodada de áreas de exploração pela ANP, é notório que se tenha uma sensação de otimismo e até mesmo de euforia em relação às arrecadações de bônus de assinatura e às futuras receitas e atividades a serem geradas pelo setor, seja de forma direta ou indireta.

Em se mantendo esse passo, o sucesso do reaquecimento do setor de óleo e gás do país é garantido, salvo à manutenção do atual patamar de preços do óleo marcador.



Daniel Lamassa é Engenheiro de Petróleo formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e mestre em Oil and Gas Trade Management pela Regent's University London, no Reino Unido, onde obteve Distinção. Experiência como estagiário na Transportada Associada de Gás (TAG), em que trabalhou na área de integridade de dutos. Como pesquisador da FGV Energia, atua na área de Gás Natural.



Professora e Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Professora do Programa de Pós-Graduação da Escola de Comando e Estado Maior do Exército, via convênio com a FGV. Doutora em Planejamento Energético, Mestre em Tecnologia da Informação e dois livros publicados sobre Petropolítica. 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. Na FGV Energia é responsável pela coordenação do MBA em Gestão no Setor de Óleo e Gás e pelas linhas de pesquisa em petróleo, gás, biocombustíveis e transição energética, destacando-se: Descomissionamento, *Downstream*, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.



Pedro Neves é mestrando em Engenharia Química pelo PPGEQ/UFF. Engenheiro Químico e de Segurança do Trabalho formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e pela Universidade Cândido Mendes, respectivamente. Sua linha de pesquisa envolve a investigação de metodologias de auxílio a tomada de decisão dos impactos ambientais do descomissionamento de sistemas de produção offshore. Foi estagiário do laboratório de simulação de processos na Engenharia Química da UFF e participou de programa de iniciação científica no laboratório de físico-química computacional, também na UFF. Na FGV Energia, atua como pesquisador no setor de óleo e gás realizando análises setoriais, serviços de inteligência de mercado e é responsável pela linha de pesquisa sobre descomissionamento de instalações offshore.



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d)

Agregado	ago-19	MoM	Acumulado*
Produção	2.989.430,2	7,7%	648.812.860,9
Consumo Interno	1.829.855,6	3,3%	417.231.768,5
Importação	110.794,5	-61,9%	47.005.981,0
Exportação	1.070.391,1	22,8%	288.242.065,9

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

MoM – month over month

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O mês de agosto/19 apresentou produção diária de 2,99 MMbbl/d, volume 7,7% superior aos 2,77 MMbbl/d produzidos em julho/19 (Tabela 1.1), um novo recorde histórico. A produção de óleo equivalente já se aproxima dos 4 MMboe/d, tendo ficado em 3,83 MMboe/d no mês. Os maiores incrementos mensais na produção por sistema produtivo ficaram com a P-75 (aumento de 53,0 Mboe/d) no campo de Búzios, FPSO Cidade de Saquarema (aumento de 38,8 Mboe/d) no campo de Lula e com a P-58

(aumento de 30,0 Mboe/d) no Parque das Baleias. Por outro lado, variações negativas ocorreram na P-52 (queda de 24,4 Mbbl/d), instalada no campo de Roncador, na P-35 (diminuição de 14,6 Mbbl/d) no campo de Marlim e no FPSO Cidade de Angra dos Reis (redução de 6,7 Mbbl/d), no campo de Lula.

O mercado de FPSOs segue movimentado, com a cessão da Constellation de sua participação em cinco unidades para a SBM Offshore¹. A holandesa

¹ São elas: Cidade de Paraty (20%), Cidade de Ilhabela (12,75%), Cidade de Maricá (5%), Cidade de Saquarema (5%) e Capixaba (20%).

já era acionista majoritária e operava as unidades (World Oil, 2019)². A Petrobras também anunciou a assinatura de contratos para afretamento de dois FPSOs para o projeto de revitalização do campo de Marlim. O primeiro deles, assinado com a japonesa Modec, tem capacidade de 80 Mbbl/d e o segundo, assinado com a Yinson, tem capacidade de 70 Mbbl/d.

Segundo dados da ANP, em agosto/19, 96,5% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 81,1% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.118 poços, sendo 676 marítimos e 6.442 terrestres (*onshore*). Com relação ao pré-sal, em agosto de 2019, sua produção foi oriunda de 110 poços (11 a mais que em julho, sendo sete em Lula, dois em Jubarte, um em Voador e um em Búzios) e chegou a 1,93 MMbbl/d de óleo e 79,3 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,43 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia). O montante representa 63,4% da produção total do país.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o Leilão do Excedente da Cessão Onerosa requer apenas alguns detalhes para ser realizado. A PEC que trata do ressarcimento à Petrobras já foi promulgada pelo Congresso Nacional e o governo irá pagar os cerca de US\$ 9 bilhões à estatal pela revisão do acordo. Entretanto, o rateio dos recursos que cabe à estados e municípios teve uma resolução à parte. A Câmara dos Deputados optou por viabilizar o rateio por meio de um projeto de lei, que confere 33% dos recursos a estados e municípios, distribuídos da seguinte forma: 15% para os municípios por meio do Fundo de Participação dos Municí-

pios (FPM), 15% para os estados (sendo 10% por regras do Fundo de Participação dos Estados, 2,5% levando em conta as compensações pagas com base na Lei Kandir e 2,5% para o Auxílio Financeiro para Fomento das Exportações (FEX)) e 3% exclusivos para os estados confrontantes à plataforma continental (no caso, o Rio de Janeiro, na condição de estado produtor dos ativos). A matéria já foi votada também no Senado Federal e aprovada por unanimidade.

O Tribunal de Contas da União aprovou as regras do leilão, um parecer que já estava pendente há tempos e que confere segurança jurídica e regulatória ao certame, essenciais para a atração dos investidores e para conferir transparência ao processo.

A 16ª rodada de concessões, ocorrida no último dia 10 de outubro, foi um sucesso em termos de bônus de assinatura arrecadados (R\$ 8,9 bilhões) e investimentos mínimos acordados (R\$ 1,6 bilhão). O ágio combinado do leilão de 322,7% contrasta com a concentração de áreas licitadas, apenas um terço do total oferecido, a maioria na Bacia de Campos. De fato, apenas Campos e Santos tiveram blocos arrematados, em águas profundas e ultraprofundas.

O maior destaque do certame, em termos de companhia, ficou com a malaia Petronas, que ampliou consideravelmente seu portfólio de blocos no país e conquistou sua primeira operação. A empresa levou três blocos na Bacia de Campos, sendo eles: uma parcela de 20% do bloco C-M-541 (o mais caro da rodada) e a totalidade dos blocos C-M-661 e C-M-715 (com possibilidade futura de *farm-down* de alguma parcela dos ativos).

² <https://www.worldoil.com/news/2019/9/30/sbm-offshore-seeks-to-buy-out-minority-partner-in-five-brazilian-fpsos>

A Petrobras também teve atuação discreta no leilão, arrematando apenas um bloco em consórcio com a BP (C-M-477) em um total de dois blocos ofertados. A empresa permanece em sua estratégia de adquirir apenas ativos em conso-

nância com o seu planejamento de longo prazo, o que leva a depreender que está economizando recursos para investir nas áreas do excedente da cessão onerosa. A Tabela 1.2 resume os resultados da rodada.

Tabela 1.2 – Resultado dos blocos arrematados na 16ª rodada de concessão

Bacia	Setor	Bloco	Vencedor	Operador	Bônus de Assinatura	PEM
Campos	SC-AP4	C-M-477	Petrobras (70%) / BP (30%)	Petrobras	R\$ 2.045.000.000,00	1371
Campos	SC-AP4	C-M-541	Total (40%) / QPI (40%) / Petronas (20%)	Total	R\$ 4.029.302.001,00	2681
Campos	SC-AP4	C-M-659	Shell (40%) / Chevron (35%) / QPI (25%)	Shell	R\$ 714.000.000,96	1324
Campos	SC-AUP3	C-M-479	ExxonMobil (100%)	ExxonMobil	R\$ 23.350.000,00	245
Campos	SC-AUP3	C-M-661	Petronas (100%)	Petronas	R\$ 1.115.727.860,24	1192
Campos	SC-AUP3	C-M-715	Petronas (100%)	Petronas	R\$ 24.977.060,00	1191
Campos	SC-AUP4	C-M-713	Shell (40%) / Chevron (35%) / QPI (25%)	Shell	R\$ 550.800.000,31	206
Campos	SC-AUP4	C-M-795	Repsol (100%)	Repsol	R\$ 9.528.800,00	110
Campos	SC-AUP4	C-M-825	Repsol (60%) / Chevron (40%)	Repsol	R\$ 12.386.686,00	109
Campos	SC-AUP4	C-M-845	Chevron (40%) / Repsol (40%) / Wintershall DEA (20%)	Chevron	R\$ 26.955.686,00	189
Santos	SS-AUP5	S-M-1500	BP (100%)	BP	R\$ 307.753.753,00	204
Santos	SS-AUP5	S-M-766	Chevron (40%) / Repsol (40%) / Wintershall DEA (20%)	Chevron	R\$ 54.141.686,00	151

Fonte: Elaboração própria.

Outra curiosidade sobre a 16ª rodada, os blocos ofertados nas bacias de Jacuípe e Camamu-Almada, alvos de questionamentos de ambientalistas e de uma ação do Ministério Público pela sua proximidade com o Parque Nacional de Abrolhos, não tiveram manifestação de interesse por parte das companhias. Exemplos recentes, como o da Foz do Amazonas, dão indícios da dificuldade de obtenção de licenças ambientais em regiões que possam causar algum passivo ambiental significativo e podem ter sido motivos para a não participação das empresas.

Por fim, a 6ª rodada de partilha do pré-sal, agendada para 7 de novembro, bateu recorde de empresas inscritas, com 17 habilitadas para o certame. Embora conte com empresas já acostumadas com ofertas em licitações do pré-sal, há também estreantes, caso da Cepsa (Compañia Española de Petróleos) e da Enauta³.

Já para 2020, a ANP começará a estudar a inclusão de blocos exploratórios situados além da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira. O anúncio feito pelo ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, vem depois do resultado positivo de um pleito feito à ONU em 1987 para extensão da plataforma continental brasileira, que inclui a região situada em águas ultraprofundas além do polígono do pré-sal.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,1% da produção, em agosto/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil diminuiu para 2,4% em relação aos 2,7% de julho/19, em virtude do decréscimo de 2,4 Mbbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa confirmou seu compromisso de investir US\$ 15 bilhões no Brasil até 2030. Entre os ativos que planeja desenvolver, estão a descoberta mais promissora de Carcará na bacia de Santos e o

¹ A empresa já tinha participado da 4ª rodada de partilha sob o nome de Queiroz Galvão E&P.

prospecto de gás de Pão de Açúcar, além do plano de revitalização dos campos de Peregrino e Roncador e os investimentos em renováveis, entre os quais consta o Complexo Solar Apodi, no Ceará. Além de tudo isso, estão os dispêndios em leilões de aquisições em áreas potenciais. Com relação a Carcará, a Equinor abriu concorrência para a contratação de uma sonda de 3 mil m de lâmina d'água para perfuração de poços de desenvolvimento em um contrato de longo prazo (até oito anos ininterruptos) (BE Petróleo, 2019)⁴.

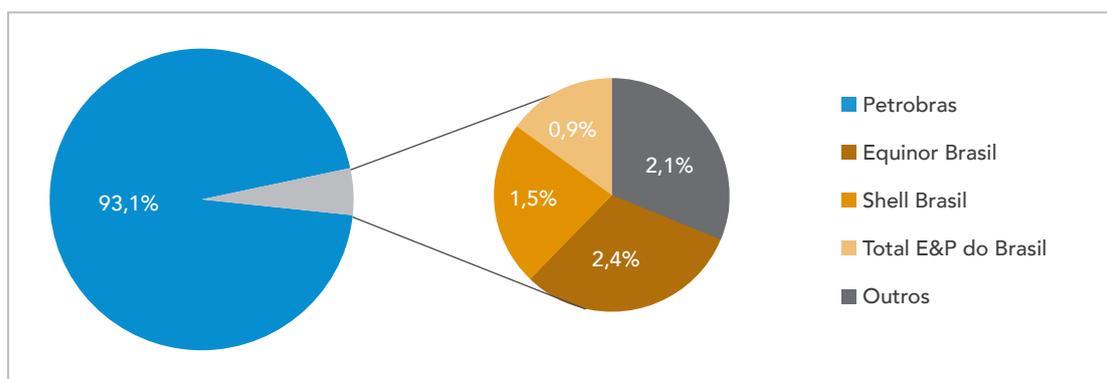
A Shell manteve em 1,5% o seu patamar de campos operados em agosto/19. A produção do campo de Argonauta aumentou 5,0 Mbbbl/d no mês. A anglo-holandesa conjectura investir em infraestrutura de gás natural no país, caso se mostre uma necessidade. A oportunidade apareceu uma vez que a Petrobras acordou com o CADE a não renovação de seus contratos para compra de gás de terceiros. A empresa está em negociações com outras companhias para formação de um grupo controlador dos gasodutos marítimos do pré-sal,

intitulado Sistema Integrado de Escoamento (Valor, 2019)⁵.

Por fim, a Total teve leve redução da sua parcela em agosto/19 para 0,9%. Apesar disso, houve aumento de 0,5 Mbbbl/d na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa. A Total liderou um consórcio vencedor⁶ no principal bloco ofertado na 16ª rodada de concessão, o C-M-541, pelo valor de R\$ 4,03 bilhões. O bloco, que contém o prospecto gigante Nemo (6,9 Bbbl de óleo *in place*), é adjacente a descoberta de gás da Equinor, Pão de Açúcar, no BM-C-33. A norueguesa perdeu a concorrência por ofertar um programa exploratório mínimo inferior ao do consórcio da Total.

A francesa também acabou de anunciar um acordo para aquisição de 26,5% da participação da Anadarko no projeto de GNL de Mozambique, por um montante de US\$ 3,9 bilhões. A região, conhecida como Area-1, contém reservas de gás superiores a 60 Tcf, sendo que quase 90% da produção será inicialmente comercializada para Ásia e Europa.

Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (agosto/19)



Fonte: ANP, 2019.

⁴ <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/equinor-cota-sonda-para-carcara/>

⁵ <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/09/shell-cogita-investir-em-infraestrutura-de-gas-natural.ghtml>

⁶ Total (40%) operadora, QPI (40%) e Petronas (20%).

A ExxonMobil, ainda não contemplada na lista de maiores operadoras produtoras no país, assinou no fim de setembro de 2019 um acordo para a venda de suas participações em ativos não operados na Noruega por US\$ 4,5 bilhões (World Oil, 2019)⁷. A estratégia da empresa é desinvestir cerca de US\$ 15 bilhões em ativos não estratégicos até 2021, abrindo espaço para investimentos em áreas nas quais a empresa observa maior valor agregado, caso do Brasil e da Guiana.

Por fim, a PetroRio, maior operadora independente nacional, declarou em fato relevante a intenção de investir até R\$ 1 bilhão em campanhas de perfuração nos seus ativos na Bacia de Campo, sendo pelo menos 75% dos recursos destinados ao campo de Frade. A empresa recentemente anunciou aquisição dos 18,26% de participação da Frade Japão Petróleo Limitada, chegando a um montante de 70% do campo, sendo os outros 30% pertencentes à Petrobras. A maior parte dos recursos deve vir da captação de R\$ 2 bilhões que a empresa espera realizar no exterior (Valor, 2019)⁸.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent

registrou forte queda no mês de agosto, atingindo o valor de US\$ 59,04/bbl. O WTI, por sua vez, também registrou queda e chegou ao valor de US\$ 54,81/bbl em agosto.

