



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

Os resultados dos leilões de energia de 2019 e seus desdobramentos para os próximos anos

OPINIÃO

Marcelo Rocha do Amaral

O regime de partilha de produção seria o vilão do leilão dos excedentes à Cessão Onerosa?

Gláucia Fernandes, Adriana Gouvêa e Marina Azevedo

O destaque das fontes renováveis nos leilões de energia elétrica e as perspectivas para o uso de térmicas menos poluentes

Fernanda Delgado e Pedro Neves

O Megaleilão do Excedente da Cessão Onerosa: frustração ou estratégia?

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: 30/11/19

EDITORIAL

Os resultados dos leilões de energia de 2019 e seus desdobramentos para os próximos anos	04
--	----

OPINIÃO

O regime de partilha de produção seria o vilão do leilão dos excedentes à Cessão Onerosa?	06
O destaque das fontes renováveis nos leilões de energia elétrica e as perspectivas para o uso de térmicas menos poluentes	15
O Megaleilão do Excedente da Cessão Onerosa: frustração ou estratégia?.....	21

PETRÓLEO

24

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial	24
Derivados do Petróleo	29

GÁS NATURAL.....

31

Produção e Importação.....	31
Consumo	33
Preços	34
Informações relevantes para o setor	36

BIOCOMBUSTÍVEIS

39

Produção.....	39
Preços	41
Consumo	43
Importação e Exportação de etanol.....	46
RenovaBio.....	47

SETOR ELÉTRICO

48

Demanda	48
Oferta	50
Balanco Energético.....	52
Disponibilidade.....	53
Estoque.....	55
Custo Marginal de Operação – CMO	56
Micro e Minigeração Distribuída.....	57
Expansão	60
Tarifas de Energia Elétrica.....	61
Leilões	62



EDITORIAL*

Os resultados dos leilões de energia de 2019 e seus desdobramentos para os próximos anos

O ano de 2019 encerrará com um total de quatro certames para exploração de petróleo e gás natural: a 16ª Rodada de Licitação de Blocos (sob o regime de concessão); o 1º Ciclo da Oferta Permanente; a 6ª Rodada de Partilha de Produção; e a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa.

O calendário de longo prazo de licitações tem se mostrado importante para movimentar a cadeia do setor, ainda que os resultados alcançados este ano tenham ficado abaixo das expectativas.

A grande novidade de 2019 foi o Leilão do Excedente da Cessão Onerosa, considerado um marco na política energética brasileira, em função dos expressivos volumes de petróleo e gás natural ofertados e da alta produtividade dos campos. A cessão onerosa, criada em 2010, corresponde

a um contrato firmado entre União e Petrobras no qual foram cedidos seis blocos localizados em áreas do Pré-Sal para atividades de exploração e produção, limitadas ao volume máximo de cinco bilhões de barris de petróleo e gás natural. Durante a exploração pela estatal, foi identificada a existência de volumes recuperáveis superiores ao previsto, o que foi denominado volume excedente da cessão onerosa.

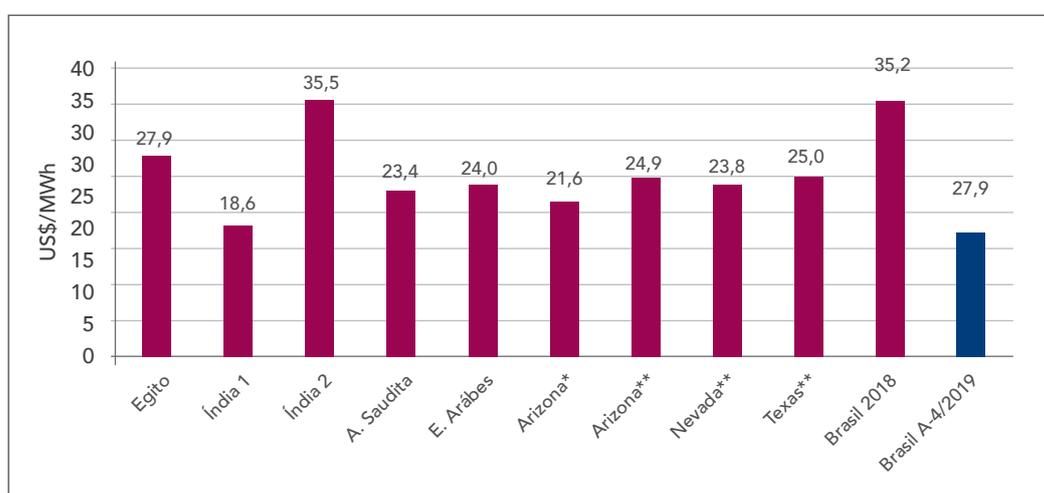
O leilão causou certa frustração no mercado, pelo montante arrecadado (quase R\$ 70 bilhões) ter ficado cerca de 34% abaixo dos R\$ 106 bilhões ofertados. Os resultados da 6ª Rodada de Partilha de Produção também ficaram aquém do esperado, com apenas uma oferta dentre as cinco áreas disponíveis. Diante desse cenário, iniciaram-se discussões sobre o modelo de partilha de produção, adotado nas áreas do pré-sal.

Nos leilões de energia elétrica, destaca-se o mínimo preço histórico da energia solar no leilão de energia nova A-4 realizado em junho. As usinas fotovoltaicas participantes dominaram a licitação, com preço médio de 67,48 R\$/MWh, abaixo dos empreendimentos eólicos (79,98 R\$/MWh) e hídricos (198,11 R\$/MWh).

A solar também se destacou como fonte mais barata entre as negociadas no leilão energia nova A-6 ocorrido em outubro. Segundo a EPE (2019¹), o recorde de preço da energia fotovoltaica recoloca o país na lista dos países mais competitivos para esta fonte, conforme mostra a Figura 1.

O Boletim de Conjuntura do Setor Energético da FGV Energia deste mês analisa os leilões de energia realizados em 2019 e os seus desdobramentos para os próximos anos. Na primeira coluna deste mês, Marcelo Rocha do Amaral, auditor do TCU, faz uma discussão a respeito do regime de partilha de produção. A segunda coluna, de Fernanda Delgado e Pedro Neves, pesquisadores da FGV Energia, analisa os resultados do Leilão do Excedente da Cessão Onerosa. No terceiro artigo deste mês, as pesquisadoras da FGV Energia Gláucia Fernandes, Adriana Gouvêa e Marina Azevedo discutem sobre os resultados dos últimos leilões e as perspectivas para a expansão das fontes renováveis e do gás natural na matriz elétrica brasileira.

Figura 1: Menores preços de projetos fotovoltaicos no mundo em 2018



Fonte: SolarPower Europe 2019, adaptado pela EPE

* PPA com taxa de financiamento incentivada e reajuste anual de 2,5%

** PPA com taxa de financiamento incentivada

Para o Brasil foi considerado o preço médio dos leilões

¹ Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-355/Informe%20Resultado%20da%20Habilita%C3%A7%C3%A3o%20T%C3%A9cnica%20e%20Vencedores-%20Leil%C3%A3o%20A-4%20de%202019_v3.pdf

* 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

O regime de partilha de produção seria o vilão do leilão dos excedentes à Cessão Onerosa?

Por Marcelo Rocha do Amaral*

Sob diferentes pontos de vista, fala-se ou de fracasso ou de sucesso parcial da licitação ocorrida no último 6 de novembro, considerado o maior leilão da história no setor de óleo e gás no Brasil.

Abstraindo-se dos interesses inerentes a cada perspectiva, deve-se levar em consideração quais as principais metas na realização de um leilão de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural (a exploração, no caso específico, é etapa superada).

A primeira referência a ser tomada extrai-se das publicações do CNPE, responsável por estabelecer as políticas e as diretrizes setoriais e, particularmente, de cada licitação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

A Resolução CNPE 2/2019 estabeleceu as diretrizes para a realização da licitação para os volumes excedentes à Cessão Onerosa e destacou o objetivo de promover o aproveitamento racional dos recursos petrolíferos nas respectivas jazidas, ou seja, contratar os volumes excedentes, viabilizando a execução de sua produção.

Em divulgação no *site* do MME¹ acerca da Resolução, informou-se: “A proposta visa atração de investimento, geração de emprego, além de representar receitas para União e demais unidades federativas”.

A Resolução CNPE 2/2019 contemplou quatro áreas distintas (Atapu, Búzios, Itapu e Sépia) e merecem destaque as disposições que se referem à relação dos contratos a resultarem da licitação com

¹ Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/resolucao-do-cnpe-estabelece-diretrizes-para-licitacao-do-volume-excedente-da-cessao-onerosa

o Contrato de Cessão Onerosa, gerando obrigação de compensação financeira à Petrobras, fato absolutamente atípico.

O resultado da licitação é conhecido. Dos quatro contratos ofertados, em regime de partilha de produção, foram apresentadas ofertas para apenas dois (Búzios e Itapu), ambos pelo valor mínimo (nas licitações de partilha de produção, as ofertas ocorrem pelo percentual de partilha do lucro em óleo do contrato para a União, dado um valor fixo de bônus de assinatura).

Para Búzios, a proposta foi apresentada pelo consórcio formado pela Petrobras (90%) e duas empresas chinesas - CNOOC (5%) e CNODC (5%). Para Itapu, a Petrobras apresentou proposta individual.

Assim, os objetivos licitatórios foram contemplados parcialmente, com a contratação de dois dos quatro contratos ofertados. Em termos de arrecadação imediata, a performance foi superior, dada a arrecadação de R\$ 69,96 bilhões em bônus de assinatura, relativamente aos cerca de R\$ 106 bilhões previstos para todas as áreas.

Em termos de arrecadação futura, além do adiamento dos dois contratos que não lograram, contribuiu para frustrar a licitação a venda de dois contratos pelo valor mínimo da alíquota de partilha de lucro em óleo para a União.

Cabe, então, adentrar o aspecto licitatório da contratação. Procedimento necessário ante à legislação vigente, as licitações de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural, promovidas pela ANP, são realizadas na modalidade de leilão.

Sem detalhar aspectos conceituais das licitações públicas e da teoria dos leilões, assuntos vastamente explorados, assume-se, diretamente, o ponto de que, além da contratação, a licitação em questão tem, por inerente, um objetivo secundário: que é a melhor precificação do contrato, derivada da obtenção de um valor superior ao mínimo estipulado, mediante a competição entre agentes interessados. Não houve competição. Não se obteve valor superior ao mínimo.

Para além das questões primárias, formalmente estabelecidas para a licitação dos excedentes à cessão onerosa, muito se falou sobre a participação, quase absoluta, da Petrobras no resultado do leilão. Afinal, haviam 14 empresas participantes, habilitadas à licitação e, em sua maioria, de origem estrangeira e a expectativa de participação de capital externo era muito grande.

O conjunto desses aspectos, além de fomentar diferentes níveis de decepção com o leilão dos excedentes à cessão onerosa, provocou indagações acerca das causas de frustração. De vários aspectos que emergiram, ficou proeminente que o regime de partilha de produção seria uma das razões.

Em sequência natural, especula-se sobre alterações legislativas para modificações do regime de contratação no pré-sal. Essa evolução dos fatos merece cautela.

Primeiro, é necessário avaliar qual o grau de veracidade da premissa de que o regime de partilha de produção é um problema e, isto verificado, quais os pontos que necessitam de aperfeiçoamento. Mas também é necessário analisar se os problemas se concentram nas normas ou há falhas na sua aplicação.

A questão que se coloca deriva de um fato comum: muitas vezes se atribui a causa de um insucesso ao instrumento e abstrai-se da avaliação de como o mesmo foi aplicado.

O cuidado na abordagem da questão é defendido porque o regime de partilha de produção estabelecido para o Brasil (é um regime amplamente aplicado em outros países) tem peculiaridades (jocosamente adjetivadas de jabuticabas) que o tornam mais complexo que os demais e, em razão disso, traz reconhecidas desvantagens. Olhar somente para esse aspecto pode desviar o foco de outras questões da execução da política setorial para o setor de petróleo e gás natural.

Em outras palavras, ainda que haja problemas com o regime de partilha de produção, migrar o pré-sal para o regime de concessão talvez não seja a solução plena.

Retomando os resultados do leilão dos volumes excedentes à cessão onerosa, que provocou os questionamentos ao regime de partilha de produção, buscou-se respostas à ausência de competição na licitação e à ausência de participação da maioria das empresas estrangeiras. Esse contexto foi reforçado com quadro idêntico observado na 6ª Rodada de Partilha de Produção, ocorrida no dia seguinte.

A primeira observação que deve ser feita é acerca dos leilões anteriores de partilha de produção. Se esse regime gerou os problemas verificados nesses dois leilões de 2019, certamente estaria reproduzindo os mesmos efeitos já observados em rodadas anteriores. Mas não é isso que pode ser observado.

Excetuando a primeira rodada de partilha de produção (2013), onde foi licitada a área de Libra, com o mega valor de bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões (ainda mais considerando-se que era área exploratória), as outras quatro rodadas seguintes apresentaram competição e ágio nas ofertas.

Resultados da 2ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção

BACIA	SETOR	BLOCOS	EMPRESA/CONSÓRCIO VENCEDOR	EXCEDENTE EM ÓLEO OFERTADO
Santos	SS-AUP2	Sul de Gato do Mato	Shell Brasil (80%*); Total E&P do Brasil (20%)	11,53%
		Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%); Shell Brasil (30%); Repsol Sinopec (25%)	80%
		Norte de Carcará	Statoil Brasil O&G (40%); Petrogal Brasil (20%); ExxonMobil Brasil (40%)	67,12%

* O ágio médio do excedente em óleo ofertado na 2ª Rodada foi de 260%
 Fonte: ANP (<http://rodadas.anp.gov.br>)

Resultados da 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção

BACIA	SETOR	BLOCOS	EMPRESA/CONSÓRCIO VENCEDOR	EXCEDENTE EM ÓLEO OFERTADO
Santos	SS-AUP2	Peroba	Petrobras (45%*); CNOOC Brasil (20%); BP Energy (40%)	76,96%
	SS-AP1	Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil (55%*); CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (25%)	22,87%
Campos	SC-AP5	Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%*); BP Energy (50%)	75,8%

* O ágio médio do excedente em óleo ofertado na 3ª Rodada foi de 202%
 Fonte: ANP (<http://rodadas.anp.gov.br>)

Resultados da 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção

BACIA	SETOR	BLOCOS	EMPRESA/CONSÓRCIO VENCEDOR	BÔNUS DE ASSINATURA (R\$)	EXCEDENTE EM ÓLEO OFERTADO
Santos	SS-AUP2	Três Marias	Petrobras (30%*); Chevron Brasil (30%); Shell Brasil (40%)	100.000.000,00	49,95%
	SS-AP1	Uirapuru	Petrobras (30%*); Petrogal Brasil (14%); Statoil Brasil O&G (28%); ExxonMobil Brasil (28%)	2.650.000.000,00	75,49%
Campos	SC-AP5	Dois Irmãos	Petrobras (45%*); Statoil Brasil O&G (25%); BP Energy (30%)	400.000.000,00	16,43%

* O ágio médio do excedente em óleo ofertado na 4ª Rodada foi de 202,3%
 Fonte: ANP (<http://rodadas.anp.gov.br>)

Resultados da 5ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção

BACIA	SETOR	BLOCO	BÔNUS DE ASSINATURA (R\$)	EMPRESA/CONSÓRCIO VENCEDOR	EXCEDENTE EM ÓLEO OFERTADO	ÁGIO
Santos	SS-AUP1	Saturno	3.125.000.000,00	Shell Brasil (50%*); Chevron Brasil Óleo (50%);	70,20%	300,23%
	SS-AUP1	Titã	3.125.000.000,00	ExxonMobil Brasil (64%); QPI Brasil (36%)	23,49%	146,48%
	SS-AUP2	Pau-Brasil	500.000.000,00	BP Energy (50%); Ecopetrol (20%); CNOOC Petroleum (30%);	63,79%	157,01%
Campos	SC-AP5	Sudoeste de Tartaruga Verde	70.000.000,00	Petrobras (100%*)	10,01%	0%

* O ágio médio do excedente em óleo ofertado na 5ª Rodada foi de 170,58%
 Fonte: ANP (<http://rodadas.anp.gov.br>)

Observe-se que essas rodadas atingiram, respectivamente, percentuais de excedente em óleo (lucro) oferecido para a União de 80%, 76,96%, 75,49 e 70,20%. São valores que, adicionados à alíquota de royalties de 15%, mais imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido das empresas, garantem excepcionais participações governamentais nos contratos, que não seriam alcançadas no regime de concessão, pelas regras atuais.

Essas licitações demonstraram que o regime de partilha de produção pode ser positivo e não é, necessariamente, um problema de atratividade para as empresas. Observe-se que os altos valores de ágios foram proporcionados tanto por empresas estrangeiras como pela Petrobras, que participaram dos consórcios vencedores.

Evidentemente que as empresas (todas) sempre irão sustentar que o regime de concessão é preferencial ao de partilha de produção. Por diversas razões, entre as quais, a de que partilha de produção é um regime mais complexo e com maior interferência do estado. Mas é óbvio que a razão primordial é econômica: a rentabilidade dos contratos para as empresas tende a ser menor no regime de partilha de produção vis-à-vis o regime de concessão (considerando as regras atuais), a começar pela alíquota de royalties (até 10% para concessão e 15% para partilha de produção).

Nesse sentido, deve-se ser pragmático como as empresas são. Se os royalties fossem 20% para concessão e 10% para partilha de produção, elas iriam preferir o regime de partilha.

As empresas analisam o perfil econômico do projeto que estão avaliando e o aspecto regulatório fica em plano secundário. Caso contrário, não se obteriam

os resultados verificados entre a 2ª e a 5ª Rodadas de Partilha de Produção.