Como reportado em edição anterior desse boletim⁹, o ataque à um centro de processamento de petróleo na Arábia Saudita (Abqaiq) teve impacto limitado nos preços de referência da commodity. O governo saudita promoveu medidas eficientes para recuperação da produção nacional, e o impacto do ataque foi contido.

Por outro lado, os preços de referência oscilam em outubro de 2019, impactos da contenção da tensão econômica entre os EUA e a China sobre possíveis cortes bilaterais entre produtos dos países, além do aumento de estoques norte-americanos e o receio contínuo de desaceleração econômica global. A OPEP, por outro lado, revisou para baixo suas projeções de crescimento da oferta e da demanda, o que contribui para o aumento dos preços. O grupo também monitora os preços e não descarta a realização de novos cortes na sua oferta de óleo ao mercado, no intuito de elevar o patamar de preços a um nível confortável (World Oil, 2019)¹⁰.

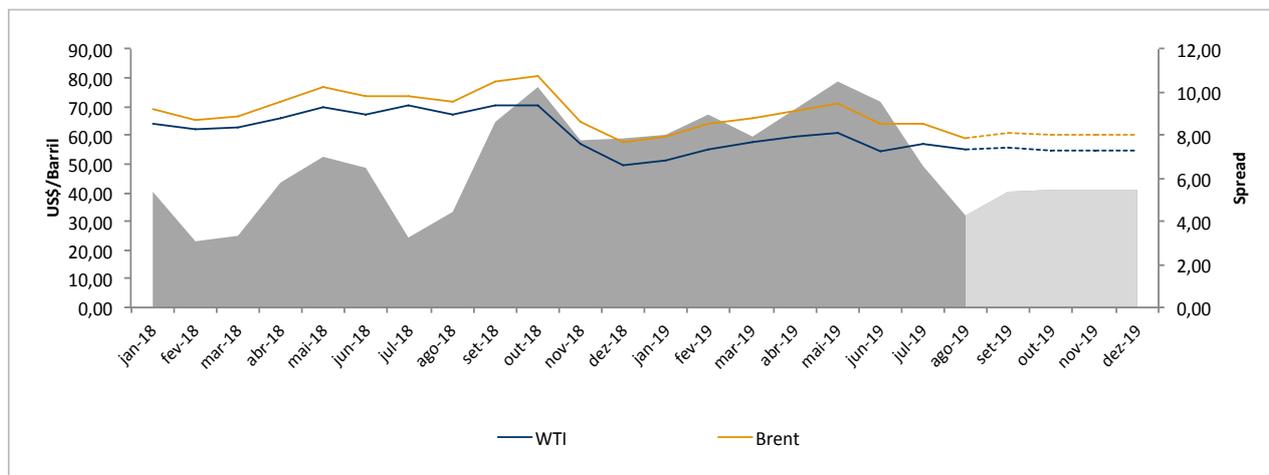
⁷ <https://www.worldoil.com/news/2019/9/26/exxonmobil-to-sell-norway-upstream-operations-for-45-billion>

⁸ <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/02/petrorio-preve-investimentos-de-r-1-bi-na-bacia-de-campos.ghtml>

⁹ Link do boletim do mês passado.

¹⁰ <https://www.worldoil.com/news/2019/6/28/opec-keen-to-extend-cut-russia-is-cautious>

Gráfico 1.2: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl)



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

Voltando à produção brasileira, em agosto de 2019, a maioria dos estados brasileiros teve aumento na sua produção de petróleo, com exceção do Amazonas e do Rio Grande do Norte. Rio de Janeiro e Espírito Santo foram os maiores destaques posi-

tivos, principalmente em função do aumento de produção nos sistemas dos campos de Lula e Búzios (Rio de Janeiro) e o conjunto do Parque das Baleias (Espírito Santo). A Tabela 1.3 consolida os dados de produção por estado.

Tabela 1.3: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	ago-19	MoM	Acumulado*
AL	Onshore	2.774	17,9%	585.246
	Offshore	0	-	8.313
AM	Onshore	18.584	-0,9%	4.649.584
BA	Onshore	28.299	3,7%	6.694.333
	Offshore	490	83,2%	85.381
CE	Onshore	861	0,0%	213.142
	Offshore	4.656	3,4%	1.011.869
ES	Onshore	9.966	14,1%	2.187.525
	Offshore	287.320	14,7%	66.379.770
MA	Onshore	94	9,9%	8.478
RJ	Offshore	2.284.259	7,6%	481.393.176
RN	Onshore	32.642	-0,3%	8.283.723
	Offshore	4.721	-9,5%	1.227.087
SP	Offshore	301.015	5,6%	72.568.270
SE	Onshore	11.141	10,0%	2.696.619
	Offshore	2.609	-41,4%	820.345
Total		2.989.430	7,7%	648.812.861

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Entre as oportunidades de desinvestimento de campos operados pela Petrobras, a estatal iniciou o processo de venda de 100% da sua participação em oito blocos exploratórios em terra¹¹, localizados na bacia do Recôncavo, no estado da Bahia, adquiridos na 12ª rodada de concessão. Os ativos contam com área com infraestrutura instalada e dados sísmicos 3D recentemente adquiridos, possibilitando a visualização de novas oportunidades exploratórias.

Um pouco mais avançado, o processo de venda de 100% da sua participação no Polo Lagoa Parda¹², localizado no estado do Espírito Santo, à Imetame teve contrato assinado em 11 de outubro de 2019. A transação total foi de US\$ 9,4 milhões, divididos em duas etapas. O processo ainda depende de aprovação do CADE e da ANP.

A companhia reportou a conclusão do processo de venda do polo de Pargo à Perenco, pelo valor combinado de R\$ 398 milhões. O polo conta com

campos maduros descobertos há mais de 35 anos que produzem, combinados, por meio de sete plataformas fixas do tipo jaqueta. A Perenco atuará na revitalização dos ativos bem como no estudo de novos potenciais horizontes produtores.

Entre os desinvestimentos aprovados e finalizados, a estatal já conseguiu arrecadar em 2019 US\$ 12,7 bilhões até julho e tem engatilhados outros US\$ 5,3 bilhões para o fim ano (Valor, 2019)¹³.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em julho de 2019, diante de preços internacionais mais amenos, a importação de todos os derivados analisados registrou alta no período. Houve também aumento do consumo, vinculado a preços mais estáveis nos combustíveis. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

¹¹ São eles: REC-T-32_R12, REC-T-40_R12, REC-T-50_R12, REC-T-51_R12, REC-T-52_R12, REC-T-60_R12, REC-T-61_R12 e RECT-70_R12.

¹² São eles: Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha.

¹³ <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/02/petrobras-acelera-programa-de-venda-de-ativos.ghtml>

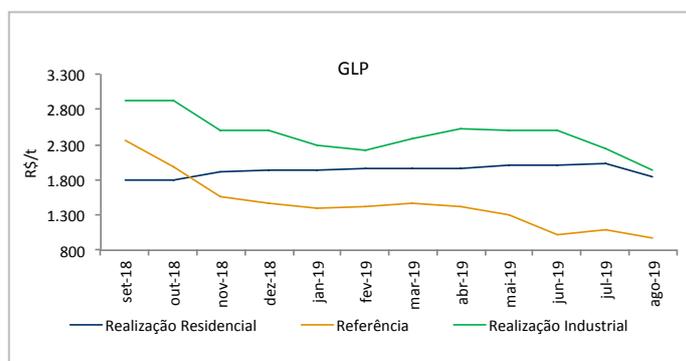
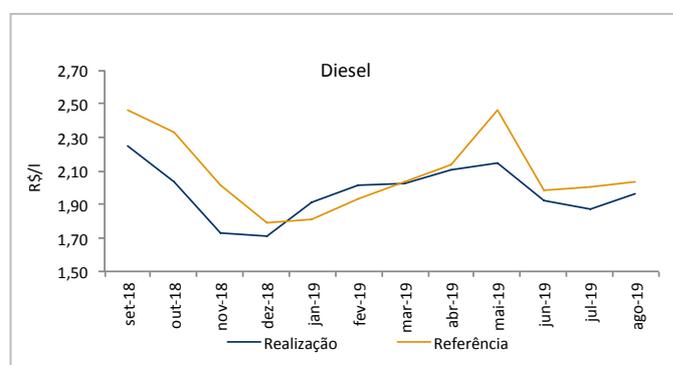
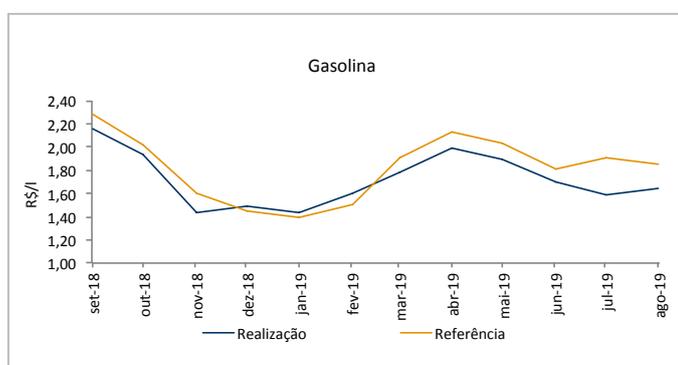
Tabela 1.4: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	ago-19	MoM	Acumulado*
Gasolina A	Produção	444.765	-0,1%	101.164.546
	Consumo	508.462	6,4%	115.445.083
	Importação	64.989	-43,8%	19.835.201
	Exportação	53.803	-32,3%	12.288.978
Diesel S10	Produção	731.823	3,8%	172.383.722
	Consumo	954.014	0,7%	529.202.915
	Importação	207.217	-6,3%	46.620.250
	Exportação	581	107,3%	142.802
GLP	Produção	138.484	-3,4%	30.763.022
	Consumo	240.018	-3,2%	55.196.934
	Importação	51.524	-8,5%	1.597.255
	Exportação	8	-9,7%	2.097
QAV	Produção	101.491	-6,1%	26.183.127
	Consumo	116.787	-5,4%	29.379.298
	Importação	29.026	-	4.206.349
	Exportação	28.630	-21,1%	8.853.962
Óleo Combustível	Produção	199.132	26,2%	44.829.255
	Consumo	31.266	-16,7%	8.333.427
	Importação	0	-	353.408
	Exportação	98.158	-22,3%	29.699.724

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 1.3: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre o mercado de *downstream*, a Petrobras anunciou a assinatura de um memorando de entendimento (“MOU”) com a norueguesa Equinor com o objetivo de desenvolver negócios conjuntos voltados para a cadeia de gás natural. As empresas esperam maximizar valor no segmento de *downstream*, por meio de estudos para geração termelétrica a gás natural, processamento de gás e escoamento de líquidos, principalmente em regiões próximas ao Terminal de Cabiúnas, em Macaé, e o COMPERJ, em Itaboraí, ambos no estado do Rio de Janeiro (Investidor Petrobras, 2019)¹⁴.

Uma outra questão relevante trata da flexibilização do monopólio no segmento de *downstream*.

A Petrobras, quando da criação da lei do Petróleo (9.478/97), foi obrigada a criar uma subsidiária (a Transpetro) que fosse responsável pela operação e construção de dutos, terminais marítimos e embarcações. Entretanto, quando a empresa (Petrobras) opta por incluir parte da infraestrutura ligada às refinarias que coloca à venda em seu processo de desinvestimento, ela põe em cheque a questão da responsabilidade pelos dutos, subordinados à Transpetro (por imposição legal) ou com autonomia de operação própria. A Lei não é clara quanto a isso e a discussão é se essa deve ser alterada ou se a empresa adquirente dos ativos terá autonomia da infraestrutura completa.

¹⁴ https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15842/9512_715419.pdf

Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Tabela 2.1: Produção e importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jul-19	jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	124,2	11,7%	7,1%	801,0	2,5%
Produção Indisponível	67,3	10,4%	15,8%	428,2	9,2%
Reinjeção	45,2	15,2%	25,0%	270,1	12,7%
Queima	3,5	-14,3%	-10,6%	35,1	24,4%
Consumo interno em E&P	14,3	5,0%	6,4%	95,5	1,1%
Absorção em UPGN's	4,3	6,7%	-6,9%	27,5	-15,9%
Oferta de gás nacional	56,9	13,3%	-1,7%	372,8	-5,2%
Oferta nacional/Prod. Bruta	46%	1,5%	-8,2%		
Importação	25,4	15,3%	-31,4%	165,6	-17,0%
Gasoduto	13,0	0,8%	-45,0%	106,6	-49,2%
GNL	12,4	36,1%	-7,3%	59,0	41,3%
Oferta de gás nacional + Importação	82,3	14,0%	-13,3%	538,4	-8,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

No mês de julho/2019¹⁵, a produção bruta de gás natural foi de 124,2 MMm³/dia (Tabela 2.1). Esse volume foi 11,7% maior do que o mês anterior (junho/2019) e 7,1% superior ao mesmo mês do ano passado (julho/2018). Neste mês, 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias,

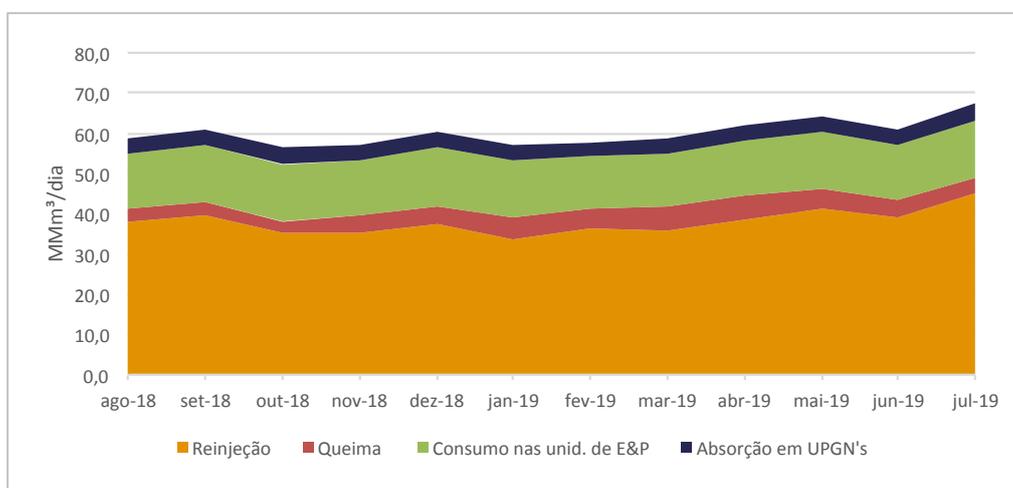
sendo a Petrobras responsável por 75% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos representaram 79% da produção nacional neste mês de análise, apenas um é de gás não associado – Mexilhão, sendo o sexto maior produtor.

¹⁵ Os dados de gás natural fornecidos pelo MME são defasados em 3 meses.

A produção indisponível em julho/2019 foi de 67,3 MMm³/dia, 10,4% superior a junho/2019 e 15,8% maior do que julho/2018. A reinjeção de gás natural, que foi a maior parcela da produção indisponível, apresentou acréscimo de 15,2% em relação a junho/2019, ficando 25,0% acima comparado a julho de 2018. De acordo com o MME, a redução no estado do Rio de Janeiro merece destaque. Observou-se uma queda da queima de gás natu-

ral de 14,3% na comparação com o mês anterior (junho/2019) e de 10,6% em relação ao mês de julho de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Búzios, Lula e Roncador, com os maiores volumes vindo das plataformas Petrobras 77, Petrobras 76 e Petrobras 75 (P-75), respectivamente. A variação dos últimos 12 meses da produção indisponível de gás natural no Brasil pode ser vista no Gráfico 2.1.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em julho/2019 foi de 56,9 MMm³/dia, 46% da produção nacional bruta, ficando 13,3% acima do mês de junho/2019 e 1,7% menor comparado com o mesmo mês em 2018. Ainda de acordo com o Ministério, de janeiro a julho de 2019, 47% do volume total de gás natural produzido no país foi ofertado ao mercado.

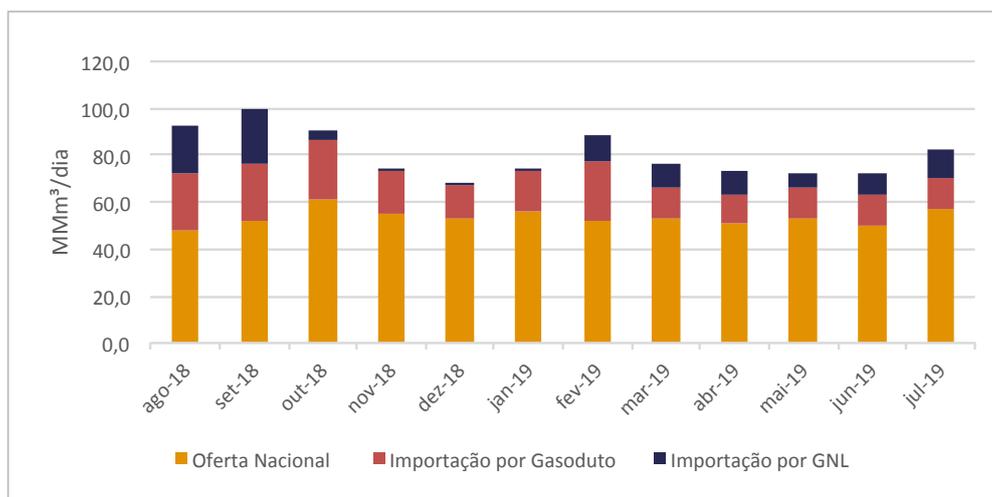
A importação total em julho/2019, 25,4 MMm³/dia, foi 15,3% superior a junho/2019, porém 31,4% inferior em comparação a julho de 2018. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 13,0 MMm³/dia, registrou acréscimo de 0,8% em relação ao mês anterior, porém em relação a julho/2018 a queda foi de 45,0%.

A importação de GNL registrou um grande aumento em relação a junho/2019, crescendo 36,1%, subindo de 9,12 para 12,41 MMm³/d, porém caindo 7,3% se comparado ao mesmo período de 2018. De acordo com o MME, esse aumento na regaseificação de GNL foi resultado do preço do GNL importado pelo país – que será visto adiante. A origem da carga importada foram os EUA, Noruega, Trinidad e Tobago e Camarões e os portos de entrada foram Salvador – BA e Fortaleza – CE, para serem utilizados pela Petrobras nos terminais da Bahia e de Pecém, respectivamente. É válido considerar que existe a possibilidade de armazenamento de parte da carga de GNL no navio regaseificador, o que significa que o volume importado não necessariamente corresponde ao volume ofertado.

A oferta total de gás natural, somando produção nacional e importação, em julho de 2019, foi de 82,3 MMm³/dia, 14,0% superior ao mês anterior. Vale destacar que no ano de 2019, 69% do volume total ofertado ao mercado foi de origem

nacional, e similarmente 64% do gás importado foi de origem boliviana. No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional junto ao volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.2: Oferta total de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

Tabela 2.2: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jul-19	jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	36,6	-3,4%	-11,7%	262,1	-6,2%
Automotivo	5,9	-1,2%	0,3%	42,8	4,8%
Residencial	1,5	0,0%	-1,3%	8,3	-1,9%
Comercial	1,0	11,0%	8,6%	6,3	9,7%
GEE	27,7	54,4%	-24,5%	152,7	-20,9%
Cogeração	2,5	-1,6%	-2,7%	19,3	-1,4%
Total	75,2	12,7%	-15,5%	491,5	-10,2%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A demanda total de gás natural (Tabela 2.2), em julho/2019, foi de 75,2 MMm³/dia, apresentando um acréscimo de 12,7% em relação ao mês anterior (junho/2019). O setor industrial (Tabela 2.2), consumiu 36,6 MMm³/dia, com uma variação negativa de 3,4% em relação a junho/2019.

A geração de energia elétrica (GEE) demandou 27,7 MMm³/dia, em julho/2019, registrando um expres-

sivo aumento de 54,4% em relação a junho/2019, devido à grande valorização do custo marginal de operação (CMO) médio, que passou de 32 para 175 R\$/MWh, por causa da falta de chuva nas regiões que possuem hidroelétricas. Na comparação anual (julho/2019 contra julho/2018), o consumo para GEE caiu 24,5%. De acordo com o MME, o parque térmico a gás natural no Brasil é composto por 36 complexos de usinas, das quais 15 são bicombus-

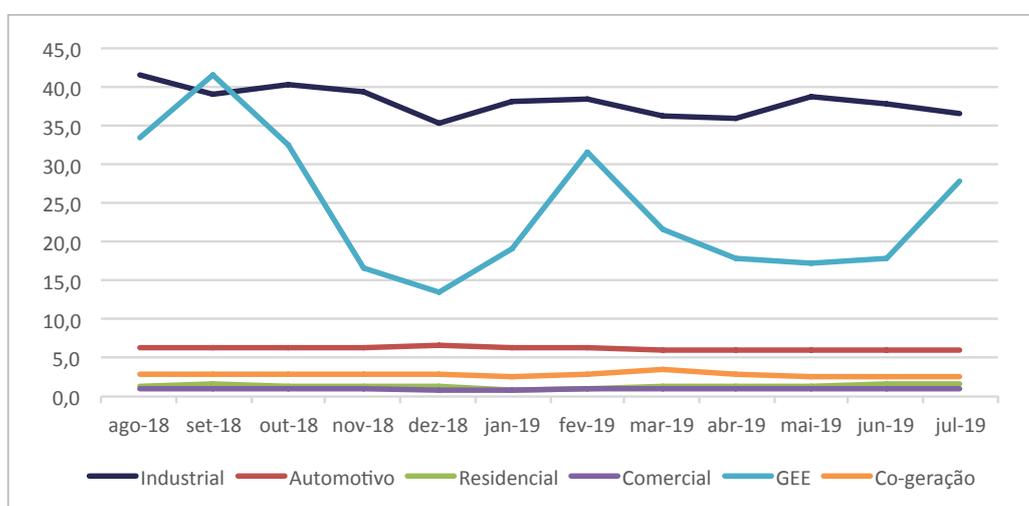
tíveis (sendo possível a substituição do gás natural por outro energético).

O setor automotivo registrou 1,2% de queda no consumo de gás natural em relação a junho/2019, chegando a 5,9 MMm³/dia. Já a demanda residencial se manteve estável em relação ao mês anterior (junho/2019), porém caiu 1,3% na comparação com o

mesmo mês do ano passado (julho/2018). O consumo para cogeração diminuiu 1,6% em relação ao mês de junho deste ano, consumindo 2,5 MMm³/dia. Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 93% do consumo de gás natural no país.

No Gráfico 2.3 pode-se analisar o consumo de gás natural no Brasil nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.3: Consumo de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) PREÇOS

Tabela 2.3: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBtu)

	jul-19	jul-19/jun-19	jul-19/jul-18
Henry Hub	2,36	-2,0%	-17,3%
GNL no Japão	10,13	0,9%	-3,6%
NBP ¹	3,60	1,5%	-49,8%
GNL no Brasil ²	5,00	8,5%	-39,5%
Gasoduto Brasil-Bolívia ³	8,66	0,5%	16,4%
PPT⁴	4,23	0,8%	-2,4%
City Gate	9,52	1,9%	30,4%
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)			
GNV	22,33	1,2%	79,2%
Indústria - 2.000 m ³ /dia ⁵	18,55	1,9%	15,7%
Indústria - 20.000 m ³ /dia ⁵	16,21	1,9%	15,8%
Indústria - 50.000 m ³ /dia ⁵	15,83	1,9%	16,9%

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

¹ National Balancing Point (UK) ² Preço FOB ³ Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

O preço do gás *Henry Hub*, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 2,36 US\$/MMBtu, em julho/2019, apresentando uma desvalorização de 2,0% em relação a junho/2019 (Tabela 2.3). Mesmo que este boletim trate dos dados de julho, vale destacar que na data de fechamento desta edição, o *Henry Hub* foi negociado a 2,69 US\$/MMBtu (30 de outubro de 2019)¹⁶.

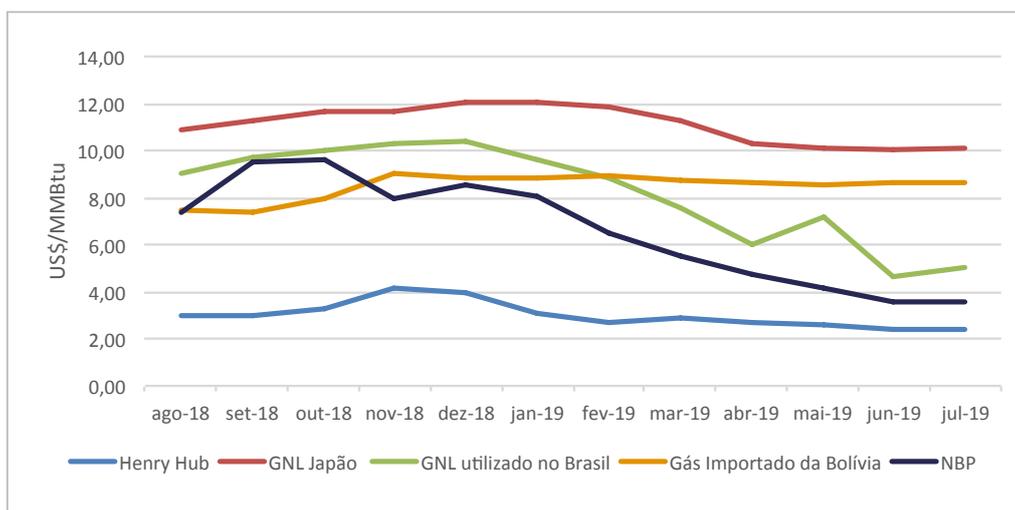
O preço do GNL internalizado no Brasil foi de 5,00 US\$/MMBtu, mostrando um aumento de 8,5% em relação a junho/2019, mas caindo 39,5% em relação a julho/2018. Já o gás boliviano obteve uma alta no preço comparado ao mês anterior (junho/2019) subindo 0,5%, sendo precificado a 8,66 US\$/MMBtu, ficando 16,4% acima do mesmo mês do ano passado. O preço competitivo do

GNL importado tomou uma parte das importações via Bolívia.

A Tabela 2.3 também mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final. O preço do Gás Natural Veicular (GNV) subiu 1,2% em relação ao mês anterior (junho/2019), fechando em 22,33 US\$/MMBtu, ficando 79,2% acima do valor de julho/2018. Houve uma alta de 1,9% no preço do gás que é fornecido para as indústrias nas três faixas de consumo deste boletim, 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, no qual o valor foi de 18,55 US\$/MMBtu, 16,21 US\$/MMBtu e 15,83 US\$/MMBtu, respectivamente.

No Gráfico 2.4 é possível analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do importado.

Gráfico 2.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US\$/MMBtu)



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

¹⁶ Valores retirados do website <https://www.investing.com/>.

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

• Seguindo o caminho aberto pelo Novo Mercado de Gás, o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) irá participar na modelagem de projetos e no financiamento da infraestrutura do setor de gás natural. O Banco será de importante ajuda para apoiar essa nova fase do setor no país, pois projeta o financiamento de novas rotas de escoamento de gás do pré-sal, como os projetos das Rotas 4, 5 e 6, assim como projetos industriais, de comércio, de geração elétrica e na expansão de linhas de transporte e ramais de distribuição. O Banco

também irá procurar investidores para os empreendimentos¹⁷.

• A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) publicou o primeiro estudo do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG, que apresentou análises quanto a implementação de novos gasodutos de transporte no país, com base em estudos de oferta e demanda, assim como análises técnico-econômicas e socioambientais. Foram estudados aproximadamente 2.000 km de projetos de gasodutos de transporte, que representam um investimento de R\$ 17 bilhões (Tabela 2.4). O PIG substituiu o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT)¹⁸.

PROJETO	EXTENSÃO (KM)	DIÂMETRO (pol)	VAZÃO (MMm ³ /d)	CAPEX (R\$ MILHÕES)
Projetos Autorizados ou Alternativas de Ampliação				
A) Gasoduto São Carlos/SP - Brasília/DF	893	20/18	7,4	7138,6
B) Gasoduto Siderópolis/SC - Porto Alegre/RS	249	16	3,5	1819,3
C) Gasoduto Uruguaiana/RS - Triunfo/RS	594	24	15,0	4634,3
Projetos para Interligação de Novas Ofertas à Malha Existente				
D) Gasoduto Porto Sergipe/SE - Catu Pilar/SE	23,3	18	10,0	275,7
E) Gasoduto Porto Central/ES - GASCAV/ES	15,0	20	14,0	288,2
F) Gasoduto Porto do Açú/RJ - GASCAV/ES	45,5	18	10,0	355,4
G) Gasoduto Porto de Itaguaí/RJ - GASCAR/RJ	35,5	24	15,0	541,8
H) Gasoduto Cubatão/SP - GASAN/SP	19,7	20	15,0	538,3
I) Gasoduto Terminal Gás Sul/SC - GASBOL	31,0	20	15,0	314,3
J) Gasoduto Terminal Imbituba/SC - GASBOL	45,0	20	14,0	950,7
K) Gasoduto Mina Guaíba/RS - Triunfo/RS	18,0	16	6,0	199,9

¹⁷ Para maiores informações: <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1WT2E5-OBRS>

¹⁸ Para maiores informações: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig>

- O deputado Silas Câmara (PRB/AM) protocolou o texto da PL 6407/2013, conhecida como A Nova Lei do Gás. O texto contém mudanças na legislação atual sobre as *essential facilities* (escoamento, processamento e terminais de GNL), sobre o regime de contratação de capacidade por entrada e saída, assim como a previsão do regime de autorização para as atividades de transporte e estocagem, alterando a lei atual que determina que novos dutos precisam passar por licitação antes de serem construídos. Vale ressaltar que a sugestão de criar o Operador Nacional do Gás Natural, apelidado de ONS do Gás, não foi acatado pelo deputado¹⁹.
- Segundo o secretário de Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro, Lucas Tristão, o governo do estado estuda isentar de ICMS o gás natural utilizado para projetos de geração termoelétrica que desejam se instalar no Rio de Janeiro. O estudo visa as possíveis UTEs (Usina Termoelétrica) que disputam o leilão A-6, marcado para o dia 17 de outubro. Vale constar que tal isenção tributária já é adotada pelos estados da Bahia e São Paulo²⁰.
- Ainda sobre o Estado do Rio de Janeiro, é estudada a viabilidade da criação de “corredores azuis”, que são corredores logísticos e rotas de transporte que utilizam o GNV como combustível. Esses corredores já existem em algumas partes da Europa. De acordo com o secretário de Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro, Lucas Tristão, a frota brasileira movida a GNV é de aproximadamente 2 milhões de veículos e mais de 60% está no estado do Rio de Janeiro, contabilizando por 53% de todo o GNV consumido no Brasil²¹.
- O estado de Sergipe regulamentou alterações no serviço de gás canalizado no estado, visando a atração de novos negócios. Consumidores livres com volume de consumo igual ou superior a 300 mil m³/mês poderão optar por adquirir gás natural de qualquer produtor, importador ou comercializador. O consumidor que optar por contratar do mercado cativo terá que assinar um contrato de no mínimo dois anos de fornecimento de gás²².
- A refinaria de alumina Hydro Alunorte, no estado do Pará, recebeu autorização do MME para importar GNL. A refinaria pretende importar a partir de julho de 2022 até 2 milhões de m³/d de gás natural, utilizando o terminal de regaseificação de GNL no Porto de Vila do Conde, em Barcarena (PA). O terminal é planejado pela Centrais Elétricas de Barcarena (CELBA), que possui como sócias a Golar Power e a Evolution Power Plants (EPP), e pretende instalar um terminal flutuante de regaseificação (FRSU) com capacidade de 15 milhões de m³/d²³.