As empresas de E&P (exploração e produção) são tomadoras de risco calculado em seus projetos, sempre baseados em métodos de fluxo de caixa descontado, onde a taxa de atratividade consiste em um parâmetro de avaliação dos projetos. Adicionalmente, objetivos estratégicos podem representar outros fatores decisórios relevantes na avaliação dos projetos de investimentos.

Qualquer que seja o regime regulatório de um contrato de E&P, suas características são subsídios, fundamentalmente, para avaliação da taxa de atratividade do projeto, orientando a decisão de investimento das empresas, diante da qual importa muito menos a preferência da empresa por regime alternativo.

Assim sendo, o que explicaria o descolamento do leilão dos volumes excedentes da performance das rodadas anteriores de partilha de produção?

Sem a pretensão de exaurir a questão, até mesmo por não se conhecer as estratégias empresariais adotadas nem os processos negociais para formação de consórcios, que foram decisivos no leilão, faz-se uma abordagem mais simples, tomando-se fatores mais básicos e as evidências acessíveis.

O primeiro aspecto que chama a atenção é relativo aos elevados valores de bônus de assinatura. Assim como na primeira rodada de partilha de produção, excepcionais valores de bônus de assinatura inegavelmente acarretam situação inibidora de competição.

Claro que se considera a situação privilegiada das jazidas ofertadas, sem risco exploratório e até em

fase de produção, como em Búzios. Mas deve-se ponderar o quanto o valor requerido de bônus de assinatura retira upfront do projeto, este já analisado pelas empresas, mediante a calibragem do nível de riscos inerente à jazida.

Pode-se afirmar que havia área cujo valor de bônus de assinatura não era tão elevado (Itapu). Deve-se considerar, contudo, que, particularmente no leilão dos excedentes, as empresas deveriam calcular para os projetos não somente o pagamento do bônus de assinatura, mas também o valor de compensação à Petrobras que, apesar de previsão de reconhecimento como custo em óleo, onera o fluxo de receitas do projeto.

Deste último aspecto, extrai-se um elemento mais significativo, que supera o valor do bônus de assinatura: a incerteza acerca do valor de compensação à Petrobras. As empresas de E&P estão acostumadas a trabalhar com níveis de incertezas nos projetos, mais relacionados à capacidade produtiva das jazidas e aos preços de petróleo, mas não com esse peculiar elemento, de grande impacto na gestão e na economicidade do projeto. Essa situação, adicionada aos altos valores de bônus de assinatura, potencializou os riscos das apostas que as empresas poderiam fazer para os contratos licitados.

Dessa forma, a licitação dos volumes excedentes à cessão onerosa não pode ser avaliada e tomada como referência para analisar atratividade do modelo de partilha de produção, pois a interação com o Contrato de Cessão Onerosa tornou os contratos licitados muito mais complexos que os tradicionais de partilha de produção (uma das características mais alegadas para se criticar esse modelo).

Na realidade, o leilão dos excedentes mais se assemelha a um farm-out da União nas jazidas operadas pelo Contrato de Cessão Onerosa e um farm-in para as empresas contratantes. Apesar disso, a licitação pendeu mais para uma tradicional licitação de áreas, com os elementos de interação com o agente pré-existente (Petrobras) em aberto (acordo de coparticipação), do que para um farm-out, onde se tem a definição precisa dos direitos que estão sendo vendidos. Dado os valores envolvidos, mostrou-se que esta imprecisão não foi bem aceita pelo mercado.

Para não alongar muito os aspectos comentados, resume-se o contexto até aqui colocado nas condições de contratação que o vendedor (União) apresentou ao mercado (licitantes). Como já mencionado, o que as empresas fazem é uma leitura dessas condições e a sua tradução na avaliação dos projetos de investimento, considerando a taxa de atratividade, as estratégias da empresa e os riscos ponderados.

Isto posto, é relevante observar, no caso em questão, que transparece não ter havido tempo adequado para as empresas realizarem essas avaliações de forma aprofundada e montarem as estratégias e as parcerias necessárias – o edital da licitação foi publicado em 6/9/2019 e a licitação ocorreu em 6/11/2019. Avaliar projetos cuja disponibilidade de caixa imediata alcança R\$106 bilhões e, paralelamente, interpretar um modelo de gestão compartilhada dos projetos e seus impactos financeiros, não parece seguro de se executar em menos de dois meses. Qual o grau de segurança da proposta que se oferece ao conselho de administração da empresa? Somente a Petrobras dispunha dessa condição, dado o domínio das informações desde 2010 (início do Contrato de Cessão Onerosa).

Este último aspecto revela o elemento definidor do processo licitatório: a assimetria de informações e a decorrente vantagem competitiva da Petrobras, potencializada pelo Contrato de Cessão Onerosa e o seu direito à compensação, bem como pelo direito de preferência garantido pela Lei de Partilha.

Não é necessário avançar para concluir que não foi o regime de partilha de produção que impediu um melhor resultado no leilão dos volumes excedentes à Cessão Onerosa, mas as condições dadas pelo vendedor aos potenciais compradores. O regime pode ter contribuído com um empurrãozinho, mas, definitivamente, o instrumento não explica o resultado da operação.

Também não se pode reputar o resultado do leilão a dúvidas sobre a atratividade econômica das jazidas relacionadas. O entendimento é imediato para quem acompanha o Plano de Negócios e Gestão - PNG da Petrobras. A empresa está em longo e constante esforço para melhorar seu perfil financeiro, com redução do grau de endividamento, por meio de venda de ativos (inclusive de E&P) e concentração em projetos de produção de maior rentabilidade no pré-sal. Nesse contexto, a Petrobras somente lançaria mão de cerca de R\$ 67 bilhões de seu caixa (soma dos valores comprometidos em bônus de assinatura no leilão dos volumes excedentes e na 6ª Rodada de Partilha de Produção) se os projetos apresentassem elevada capacidade de retorno para a empresa.

Maior conhecedora do pré-sal, a Petrobras demonstrou nítida preferência econômica para esses novos contratos (Búzios tem poços produzindo mais de 60 mil barris/dia – mais que muitas plataformas de petróleo *offshore*). Acentuam essa situação os fatos de que, sendo a principal compradora dos contra-

tos, a Petrobras neutraliza a maior parte do valor de compensação financeira que teria a receber pelo Contrato de Cessão Onerosa, já que passa a ser também a parte devedora, e de que os contratos conquistados irão demandar maior capacidade de investimentos da empresa.

Pode-se indagar o porquê de a 6ª Rodada de Partilha de Produção ter tido desempenho semelhante, com ausência de concorrência. Certamente a resposta se encontra dentro da movimentação estratégica das empresas interessadas e nas negociações de parcerias, que foram contaminadas pelo leilão dos volumes excedentes à cessão onerosa.

Vale lembrar que em um período de menos de um mês, foram realizados três leilões pela ANP, contemplando áreas de grande porte, inclusive na 16ª Rodada de Concessão (a primeira das três, em 10/10/2019 – embora esta licitação tenha ofertado diversos tipos de áreas). Este congestionamento de ofertas certamente impacta a capacidade de análise e o processamento das empresas para gerar disponibilidade de capital para as ofertas. Avaliar tantas áreas, em três modelos distintos de contratos, com elevados níveis de investimentos, em curto espaço de tempo não é desejável. Evidente que as licitações concorreram por recursos entre si.

Em suma, observa-se atipicidades nas realizações dos leilões dos excedentes da cessão onerosa e 6ª Rodada de Partilha de Produção. O que não quer dizer que não eram previsíveis. Pelo contrário, sabia-se, de antemão, das dificuldades, as quais poderiam ser tratadas.

Vale observar os apontamentos que o Tribunal de Contas da União, que faz o acompanhamento² de cada processo licitatório da ANP para contratos de

exploração e produção de petróleo e gás natural, tem efetuado em prol do aperfeiçoamento das rodadas de licitação.

Desde a primeira rodada de partilha de produção, o TCU vem destacando a importância de se promover a competição nas licitações e a necessidade de fundamentação técnica robusta para os parâmetros licitatórios. Somente a competitividade dos leilões permite a melhor precificação dos contratos pelo mercado. Os parâmetros licitatórios são essenciais para possibilitar a competitividade e, caso não ocorra, respondem tecnicamente por uma contenção razoável de valores mínimos para o contrato.

Nesse sentido, o acompanhamento, pelo TCU, da 6ª Rodada de Partilha de Produção, teve como consequência a elevação do percentual mínimo de partilha do excedente em óleo para União, garantindo uma melhoria de 5,43% nessa parcela de participação governamental, ante a ausência de concorrência na licitação.

No caso do leilão dos volumes excedentes ao contrato de cessão onerosa, todas as questões que impactariam a competitividade da licitação foram alertadas pelo TCU. Mais do que isso, houve determinação preventiva³ para o caso de não efetivação de algum dos contratos licitados, como efetivamente ocorreu.

Determinou-se a realização dos procedimentos de definição prévia dos direitos das respectivas jazidas (entre a União e o Contrato de Cessão Onerosa), antes da realização de nova licitação, de modo a tornar mais claro e preciso o objeto licitado e

conferir maior segurança jurídica, valorizando-se os direitos a serem licitados. Procedimento que, caso tivesse sido adotado antes do início do leilão, reduziria drasticamente o grau de incertezas da licitação.

De sorte que se constata que a aplicação de um regime regulatório de E&P possui vários elementos de ajustes para a efetivação das respectivas contratações. A eficácia das contratações (realização), bem como sua eficiência (arrecadação) em um regime é muito mais dependente de como são ajustados os parâmetros do contrato (bônus e alíquotas) e as demais condições de contratação (acessibilidade aos licitantes) do que as regras gerais próprias do regime.

No caso do leilão dos volumes excedentes à cessão onerosa, sobreveio ainda regras de unitização (coparticipação da jazida) e compensação à Petrobras, reforçando que a questão maior não é o regime regulatório a qual a licitação está vinculada.

Então, vale investir na visão do comprador nos processos licitatórios. Ajustar os parâmetros de cada regime à economicidade potencial dos projetos, adotando todas as medidas possíveis para promover um processo competitivo. A licitação somente é bem-sucedida, quando o mercado precifica o objeto licitado por meio da competição entre os agentes. O preço mínimo trata-se apenas de uma garantia para falhas no processo competitivo.

Cada regime tem suas características fiscais e o estado sempre busca a maior arrecadação. Ajustes podem ser feitos para essa captura, tanto em concessão, para se apropriar mais de um projeto mais rentável, quanto em partilha de produção, quanto

² Instrução Normativa TCU 81/2018

³ Acórdão TCU 2.430/2019

à possibilidade de simplificação e maior viabilidade econômica para um projeto menos rentável.

As licitações da ANP mostram que tanto nos leilões de concessão quanto nos de partilha de produção áreas deixam de ser contratadas por ausência de calibragem adequada dos parâmetros propiciados por cada regime. Esse deve ser o novo foco de discussão. Uma contratação não realizada corresponde a resultado econômico zero, seja em concessão ou partilha de produção. Alterar o modelo não irá resolver o problema de eficiência da calibragem

dos modelos para cada caso específico, o que pode ser feito sem necessidade alteração legislativa. O que não quer dizer que aperfeiçoamentos legais não são bem-vindos.

Avaliar aspectos de caráter regressivo e progressivo das composições das participações governamentais de cada regime regulatório bem como a utilidade de a União dispor do óleo produzido *in natura* e de a Petrobras deter direito de preferência nas licitações de partilha de produção é um ótimo começo, mas isso é assunto para outro texto.



Marcelo Rocha do Amaral é auditor federal de controle externo, especialista sênior da 2ª Diretoria Técnica da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural do Tribunal de Contas da União (TCU). Mestre em Regulação e Gestão de Negócios pela Universidade de Brasília. Graduado em Administração pela Universidade de Brasília, em Economia, pelo Centro Universitário UDF e em Direito, pelo Centro Universitário Planalto do Distrito Federal

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



OPINIÃO

O destaque das fontes renováveis nos leilões de energia elétrica e as perspectivas para o uso de térmicas menos poluentes

*Por Gláucia Fernandes, Adriana Gouvêa e Marina Azevedo**

A matriz elétrica brasileira atual tem uma configuração bem diferente daquela do início deste século. No próximo decênio, essa configuração mudará ainda mais, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (EPE, 2018¹). De acordo com esse plano, a participação da fonte hídrica na capacidade instalada do sistema reduzirá de 64%, em 2018, para 53%, em 2027. Já as fontes eólica e solar fotovoltaica deverão aumentar de 9%, em 2018, para 14%, em 2027.

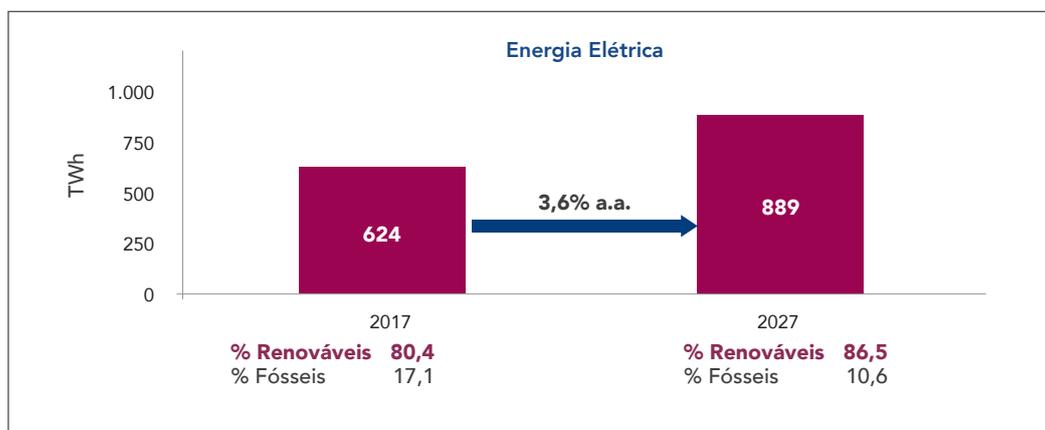
No PDE 2027 fica evidente a eletrificação da economia brasileira intensificada por fontes

renováveis. A evolução da oferta interna mostra que a participação de renováveis na matriz energética atingirá 47%. Destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados de 36%, em 2017, para 31%, no final do período; e a contribuição do gás natural devido ao aumento dos investimentos no setor, aproximadamente 13%.

Nessas projeções, estima-se que o crescimento das fontes renováveis na oferta total de energia elétrica será de quase 4% ao ano, conforme pode ser observado na Figura 1.

¹ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>

Figura 1: Oferta de energia elétrica no SIN.



Fonte: MME (2019)².

A regulação vigente foi planejada para atender a um sistema centralizado e de despacho hidrotérmico, com usinas hidrelétricas na base e térmicas na ponta. Para atender ao novo cenário que se constrói, o sistema regulatório deve passar por uma reestruturação dinâmica e equilibrada, a fim de acomodar os novos recursos de geração, centralizados e distribuídos, e abrir espaço para inovações tecnológicas.

Ainda hoje, o mercado de comercialização de energia elétrica é dividido nos ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL), conforme mostra a Figura 2. No ACR, os preços são resultantes dos

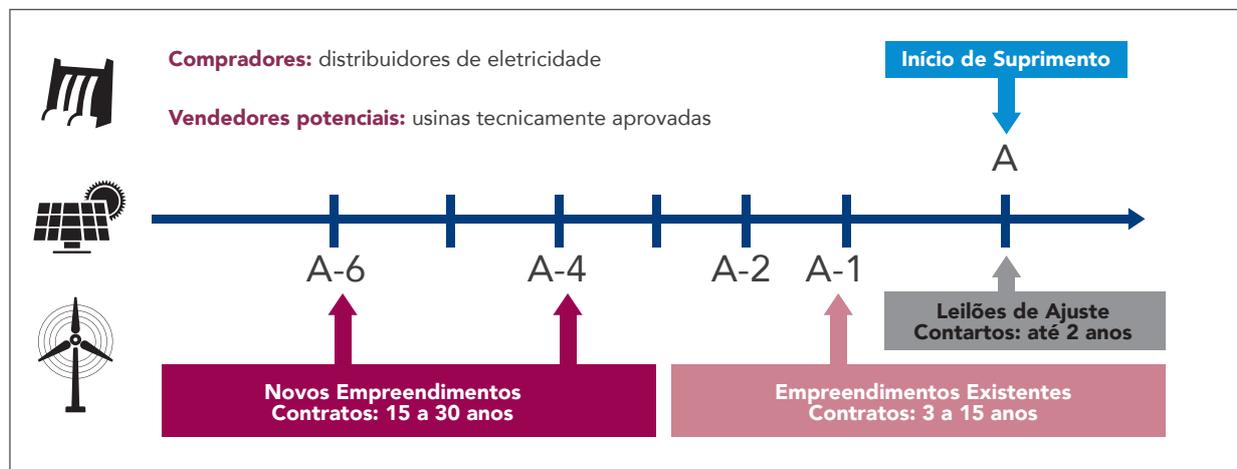
leilões de empreendimentos novos e existentes, sendo o principal responsável pela expansão da oferta de energia no sistema.

No ACL, os preços são livremente negociados em contratos bilaterais, considerando regras e procedimentos de comercialização específicos. O ACL tem ampliado a sua parcela nas negociações, e atualmente corresponde a mais de um terço da expansão da oferta de eletricidade no país³, indicando uma tendência de desenvolvimento de novos modelos de negócio e de descontinuação dos modelos tradicionais.

² <https://www.cnabrazil.org.br/assets/images/Painel-1-HELVIO-GUERRA-MME.pdf>

³ Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/inicio?_adf.ctrl-state=16yt31n6hu_9&_afLoop=1456478317561929#!.