¹⁹ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/lei-do-gas-ganha-novo-substitutivo/>

²⁰ Para maiores informações: <https://www.gasnet.com.br/conteudo/20812/Rio-quer-zerar-ICMS-na-compra-de-gas-natural-por-termeletricas>

²¹ Para maiores informações: <https://petronoticias.com.br/archives/136121>

²² Para maiores informações: <https://epbr.com.br/sergipe-regulamenta-novo-mercado-livre-de-gas/>

²³ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/projetos-de-importacao-de-gnl-avancam-no-para/>

- No mês de setembro de 2019, a Petrobras finalizou sua participação no ramo de distribuição de gás natural no Uruguai, por meio da Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (Pusai). A subsidiária da estatal transferiu suas ações das empresas Distribuidora de Gas de Montevideo S.A. (DGM) e Conecta S.A. ao Estado uruguaio²⁴.
- Um Memorando de Entendimentos foi fechado entre a Petrobras e a Equinor. A parceria estuda projetos de geração térmica a gás natural, assim como a viabilidade sobre ativos de processamento e escoamento de gás no Terminal de Cabiúnas (TECAB), em Macaé (RJ) e do Comperj, em Itaboraí (RJ). As duas empresas ainda estudam investimentos em gás natural, GNL e em geração de energia²⁵.
- A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), iniciou uma consulta pública para revisar o regulamento que trata dos procedimentos para controle das queimas e perdas de petróleo e gás natural nas atividades de Exploração & Produção (E&P) (Portaria ANP nº 249/2000). O foco da consulta pública será a mudança sobre o controle da queima de gás²⁶.
- O MME publicou as diretrizes para os leilões de energia existente A-4 e A-5, em 2020. O Governo planeja a troca de usinas termelétricas a diesel por usinas a carvão ou gás natural, utilizando assim combustíveis mais baratos e menos poluentes. A ANEEL irá elaborar o edital. Os períodos de suprimento serão :
 - I - início em 1º de janeiro de 2024 e término em 31 de dezembro de 2038, para o Leilão de Energia Existente "A-4", de 2020; e
 - II - início em 1º de janeiro de 2025 e término em 31 de dezembro de 2039, para o Leilão de Energia Existente "A-5", de 2020.

²⁴ Para maiores informações: <https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2019/10/petrobras-devolve-concessoes-de-distribuicao-de-gas-natural-no-uruguai.html>

²⁵ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/petrobras-e-equinor-estudam-parceria-na-geracao-termica-a-gas/>

²⁶ Para maiores informações: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/anp-quer-aprimorar-controle-de-queima-de-gas/>

²⁷ Para maiores informações: <http://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-389-de-14-de-outubro-de-2019-222051936>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

Tabela 3.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)

Biocombustível	ago-19	acum-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	1.537,8	6.541,5	0,6%	10,7%	0,5%
Etanol Hidratado	3.753,8	15.706,0	10,3%	17,7%	0,9%
Total Etanol	5.291,6	22.247,5	7,3%	15,6%	0,8%
Biodiesel	503,1	3.697,2	1,6%	3,5%	8,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Etanol

O volume de etanol hidratado produzido em agosto/19 – 3,8 bilhões de litros - foi um recorde histórico, registrando alta de 17,7% em relação ao mesmo mês do ano passado (agosto/18) e de 8,3% em comparação aos 3,5 bilhões de litros produzidos em julho/18 (recorde mensal do ano de maior produção do hidratado). A oferta total do biocombustível, no mês de agosto/19, somou 5,3 bilhões de litros, dos quais 1,5 foram de anidro (Tabela 3.1).

Apesar do recorde, a produção acumulada de etanol (hidratado e anidro) segue estável em relação a 2018. De janeiro a agosto deste ano, foram produzi-

dos 22,3 bilhões de litros do biocombustível, apenas 0,8% acima do mesmo período do ano passado.

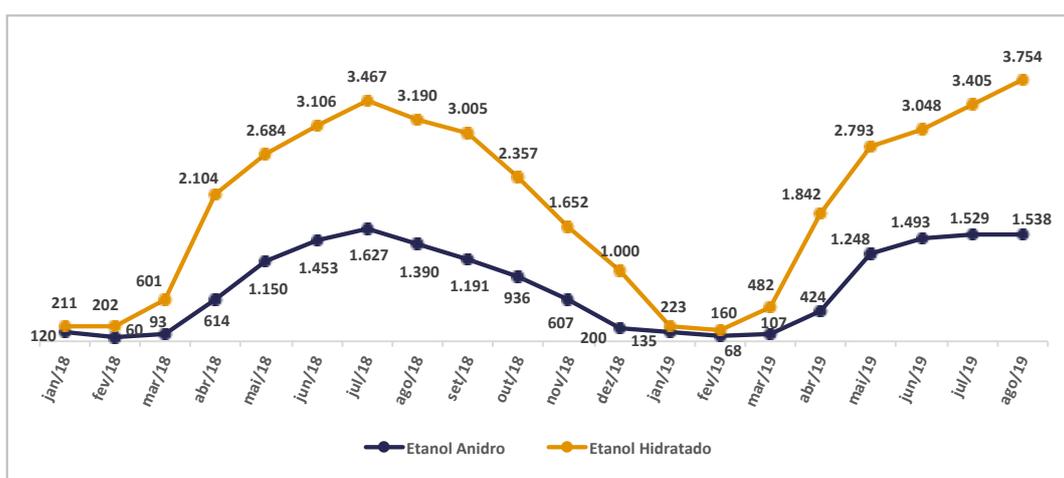
De acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), no acumulado desde o início do ciclo 2019/2020, a moagem alcançou 398,3 milhões de toneladas, 1,2% acima das 393,7 milhões de toneladas contabilizadas no mesmo período de 2018. Com 70% da safra concluída, a entidade observou um crescimento da produtividade agrícola da ordem de 5% entre abril e agosto. Apesar do envelhecimento do canavial e da retração da área colhida, o clima ajudou no desenvolvimento

da lavoura. No acumulado até 1º de setembro, as usinas que fazem parte da Unica destinaram 35,5% da cana para a produção de açúcar e 64,5% para a produção de etanol.

De acordo com estimativas da Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), a produção de etanol na safra 2019/20 deve totalizar 31,6 bilhões de

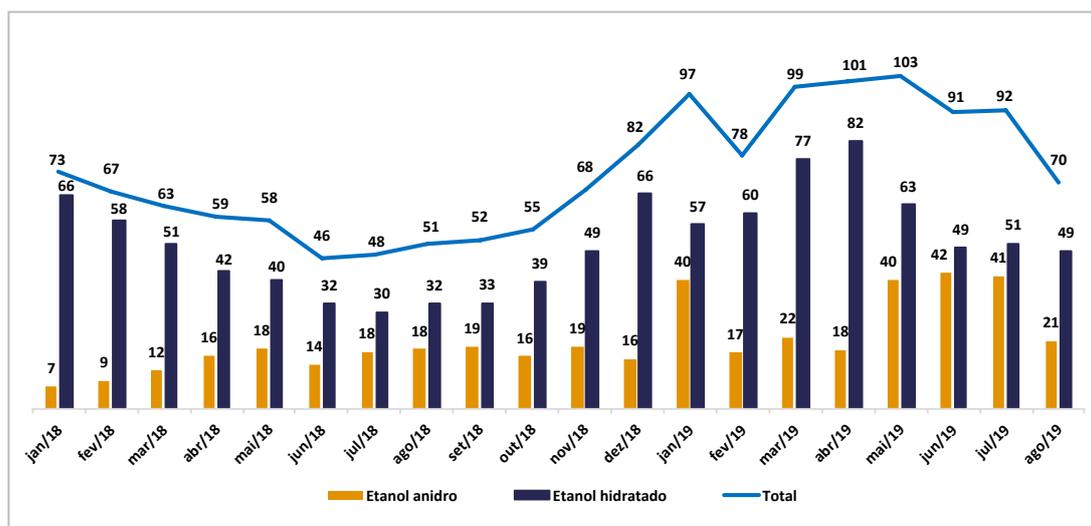
litros (30,3 bilhões a partir de cana-de-açúcar e 1,4 a partir de milho). O volume de etanol a partir de cana deverá registrar um decréscimo de 6,4% em relação à safra passada, quando foram produzidos 32,4 bilhões de litros. Já as projeções em relação ao etanol de milho mostram um crescimento de 70,3% (no ciclo 2018/19, foram produzidos 791,4 milhões de litros a partir do grão).

Gráfico 3.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 3.2 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Unica.

Biodiesel

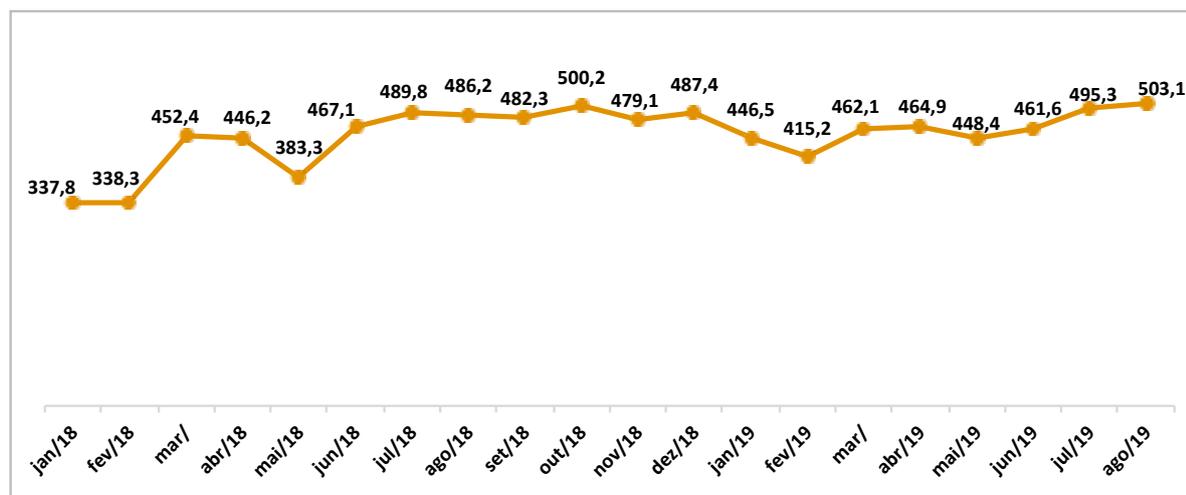
Em agosto/19, a produção mensal de biodiesel voltou a superar os 500 milhões de litros e registrou um novo recorde desde o início da produção do biocombustível no país. Os 503,1 milhões de litros produzidos em agosto representam um aumento de 1,6% em relação ao mês anterior (julho/19) e de 3,5% em relação ao mês de agosto de 2018. No acumulado de janeiro a agosto, a oferta de 2019 está 8,7% acima do mesmo período do ano passado (Tabela 3.1).

O 67º Leilão da ANP envolveu a negociação de 984,4 milhões de litros de biodiesel para os meses

de julho e agosto de 2019, registrando aumento de 6,0% em relação ao leilão anterior, quando foram negociados 928,5 milhões de litros.

Já no 68º Leilão, o volume negociado alcançou um total de 1,14 bilhão de litros do biocombustível, em função do aumento do percentual obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no país, que passou de 10% para 11% em 1º de setembro de 2019. De acordo com o portal BiodieselBR²⁸, pela primeira vez na história do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), as distribuidoras arremataram virtualmente todo o biodiesel que havia sido colocado à venda.

Gráfico 3.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

²⁸ Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/regulacao/leilao/l68-bate-recorde-tanto-em-volume-e-quanto-em-faturamento-160819>

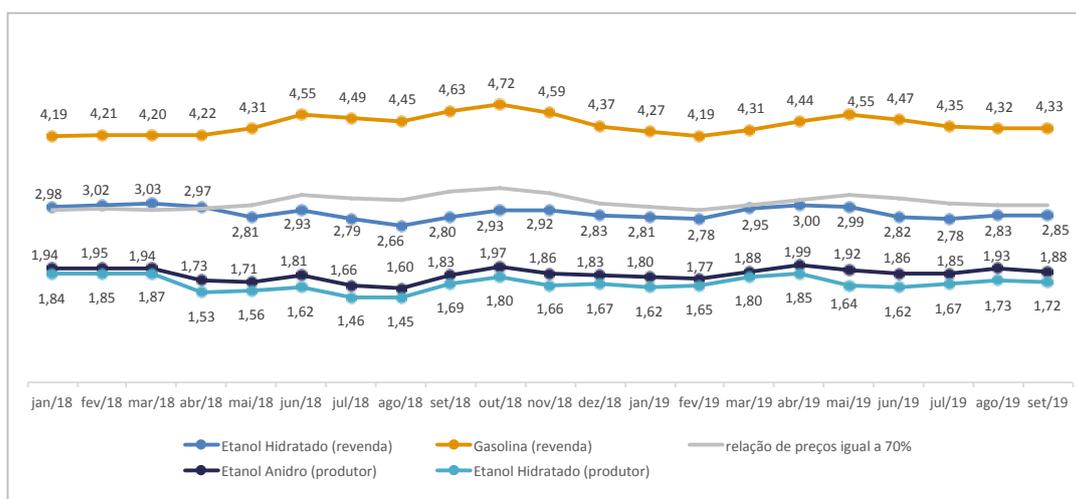
B) PREÇOS

Etanol

Em agosto/19, o etanol foi adquirido pelos consumidores ao preço médio de R\$ 2,83 (1,9% acima dos R\$ 2,78 de julho/19) e, em setembro, o litro do biocombustível passou para R\$ 2,85 (aumento de 0,8%). No mesmo período, o preço da gasolina reduziu de R\$ 4,35, em julho, para R\$ 4,33 em setembro. Essas alterações de preços apertaram a competitividade do etanol. A relação entre os preços, em setembro, ficou em 65,9%, na média do país (ante 65,5% em agosto e 63,8% em julho).

De acordo com o indicador Cepea/Esalq, a demanda aquecida e o posicionamento firme por parte de muitas usinas mantiveram os preços do etanol anidro e hidratado em alta. Em setembro, o etanol anidro foi cotado a R\$ 1,88, registrando desvalorização de 2,4% em relação ao mês anterior e de 1,4%, em relação a julho de 2019. O preço médio do hidratado apresentou maior estabilidade no período, saindo de R\$ 1,67, em julho, para R\$ 1,73, em agosto, e R\$ 1,72 em setembro. Na comparação com setembro de 2018, o anidro registrou valorização de 2,9%, enquanto o hidratado aumentou 1,8%.

Gráfico 3.4 – Preços de etanol ao produtor e de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e Cepea/Esalq.