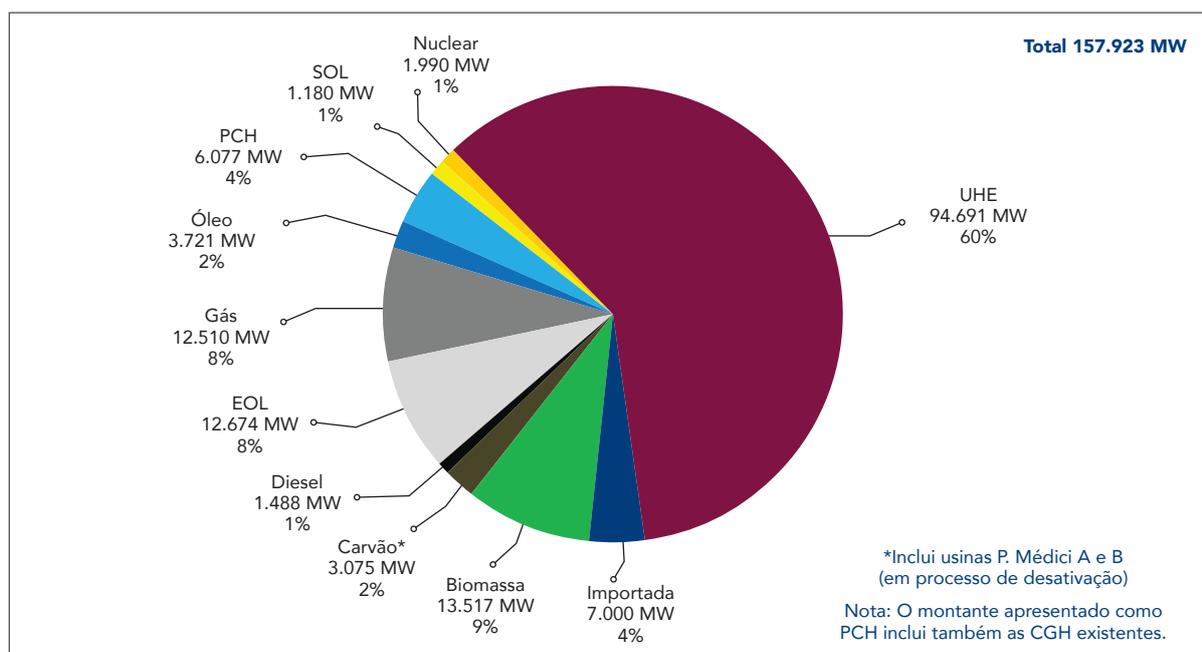
Figura 2: Leilões de geração do ACR.

Fonte: MME (2019)⁴.

O PDE 2027 apresenta a projeção de nova oferta de eletricidade disponível no sistema elétrico no horizonte do estudo. A expansão da capacidade instalada para a operação comercial foi projetada com dados dos leilões realizados até 2018. A

Figura 3 mostra a capacidade instalada no Sistema Integrado Nacional (SIN) no final de maio de 2018. O SIN conta com um acréscimo de mais de 22 GW de capacidade instalada já contratada. Desse total, aproximadamente 70% são de fontes renováveis.

Figura 3: Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2018.

Fonte: EPE (2019)⁵.

⁴ Disponível em: <https://www.cnabrazil.org.br/assets/images/Painel-1-HELVIO-GUERRA-MME.pdf>.

⁵ <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>

Como parte do cronograma de leilões para a negociação de compra e venda de energia elétrica até o ano de 2021; em 2018, a ANEEL homologou os lotes do leilão de geração nº 04/2017. Ao todo, o leilão A-4 contratou 25 empreendimentos de geração: uma pequena central hidrelétrica, com 5 MW médios; uma central de geração hidrelétrica, com 0,8 MW médio; uma térmica movida a biomassa, com aproximadamente 9 MW médios; duas usinas eólicas, em torno de 36 MW médios; e outras 20 usinas solares fotovoltaicas, com mais de 170 MW médios. A soma total resulta em aproximadamente 220 MW médios de eletricidade contratada. Os projetos correspondem a 229 MW de garantia física e a previsão do início da operação das usinas é 1º de janeiro de 2021.

Apesar de o último leilão de energia nova A-4, realizado em junho de 2019, ter registrado um baixo valor de potência contratada em função da crise econômica, ele também representou um marco por conta da fonte solar. As usinas fotovoltaicas foram contratadas com um preço médio de 67,48 R\$/MWh, um recorde nos leilões já realizados para essa fonte. O valor ficou abaixo dos empreendimentos eólicos e hídricos.

Já para o leilão de energia nova A-6, realizado em outubro de 2019, foram cadastrados 825 projetos, que representam 30 GW de capacidade instalada, 29% do total do país. Nesse leilão, a energia solar - mais uma vez - apresentou o menor preço médio entre as fontes participantes - 84,39 R\$/MWh.

Esse valor representa uma queda de 60% em relação aos 209,00 R\$/MWh registrados no primeiro leilão dessa fonte.

Outro fato relevante deste ano foi a definição do leilão de energia existente A-4, a ocorrer em 2020. Esse leilão visa substituir térmicas a óleo combustível, cujos contratos expiram até 2023, por usinas a gás natural. A substituição faz parte da estratégia do MME, que visa reduzir as emissões de gases de efeito estufa e os elevados custos de operação - custos variáveis unitários (CVU) - desses empreendimentos.

Com isso, a meta é substituir 35 usinas cujas potências totalizam perto de 3 GW de capacidade instalada e 2 GW de garantia física. Desse total, 21 usinas são térmicas a óleo combustível, totalizando aproximadamente 1 GW de capacidade instalada, algumas com custo de combustível que ultrapassa 1.200,00 R\$/MWh⁶.

O encerramento antecipado dos contratos das termelétricas a óleo combustível reduz as tarifas repassadas aos consumidores já em 2020. Desde 2001, as tarifas de energia subiram 239%, contra alta de 189% do IPCA no período⁷. Segundo a ANEEL, a iniciativa pode ter impacto negativo de 2% nas tarifas de energia elétrica⁸.

Por meio do leilão de energia existente também será possível permitir que as tecnologias mais eficientes de usinas térmicas confrontem com os custos das térmicas cujos contratos já foram amortizados.

⁶ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53110182/governo-fara-leilao-inedito-para-substituir-termelétricas-em-2020>.

⁷ <https://extra.globo.com/noticias/economia/aneel-quer-antecipar-fim-de-contratos-de-termicas-caras-para-aliviar-tarifa-24008647.html>.

⁸ <https://noticias.uol.com.br/ultimas-noticias/reuters/2019/10/10/entrevista-aneel-quer-antecipar-fim-de-contratos-de-termicas-caras-para-aliviar-tarifa.htm>.

Assim, a expectativa é que combustíveis mais baratos e menos poluentes abasteçam as termelétricas após o término dos contratos vigentes. A nova demanda por gás natural poderá viabilizar também a produção crescente do pré-sal. Essa decisão ocorre no momento em que se discute a abertura do mercado de gás natural, que visa baratear o custo de energia para a indústria. Isso, possivelmente, promoverá maior competição para novos entrantes.

Recentemente, em meio aos esforços para reduzir custos, a ANEEL concluiu a quitação antecipada de empréstimos bilionários que tiveram os custos repassados aos consumidores nos últimos anos. Tais empréstimos foram tomados pelo governo federal para segurar as tarifas em 2014 e 2015. A negociação gerou um excedente de R\$640 milhões que será utilizado para bancar subsídios embutidos na conta de luz, os quais tiveram peso maior que o previsto, evitando repasse de mais custos às tarifas dos consumidores.

A expansão das fontes renováveis, principalmente solar fotovoltaica e eólica, tem sido estimulada pela redução nos seus custos e pelo aumento da demanda. Mudanças no comportamento dos consumidores devem ser consideradas, pois a tendência é que eles busquem tarifas reduzidas, sustentabilidade e maior poder de decisão na forma como consomem, armazenam e produzem eletricidade.

Por fim, vale notar que as alterações relacionadas à integração do gás natural no setor elétrico e a maior inserção das fontes renováveis na matriz energética, além da redução percentual das hidrelétricas no SIN, fazem parte do contexto atual de transformação energética no Brasil e da necessidade de se preparar o país para o futuro. Essas questões estão cada vez mais evidentes nos leilões de energia elétrica, como o leilão A-6 de 2019, e continuarão a fazer parte dos próximos leilões.



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



Adriana Gouvêa é graduada em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestra em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Sua linha de pesquisa envolveu uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil. Possui pós-graduação em Engenharia de Processo pela PUC-RJ e Engenharia de Processamento de Gás Natural na UFRJ. Experiência como Engenheira de Processo em projeto de engenharia básica da Petrobras nas áreas de abastecimento e E&P. Como Pesquisadora na FGV Energia, atua nas áreas do setor elétrico brasileiro e de energias renováveis.



Marina Azevedo é Engenheira Ambiental formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e mestra em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas. Sua linha de pesquisa envolveu a análise de impactos socioeconômicos de diferentes cenários para o setor elétrico a partir da metodologia de insumo-produto. Estudou por 2 semestres na Saxion University of Applied Sciences, Holanda, como bolsista do Programa Ciência Sem Fronteiras. Foi estagiária no departamento de Gás e Energia na Petrobras. Como pesquisadora da FGV Energia, atua na área de setor elétrico.

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



OPINIÃO

O Megaleilão do Excedente da Cessão Onerosa: frustração ou estratégia?

Por Fernanda Delgado e
Pedro Neves*

Em seis de novembro, ocorreu o leilão do Excedente da Cessão Onerosa. Apesar da expectativa acerca do certame, o resultado foi aquém do prospectado pelo Governo Federal e até pelos analistas menos otimistas. O montante arrecadado foi de quase R\$ 70 bilhões, 65 % do total ofertado.

As áreas arrematadas tiveram participação massiva da Petrobras e uma contribuição singela de duas estatais chinesas em uma delas, Búzios, a maior do certame, onde a Petrobras ganhou com 90% de participação, sendo o restante distribuído em 5% para a CNOOC e os outros 5% para a CNOOC. Com relação a porcentagem do excedente em óleo ofertado, as duas áreas licitadas foram arrematadas com percentual mínimo de excedente para a União.

O contrato de cessão onerosa foi firmado entre a Petrobras e o Governo Federal em 2010 e autorizava a estatal a explorar jazidas de petróleo em seis áreas¹ na região conhecida do pré-sal em até cinco bilhões de barris. Entretanto, devido a avanços tecnológicos e a estudos específicos na região, descobriu-se que o volume contido nas áreas contratadas era significativamente maior que o acordado no leilão². Dessa forma, e contando com a já prevista revisão quando da declaração de comercialidade das áreas, optou-se por licitar o volume de óleo remanescente em quatro áreas específicas: Búzios, Itapu, Atapu e Sépia.

O momento era oportuno do ponto de vista governamental, uma vez que a arrecadação com o leilão poderia reduzir significativamente o déficit primário

¹ Sul e Nordeste de Tupi (Sépie), Entorno de Iara (Atapu), Franco (Búzios), Sul de Guará (Sapinhoá), Florim (Itapu) e a área contingente de Peroba.

² Adicionalmente aos 5 bilhões contratados, a certificadora Gaffney and Cline Associates (GCA) estimou os volumes excedentes entre 6 e 15 bilhões de barris de petróleo equivalente.

brasileiro. Portanto, iria contribuir para o ajuste de contas do Governo Federal. Dessa forma, iniciou-se uma força tarefa envolvendo os principais atores públicos e privados com o objetivo de realizar o leilão ainda em 2019.

Foi preciso revisar o contrato original da Cessão Onerosa (2010), decidindo se a Petrobras era ou não credora e, em caso afirmativo, de quanto seria o ressarcimento, definir e esquematizar a distribuição dos recursos provenientes do leilão, o que envolvia definição do regime de licitação, bônus de assinatura das áreas, distribuição de participações governamentais (como *royalties* e participações especiais), repasse dos recursos entre a União, os entes federativos e os municípios, assim como os estados limites da fronteira da exploração mineral, entre outros.

O governo federal não mediu esforços e conseguiu aprovar todos os detalhes do leilão, após intensa articulação nas casas federativas (congresso e senado federal), além de todas as definições técnicas e suas respectivas auditorias. Com as regras na mesa, optou-se por licitar o excedente das quatro áreas sob regime de partilha de produção, mesmo modelo dos blocos licitados dentro do polígono do pré-sal. Acordou-se também que não somente a Petrobras era credora na revisão do contrato (no montante de US\$ 9,058 bilhões) assim como deveria ser ressarcida pela atividade exploratória já desempenhada na região (especificamente nas quatro áreas licitadas).

Às vésperas do leilão, analistas expectavam cenários contraditórios: se uns viam as áreas como altamente atrativas do ponto de vista técnico e volumétrico e, portanto, prospectavam sucesso absoluto do leilão, outros enxergavam uma série de empecilhos pouco mencionados, como os altíssimos valores de bônus mínimo acordados, o ressarcimento conflitante

que deveria ser pago à Petrobras pelas empresas vencedoras das áreas (os parâmetros técnicos que delimitavam os valores eram no mínimo, confusos), além da possibilidade vista pelas empresas de inclusão das áreas em licitações futuras sob normas um pouco mais amenas.

Acertaram aqueles que apostaram no cenário menos promissor. Apenas duas áreas que tiveram demonstração de interesse prioritário exercido pela Petrobras foram licitadas, e o país acabou arrecadando R\$ 70 bilhões dos R\$ 106 bilhões esperados. A frustração dos resultados abre flanco para discussões sobre o direito de preferência da Petrobras, a manutenção do contrato de partilha e a revisão da metodologia de ressarcimento da fase exploratória, assim como faz com que as áreas que não receberam ofertas sejam recolocadas em um próximo leilão à valores menores de bônus e ressarcimentos. Apesar da frustração em não se alcançar o objetivo integral do leilão, mesmo com toda a articulação e trabalho exercidos, o montante arrecadado será crucial para diminuição do déficit primário do país e para demonstrar a capacidade de articulação de entes diversos que comandam o país em torno de um bem maior para a sociedade.

ATUALIZAÇÕES PÓS-LEILÃO

História similar ocorreu durante a sexta rodada de Partilha da Produção, quando uma oferta única foi feita dentre as cinco áreas disponíveis. O bloco de Aram, maior descoberta oferecida no leilão, foi arrematado pela Petrobras (80% do consórcio mais a operação) em parceria com a CNODC (20% do consórcio) por um bônus de R\$ 5,05 bilhões e percentual de óleo ofertado para a União de 29,96%. Vale mencionar que a Petrobras manifestou direito de preferência em outras duas áreas, mas não o exerceu.

O resultado corrobora a necessidade de revisão do modelo e exigência contratual exercidos pelo governo federal em rodadas de licitação de áreas do pré-sal. Está em trâmite e ganhando força o projeto de Lei nº 3.178/2019 do senador José Serra, que revoga o direito de preferência da Petrobras nos leilões de partilha e garante ao CNPE, assessorado pela ANP, a decisão sobre qual o melhor regime jurídico de leilões em áreas dentro do polígono do pré-sal.

Com relação ao leilão dos excedentes, a ANP e o MME já cogitam incluir as áreas não licitadas (Sépia e Atapu) sob regras mais suaves em leilões no primeiro semestre de 2020.

As IOCs afirmam seguir interessadas em construir uma posição sólida no país contanto que as regras e exigências contratuais sejam melhor adequadas à dimensão das oportunidades. O caso do direito de preferência da Petrobras, por exemplo, poderia inibir às empresas que gostariam de ser operadoras dos ativos oferecidos, não apenas na condição de sócias.

Talvez os únicos negativamente afetados, estados e municípios terão uma arrecadação de apenas metade do previsto em cálculos que consideravam a aquisição de todas as áreas no leilão da ECO. Os governos esperavam receber cerca de R\$ 22 bilhões e levarão R\$ 11,7 bilhões. Fica a dúvida de se os governos estaduais e municipais se prepararam para este resultado.



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.

* Esse texto foi parcialmente publicado no site institucional da FGV em 6 de novembro de 2019.

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



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

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

Agregado	set-19	MoM	Acumulado*
Produção	2.927.274,7	-2,1%	736.631.100,9
Consumo Interno	1.825.052,2	-0,3%	471.983.334,5
Importação	183.641,4	65,7%	52.515.223,4
Exportação	1.295.293,3	21,0%	327.100.864,0

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

MoM – month over month

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

O mês de setembro/19 apresentou produção diária de 2,93 MMbbl/d, volume 2,1% inferior aos 2,99 MMbbl/d produzidos em agosto/19 (Tabela 1.1). Os maiores incrementos na produção por sistema produtivo ficaram com a P-52 (25,0 Mbbl/d) no campo de Roncador, a P-76 (20,9 Mbbl/d) no campo de Búzios e o FPSO Cidade de Angra dos Reis (17,6 Mbbl/d) no campo de Lula. Por outro lado, variações negativas ocorreram no FPSO Cidade de Maricá (42,3 Mbbl/d) e no FPSO Cidade de Mangaratiba (41,6 Mbbl/d), instalados no campo de Lula, e no FPSO Pioneiro de Libra (27,9 Mbbl/d), no campo de Mero.

A Petrobras anunciou o início de produção da P-68, quarto e último sistema a entrar em operação em 2019. A unidade tem capacidade de processamento de 150 Mbbl/d e opera nos campos de Berbigão e Sururu na bacia de Santos. Em 2020, a única unidade que entrará em produção já está em estágio avançado de comissionamento e deve chegar ao Brasil em dezembro, vinda da China. A P-70 irá operar no campo de Atapu, onde já existem 10 poços perfurados e dois completados.

Os outros sistemas previstos no Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 tiveram informações atualizadas

em relatório recente da estatal. Embora a maioria tenha mantido seu cronograma, o FPSO Sepetiba, segunda unidade do campo de Mero, teve seu primeiro óleo adiado em um ano, para 2023.