Biodiesel

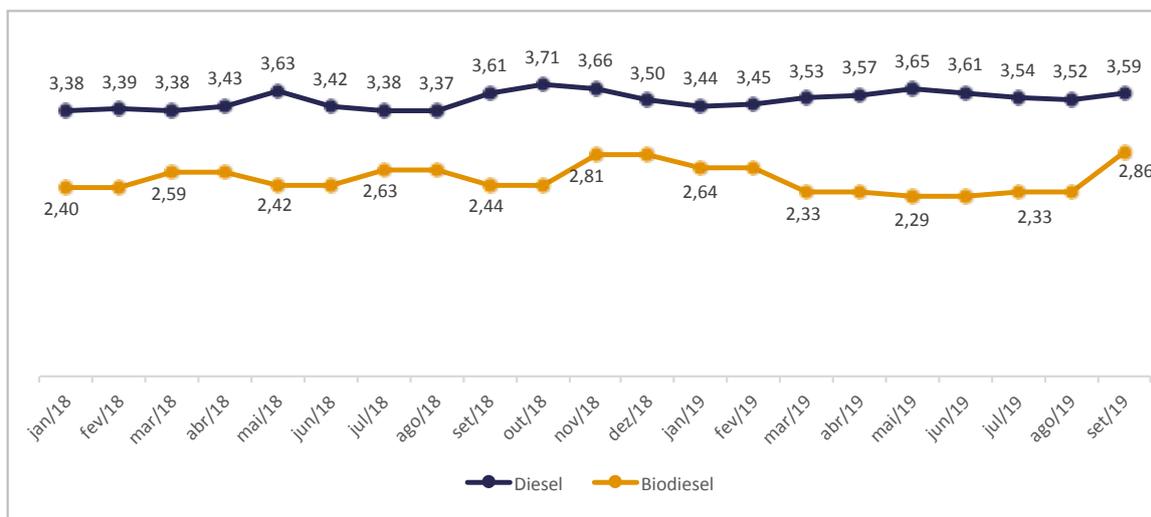
No 67º Leilão de biodiesel da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de julho e agosto de 2019, o biocombustível foi adquirido a R\$ 2,33, voltando ao mesmo preço médio dos meses de março e abril. O volume adquirido no primeiro leilão com os 11% de obrigatoriedade (L68), teve preço médio de R\$2,86 (aumento de 22,7% em relação ao L67).

O setor de biodiesel alega que a elevação é fruto do aumento da cotação internacional da soja. Segundo o portal BiodieselBR²⁹, os dados divulgados pela Organização das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura (FAO) mostram que a cesta de óleos vegetais acumula valorização de cerca de 8,1% desde junho, puxando o mercado para o seu maior patamar em mais de um ano. Por outro lado, a ANP afirmou em nota que o aumento no preço do biodiesel foi provocado pelo desca-

samento entre a demanda, que se elevou em decorrência do aumento da mistura obrigatória, e a oferta, que não cresceu na mesma medida³⁰.

No caso do óleo diesel, o preço ao consumidor passou de R\$ 3,52, em agosto, para R\$ 3,59, em setembro (alta de 1,9%).

Gráfico 3.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

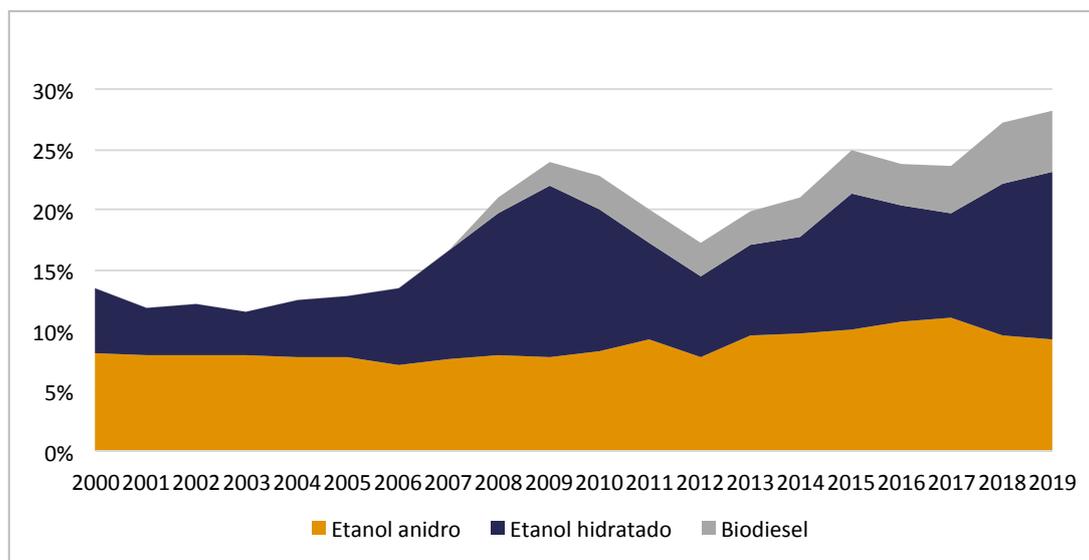
C) CONSUMO

O consumo de biocombustíveis, de janeiro a agosto de 2019, representou 28% da matriz de transportes neste ano, a maior participação histórica (Gráfico

3.6). O etanol hidratado responde por 29% da demanda por combustíveis do ciclo Otto (em gasolina equivalente) e o biodiesel já está substituindo 11% do diesel fóssil nos motores diesel.

³⁰ Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/08/preco-do-biodiesel-dispara-e-pode-elevar-diesel-nas-bombas.shtml>

Gráfico 3.6 – Histórico da participação dos biocombustíveis na matriz de transportes



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Tabela 3.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	ago-19	acum-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	878,7	6.741,3	0,9%	1,8%	-3,7%
Etanol Hidratado	1.868,2	14.494,6	0,1%	2,5%	25,8%
Total Etanol	2.746,9	21.236,0	0,4%	2,3%	14,6%
Biodiesel	504,1	3.692,3	1,1%	4,2%	8,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Etanol

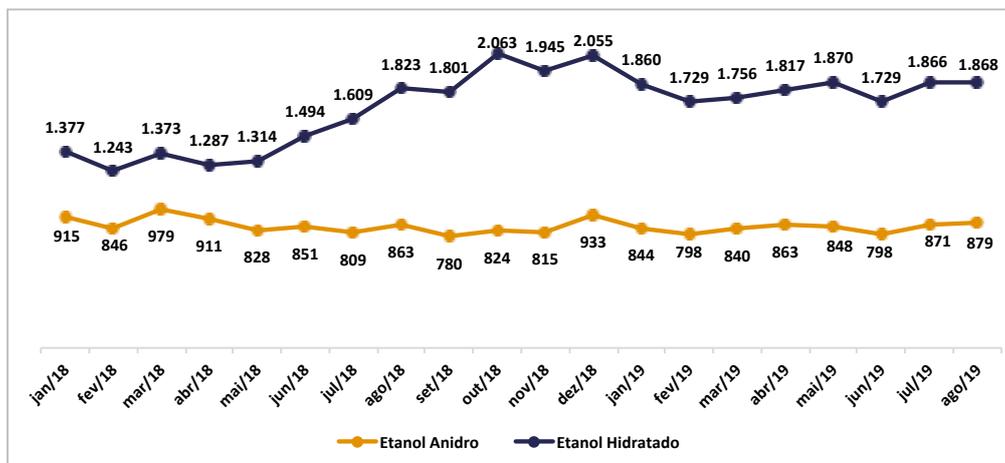
No acumulado de janeiro a agosto de 2019, as vendas de combustíveis do Ciclo Otto somaram 35,1 bilhões de litros (em gasolina equivalente), o que representa um crescimento de 3,3% em relação aos 34,0 bilhões de litros consumidos em igual período do ano passado. A participação do etanol hidratado saltou de 23,7%, em 2018, para 28,7%, em 2019 (no acumulado de janeiro a agosto).

As vendas de combustíveis do Ciclo Otto seguem aquecidas. Em agosto/19, foram consumidos 4,6 bilhões de litros (em gasolina equivalente), o que representa um crescimento de 0,7% em relação ao mês anterior (julho/19) e de 2,0% na compara-

ção com agosto de 2018. O consumo de etanol (anidro e hidratado) em agosto, 2,7 bilhões de litros, se manteve praticamente constante em relação a julho, mas ficou 2,3% acima do mesmo mês do ano passado (agosto/18), visto na tabela 3.2. No acumulado dos oito primeiros meses do ano, o consumo do biocombustível, em 2019, está 14,6% acima do mesmo período de 2018.

As vendas de etanol hidratado cresceram 25,8%, em 2019, na comparação do acumulado de janeiro a agosto, enquanto que as de gasolina C e, portanto, de etanol anidro, tiveram queda de 3,7%. Esse movimento é explicado pela vantagem competitiva do biocombustível em relação ao combustível fóssil, que persiste desde abril de 2018.

Gráfico 3.7 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

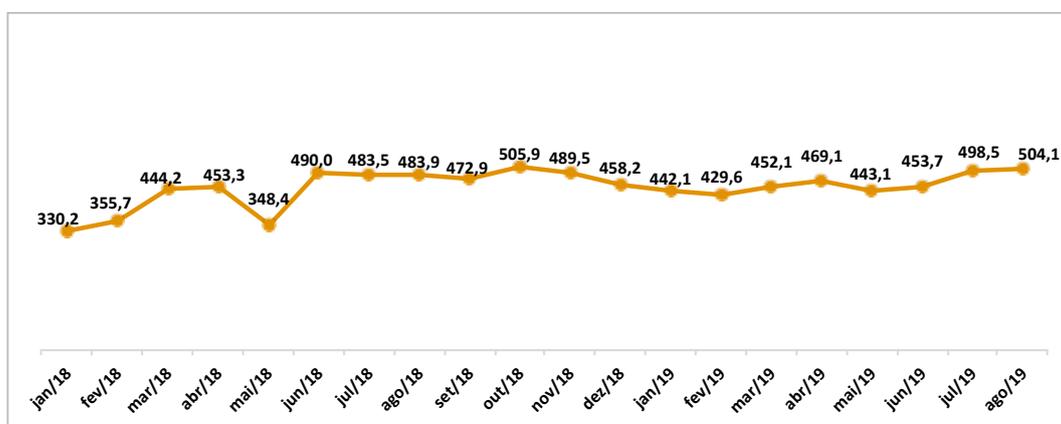
O volume de biodiesel vendido pelos produtores no mês de agosto/19, 504,1 milhões de litros, foi o mais alto desde o recorde de outubro de 2018, quando foram comercializados 505,9 milhões de litros.

Na comparação com o mesmo mês do ano passado (agosto/18), as vendas cresceram 4,2%. No acumulado de janeiro a agosto, a demanda pelo biocombustível foi de 3,7 bilhões de litros, ficando 8,9% acima dos 3,4 bilhões de litros consumidos no

mesmo período de 2018. Com a entrada em vigor do B11, em setembro de 2019, o setor voltará a bater recordes de produção e consumo.

A demanda por óleo diesel aumentou 1,9% em agosto/19, em relação ao mês anterior. No acumulado de janeiro a agosto, foram comercializados 37,9 bilhões de litros de diesel, avanço de 3,4% em relação ao mesmo período do ano anterior (36,7 bilhões de litros).

Gráfico 3.8 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Tabela 3.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	ago-19	acum-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	acum-19/acum-18
Importação	84,3	1.075,8	-12,3%	77,0%	-23,6%
Exportação	316,1	1.179,9	51,9%	19,7%	19,0%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em agosto/19, foram internalizados 84,3 milhões de litros de etanol, registrando queda de 12,3% em relação ao mês anterior (julho/19). Na comparação com o mesmo mês do ano passado, o volume internalizado foi 77% superior aos 47,6 milhões de litros importados em agosto de 2018. No acumulado dos oito primeiros meses do ano, as importações de 2019 estão 23,6% abaixo do ano passado.

Já as exportações de etanol estão mais avançadas do que no ano passado. O volume exportado em agosto/19 (316,1 milhões de litros) superou em 51,9% o mês anterior (julho/19) e em 19,7% o mesmo mês do ano passado (agosto/18). No acumulado de janeiro a agosto, as vendas ao exterior já somam 1,2 bilhão de litros, ficando 19,0% acima do mesmo período de 2018.

De acordo com a Conab, o aumento das exportações nos cinco primeiros meses da safra 2019/20 foi favorecido pelo fator cambial, uma vez que o real se apresenta mais desvalorizado em relação ao dólar quando comparado com igual período da safra passada. Este mesmo fator contribui para a redução das importações, tornando menos vantajoso adquirir etanol externo. Além disso, houve aumento nos preços do biocombustível no mercado

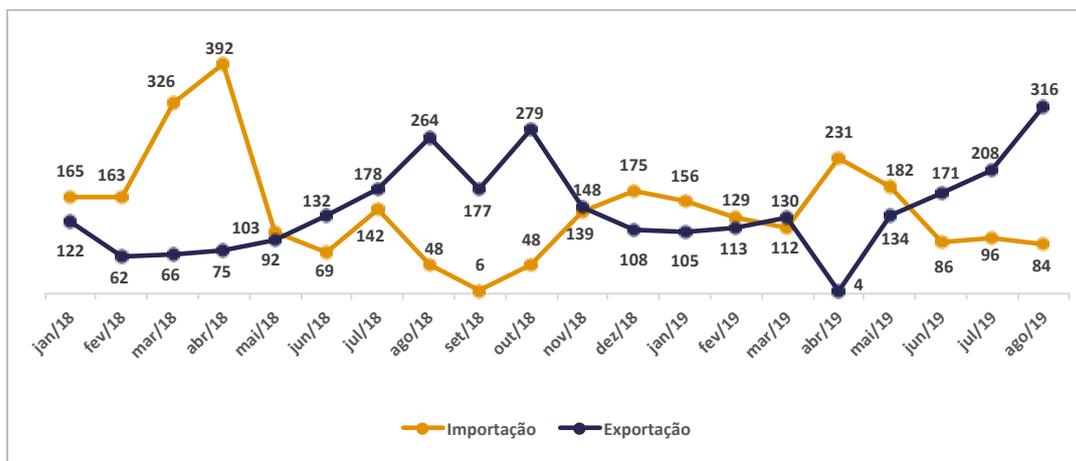
dos Estados Unidos, na comparação com o mesmo período da safra passada.

No mês de agosto/19, as exportações superaram as importações de etanol em 231,8 milhões de litros, e, no acumulado de janeiro a agosto, saíram do país 104,1 milhões de litros a mais do que entraram. Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou superávit tanto no mês de julho/19 (US\$ 124,8 MM - US\$ FOB), quanto no acumulado dos oito primeiros meses (US\$ 172,0 MM - US\$ FOB).

O Comitê Executivo de Gestão da Câmara de Comércio Exterior (Camex) aprovou no dia 14 de outubro uma resolução que redistribui a cota de importação de 750 milhões de litros de etanol livre de tarifa de acordo com o período do ano³¹. No dia 31 de agosto, a Portaria nº 547, do Ministério da Economia, alterou de 600 para 750 milhões de litros ao ano a cota de aquisição anual de etanol sem a incidência da taxa de importação de 20%, tendo validade de 1 ano a partir de 1º de setembro de 2019. Em função de alguns representantes do setor sucroenergético terem sido contrários à alteração, chegou-se a um acordo para que a maior parcela da cota (550 milhões de litros) fique concentrada entre os meses de março e agosto, período de entressafra das usinas do Nordeste.