Segundo dados da ANP, em setembro/19, 96,4% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,0% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.221 poços, sendo 655 marítimos e 6.566 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, sua produção foi oriunda de 110 poços e chegou a 1,83 MMbbl/d de óleo e 73,3 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,29 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia) em setembro/19. O montante representa 61,2% da produção total do país.

Apesar da produção crescente nos ativos do pré-sal, a Petrobras segue empenhada em reverter a trajetória declinante dos campos do pós-sal, em especial da bacia de Campos. Para tanto, a empresa conta com seu processo de desinvestimentos, transferindo ativos para empresas que se adequem melhor às oportunidades; com parcerias, como a do campo de Roncador com a norueguesa Equinor; com projetos de revitalização próprios, como o de Marlim; e ainda com a exploração de novas áreas, como o prospecto Forno, na concessão de Albarcora. A expectativa é que, com os investimentos, seja possível reduzir o custo de extração e aumentar o fator de recuperação dos campos.

Quanto às rodadas de licitação, o Leilão do Excedente da Cessão Onerosa sagrou a Petrobras como

grande vencedora. A estatal arrematou os volumes excedentes dos campos de Búzios e Itapu, num montante de quase R\$ 70 bilhões. As outras duas áreas, que adicionariam R\$ 36 bilhões ao total, não tiveram oferta e devem ser incluídas em certames futuros.¹ Vale destacar que, apesar do resultado não refletir as expectativas, o trabalho robusto do governo federal e entes federativos para realização do leilão mostrou o comprometimento necessário para realização de projetos de grande porte no país.

Já quanto aos ativos, a Petrobras espera pelo menos dobrar o número de unidades produtivas previstas para o campo de Búzios. Hoje quatro sistemas operam no campo e um já está contratado com previsão de primeiro óleo para 2022. Se as plataformas adicionais tiverem capacidade variando de 150 a 200 Mbbbl/d, o campo pode facilmente produzir mais de um MMbbl/d antes de 2030. Quanto a Itapu, a plataforma prevista já deve ser suficiente para produzir nos volumes original e excedente. A unidade terá capacidade de 120 MMbbl/d de processamento e tem previsão de primeiro óleo para 2023.

A sexta rodada de partilha teve apenas um dos cinco blocos ofertados vendido. O bloco de Aram, maior descoberta disponibilizada no leilão, foi arrematado com oferta mínima de óleo-lucro à União por um consórcio formado entre Petrobras (80% e operação) e CNODC (20%). O bônus de assinatura arrecadado foi de R\$ 5,05 bilhões.

Por fim, o CNPE aprovou os blocos que serão licitados na 17ª rodada de concessão, prevista para 2020. Tratam-se de 128 blocos em cinco bacias marítimas, totalizando mais de 64 mil km². Dentre os

¹ Para maiores detalhes acerca do leilão, vide Coluna O Megaleilão do Excedente da Cessão Onerosa: frustração ou estratégia?

blocos, constam seis além das 200 milhas náuticas previstas pela ONU como áreas de exclusividade econômica do país. Dado o ineditismo, o conselho criou um grupo de trabalho para analisar a modalidade de exploração e produção de petróleo na região. A expectativa é que exista volume considerável de petróleo, com potencial para elevar 50% das reservas atuais do país.

Com respeito às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,1% da produção em setembro/19 (Figura 1.1). A estatal iniciou a perfuração de um poço (1-BRSA-1373-SPS) no bloco de Uirapuru, adquirido na quarta rodada de partilha em consórcio com a Equinor (28%), ExxonMobil (28%), Petrogal (14%). O prospecto foi prioridade para a empresa, uma vez que blocos de rodadas mais antigas ainda não foram perfurados, caso de Alto de Cabo Frio Central (terceira rodada) e Entorno de Sapinhoá (segunda rodada).

A participação da Equinor Brasil se manteve em 2,4%, mesmo com o decréscimo de 2,6 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa está estudando localidades para instalação de infraestrutura de gás natural em virtude de seus ativos com alto potencial para o energético, Carcará e Pão de Açúcar. Ambos devem começar a produzir em meados da próxima década e a empresa avalia a melhor oportunidade para aproveitamento e beneficiamento dos ativos, seja via construção

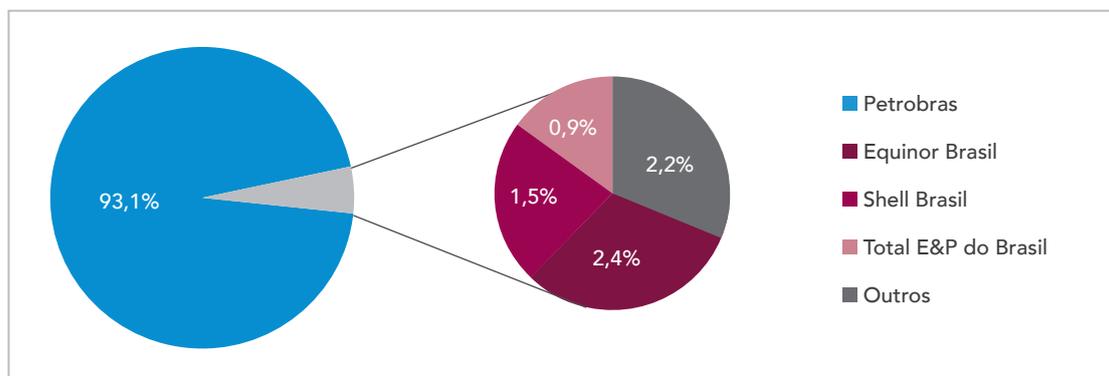
ou ampliação de terminais, exportação via GNL ou construção de gasodutos.

A Equinor comemorou em outubro um marco na sua operação no Brasil: mais de 200 milhões de barris produzidos no campo de Peregrino, na bacia de Campos. O campo foi o primeiro operado pela norueguesa fora do Mar do Norte. A empresa prevê investimentos na fase dois do projeto, com a instalação de uma terceira plataforma e a perfuração de novos poços. O campo ainda deve produzir por pelo menos mais 20 anos.

A Shell também manteve em 1,5% o seu patamar de campos operados em setembro/19. A produção do campo de Argonauta caiu 4,6 Mbbl/d, mas a de Bijupirá aumentou 2,1 Mbbl/d no mês. A anglo-holandesa concluiu a venda de 30% de sua participação no projeto de Gato do Mato² para a colombiana Ecopetrol. O consórcio responsável pela exploração dos ativos fica então formado por: Shell (50%), Ecopetrol (30%) e Total (20%). A campanha exploratória dos blocos já está em execução, com previsão de dois poços e aquisição sísmica. A Shell também prevê a contratação de um FPSO de 90 Mbbl/d de capacidade para produção no campo a partir de 2023.

A Total também manteve sua parcela em setembro/19 em 0,9%. Apesar disso, houve redução de 0,3 Mbbl/d na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa.

² No projeto estão contidos os blocos BM-S-54 e Sul de Gato do Mato.

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


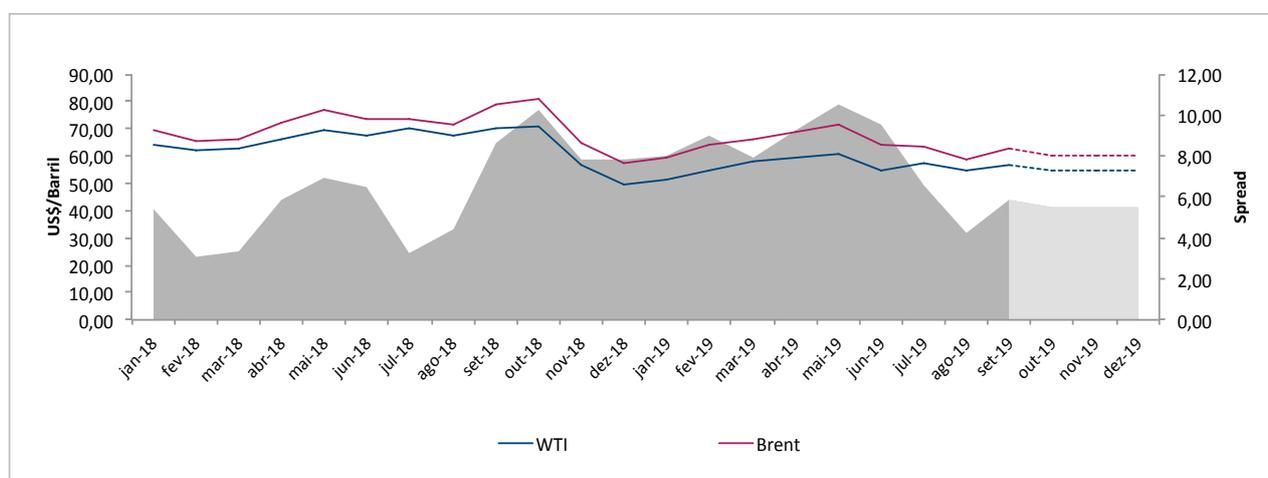
Fonte: ANP, 2019.

A PetroRio, maior operadora independente nacional, reportou produção no terceiro trimestre de 20 Mboe/d, em linha com o anterior. A aquisição da participação da Frade Japão Petróleo contribuiu para a alta na produção da empresa. Conseqüentemente, a receita total da PetroRio no trimestre foi de R\$ 399 milhões, 78% maior que o mesmo período de 2018.

Analisando os preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration - EIA* (Gráfico 1.2),

a média de preços do óleo tipo Brent aumentou em setembro, atingindo US\$ 62,83/bbl. O WTI, por sua vez, também cresceu, chegando a US\$ 56,95/bbl.

A tensão econômica permanente entre EUA e China, dificultada pela falta de consenso entre os países, promove oscilação na cotação da *commodity*. Além disso, apesar da expectativa de desaceleração econômica global para os próximos anos, a IEA estima que a demanda por petróleo deve crescer no final do ano e, com ela, os preços de referência.

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 setembro de 2019, os estados brasileiros variaram fortemente sua produção de petróleo, inclusive com a queda do Rio de Janeiro. Sergipe e Espírito Santo foram os maiores destaques positivos, principalmente em função do aumento da produção no campo de Piranema (Sergipe) e no conjunto do Parque das Baleias (Espírito Santo). A Tabela 1.3 consolida os dados de produção por estado.

A produção crescente de Sergipe vai ganhar novo aliado até o fim do ano. A Petrobras planeja iniciar o teste de longa duração (TLD) do prospecto de Farfan, uma das descobertas em águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas. A previsão é usar o FPSO Cidade de São Vicente, contratado junto a BW Offshore, conectado a um poço de produção. O TLD deve durar seis meses, tempo em que também vencerá o contrato do FPSO da BW.

Tabela 1.3: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	set-19	MoM	Acumulado*
AL	Onshore	3.025	9,1%	676.005
	Offshore	0	-	8.313
AM	Onshore	18.306	-1,5%	5.198.763
BA	Onshore	10.595	-62,6%	7.012.176
	Offshore	516	5,3%	100.870
CE	Onshore	850	-1,2%	238.655
	Offshore	4.570	-1,8%	1.148.979
ES	Onshore	11.424	14,6%	2.530.253
	Offshore	295.072	2,7%	75.231.920
MA	Onshore	96	1,8%	11.348
RJ	Offshore	2.212.786	-3,1%	547.776.748
RN	Onshore	32.322	-1,0%	9.253.396
	Offshore	2.877	-39,1%	1.313.389
SP	Offshore	300.878	0,0%	81.594.600
SE	Onshore	29.295	163,0%	3.575.478
	Offshore	4.662	78,7%	960.209
Total		2.927.275	-2,1%	736.631.101

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Entre as oportunidades de desinvestimento de campos operados pela Petrobras, a estatal já concluiu em 2019 a venda dos polos Pargo, Pampo, Enchova, Riacho da Forquilha e Macau, além do campo de Baúna.

Em etapas menos avançadas, a empresa começou o processo de venda de 100% da sua participação em 15 blocos exploratórios em terra³, localizados na bacia de Sergipe-Alagoas. Das concessões, oito são exclusivas da Petrobras e as outras sete estão em consórcio com a Nova Petróleo.

³ São eles: SEAL-T-61_R11, SEAL-T-112_R12, SEAL-T-165_R12, SEAL-T-177_R12, SEAL-T-359_R12, SEAL-T-372_R12, SEAL-T-383_R12 e SEAL-T-384_R12, SEAL-T-279_R12, SEAL-T-280_R12, SEAL-T-291_R12, SEAL-T-292_R12, SEAL-T-345, SEAL-T-346_R12 e SEAL-T-360_R12.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.4 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em setembro de 2019, a performance comercial foi em sua maioria negativa, com exceção para o óleo combustível, que

registrou aumento em todos os índices. O cenário de aumento nos preços internacionais foi favorável à contenção na balança comercial de derivados. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

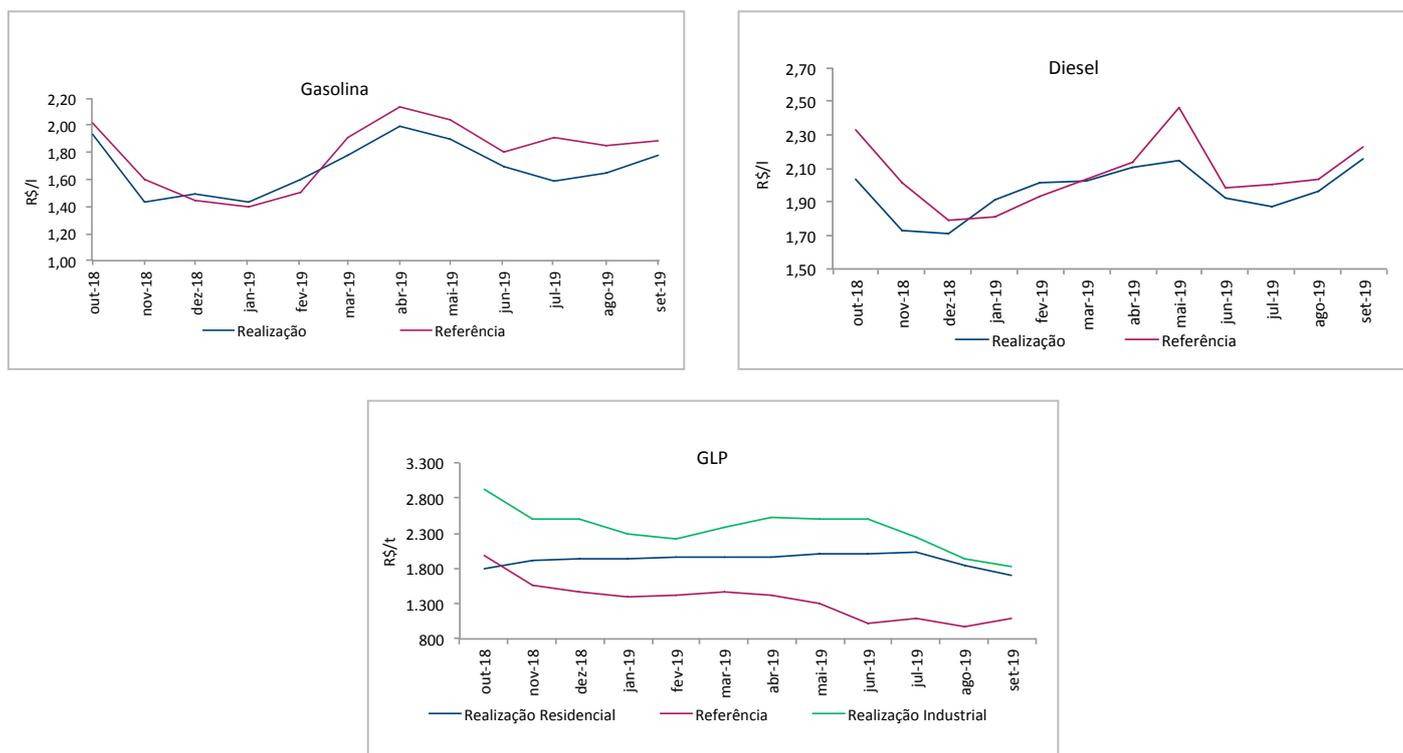
Tabela 1.4: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	set-19	MoM	Acumulado*
Gasolina A	Produção	404.110	-9,1%	113.287.833
	Consumo	472.775	-7,0%	129.628.335
	Importação	67.943	4,5%	21.874.676
	Exportação	52.548	-2,3%	13.865.428
Diesel S10	Produção	706.817	-3,4%	193.588.241
	Consumo	1.025.471	7,5%	559.967.055
	Importação	260.519	25,7%	54.491.689
	Exportação	405	-30,3%	154.945
GLP	Produção	132.333	-4,4%	34.733.016
	Consumo	229.790	-4,3%	62.090.631
	Importação	21.217	-58,8%	636.512
	Exportação	10	33,8%	2.399
QAV	Produção	93.411	-8,0%	28.985.464
	Consumo	117.676	0,8%	32.909.574
	Importação	33.062	-	5.198.211
	Exportação	34.917	22,0%	9.901.484
Óleo Combustível	Produção	210.883	5,9%	51.155.752
	Consumo	31.738	1,5%	9.285.554
	Importação	2	-	353.476
	Exportação	108.952	12,1%	32.735.944

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Sobre o mercado de *downstream*, a Petrobras iniciou a fase não-vinculante da venda de três unidades de refino com seus ativos logísticos correspondentes⁴. As unidades se juntam a outras cinco. As potenciais compradoras habilitadas tiveram até 22 de novembro para manifestar seu interesse, na forma prevista pelos teasers. De acordo com o Estado de São Paulo⁵, estão entre as interessadas: CVR Energy, Mubadala, Petro China, Raízen, Sinopec, Trafigura, Valero, Vitol e Ultra. O presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, afirmou que existem pelo menos 20 empresas na disputa.

Ainda no mercado de refino, a Petrobras afirmou que pretende reduzir ainda mais sua fatia na BR Distribuidora, hoje de 37,5%. Em seu primeiro trimestre como uma empresa privada, a BR registrou lucro líquido de R\$ 1,34 bilhão, devido a ajustes de portfólio e antecipação de recebíveis.

Além da BR, a Petrobras iniciou a venda de ativos do mercado de *downstream* no Uruguai⁶ e concluiu a venda integral da sua subsidiária Liquigás por R\$ 3,7 bilhões, para um consórcio formado entre Copagaz, Itaúsa e Nacional Gás.

⁴ São elas: Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) no Amazonas, Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) no Ceará, e Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) no Paraná.

⁵ Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,ultra-e-raizen-devem-entrar-na-briga-por-compra-de-refinarias-da-petrobras,70003068991>

⁶ No Uruguai, a Petrobras atua, por meio da PUDSA, no mercado de distribuição de combustíveis e lubrificantes, com um portfólio de ativos que inclui uma rede de 90 estações de serviços, 16 lojas de conveniência, um terminal logístico de lubrificantes, além de uma planta de QAV, sendo a segunda maior distribuidora de combustíveis do país. Também atua na distribuição de fertilizantes líquidos, por meio de dois terminais logísticos de armazenamento, sendo a maior comercializadora do país. Em termos de logística, ainda conta com vários pontos de entrega localizados nos principais portos públicos do país.

Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

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

	ago-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	133,3	7,4%	25,3%	934,3	5,1%
Produção Indisponível	72,7	8,0%	24,2%	500,9	10,7%
Reinjeção	50,1	10,8%	31,8%	320,2	14,5%
Queima	3,3	-4,3%	6,1%	38,4	22,8%
Consumo interno em E&P	14,8	3,2%	8,9%	110,3	2,1%
Absorção em UPGN's	4,5	5,1%	18,6%	32,0	-11,4%
Oferta de gás nacional	60,6	6,6%	26,7%	433,4	-1,5%
Oferta nacional/Prod. Bruta	45%	-0,7%	1,1%		
Importação	30,4	17,8%	-31,9%	196,3	-21,3%
Gasoduto	15,8	17,9%	-34,4%	122,8	-49,1%
GNL	14,6	17,6%	-28,9%	73,6	25,0%
Oferta de gás nacional + Importação	91,0	10,1%	-1,6%	629,8	-7,7%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

Em agosto/19⁷, a produção bruta de gás natural foi de 133,3 MMm³/dia (Tabela 2.1). Esse volume foi 7,4% maior do que julho/19 e 25,3% superior a agosto do ano passado. Segundo o MME, neste mês 99% da produção nacional ficou concentrada

em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 73,5% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos representaram 79% da produção nacional, apenas um é de gás não associado – Mexilhão.

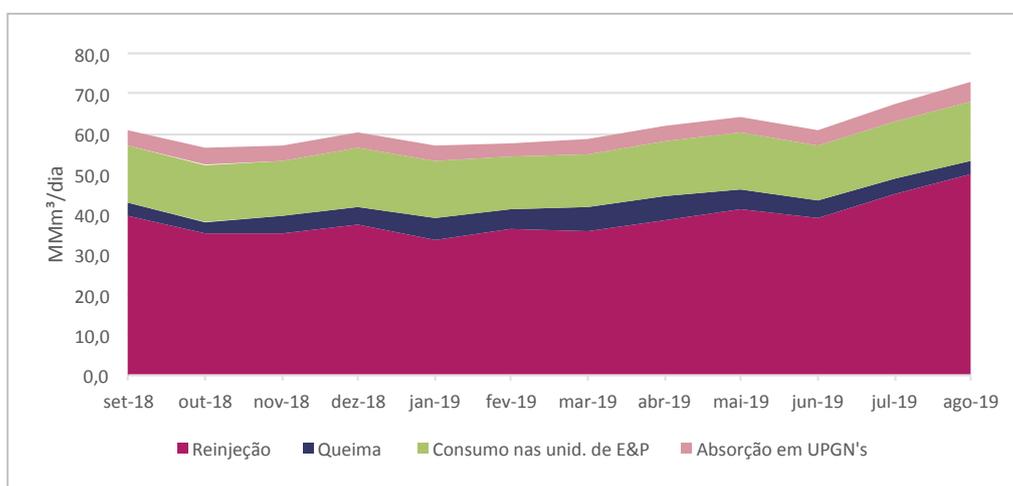
⁷ Os dados de gás natural fornecidos pelo MME são defasados em 3 meses.

A produção indisponível em agosto/19 foi de 72,7 MMm³/dia, 8,0% superior a produção indisponível de julho/19 e 24,2% maior do que a de agosto/18. A reinjeção de gás natural, que foi a maior parcela da produção indisponível, apresentou crescimento de 10,8% em relação a julho/19, ficando 31,8% maior do que o volume reinjetado em agosto de 2018.

Observou-se queda da queima de gás natural de 4,3% na comparação com julho, porém aumento de 6,1% em relação ao mês de agosto de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Lula, Búzios e Roncador, com os maiores volumes vindo das plataformas Petrobras 66, Petrobras 77 e Petrobras 76.

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 com base em dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em agosto foi de 60,6 MMm³/dia, 45% da produção nacional bruta, ficando 6,6% acima do produzido em julho/19 e 26,7% maior comparado com o agosto de 2018. De acordo com o MME, de janeiro a agosto de 2019, 47% do volume total de gás natural produzido no país foi ofertado ao mercado.

A importação total em agosto foi de 30,4 MMm³/dia, representando um aumento de 17,8% em relação a julho, porém 31,9% inferior em comparação a agosto de 2018. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 15,8 MMm³/dia, registrou acréscimo de 17,9% em relação ao mês anterior.

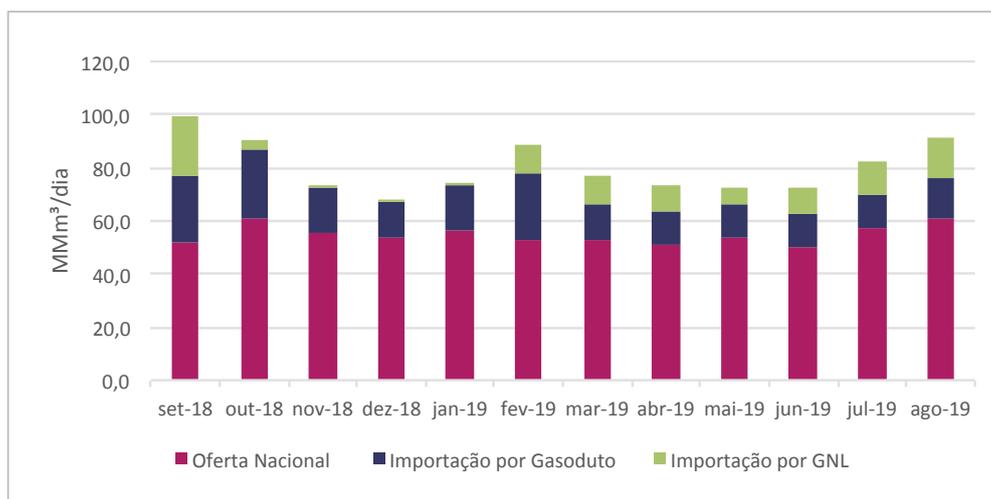
A importação de GNL registrou um aumento de 17,6%, subindo de 12,4 MMm³/d para 14,60 MMm³/d, porém caindo 28,9% na comparação anual. De acordo com o MME, esse aumento na regaseificação de GNL foi resultado do preço do energético importado pelo país. A origem da carga importada foram EUA, Nigéria, Guiné Equatorial e Trinidad e Tobago e os portos de entrada foram Salvador – BA e Fortaleza – CE, para serem utilizados pela Petrobras nos terminais da Bahia e de Pecém, respectivamente.

A oferta total de gás natural, somando produção nacional e importação, em agosto, foi de 91,0 MMm³/

dia, 10,1% superior ao mês anterior. Vale destacar que no ano de 2019, 69% do volume total ofertado ao mercado foi de origem nacional, enquanto 62,5% do gás importado foi de origem boliviana.

No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional e o 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 com base em dados do MME.

B) CONSUMO

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

	ago-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	36,8	0,7%	-11,3%	298,9	-6,9%
Automotivo	6,0	1,2%	-3,1%	48,8	3,8%
Residencial	1,6	4,7%	10,7%	9,8	-0,1%
Comercial	0,9	-11,9%	2,3%	7,2	8,8%
GEE	37,0	33,5%	10,7%	189,7	-16,2%
Cogeração	2,5	0,4%	-9,0%	21,9	-2,3%
Total	84,8	12,7%	-1,6%	576,3	-9,0%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

A demanda total de gás natural (Tabela 2.2), em agosto/19, foi de 84,8 MMm³/dia, apresentando crescimento de 12,7% em relação ao mês de julho. O setor industrial, consumiu 36,8 MMm³/dia, com ligeira variação positiva de 0,7% em relação a julho.

A geração de energia elétrica (GEE) demandou 37,0 MMm³/dia, em agosto, registrando expres-

sivo aumento de 33,5% em relação a julho, devido à grande valorização do custo marginal de operação (CMO) médio, que passou de 175 R\$/MWh para 219 R\$/MWh, causado pela falta de chuva nas regiões das hidroelétricas. Na comparação anual (agosto/19 contra agosto/18), o consumo para GEE subiu 10,7%. De acordo com o MME, o parque térmico a gás natural no Brasil é composto por 38 complexos de usinas, das quais 15 são a bicombus-

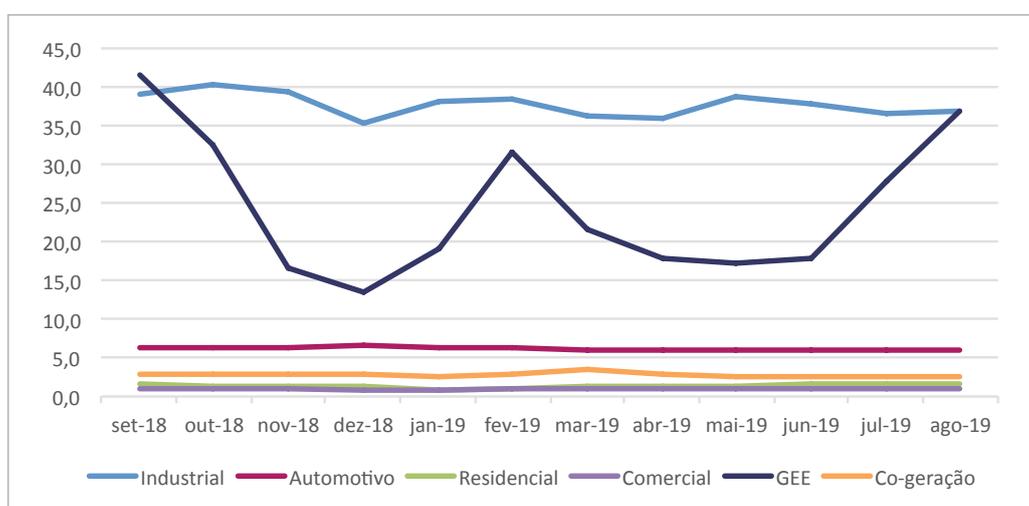
tíveis (sendo possível a substituição do gás natural por outro energético).

O setor automotivo registrou 1,2% de aumento no consumo de gás natural em relação a julho/19, chegando a 6,0 MMm³/dia. Assim como os outros setores citados, a demanda residencial aumentou em relação ao mês anterior e obteve variação

positiva de 4,7%. O consumo para cogeração teve pequena variação positiva de 0,4% em relação a julho, consumindo 2,5 MMm³/dia. Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 92% 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 com base em dados do MME.

C) PREÇOS

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

	ago-19	ago-19/jul-19	ago-19/ago-18
Henry Hub	2,22	-6,0%	-26,3%
GNL no Japão	10,86	7,0%	-0,4%
NBP ¹	3,88	8,0%	-47,4%
GNL no Brasil ²	4,09	-18,3%	-54,5%
Gasoduto Brasil-Bolívia ³	8,70	0,4%	16,9%
PPT ⁴	4,21	-0,6%	-1,4%
City Gate	9,14	-4,1%	17,0%
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)			
GNV	20,54	-7,9%	59,8%
Indústria - 2.000 m ³ /dia ⁵	17,55	-5,5%	7,2%
Indústria - 20.000 m ³ /dia ⁵	15,59	-4,0%	8,4%
Indústria - 50.000 m ³ /dia ⁵	15,06	-4,9%	8,1%

Fonte: Elaboração própria com base em 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 2,22 US\$/MMBtu, em agosto/19, apresentando desvalorização de 6,0% em relação a julho/19 (Tabela 2.3). Mesmo que este boletim trate dos dados de agosto, vale destacar que na data de fechamento desta edição, o *Henry Hub* foi negociado a 2,31 US\$/MMBtu (29 de novembro de 2019)⁸.

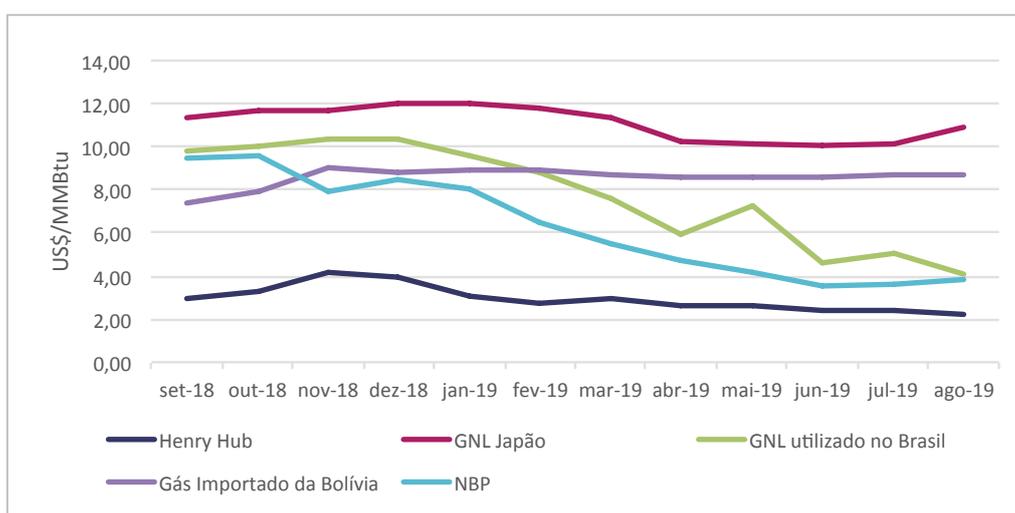
O preço do GNL internalizado no Brasil foi de 4,09 US\$/MMBtu, menor valor no ano de 2019 até agora, com desvalorização de 18,3% em relação a julho/19 e com grande queda de 54,5% em relação a agosto/18. Já o gás boliviano obteve alta no preço comparado a julho/19, subindo 0,4%, sendo precificado a 8,70 US\$/MMBtu, ficando 16,9% acima do preço de agosto do ano passado. O

preço competitivo do GNL importado tomou uma parte das importações da Bolívia.

A Tabela 2.3 também mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final. O preço do GNV caiu 7,9% em relação ao mês anterior, fechando em 20,54 US\$/MMBtu, porém 59,8% acima do valor de agosto/18. Houve uma baixa nos preços do gás que é fornecido para as indústrias nas três faixas de consumo, 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, aos valores de 17,55 US\$/MMBtu, 15,59 US\$/MMBtu e 15,06 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 com base em dados do MME e Banco Mundial.

⁸ Valores retirados do website <https://www.investing.com/>.

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- A crise política instaurada na Bolívia preocupa o setor de gás natural no Brasil. Desde a eleição boliviana de 20 de outubro deste ano, o fornecimento de gás natural do país andino para o Brasil está em xeque. Alguns desdobramentos da crise boliviana em relação ao fornecimento de gás natural para o Brasil:
 - quanto a Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte da TBG, empresa proprietária do Gasbol, está suspensa desde 30 de outubro. O contrato, que estava sendo renegociado entre as empresas brasileiras e a YPFB – a estatal boliviana, é de compra de gás de 18 MMm³/d de capacidade, que vence em dezembro deste ano.
 - De acordo com o diretor-geral da ANP, Décio Oddone, “uma vez que elas soubessem o volume de moléculas a que teriam direito, as empresas brasileiras poderiam então participar de licitação pública pelo volume de transporte no gasoduto. A ANP fazia isso [a licitação pública]”. Ainda de acordo com o diretor-geral, só será possível retomar as negociações de recontração quando houver uma definição política na Bolívia;
 - quanto ao fornecimento de gás natural da Bolívia para o país, de acordo com o diretor executivo de Relacionamento Institucional da Petrobras, Roberto Ardenghy, “temos ainda uma folga que é o volume não despachado [de gás natural]. Isso nos dá uma folga

de no mínimo 6 meses e nos permite esperar um pouco a situação da Bolívia ficar clara para possível negociação do contrato”⁹;

- Ainda quanto ao fornecimento, o diretor-geral da ANP, Décio Oddone, comentou que “em caso de redução da oferta da Bolívia, podem ser adotadas medidas como aumento da importação de GNL e uso de combustíveis substitutos, como Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), óleo combustível ou diesel (para abastecimento de termelétricas)”¹⁰.

- Conforme previsto no TCC (Termo de Compromisso de Cessação) acordado entre a Petrobras e o Cade, a estatal vai abrir mão da exclusividade de acesso aos gasodutos de transporte das empresas NTS e TAG. Com essa medida, a Petrobras liberou cerca de 50% da capacidade disponível nas duas transportadoras.

De acordo com a diretora de Refino e Gás Natural da Petrobras, Anelise Lara, “nosso interesse é comercializar apenas o gás do nosso portfólio, sem comprar a produção de parceiros que hoje não conseguem colocar o gás deles no mercado”. A diretora também comentou que “queremos que eles comercializem esse gás e tomem o risco do mercado. Com mais fornecedores, você rateia a tarifa e o custo do transporte cai”¹¹.