³¹ Disponível em: <https://valor.globo.com/agronegocios/noticia/2019/10/16/camex-muda-distribuicao-da-cota-do-etanol.ghtml>

Gráfico 3.8 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Setor Elétrico

Por Adriana R. Gouvêa, Carlos Eduardo Paes, Gláucia Fernandes e Marina Azevedo.

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	ago-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	Tendências*	jul-19	ago-18
SE/CO	37.100,36	1,72%	-0,80%		36.473,81	37.398,05
S	10.995,83	-0,76%	-0,69%		11.080,42	11.071,74
NE	10.302,61	3,18%	-2,97%		9.984,62	10.618,38
N	5.613,27	3,44%	4,75%		5.426,63	5.358,90
SIN	64.012,07	1,66%	-0,67%		62.965,47	64.447,07

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em agosto de 2019, o consumo de energia total do SIN aumentou aproximadamente 1,7%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, apenas o subsistema do Sul apresentou uma redução da carga, os subsistemas do Norte e Nordeste tiveram os maiores percentuais de consumo de energia, contribuindo, sobretudo, para o aumento da carga no SIN. Apesar

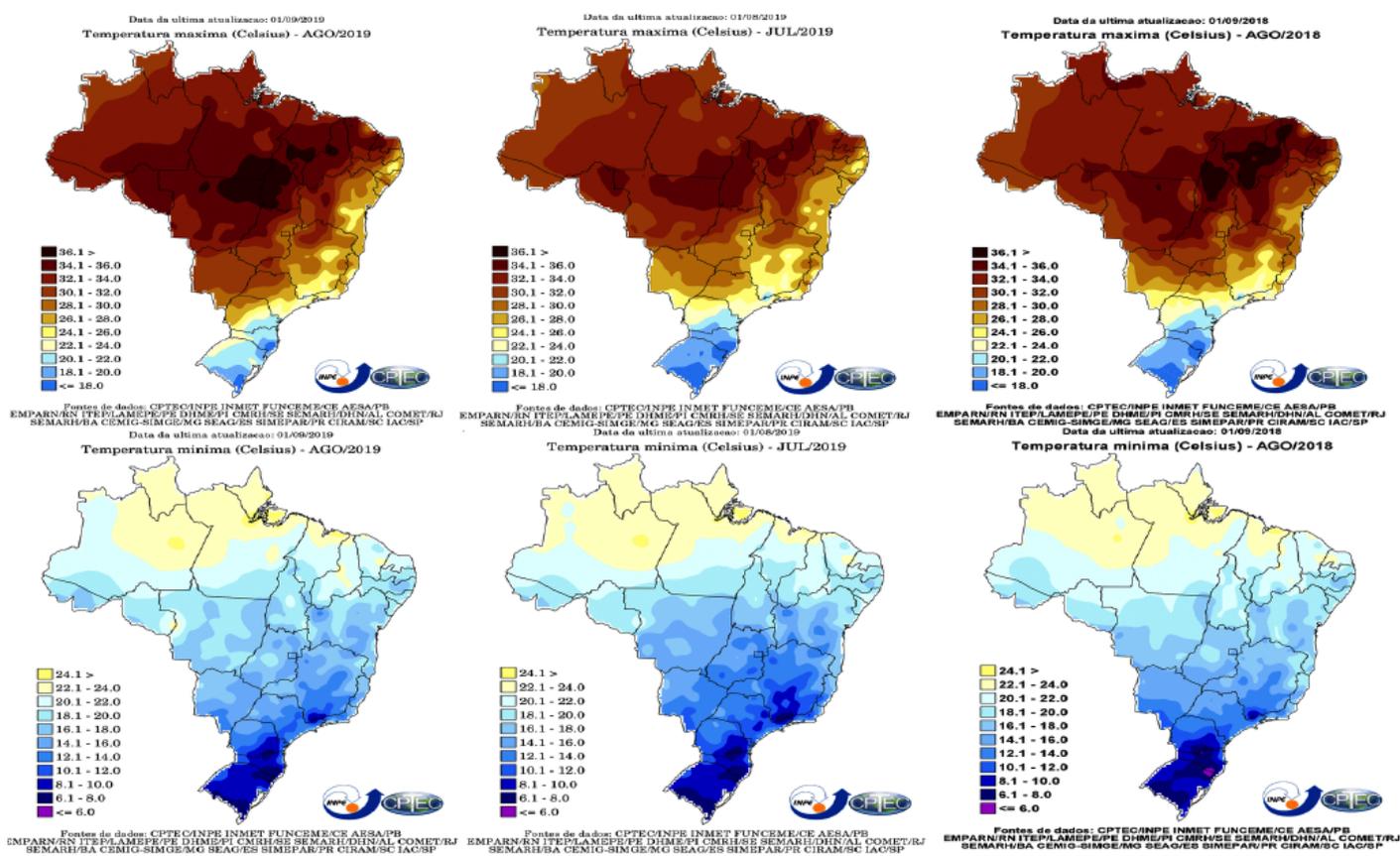
do aumento, os valores das variações percentuais foram relativamente baixos, indicando que a demanda por eletricidade em agosto deste ano teve pequena alteração em relação ao mês anterior.

A variação do consumo de energia elétrica pode estar associado às variações das temperaturas. Na Figura 4.1 nota-se que, ao longo de grande parte

do território nacional, as temperaturas do mês de agosto de 2019 foram maiores em relação ao mês de julho. Na região Sul não ocorreu uma alteração significativa nas temperaturas máximas e mínimas, possivelmente explicando o fato da demanda por eletricidade ter diminuído apenas no subsistema do Sul.

Na comparação anual percebe-se que a variação do consumo de energia no SIN entre agosto de 2019 e agosto de 2018 foi menor, com um decréscimo observado de menos de 1%. Nessa análise, os subsistemas individualmente também tiveram alterações no consumo, com destaque para o subsistema do Norte, que teve uma variação superior a 4%, sendo o maior aumento anual.

Figura 4.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para ago/19, jul/19 e ago/18



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

A Tabela 4.2 mostra que a geração total de energia elétrica aumentou 1,02% entre os meses de julho e agosto de 2019. Nessa análise de despachabilidade de energia no SIN, a geração hidráulica, que compõe maior percentual da matriz elétrica do Brasil, teve uma diminuição total de 7,11%. Diferente das outras fontes que tiveram acréscimo na geração de energia elétrica. Vale mencionar que na análise anterior, entre os meses de junho e julho de 2019, as fontes térmica e eólica variaram, respectivamente, 36,31% e -6,14%, na geração total de energia elétrica, valores bem diferentes da análise atual que, por sua vez, variou 16,72% e 28,37%. Desse modo, favorecido pelo período de baixa precipitação, o melhor aproveitamento dos ventos e da radiação solar podem ter proporcionado maior despacho das energias eólica e solar, reduzindo o uso das termelétricas significativamente nas regiões Norte e Nordeste.

No subsistema do Sul, o despacho das termelétricas foi bastante expressivo (32,96%) no mês de

agosto em relação a julho de 2019. Já os outros subsistemas apresentaram maior geração elétrica a partir das fontes de energia eólica e solar. Nesse contexto, vale destacar a fonte solar nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul; e a fonte eólica nos subsistemas Norte e Nordeste, além do Sudeste/Centro-Oeste.

No subsistema do Sul, a geração solar aumentou aproximadamente 40% nesse período, mas ainda assim seu valor absoluto foi muito baixo, menos de 1 MWmed, quando comparado ao subsistema do Nordeste que aumentou em 10,45%, correspondendo 391,92MWmed. Ainda na Tabela 4.2, pode ser observado que o subsistema do Norte contribuiu com aproximadamente 50% da geração eólica no SIN, em torno de 240MWmed. Entretanto, esse percentual significativo não compete com o valor absoluto do subsistema do Nordeste uma vez que a potência instalada total da fonte eólica na região Norte ainda é consideravelmente baixa.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		ago-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	Tendências*	jul-19	ago-18
SE/CO	Hidráulica	24.523,49	0,38%	32,48%		24.430,96	18.510,98
	Nuclear	2.016,23	0,73%	-0,26%		2.001,53	2.021,55
	Térmica	8.574,48	21,76%	12,81%		7.041,90	7.600,90
	Eólica	6,93	36,24%	-71,11%		5,09	23,99
	Solar	206,87	16,56%	77,77%		177,47	116,37
	Total	35.328,00	4,96%	24,95%		33.656,94	28.273,78
S	Hidráulica	7.353,35	-22,51%	12,67%		9.489,84	6.526,63
	Térmica	1.457,37	32,96%	-11,83%		1.096,10	1.652,97
	Eólica	743,31	2,64%	-8,41%		724,17	811,54
	Solar	0,33	39,59%	-13,58%		0,24	0,39
	Total	9.554,37	-15,53%	6,26%		11.310,34	8.991,53
NE	Hidráulica	2.447,47	1,24%	36,18%		2.417,38	1.797,23
	Térmica	2.045,68	1,05%	-26,58%		2.024,45	2.786,29
	Eólica	7.850,14	30,97%	25,71%		5.993,64	6.244,45
	Solar	391,92	10,45%	60,65%		354,84	243,95
	Total	12.735,21	18,02%	15,02%		10.790,32	11.071,92
N	Hidráulica	3.521,24	-23,40%	-15,21%		4.596,63	4.152,93
	Térmica	2.413,37	7,16%	-25,81%		2.252,20	3.252,90
	Eólica	238,63	46,91%	44,77%		162,43	164,83
	Solar	1,64	7,53%	-		1,53	0,00
	Total	6.174,88	-11,95%	-18,44%		7.012,79	7.570,66
Itaipu	6.548,53	-4,52%	-22,25%		6.858,66	8.422,99	
Total	Hidráulica	44.394,08	-7,11%	12,64%		47.793,47	39.410,75
	Nuclear	2.016,23	0,73%	-0,26%		2.001,53	2.021,55
	Térmica	14.490,90	16,72%	-5,25%		12.414,64	15.293,05
	Eólica	8.839,02	28,37%	22,00%		6.885,33	7.244,82
Solar	600,76	12,48%	66,55%		534,08	360,70	
SIN	70.340,98	1,02%	9,34%		69.629,05	64.330,87	

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

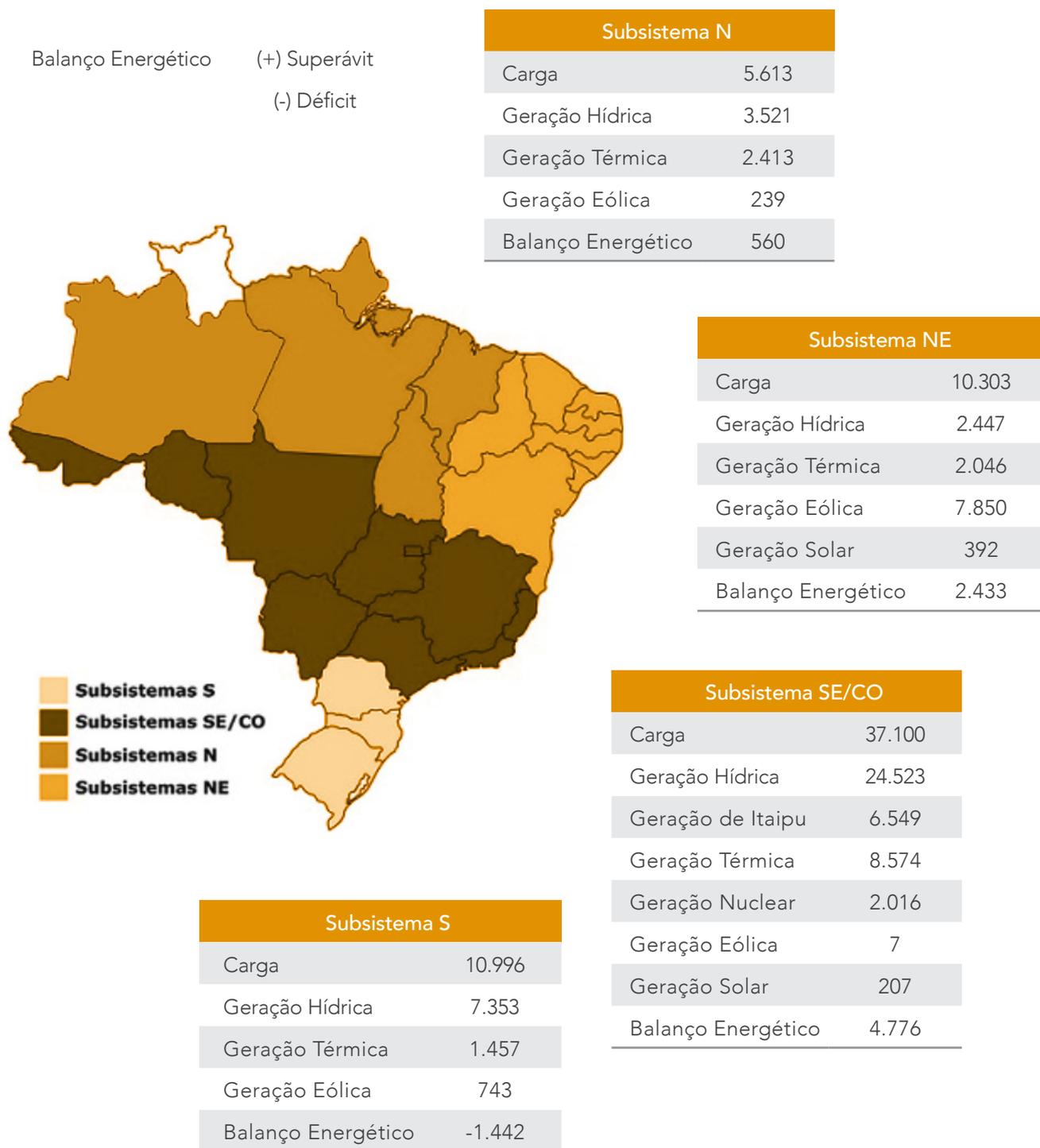
Na comparação anual, observa-se um aumento superior a 9% na geração de energia total despachada no SIN. Percentualmente, o crescimento da geração solar foi de grande relevância, em torno de 67% em relação ao mês de agosto do ano passado, conforme pode ser observado na Tabela 4.2. No subsistema do Sudeste/Centro-oeste, o crescimento anual da fonte solar foi de quase 80%, enquanto no Nordeste foi de 60,65%, sendo os valores absolutos dessas regiões na mesma ordem de grandeza. Essa diferença se deve possivelmente ao aumento da capacidade doméstica instalada na região SE/CO, devido à redução dos custos dos painéis fotovoltaicos e elevada tarifa de energia elétrica, favorecendo ainda os consumidores com os benefícios da regulação vigente para o uso desse recurso energético.

Vale mencionar que atualmente a geração solar tem sido vista como grande oportunidade de negócio em diferentes setores da economia nacional. Em consequência, esse fato tem impulsionado o crescimento e o desenvolvimento contínuo, principalmente, da geração distribuída, que permite aos consumidores maior liberdade das concessionárias de energia, poder de escolha e, controle na gestão da sua demanda e conta de energia elétrica.

Na Tabela 4.2, apenas as fontes térmica e nuclear tiveram redução na geração em relação ao ano passado, reduzindo respectivamente 5,25% e 0,26%, mostrando que, apesar do crescimento da geração termelétrica em agosto 2019 com relação a julho, o SIN conseguiu gerar uma maior parte da carga com outras fontes do que no ano passado.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2, no mês de agosto de 2019, apenas o subsistema do Sul não teve geração acima do consumo de energia elétrica, dessa forma, os demais subsistemas tiveram balanço energético positivo. Dentre os subsistemas apresentados, o SE/CO se destacou com o maior superávit, com geração superior a 4 MWmed de sua demanda. O N apresentou o menor superávit, 560 MWmed, indicando que sua geração obteve um valor muito próximo do seu consumo próprio.