Ainda de acordo com a diretora, a estatal pretende reduzir 10 MMm³/d do volume de gás natural importado pelo Gasbol¹². A soma de todos os volumes liberados pela Petrobras pode chegar a 60 MMm³/d.

⁹ Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2019/11/12/negociacao-da-importacao-do-gas-da-bolivia-esta-paralisada-diz-anp.ghtml>

¹⁰ Disponível em: <https://www.opetroleo.com.br/gas-boliviano-pode-ser-substituido-por-gnl-em-plano-de-contingencia/>

¹¹ Disponível em: <https://petroleo hoje.editorabrasilenergia.com.br/petrobras-libera-50-da-capacidade-de-gasodutos/>

¹² Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-quer-abrir-mao-de-10-milhoes-de-m3-dia-no-gasbol/>

- No dia 22 de outubro, foi publicado pela Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria (Secap) do Ministério da Economia um boletim que propõe alterações legislativas para fomentar o Novo Mercado de Gás. As três propostas do boletim são¹³:
 - incidência e fato gerador do ICMS no transporte – implantação do modelo Entrada e Saída;
 - alíquotas interestaduais nas operações com gás natural;
 - tributação da cadeia de gás natural na geração em termelétricas.
- A Comissão de Minas e Energia (CME) da Câmara dos Deputados aprovou o projeto para a Nova Lei do Gás. Entre os principais pontos aprovados estão¹⁴:
 - alteração para o modelo de Entrada e Saída;
 - acesso livre para a infraestrutura essencial;
 - autorização para transporte e estocagem; e
 - manutenção das autorizações.
- Como previsto na nova resolução de transparência da ANP, foram publicados preços médios de venda e volumes comercializados do gás natural praticados no Brasil¹⁵. (Tabela 2.4)

Tabela 2.4: Venda às distribuidoras de gás natural e consumidores livres¹⁶

Mercado Atendido	Região(ões)	Preços Médios (R\$/m ³) (ponderados pelo volume)	Preços Médios (R\$/MMBtu) (ponderados pelo volume)	Volume Médio Comercializado ¹⁷ (mil m ³ /dia)
Não - Térmico	Sudeste	1,82	48,8	26.028
	Sul-Centro-Oeste	1,5	40,1	5.726
	Norte-Nordeste	1,81	48,5	7.294
Térmico	Norte-Nordeste	0,7	18,9	15.557
	Sudeste-Sul-Centro-Oeste	0,7	18,8	10.520

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

¹³ Disponível em: <http://www.economia.gov.br/noticias/2019/10/boletim-propoe-alteracoes-legislativas-para-alavancar-o-novo-mercado-de-gas>

¹⁴ Disponível em: <https://epbr.com.br/lei-do-gas-e-aprovada-pela-comissao-de-minas-e-energia-da-camara/>

¹⁵ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/carregamento-comercializacao-autoprodutor-autoimportador-consumo-em-refinarias-e-fafens/5488-publicidade-dos-precos-de-gas-natural>

¹⁶ Dados referentes a setembro/2019.

¹⁷ Os volumes médios comercializados são corrigidos para que reflitam os valores equivalentes às seguintes condições de referência do gás natural: temperatura de 20°, pressão de 1,033 kgf/cm² e poder calorífico superior (PCS) igual a 9400 kcal/m³.

- Em outubro aconteceu o leilão de energia nova A-6, onde de 91 novas usinas contratadas, três são usinas termelétricas (UTE) a gás natural. O preço médio final foi de R\$ 188,87/MWh, capacidade total foi de 734,13 MW e cerca de R\$ 2 bilhões em investimentos.
Entre as três UTEs, duas são para integrar a produção nacional de gás natural, Parnaíba II, da Eneva no Maranhão, e Prosperidade II, da Imetame na Bahia. A terceira UTE contratada foi a UTE Novo Tempo Barcarena, no Pará, que contará com um terminal de regaseificação de GNL. O empreendimento é desenvolvido pela Celba (Centrais Elétricas Barcarena S/A), Golar Power e EPP (Evolution Power Partners)¹⁸.
- A Petrobras estuda a viabilidade de usar FLNG (liquefação de gás natural offshore, na tradução) para o gás do pré-sal. Com o esperado crescimento da produção de gás natural na região do pré-sal nos próximos anos – e a possível saturação da capacidade dos gasodutos de escoamento existentes e os que estão planejados – é necessário pensar em novas saídas para escoar todo este gás. O projeto, se concluído, deverá ser implementado até 2025, juntamente com outras empresas do setor¹⁹.
- A Equinor irá investir US\$ 200 milhões em um gasoduto de 45 km que se conectará ao Rota 2. O objetivo do empreendimento é importar gás natural para suas plataformas no campo de Peregrino, para que seja possível substituir seus geradores a diesel pôr a gás natural, reduzindo em 106 mil toneladas de emissão de CO₂²⁰.
- No II Seminário Internacional Mobilidade a Gás Natural: a solução para o Brasil, promovido pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), foi discutido o uso de gás natural veicular (GNV) para veículos pesados, como substituto do diesel. O assunto vem em pauta com o esperado crescimento da produção de gás natural oriundo do pré-sal²¹. De acordo com estudo, o uso de GNV em veículos pesados reduziria drasticamente a poluição atmosférica e seus impactos na saúde da população em grandes centros urbanos²². Ainda sobre o tema, um grupo chamado de Consórcio do Nordeste, formado por governadores dos estados do Nordeste, estão viajando pela Europa a procura de investidores para um projeto chamado de Rota Azul. O projeto é a criação de uma rota de abastecimento de GNV entre os estados, para o abastecimento de veículos pesados²³.

¹⁸ Disponível em: <https://epbr.com.br/resultado-do-a-6-e-um-sinal-que-estamos-no-caminho-certo-afirma-elisa-bastos/>

¹⁹ Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-volta-a-considerar-plataforma-de-liquefacao-de-gas-para-o-pre-sal/>

²⁰ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/equinor-fara-conexao-ao-rota-2/>

²¹ Disponível em: <https://epbr.com.br/epe-defende-gas-natural-em-veiculos-pesados-para-reduzir-importacao-de-diesel/>

²² Disponível em: <https://epbr.com.br/substituicao-da-frota-de-onibus-por-veiculos-com-gnv-evitaria-10-mil-mortes-no-rio-e-em-sao-paulo-aponta-pesquisa/>

²³ Disponível em: <https://epbr.com.br/rota-azul-governadores-buscam-investidores-para-rede-de-gnv-no-nordeste/>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

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

	set-19	acum-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	acum-19/acum-18
Etanol	4.752,0	26.723,2	-9,7%	13,2%	1,7%
Anidro	1.310,1	7.853,5	-14,9%	10,0%	2,0%
Hidratado	3.441,9	18.869,7	-7,6%	14,5%	1,6%
Biodiesel	558,3	4.255,5	11,0%	15,7%	9,6%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Etanol

Em setembro/19, foram produzidos 4,8 bilhões de litros de etanol – 1,3 bilhão de litros de anidro e 3,4 bilhões de litros de hidratado (Tabela 3.1). Na comparação com setembro de 2018, a produção do biocombustível registrou alta de 13,2%, e no acumulado de janeiro a setembro de 2019, o volume produzido – 26,7 bilhões de litros – está 1,7% acima do mesmo período do ano passado.

De acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica)²⁴, no acumulado desde o início do ciclo

2019/2020, a moagem de cana da região Centro-Sul alcançou 472,8 milhões de toneladas, 2,7% acima dos 460,3 milhões de toneladas processadas no mesmo período de 2018. Além disso, o percentual da matéria-prima destinado à produção de etanol aumentou de 63,7%, em 2018, para 64,6% em 2019.

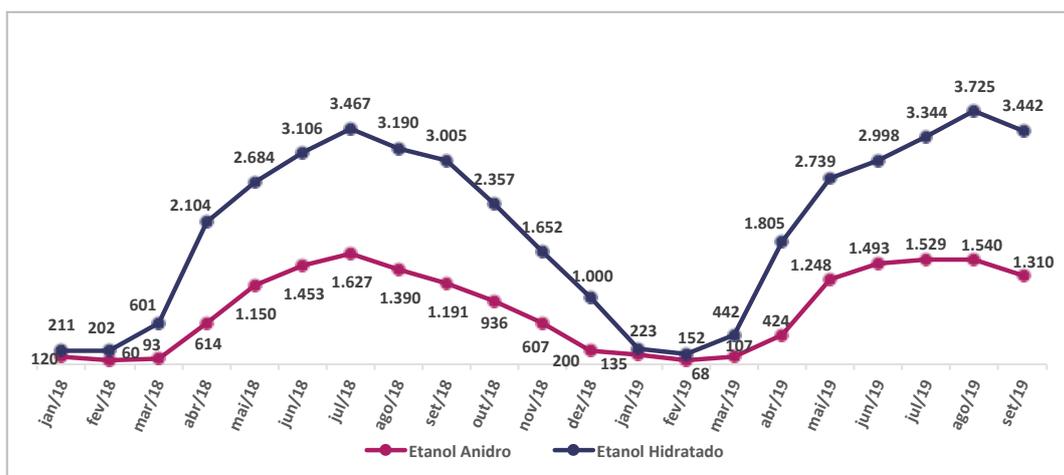
Como resultado da aproximação do final da safra, a produção de etanol em setembro caiu 9,7%, em relação a agosto/19. Segundo a Unica, até 1º de outubro, sete unidades haviam encerrado as moagens.

²⁴ Disponível em: <https://www.unicadata.com.br/listagem.php?idMn=63>

Conforme estimativas da Companhia Nacional de Abastecimento (Conab)²⁵, 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

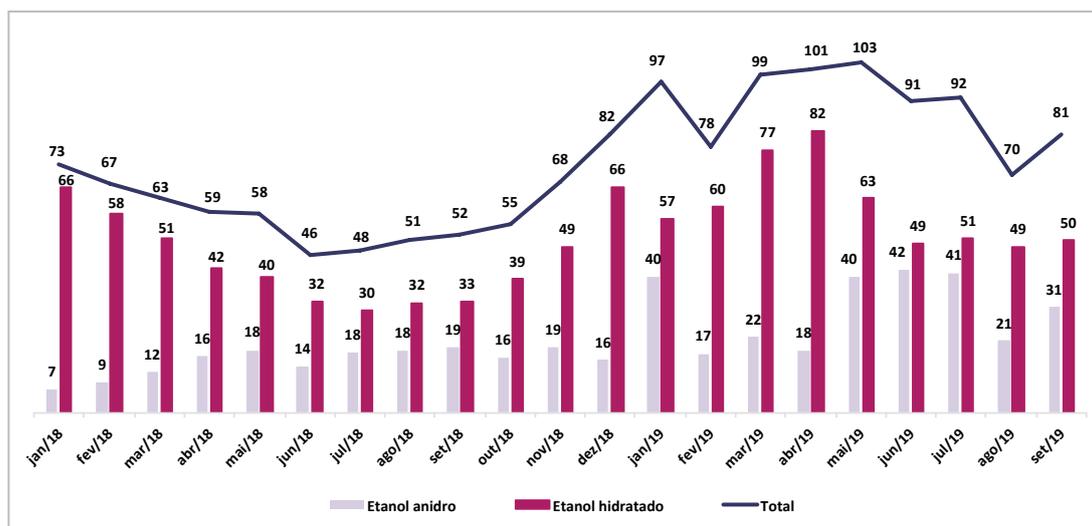
relação à safra passada, quando foram produzidos 32,4 bilhões de litros. Já as projeções em relação ao etanol de milho mostram um crescimento de 70,3% (no ciclo 2018/19, foram produzidos 791,4 milhões de litros a partir do grão).

Gráfico 3.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Unica.

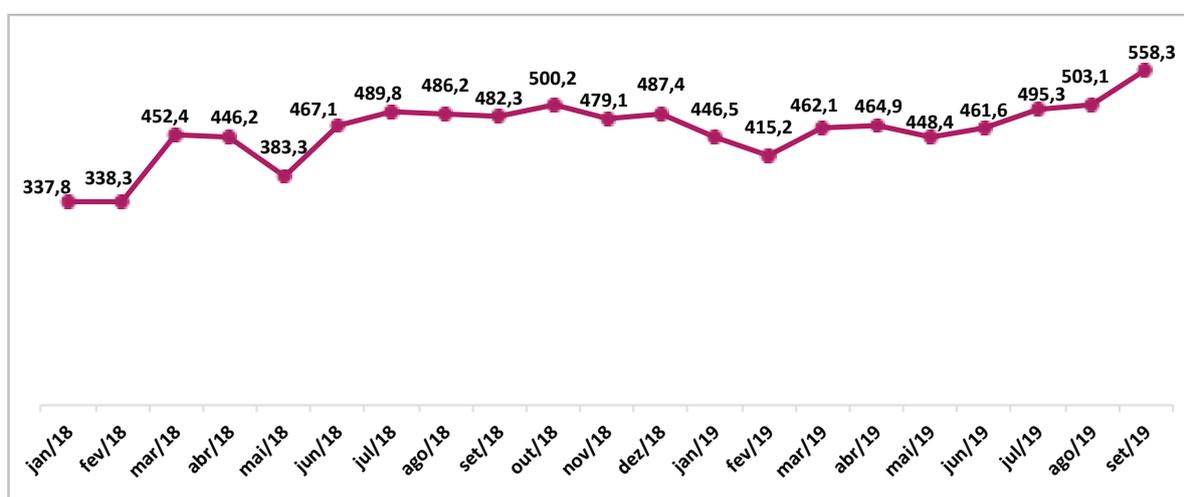
²⁵ Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/analises-do-mercado-agropecuario-e-extrativista/analises-do-mercado/historico-mensal-de-cana-de-acucar>

Biodiesel

A produção de biodiesel em setembro/19 – 558 milhões de litros – representou um novo recorde mensal. O primeiro registro acima dos 500 milhões de litros ocorreu no mês exatamente anterior. O volume produzido em setembro representa crescimento de 11,0% em relação ao recorde de agosto (Tabela 3.1). No acumulado de janeiro a setembro, a oferta de 2019 supera em 9,6% o mesmo período do ano passado.

O volume produzido em setembro fez parte das negociações do 68º Leilão da ANP, no qual foram adquiridos 1,14 bilhão de litros do biocombustível. O leilão foi o primeiro com a obrigatoriedade de adição de 11% de biodiesel ao óleo diesel. No 69º Leilão, foram adquiridos 1,06 bilhão de litros, volume 6,8% abaixo do leilão anterior.

Gráfico 3.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

B) PREÇOS

Etanol

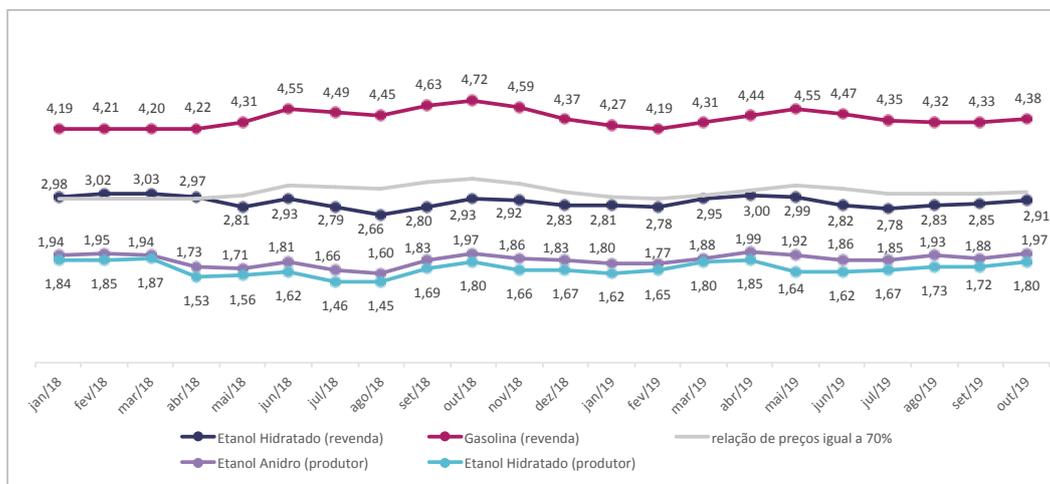
O preço médio de revenda do etanol hidratado aumentou 1,9% em outubro/2019, chegando a R\$ 2,91, enquanto a gasolina registrou alta de 1,2%, sendo cotada a R\$ 4,38 (Gráfico 3.4). A relação entre os preços aumentou de 65,9%, em setembro, para 66,3% em outubro, ainda mantendo a competitividade do etanol. De acordo com dados da ANP, os estados com relação de preços favorável para

o biocombustível em outubro foram Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais e São Paulo.

Os preços ao produtor também registraram aumento em outubro. Nas usinas de São Paulo, o anidro foi cotado a R\$ 1,97, com alta de 4,7% em relação a setembro, e o hidratado ficou 4,8% mais caro, sendo cotado a R\$ 1,80, conforme dados do indicador Cepea/Esalq²⁶. De acordo com o centro de estudos, a forte demanda na ponta varejista tem mantido os preços dos etanóis em alta no maior produtor do biocombustível.

²⁶ Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx>

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 com base em dados da ANP e Cepea/Esalq.

Biodiesel

No primeiro leilão para atendimento ao novo percentual de obrigatoriedade de biodiesel no óleo diesel (68º Leilão de Biodiesel da ANP), o biocombustível foi negociado ao preço médio de R\$ 2,86, valor 22,7% acima do registrado no certame anterior. No leilão seguinte, houve novo aumento, com o biodiesel negociado a R\$ 3,08. A alta acumulada

desde julho é de 32,0%, o que pode provocar elevação no preço do diesel ao consumidor.

Um dos motivos para o aumento de preço do biodiesel é a cotação do óleo de soja no mercado internacional. De acordo com dados da FAO²⁷, a commodity registrou alta de 1,8% em julho e 5,0% em agosto. Já em setembro, o preço óleo de soja sofreu desvalorização de 1,3%.

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 com base em dados da ANP.

²⁷ Disponível em: <http://www.fao.org/economic/est/publications/oilcrops-publications/monthly-price-and-policy-update/en/>

C) CONSUMO

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

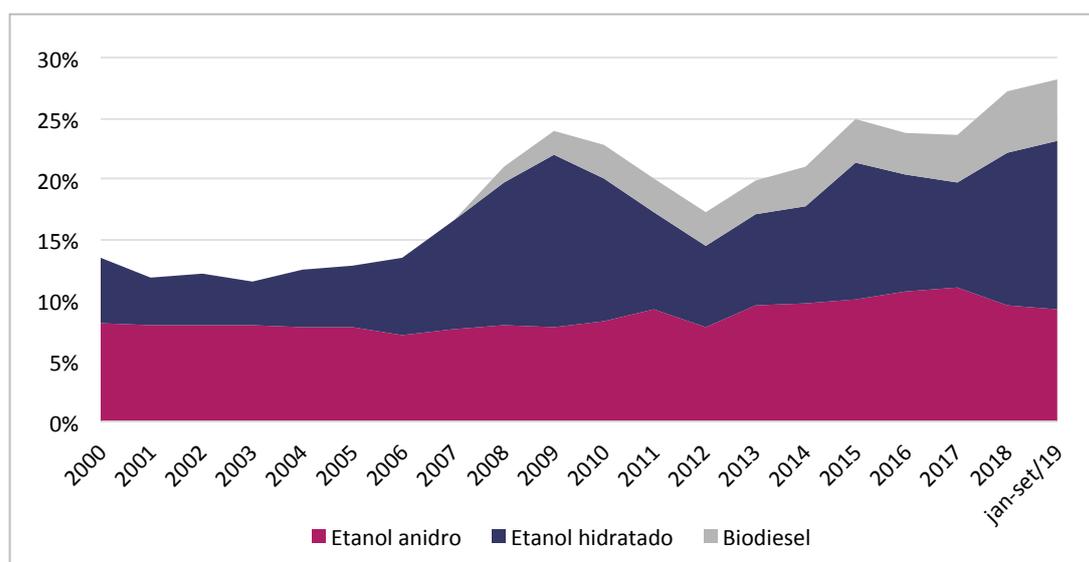
	set-19	acum-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	acum-19/acum-18
Etanol	2.707,4	23.944,9	-1,5%	4,9%	13,5%
Anidro	834,0	7.576,2	-5,2%	7,0%	-2,6%
Hidratado	1.873,4	16.368,7	0,2%	4,0%	22,9%
Biodiesel	555,3	4.247,6	10,2%	17,4%	10,0%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

A participação dos biocombustíveis na matriz de transportes terrestres corresponde a 28,3% (em volume) em 2019, a maior já registrada no país

(Gráfico 3.6). O volume total de etanol e biodiesel vendido de janeiro a setembro (28,2 bilhões de litros) supera em 12,9% o mesmo período do ano passado.

Gráfico 3.6 – Histórico da participação dos biocombustíveis na matriz de transportes terrestres (em volume)



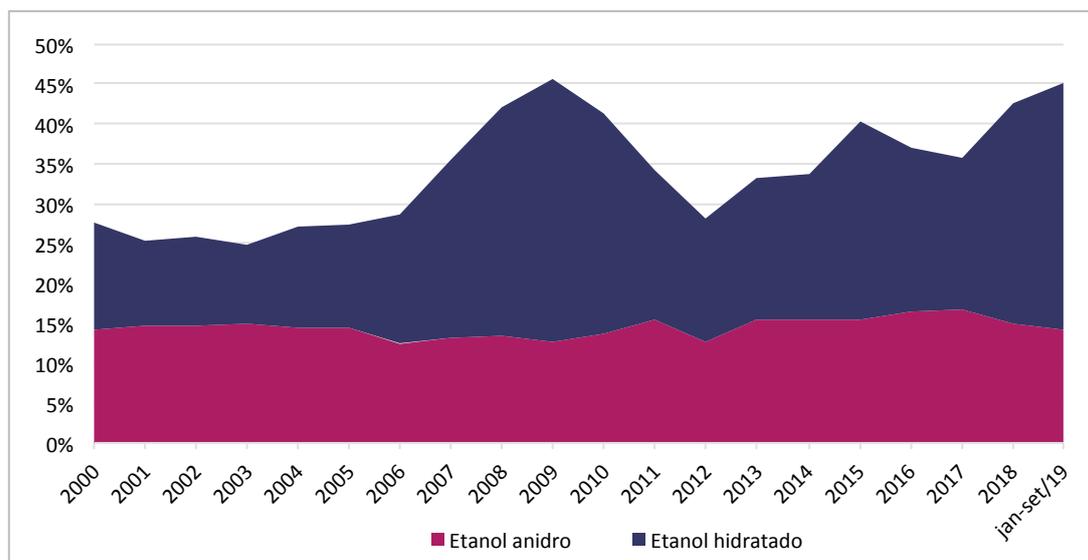
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Etanol

O etanol respondeu por 45,0% da demanda de combustíveis do ciclo Otto (em gasolina equivalente), no acumulado de janeiro a setembro. Enquanto o anidro teve participação de 14,2%, o hidratado representou 30,8% das vendas (Gráfico 3.7). Trata-se da maior participação desde 2009, quando o biocombustível respondeu por 45,6% do consumo.

O consumo acumulado de combustíveis do ciclo Otto de janeiro a setembro de 2019 somou 37,2 bilhões de litros (em gasolina equivalente), o que representa um crescimento de 4,0% em relação aos 35,8 bilhões de litros consumidos em igual período do ano passado. A participação do etanol hidratado saltou de 26,0%, em 2018, para 30,8%, em 2019 (no acumulado de janeiro a setembro).

Gráfico 3.7 – Histórico da participação de etanol na demanda de combustíveis do ciclo Otto (em gasolina equivalente)



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Em setembro/19, as vendas de hidratado somaram 1,8 bilhão de litros, registrando aumento de 0,2% em relação a agosto/19, enquanto a demanda total de combustíveis do ciclo Otto caiu 3,5%, em função da redução no consumo de gasolina (queda de 5,2%).

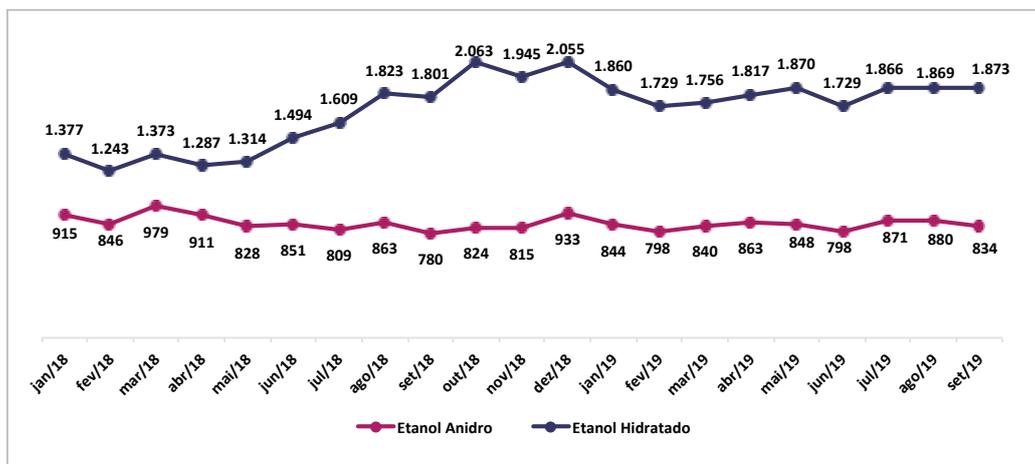
Nos primeiros nove meses do ano, as vendas de hidratado acumulam crescimento de 22,9%, enquanto a gasolina e o etanol anidro acumulam queda de 2,6%. Esse movimento é explicado pela vantagem competitiva do biocombustível em rela-

ção ao combustível fóssil (na média de preços do Brasil), que persiste desde abril de 2018.

Destaca-se que, no último dia 20 de novembro, o projeto de decreto legislativo (PDC 978/2018) que autoriza a venda de etanol diretamente de produtores para postos de combustíveis foi aprovado na Comissão de Minas e Energia (CME) da Câmara dos Deputados. O projeto seguirá para a Comissão de Constituição e Justiça (CCJ) e, se aprovado, será votado em plenário²⁸.

²⁸ Disponível em: <https://epbr.com.br/comissao-da-camara-aprova-venda-direta-de-etanol/>

Gráfico 3.8 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Biodiesel

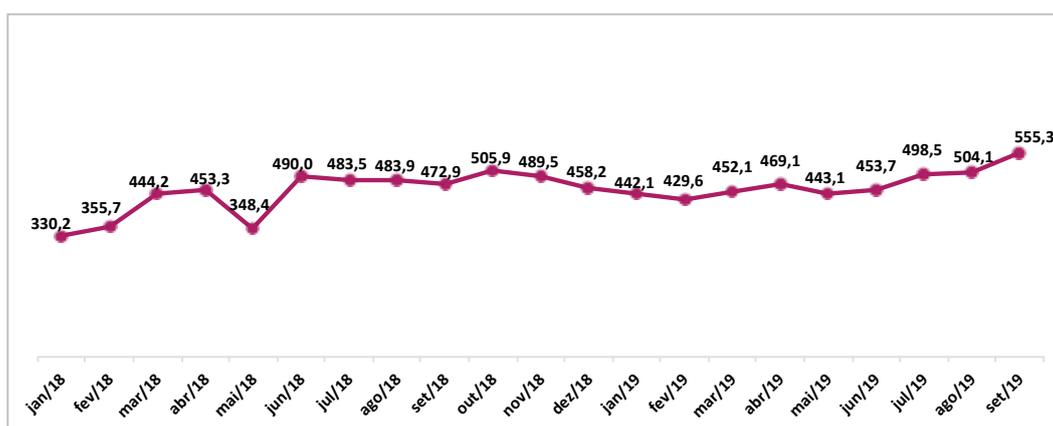
O consumo de biodiesel registrou novo recorde histórico em setembro/19 - 555,3 milhões de litros -, com crescimento de 10,2% em relação a agosto/19 e de 17,4% na comparação com setembro de 2018.

No acumulado de janeiro a setembro, a demanda pelo biocombustível alcançou 4,3 bilhões de litros, o que representa crescimento de 10,0% em relação aos 3,7 bilhões de litros consumidos no mesmo período de 2018. Com a entrada em vigor do B11, em setembro de 2019, o setor voltou a bater recordes de produção e consumo.

Após o mês de agosto registrar o maior volume comercializado de óleo diesel em 2019, a demanda pelo combustível registrou queda de 7,4% em setembro/19. No acumulado de janeiro a setembro, foram comercializados 42,8 bilhões de litros de diesel, volume 3,3% acima do mesmo período de 2018 (41,4 bilhões de litros).

As importações de diesel registraram aumento de 21,7% entre agosto/19 e setembro/19, e de 12,5% no acumulado de janeiro a setembro de 2019, contra o mesmo período de 2018. Destaca-se ainda que 28,2% do diesel vendido em setembro/19 teve origem estrangeira. No mesmo mês do ano anterior, este percentual havia sido de 11,0%.

Gráfico 3.9 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

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

	set-19	acum-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	acum-19/acum-18
Importação	66,1	1.141,9	-21,6%	1067,1%	-19,2%
Exportação	210,3	1.383,1	-32,0%	18,8%	18,4%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

As importações de etanol, em setembro/19, registraram queda de 21,6% na comparação mensal com agosto/19, porém superaram em 1067,1% os 5,7 milhões de litros internalizados em setembro de 2018 (Tabela 3.3). No acumulado dos nove primeiros meses do ano, as importações de 2019 estão 19,2% abaixo do ano passado. A desvalorização do real em relação ao dólar e o aumento dos preços do biocombustível no mercado norte-americano favoreceram a queda das importações.

Em relação às exportações do biocombustível, apesar da queda de 32,0% entre agosto/19 e setembro/19, as vendas ao exterior registram alta de 18,4% no acumulado de janeiro a setembro de 2019, com quase 1,4 bilhão de litros exportados.

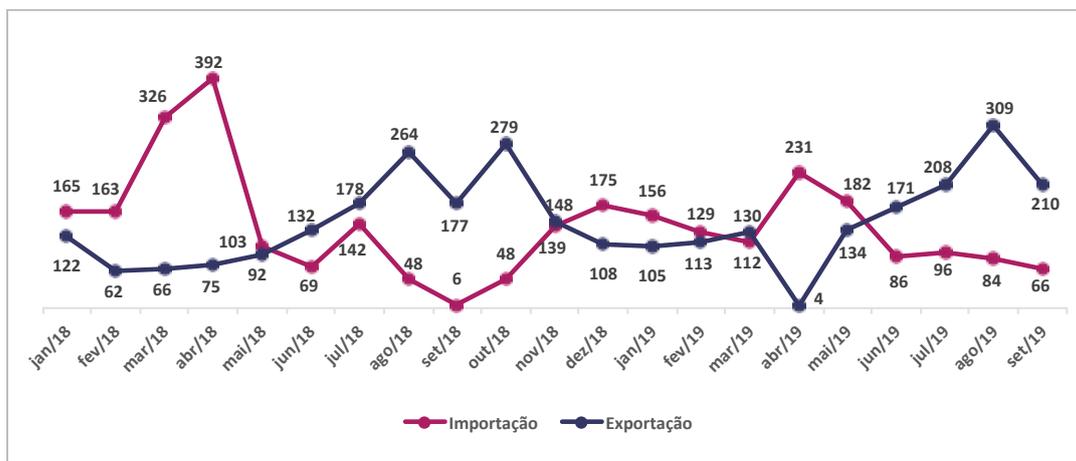
Segundo a Conab, a ampliação da produção de etanol no mercado brasileiro estimulou a exportação do biocombustível a partir do mês de julho, movimento que foi intensificado pela desvalorização da moeda brasileira nos últimos meses. O

real desvalorizado em relação ao dólar também contribuiu para a intensificação da transferência do biocombustível da região Centro-Sul para a região Nordeste.

Em setembro/19, as exportações superaram as importações de etanol em 144,2 milhões de litros, e no acumulado de janeiro a setembro, saíram do país 241,3 milhões de litros a mais do que entraram. Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou superávit tanto no mês de setembro/19 (US\$ 82,4 MM - US\$ FOB) quanto no acumulado dos nove primeiros meses de 2019 (US\$ 250,8 MM - US\$ FOB).

As discussões a respeito da cota de importação de etanol livre de tarifa ainda não apontaram uma resposta conclusiva. O Projeto de Decreto Legislativo (PDL) 614/19, que tramita na Câmara dos Deputados, visa suspender a Portaria nº 547, que elevou a cota de importação sem tarifas de 600 milhões de litros para 750 milhões de litros por ano.

Gráfico 3.10 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

E) RENOVABIO

O governo publicou, no dia 21 de novembro, no Diário Oficial da União (DOU) a Portaria nº 419, que regulamenta o mercado dos Créditos de Descarbo-nização (CBIOs).

A respeito da escrituração dos CBIOs, a portaria define que os serviços de escrituração compreendem:

1. A criação do CBIO em sistema informatizado específico;
2. A manutenção de contas individuais de CBIO em sistemas informatizados dotados de certificação digital que permitam o controle das informações relativas à titularidade dos créditos escriturados;
3. O registro de informações do CBIO em entidade registradora autorizada pelo Banco

Central do Brasil ou pela Comissão de Valores Mobiliários; e

4. A aposentadoria do CBIO e a manutenção desse registro por no mínimo cinco anos.

No que tange à negociação do crédito, a portaria estabelece que o CBIO deve ser negociado em ambiente que garanta a não identificação das contrapartes.

A regulamentação do comércio dos CBIOs era uma das últimas etapas que faltavam para o início do programa, em 24 de dezembro deste ano. As atividades restantes, a cargo da ANP, incluem a regulamentação que determina o sigilo de informações das empresas certificadas e a conclusão do módulo de recebimento das informações para o lastro do CBIO, em desenvolvimento pelo Serpro.