Contudo, conforme Tabela 4.3, os valores de intercâmbio entre as regiões sofreram variações expressivas em agosto de 2019, principalmente da SE/CO para o NE e da S para o SE/CO, em que ocorreu inversão no sentido do envio da energia elétrica. Comparando com o mês anterior, o

intercâmbio se deu do S para o SE/CO, no período atual foi o contrário com um valor em módulo maior, indicando aumento no intercâmbio. Esse aumento de intercâmbio entre as regiões se deu não apenas de julho para agosto de 2019, mas também entre agosto de 2018 e agosto de 2019. Essa análise mostrou que o subsistema NE exportou mais energia das regiões SE/CO e N; e o N importou percentualmente menos energia para o SE/CO esse mês do que no mesmo período do ano passado. Com exceção da S - SE/CO, em que SE/CO exportou mais energia do S em agosto de 2019 diferentemente do mês passado em que importou energia do S. O intercâmbio internacional permaneceu com os valores dos períodos de referência analisados, visto que sofreu uma variação mensal e anual de 100%.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	ago-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	Tendências*	jul-19	ago-18
S - SE/CO	-1.221,85	-387,49%	37,79%		425,00	-1.964,02
Internacional - S	0,00	-100,00%	-100,00%		-6,63	116,00
N - NE	-36,21	-113,18%	-110,28%		274,69	352,16
N - SE/CO	597,82	-54,42%	-67,85%		1.311,48	1.859,60
SE/CO - NE	-2.396,39	-321,81%	-197,43%		1.080,39	-805,70

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 4.4: Energia Natural Afluentes-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	ago-19		ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	Tendências*	jul-19		ago-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	16.330,00	79,60%	-24,97%	-3,74%		21.765,00	85,07%	16.965,00	83,19%
S	2.974,00	28,44%	-58,56%	-38,57%		7.176,00	62,98%	4.841,00	46,94%
NE	1.569,00	46,49%	-13,36%	19,22%		1.811,00	46,81%	1.316,00	38,70%
N	2.478,00	77,23%	-43,55%	6,44%		4.390,00	84,46%	2.328,00	72,17%
SIN	23.351,00	-	-33,55%	-8,25%		35.142,00	-	25.450,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

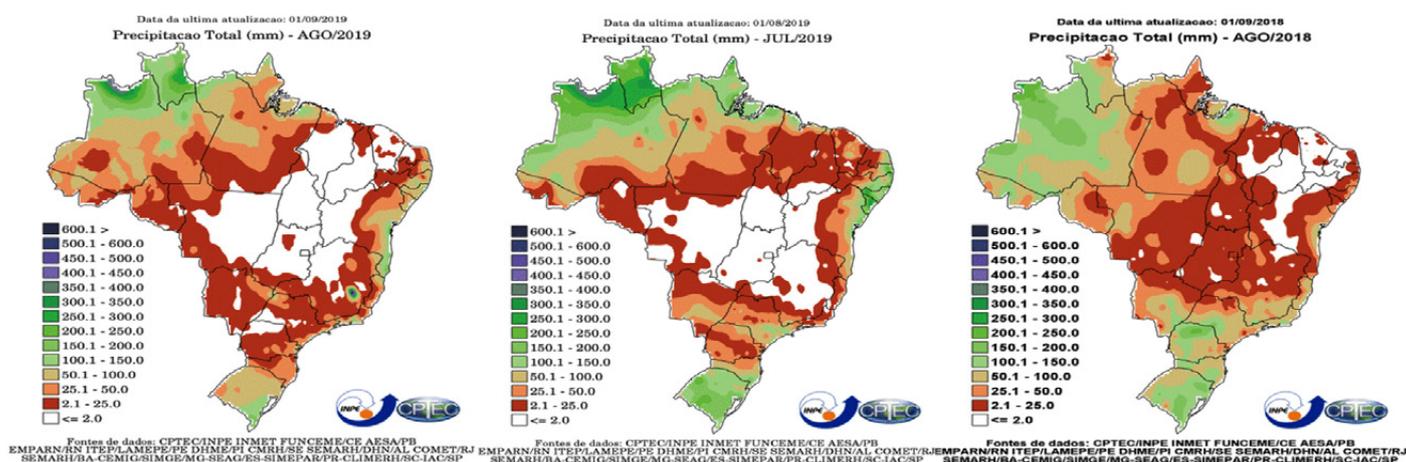
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses julho e agosto de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu aproximadamente 33,55%. Continuou em ritmo de queda, diminuindo em todos os subsistemas, com destaque para os submercado S em que a queda mensal foi quase 60%. Em relação a julho de 2018, o SIN também teve uma menor disponibilidade hídrica, com uma diferença de 8,25%. Os submercados também apresentaram redução na comparação anual, com exceção do NE e do N.

No mês de julho choveu acima da média histórica somente nas bacias dos rios Jacuí e Tietê. Sendo assim, A ANEEL optou por manter a bandeira tarifária vermelha, patamar 1, em setembro, trazendo um custo adicional de R\$ 4,00 a cada 100 kWh consumidos.

Essas quedas são corroboradas pelos dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados. Pela imagem pode-se observar que, em Agosto, o país teve um volume total de pluviosidade ainda menor do que Julho, apresentando valores muito baixos principalmente na região central do país e um pouco melhores no extremo Norte. Em agosto do ano passado, apesar de ainda baixa, os volumes de precipitação estavam melhores no geral.

Vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão menores que suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT³²), com valor especialmente discrepante no NE. Ainda assim, a variação da ENA observada em relação ao mesmo período do ano passado foi positiva (18,57%), como já mencionado anteriormente.

Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para ago/19, jul/19 e ago/18.



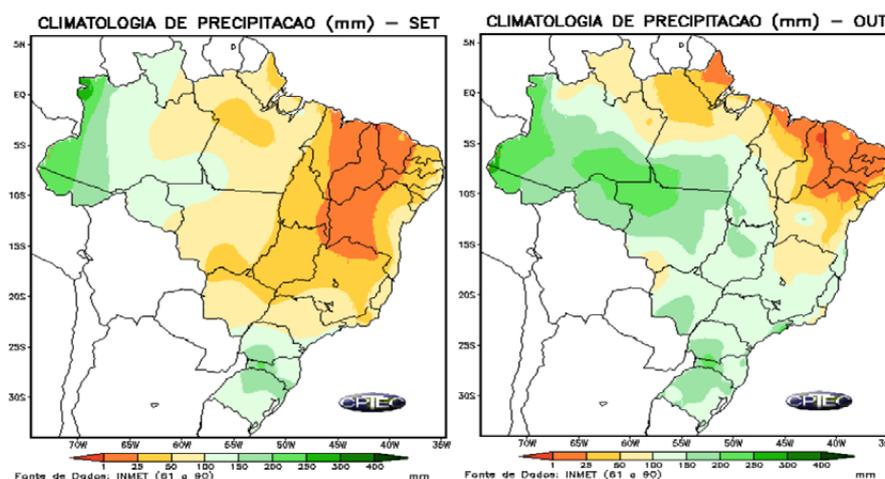
Fonte: CPTEC/INPE.

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de setembro e outubro de 2019, em que é possível observar uma pequena melhora na precipitação ao longo das regiões Norte e Sul no mês de setembro e em quase todo terri-

tório nacional, com exceção do Nordeste, a partir de outubro. No Nordeste, os reservatórios estavam com um volume médio em torno de 49,4%. Sobradinho, por exemplo, estava com 41,44% da sua capacidade.

³² A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para setembro e outubro de 2019



Fonte: CPTEC/INPE.

E) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	ago-19		ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	Tendências*	jul-19		ago-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	80.035	39,37%	-12,25%	40,52%		91.209	44,87%	56.955	28,02%
S	11.066	53,77%	-29,11%	35,46%		15.610	75,85%	8.169	40,64%
NE	25.156	48,53%	-7,67%	51,95%		27.245	52,57%	16.555	31,94%
N	9.730	64,67%	-9,85%	19,67%		10.793	71,73%	8.131	54,04%
SIN	125.987	43,33%	-13,03%	40,28%		144.857	49,83%	89.810	30,94%

* Tendências nos últimos 12 meses.

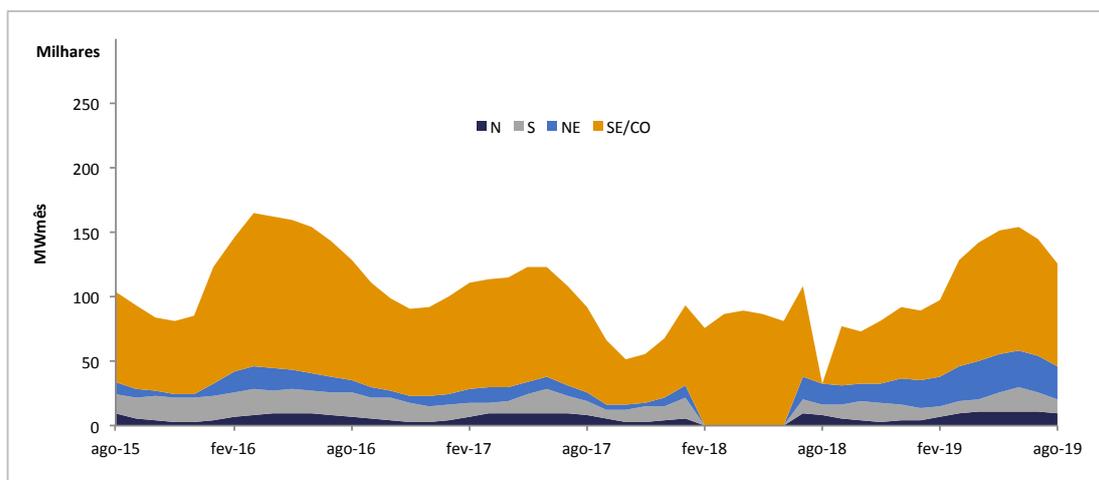
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de julho e agosto de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN diminuiu 13,03%, atingindo 43,33% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os quatro subsistemas a variação foi negativa devido à uma redução na precipitação do país. A diminuição da geração hidráulica na maioria dos submercados com o aumento da geração termelétrica em conjunto com a diminuição dos níveis dos reservatórios indicam a tentativa de otimização

do uso da água frente ao período seco com menor afluência.

O S foi o submercado com a maior variação observada, -29,11%. Contudo, na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 40,28% no SIN, com destaque de mais de 50% no NE, o que indica melhoria em relação à crise hídrica de 2015. O gráfico 4.3 indica essa melhoria principalmente nos submercados N, que revela uma clara tendência de aumento no armazenamento desde o meio de 2015.

Gráfico 4.2: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWMês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Como pode ser observado na Tabela 4.6, em agosto de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) dos subsistemas SE/CO e S foram iguais à R\$ 222,82, enquanto o CMO do subsistema N foi de R\$ 196,12, e do subsistema NE foi R\$ 195,54. A diferença entre os custos referentes aos subsiste-

mas SE/CO e S para os subsistemas NE e N é resultado de variações hidrológicas. Todos os CMOs tiveram um aumento quando comparados ao mês anterior, e uma redução de aproximadamente 70% quando comparados aos valores do mesmo mês no ano anterior. A variação mensal nos subsistemas SE/CO e S foi de 23%. Já a variação mensal nos subsistemas NE e N foi de aproximadamente 16%.

Tabela 4.6: CMO Médio Mensal – (R\$/MWh)

	ago-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	Tendências*	jul-19	ago-18
SE/CO	222,82	22,99%	-70,93%		181,17	766,41
S	222,82	22,99%	-70,93%		181,17	766,41
NE	195,54	16,14%	-74,49%		168,36	766,41
N	196,12	16,49%	-74,41%		168,36	766,41

* Tendências nos últimos 12 meses.

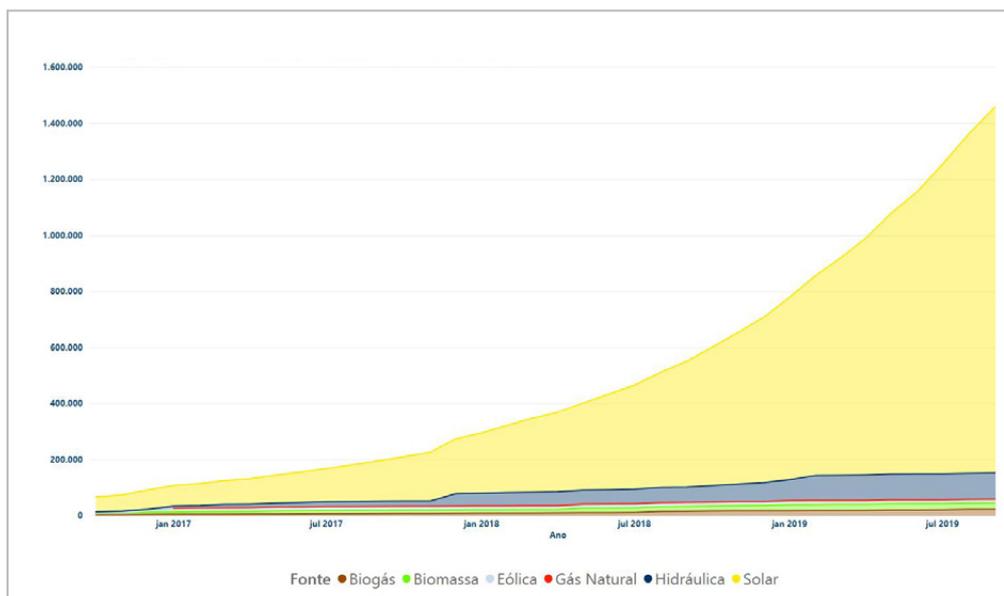
Fonte: Elaboração própria a partir de ONS.

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, no mês setembro, novamente o crescimento se deu principalmente devido à fonte solar fotovoltaica. O montante de capacidade instalada atual é um pouco menor que 1,5 GW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra o

Gráfico 4.2. Desse montante, em torno de 88,9% é representado pela fonte solar fotovoltaica, aumentando mais de 1% na participação percentual total em relação a julho de 2019. Já as outras fontes não apresentam uma participação tão significativa, estando a segunda posição ocupada pela fonte hidráulica na forma de CGH's (Centrais Geradoras Hidrelétricas), representando atualmente aproximadamente apenas 6,7% da MMGD total.

Gráfico 4.2: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW).