Setor Elétrico

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

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	set-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	Tendências*	ago-19	set-18
SE/CO	39.424,83	6,27%	3,44%		37.100,36	38.115,29
S	10.935,72	-0,55%	1,19%		10.995,83	10.806,97
NE	10.692,25	3,78%	-1,38%		10.302,61	10.842,32
N	5.743,85	2,33%	5,01%		5.613,27	5.469,91
SIN	66.796,65	4,35%	2,39%		64.012,07	65.234,49

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Em setembro de 2019, o consumo de energia total do Sistema Interligado Nacional (SIN) aumentou 4,35%, quando comparado a agosto. Como pode ser observado na Tabela 4.1, apenas o subsistema do Sul teve redução da carga e o subsistema do Sudeste/Centro-oeste apresentou o maior percentual de consumo de energia, contribuindo, sobretudo, para o aumento da carga no SIN. Apesar

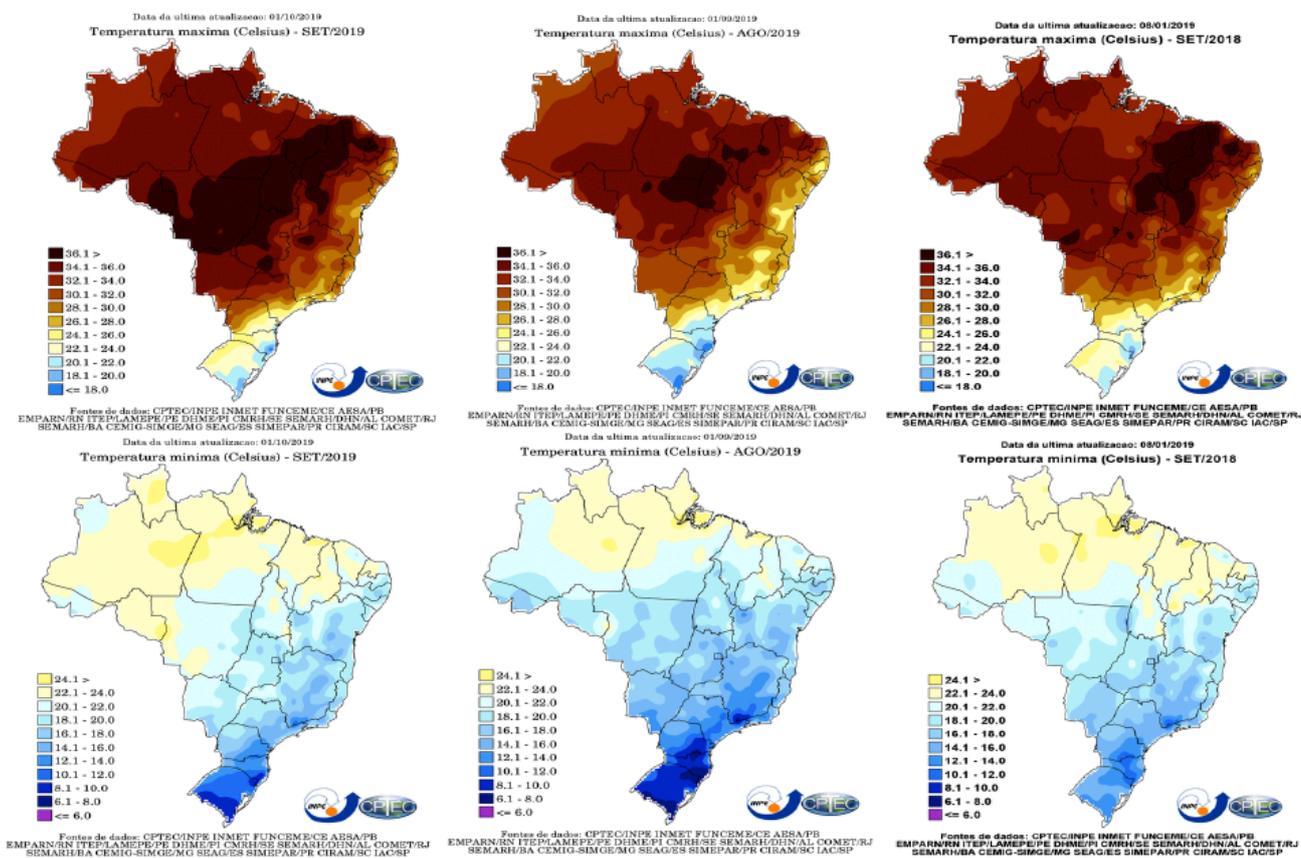
desse aumento, os valores das variações percentuais foram relativamente baixos, indicando que a demanda por eletricidade em setembro deste ano teve pequena alteração em relação ao mês anterior.

A variação do consumo de energia elétrica dos subsistemas pode estar associada às temperaturas. Na Figura 4.1 nota-se que, ao longo de

grande parte do território nacional, as temperaturas do mês de setembro de 2019 foram maiores em relação ao mês de agosto, principalmente na região Centro-oeste. Na região Sul não ocorreu uma alteração brusca nas temperaturas máximas e mínimas, possivelmente explicando o fato da demanda por eletricidade ter diminuído apenas nesse subsistema.

Na comparação anual percebe-se que a variação do consumo de energia no SIN entre setembro de 2019 e setembro de 2018 foi menor, com um acréscimo de pouco mais de 2%. Nessa análise, os subsistemas individualmente também tiveram alterações no consumo, com destaque para o subsistema do Nordeste, que teve um decréscimo inferior a 2%, sendo a única variação percentual negativa.

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



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

A Tabela 4.2 mostra que a geração total de energia elétrica aumentou quase 6% entre os meses de agosto e setembro de 2019. O despacho das termelétricas foi bem pequeno, com variação de aproximadamente 1% no SIN. Apesar de mostrar variações maiores, os subsistemas Sul, Norte e Nordeste geraram menos energia em valor absoluto por essa fonte quando comparados ao subsistema Sudeste/Centro-oeste no mês de setembro de 2019.

Nessa análise de despachabilidade de energia no SIN, a geração hidráulica, que compõe maior percentual da matriz elétrica do Brasil, teve um aumento total de aproximadamente 9%. Diferente desse comportamento, as fontes nuclear e eólica tiveram decréscimo na geração de energia elétrica. Vale mencionar que na análise anterior, entre os meses de julho e agosto de 2019, a fonte

eólica variou em torno de 29%, na geração total de energia elétrica, valor bastante diferente da análise atual que variou negativamente em aproximadamente 4%. Esse resultado foi influenciado pela redução da variação eólica nos subsistemas Norte, Nordeste e Sul devido a maior precipitação pluviométrica, que favoreceu relativamente o despacho da energia hidráulica de Itaipu e dos subsistemas do Norte e Sudeste/Centro-oeste.

O subsistema Sudeste/Centro-oeste teve maior variação de geração elétrica a partir das fontes de energia eólica e solar, totalizando quase 242 MWmed em setembro de 2019. Apesar de variações inferiores, nesse mesmo período, o subsistema do Nordeste despachou em valor absoluto aproximadamente 8 GWmed referentes de energia eólica e solar, sendo as fontes de grande relevância nessa região.

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

		set-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	Tendências*	ago-19	set-18
SE/CO	Hidráulica	28.339,14	15,56%	69,16%		24.523,49	16.753,25
	Nuclear	2.013,63	-0,13%	0,07%		2.016,23	2.012,14
	Térmica	8.202,85	-4,33%	-5,09%		8.574,48	8.642,50
	Eólica	10,17	46,77%	38,23%		6,93	7,36
	Solar	231,65	11,98%	73,81%		206,87	133,28
	Total	38.797,44	9,82%	40,83%		35.328,00	27.548,53
S	Hidráulica	5.864,23	-20,25%	-36,56%		7.353,35	9.243,48
	Térmica	1.531,97	5,12%	12,93%		1.457,37	1.356,54
	Eólica	698,92	-5,97%	-13,99%		743,31	812,61
	Solar	0,32	-4,80%	-6,70%		0,33	0,34
	Total	8.095,44	-15,27%	-29,07%		9.554,37	11.412,97
NE	Hidráulica	2.481,45	1,39%	39,74%		2.447,47	1.775,71
	Térmica	2.274,76	11,20%	-16,99%		2.045,68	2.740,46
	Eólica	7.535,24	-4,01%	12,71%		7.850,14	6.685,49
	Solar	430,79	9,92%	55,54%		391,92	276,97
	Total	12.722,24	-0,10%	10,83%		12.735,21	11.478,63
N	Hidráulica	4.177,66	18,64%	9,94%		3.521,24	3.800,00
	Térmica	2.622,97	8,68%	-15,02%		2.413,37	3.086,43
	Eólica	248,58	4,17%	28,94%		238,63	192,78
	Solar	1,50	-8,39%	-		1,64	0,00
	Total	7.050,71	14,18%	-0,40%		6.174,88	7.079,21
Itaipu	7.559,48	15,44%	4,56%		6.548,53	7.229,50	
Total	Hidráulica	48.421,96	9,07%	24,79%		44.394,08	38.801,94
	Nuclear	2.013,63	-0,13%	0,07%		2.016,23	2.012,14
	Térmica	14.632,55	0,98%	-7,54%		14.490,90	15.825,93
	Eólica	8.492,91	-3,92%	10,32%		8.839,02	7.698,24
	Solar	664,26	10,57%	61,78%		600,76	410,59
SIN	74.225,31	5,52%	14,64%		70.340,98	64.748,84	

* Tendências nos últimos 12 meses.

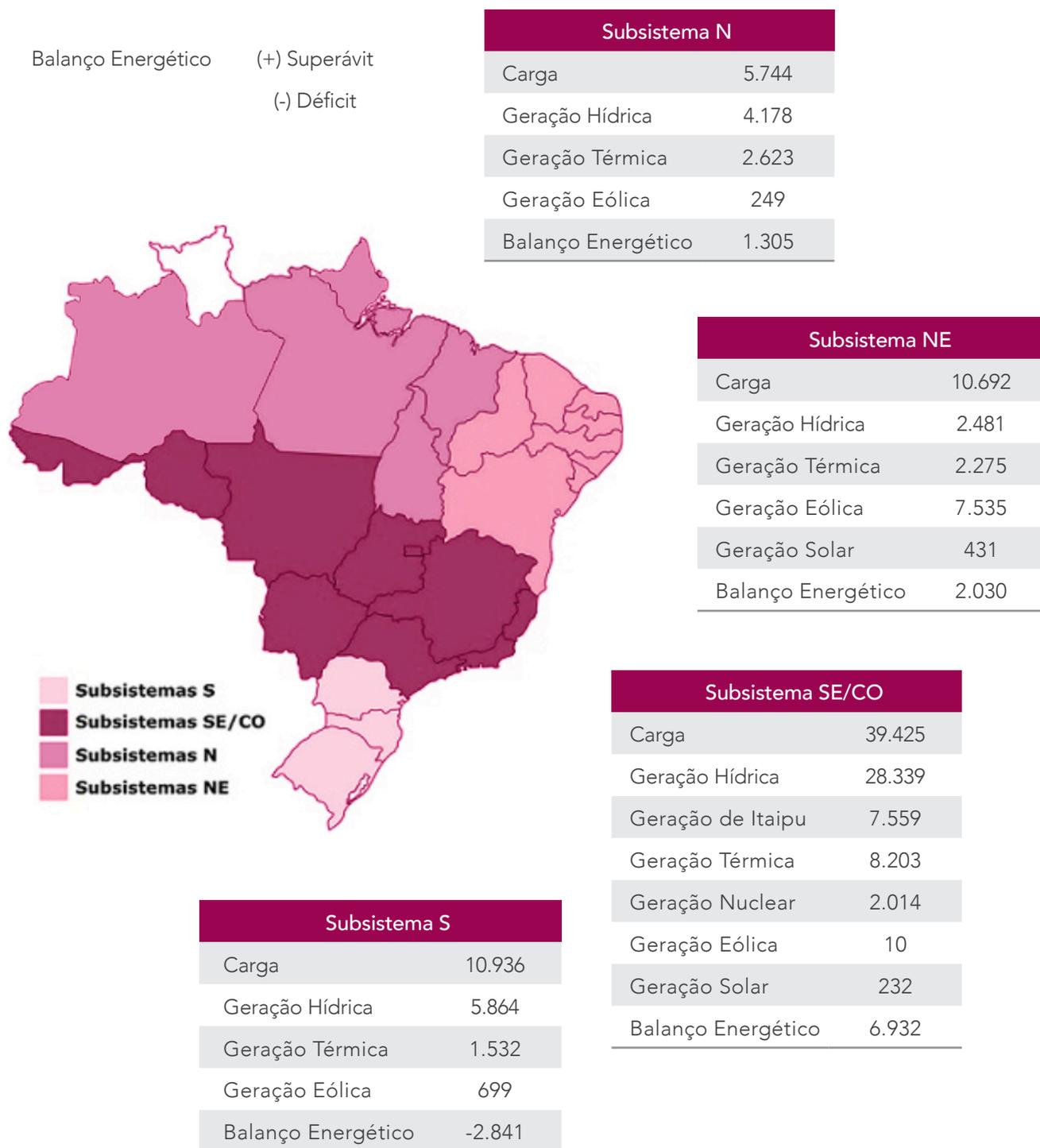
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Na comparação anual, observa-se um aumento superior a 14% na geração de energia total despachada no SIN. Percentualmente, o crescimento da geração solar foi de grande relevância, em torno de 62% em relação ao mês de setembro 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 74%, enquanto no Nordeste foi de aproximadamente 60%, sendo os valores absolutos dessas regiões na mesma ordem de grandeza.

Na Tabela 4.2, a fonte térmica teve redução percentual na geração de energia elétrica em relação ao ano passado, atingindo -7,54%; com exceção do S, os subsistemas SE/CO, NE e N apresentaram comportamento similar. Apesar da maior oferta da geração termelétrica em setembro em relação a agosto de 2019, o SIN conseguiu despachar maior parte da geração de energia a partir de fontes renováveis diferente desse período no ano passado.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2, no mês de setembro de 2019, apenas o subsistema do Sul não teve geração acima do consumo de energia elétrica. Os demais subsistemas tiveram balanço energético positivo. Dentre os subsistemas apresentados, o SE/CO se destacou com o maior superávit, com geração de energia elétrica em torno de 7 GWmed superior à sua demanda. O N apresentou o menor superávit, 1,3 GWmed. Com exceção do subsistema NE, a geração hídrica contribuiu significativamente com o despacho de energia elétrica no SIN, no mês de setembro.

Contudo, conforme Tabela 4.3, os valores de intercâmbio entre as regiões sofreram variações em setembro 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 em módulo maior, indicando aumento no intercâmbio. Esse aumento de intercâmbio entre as regiões se deu não apenas de agosto para setembro de 2019, mas também entre setembro de 2018 e setembro de 2019. Essa análise mostrou que o subsistema NE exportou mais energia da região SE/CO, e o N importou percentualmente menos energia das regiões NE e SE/CO esse mês que no mesmo período do ano passado. O SE/CO exportou mais energia do S em setembro de 2019, diferentemente aconteceu em setembro de 2018 em que importou energia do S. Devido ao valor zerado no mês de agosto de 2019 o intercâmbio internacional não obteve resultado na comparação com o mês de setembro de 2019. Mas, nesse mês, verifica-se que a região internacional importou consideravelmente energia do S.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	set-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	Tendências*	ago-19	set-18
S - SE/CO	-2.709,46	-121,75%	-348,20%		-1.221,85	1.091,64
Internacional - S	128,30	-	-73,61%		0,00	486,14
N - NE	1,96	105,41%	-99,18%		-36,21	238,98
N - SE/CO	1.304,90	118,28%	-4,78%		597,82	1.370,34
SE/CO - NE	-2.031,95	15,21%	-132,15%		-2.396,39	-875,28

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

D) DISPONIBILIDADE

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

	set-19		set-19/ago-19	set-19/set-18	Tendências*	ago-19		set-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	13.728,00	70,00%	-15,93%	-15,64%		16.330,00	79,60%	16.273,00	82,80%
S	3.437,00	28,00%	15,57%	-70,83%		2.974,00	28,44%	11.784,00	97,88%
NE	1.248,00	41,00%	-20,46%	2,38%		1.569,00	46,49%	1.219,00	40,10%
N	1.531,00	67,00%	-38,22%	-7,49%		2.478,00	77,23%	1.655,00	72,01%
SIN	19.944,00	-	-14,59%	-35,52%		23.351,00	-	30.931,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

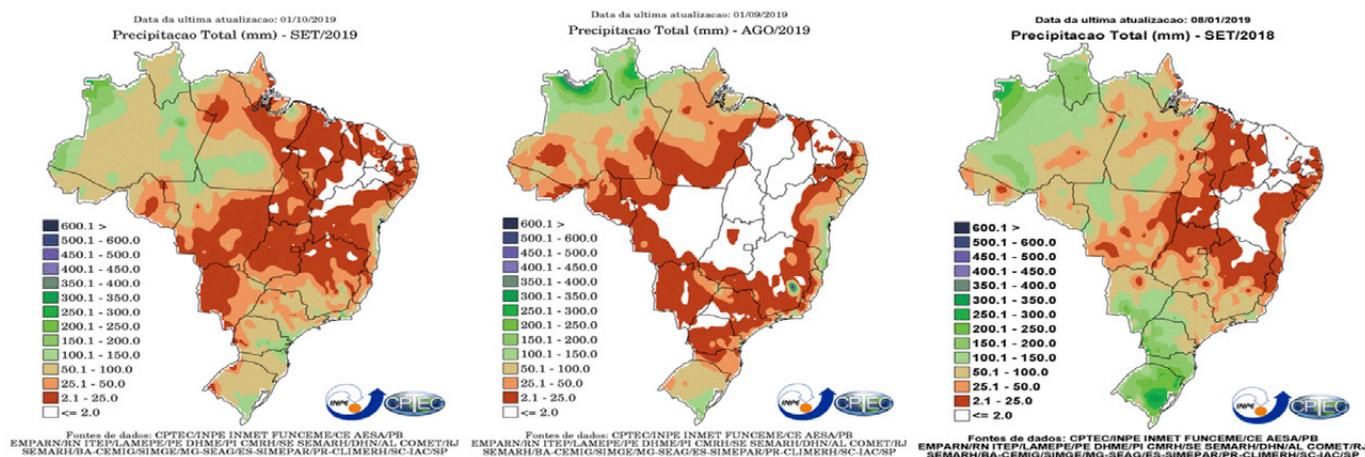
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses de agosto e setembro de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu aproximadamente 14,59%. Continuou em ritmo de queda, diminuindo em todos os subsistemas, com destaque para os submercado N em que a queda mensal foi quase 38%. Em relação a agosto de 2018, o SIN também teve uma menor disponibilidade hídrica, com uma diferença de 35,52%. Os submercados também apresentaram redução na comparação anual, com exceção do NE.

Os dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados, mostram uma pequena melhora em setembro em relação a julho. O aumento da precipitação era esperado devido à aproximação do período úmido.

Contudo, o fato dos níveis de precipitação terem aumentado, mas os de afluência terem sido baixos, pode indicar que o volume de água das chuvas ainda não atingiu os reservatórios. Como os meses anteriores tiveram volumes totais de precipitação muito baixos, possivelmente esse aumento ocorrido em setembro foi retido pelos próprios solos que