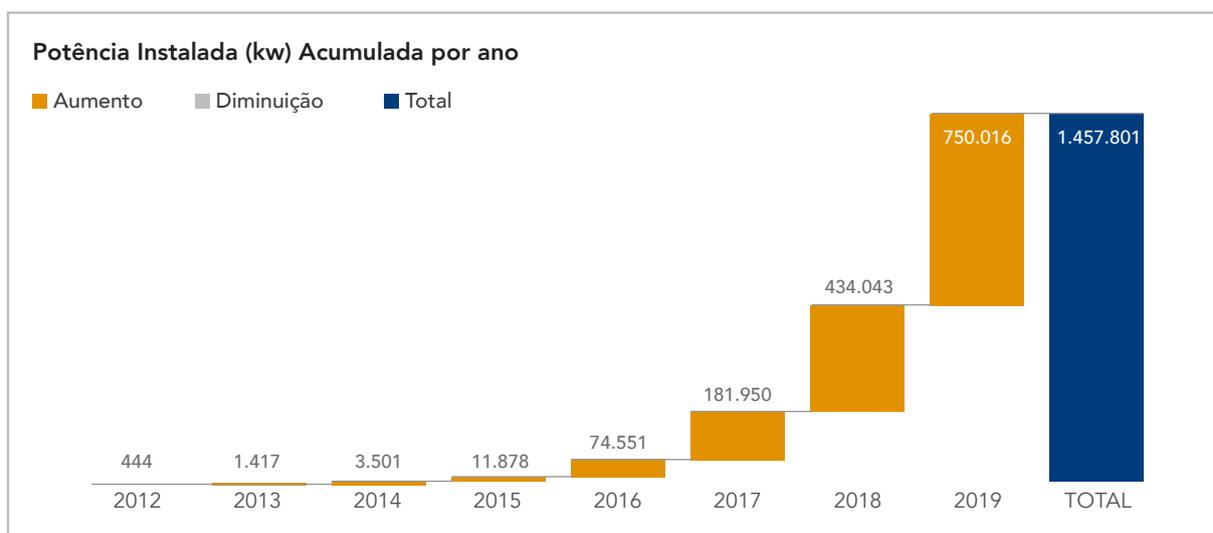
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

O montante de capacidade instalada impressiona na medida em que o país atingiu a marca de 1 GW de MMDG em junho de 2019, há aproximadamente 3 meses. Em 3 meses a capacidade total instalada já cresceu quase metade desse valor, o que indica um aumento no número de instalações expressivo em 2019 em relação aos anos anteriores. O gráfico 4.3 mostra a Potência Instalada acumulada (em kW)

por ano de entrada, enquanto o gráfico 4.4 mostra a quantidade de conexões por ano.

A partir das informações nos gráficos abaixo, vê-se que, ainda em setembro, a quantidade de instalações de MMDG no ano de 2019 já ultrapassou em quase 80% o número de instalações totais ocorridas em 2018.

Gráfico 4.3: Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída Acumulada por Ano (em kW).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

Gráfico 4.4: Quantidade de conexões de Micro e Minigeração Distribuída por Ano.



Fonte: ANEEL (2019).

No dia 15 de Outubro, a ANEEL decidiu a abertura de consulta pública em continuidade à Audiência Pública nº 1/2019 com o objetivo de receber contribuições à proposta de revisão da Resolução Normativa 482/2012. Atualmente, se tratando de baixa tensão, unidades geradoras de MMGD deixam de pagar todas as componentes da tarifa de fornecimento sobre a parcela da energia consumida, pois esta é compensada pela energia injetada.

A nova proposta estabelece uma taxa sobre o valor da energia que o consumidor produz e injeta na rede

elétrica, sendo uma forma de remunerar a infraestrutura da distribuidora de energia, segundo a ANEEL. De quase 100% de remuneração, 32% continuariam como crédito para a conta de luz do micro e minigerador, enquanto os outros 68% seriam enviados para a distribuidora, segundo o presidente da ABSOLAR, Rodrigo Sauaia. Isso ocorreria dentro de um período de transição até 2030 para quem fizer as instalações dos equipamentos antes da mudança na regra. Contudo, possivelmente tal medida afeta o crescimento da MMGD, uma vez que ela afetará diretamente o *payback* dos investimentos.

H) EXPANSÃO

Tabela 4.7: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
UTE	593	1.846	2.510	951	140	2.036	273	8.349
UHE	1.559	611	12	-	62	-	779	3.023
CGH	5	3	3	-	-	3	-	14
PCH	43	258	352	434	216	12	524	1.839
UTN	-	-	-	-	-	-	1.350	1.350
UFV	130	456	552	2.841	-	-	-	3.979
EOL	234	2.074	519	915	914	1.480	80	6.216
Total	2.564	5.248	3.948	5.141	1.332	3.531	3.006	24.770

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.8, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista no Sistema Interligado Nacional (SIN) é de 21.764 MW, considerando apenas os projetos que não possuem graves restrições e estão previstos para entrada em operação. Desse total, as usinas termelétricas

(UTE) contribuirão com o maior percentual (34%), seguidas das usinas eólicas (EOL) com 25%, usinas solares fotovoltaicas (UFV) com 16%, usinas hidrelétricas (UHE) com 12%, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com 7%, termonuclear (UTN) com 6%, e as centrais geradoras hidráulicas (CGH) com 0,1%.

Destaca-se que as hidrelétricas representam cerca de 61% da expansão da capacidade instalada em 2019, mas já em 2020 seu percentual de participação na expansão, cai para 12%. Também em 2020 as fontes eólicas e termelétricas passam a representar 40% e 35% da potência total, respectivamente. A mudança no perfil das principais fontes, que acontece entre 2019 e 2020, apresenta semelhança maior com o quadro previsto para a expansão até o ano de 2024, no qual as termelétricas terão participação de 34%, e as usinas eólicas de 25%. Dos 8,1 GW de potência que será acrescida ao sistema em 2024 por novas usinas termelétricas, 6,7 GW são provenientes de combustíveis de origem fóssil, principalmente gás natural.

Para 2019, considerando as fontes hídricas do sistema, prevê-se a entrada de 4 usinas hidrelétricas e 3 pequenas centrais hidrelétricas. Porém, de 2020 a 2024 a expansão passa acontecer majoritariamente através de pequenas centrais hidrelétricas, que somarão 108 novas usinas e uma capacidade instalada de 1.272 MW, diante de apenas 3 novas hidrelétricas, que representam um acréscimo de 685 MW. Diante destes dados, percebe-se uma mudança na estrutura da geração por fontes hídricas, que passa a restringir cada vez mais projetos de grande porte que, por sua vez, contam com maiores restrições sociais e ambientais.

Ainda de acordo com a Tabela 4.8, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração

do sistema seja incrementada em 2.564 MW, sendo aproximadamente 61% por UHE, 23% por UTE, 9% por EOL, 5% por UFV, 2% em PCH e 0,2% em CGH.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foi verificado o processo de proposição de reajuste tarifário de 21 cooperativas, localizadas nos estados Santa Catarina e São Paulo. Ao calcular o reajuste, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, a aquisição e a transmissão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais.

A Tabela 4.9 apresenta as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

O efeito médio da alta tensão refere-se às classes A1 (≥ 230 kV), A2 (de 88 a 138 kV), A3 (69 kV) e A4 (de 2,3 a 25 kV). Para a baixa tensão, a média engloba as classes B1 (Residencial e subclasse residencial baixa renda); B2 (Rural: subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural); B3 (Industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio); e B4 (Iluminação pública).

Tabela 4.8: Reajustes Tarifários.

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data
Cedri	Cooperativa de Energiação e Desenvolvimento Rural do Vale do Itariri	SP	-2,96%	1,88%	-0,21%	30/set
Cejama	Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado	SC	12,18%	7,66%	10,00%	30/set
Ceraçá	Cooperativa Distribuidora de Energia Vale do Araçá	SC	11,73%	5,51%	10,00%	30/set
Cerbranorte	Cooperativa de Eletrificação Braço do Norte	SC	10,96%	8,36%	10,00%	30/set
Cerej	Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Júnior	SC	10,80%	3,40%	10,00%	30/set
Cergal	Cooperativa de Eletrificação Rural Anita Garibaldi Ltda	SC	9,82%	10,60%	10,00%	30/set
Cergapa	Cooperativa de Eletricidade de Grão Pará	SC	12,03%	4,92%	10,00%	30/set
Cergal	Cooperativa de Eletricidade de Gravatal	SC	10,78%	7,15%	10,00%	30/set
Cermoful	Cooperativa Fumacense de Eletricidade	SC	11,34%	8,35%	10,00%	30/set
Cerpalo	Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes	SC	9,74%	11,42%	10,00%	30/set
Cersul	Cooperativa de Eletrificação Sul Catarinense	SC	14,89%	6,20%	10,83%	30/set
Certrel	Cooperativa de Energia Treviso	SC	14,15%	11,92%	12,88%	30/set
Coopera	Cooperativa Pioneira de Eletrificação	SC	15,64%	6,93%	10,00%	30/set
Coopercocal	Cooperativa Energética Cocal	SC	10,13%	9,87%	10,00%	30/set
Coopermila	Cooperativa de Eletrificação Lauro Muller	SC	14,56%	7,79%	10,00%	30/set
Coorsel	Cooperativa Regional Sul de Eletrificação Rural	SC	10,39%	9,30%	10,00%	30/set
Cervam	Cooperativa de Energiação e Desenvolvimento do Vale do Mogi	SP	8,05%	11,98%	10,00%	30/set
Cegero	Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero	SC	11,54%	9,45%	10,00%	30/set
Cersad	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica Salto Donner	SC	9,79%	10,20%	10,00%	30/set
Codesam	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica Santa Maria	SC	8,21%	10,24%	10,00%	30/set
Cooperzem	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica	SC	9,85%	10,57%	10,00%	30/set

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

Entre 14 de setembro e 02 de outubro de 2019, dois leilões tiveram resultados relevantes atualizados pela ANEEL, sendo eles os Leilões nº 3/2019 e nº 4/2019 destinados à contratação de energia nova.

O resultado do Leilão nº 3/2019 (A-4) foi homologado pela ANEEL no dia 1/10 deste ano. O certame realizado em 28 de junho foi destinado à contratação de 81,1 MW médios de energia elétrica, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2023. No leilão, foram negociados 811 lotes ao preço de venda médio de 140,33 R\$/MWh, o que conferiu deságio médio de 45,03% em relação ao preço inicial ofertado no certame. A energia foi comercializada por 10 agentes, responsáveis por 15 novos empreendimentos de geração de energia elétrica: seis Solares Fotovoltaicas - UFV, três Eólicas - EOL; cinco PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas; uma UTE - Usina Termelétrica a biomassa (bagaço de cana).

Ainda nesse dia, a ANEEL disponibilizou o folder, em três idiomas, do Leilão nº 4/2019 (A-6) para

contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração. Para este leilão, a ser realizado no dia 18 de outubro, a EPE habilitou 1.541 empreendimentos totalizando 71.385 MW de capacidade cadastrada. O início de suprimento de energia elétrica ocorre a partir de 1º de janeiro de 2025. Para o leilão, foram definidos quatro produtos. Na modalidade por quantidade de energia elétrica serão contratados os empreendimentos de fonte hidrelétrica (CGH, PCH e UHE) com prazo de suprimento de 30 anos e as usinas de fontes eólica e solar com prazo de suprimento de 20 anos. Na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural, o prazo de suprimento é de 25 anos. Quanto as novidades para o A-6, destacam-se as primeiras participações da fonte solar fotovoltaica e de aerogeradores de 6 MW de potência. Em relação à ausência de usinas hidrelétricas com capacidade acima de 50 MW, o Ministério de Minas e Energia decidiu optar pela eliminação desses projetos de porte maior em função dos prazos para aprovação exigidos pelo Tribunal de Contas da União (TCU).

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

SE TOR DE Ó LE O E G Á S	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 14/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a proposta de revisão da Resolução ANP nº 40, de 25 de outubro de 2013 que estabelece as especificações e regras de controle da qualidade das gasolinas de uso automotivo comercializadas em todo o território nacional.	
	Etapa		Data
	Prazo limite para colaboração		03/09/19
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 18/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para discussão acerca das alterações promovidas na Resolução ANP nº 794, de 08 de julho de 2019, que dispõe sobre a publicidade de informações relativas à comercialização de gás natural e medidas de aumento da concorrência na indústria do gás natural, após o desmembramento da minuta de resolução objeto da Consulta e Audiência Pública nº 20/2018.	
	Etapa		Data
	Prazo limite para colaboração		13/09/19
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 16/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre minuta de Resolução que estabelece os parâmetros referentes à instrução e ao julgamento dos processos administrativos sancionadores no âmbito da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.	
	Etapa		Data
	Prazo limite para colaboração		23/09/19
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 17/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta da Resolução que instituirá a Gestão de Segurança Operacional de Terminais para Movimentação e Armazenamento de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis nos termos do Regulamento Técnico de Terminais para Movimentação e Armazenamento de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis – RTT.	
	Etapa		Data
	Prazo limite para colaboração		23/09/19
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 19/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a proposta de minuta de resolução que dispõe sobre as obrigações quanto às informações constantes dos documentos da qualidade e ao envio dos dados de qualidade dos combustíveis regulados pela ANP, produzidos em território nacional ou importados, a serem atendidas pelos produtores e pelos agentes econômicos responsáveis pela comercialização dos produtos, autorizados pela ANP, e que altera as resoluções referentes à especificação de combustíveis, excluindo as obrigações quanto aos dados de qualidade das mesmas.	
	Etapa		Data
	Prazo limite para colaboração		04/11/19
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção		
Rodadas de Partilha de Produção	Publicado o pré-edital e as minutas de contrato de partilha de produção. Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.		
Etapa		Data	
Realização da rodada		Segundo semestre de 2019	
Objeto	ANP - 7ª Rodada de Partilha de Produção		
Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Esmeralda e Ágata, localizadas na Bacia de Santos, e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos.		
Etapa		Data	
Realização da rodada (Previsão)		2020	
Objeto	ANP - 8ª Rodada de Partilha de Produção		
Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos.		
Etapa		Data	
Realização da rodada (Previsão)		2021	
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos		
Rodadas de Partilha de Blocos	Publicado o pré-edital e a minuta do contrato de concessão. Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS AUP5).		
Etapa		Data	
Realização da rodada		Segundo semestre de 2019	
Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos		
Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4, três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).		
Etapa		Data	
Realização da rodada (Previsão)		2020	
Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos		
Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).		
Etapa		Data	
Realização da rodada (Previsão)		2021	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Objeto	ANEEL - Audiência 032/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de alteração das Regras de Comercialização sobre importação de energia elétrica da Argentina e do Uruguai	
Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração		15/08/2019 a 29/09/2019
Objeto	ANEEL - Audiência 033/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2020.	
Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração		21/08/2019 a 04/10/2019
Objeto	ANEEL - Audiência 034/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório e da minuta de norma referentes aos procedimentos e critérios para apuração da restrição de operação por constrained-off de usinas eólicas.	
Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração		22/08/2019 a 20/10/2019
Objeto	ANEEL - Audiência 035/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos dos Leilões de Geração nº 5/2019-ANEEL e nº 6/2019-ANEEL, denominados Leilões de Energia Existente "A-1" e "A-2", de 2019, os quais se destinam à compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes.	
Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração		05/09/2019 a 04/10/2019
Objeto	ANEEL - Audiência 036/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de atualização do Banco de Preços Referenciais do segmento de distribuição de energia elétrica, conforme disposto no Anexo IV do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.	
Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração		05/09/2019 a 04/10/2019
Objeto	ANEEL - Audiência 037/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento das propostas de alterações no Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.	
Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração		18/09/2019 a 18/10/2019
Objeto	ANEEL - Consulta 022/2019	
Consulta Pública	Tomada de subsídios para a elaboração da Agenda Regulatória 2020/2021 da ANEEL. As contribuições serão recebidas exclusivamente por meio de formulário disponibilizado na página.	
Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração		16/09/2019 a 15/10/2019
Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019	
Leilão de Geração	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.	
Etapas	Data	
Realização		a definir
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas	Data	
Prazo previsto		26/09/19
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas	Data	
Prazo previsto		23/04/20
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas	Data	
Prazo previsto		24/09/20
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas	Data	
Prazo previsto		29/04/21
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas	Data	
Prazo previsto		30/09/21
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas	Data	
Prazo previsto		06/12/19
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas	Data	
Prazo previsto		06/12/19

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	04/12/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	04/12/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	03/12/21	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2		
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas	Data		
Prazo previsto	03/12/21		



Mantenedores FGV Energia

Ouro



Prata



Bronze



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia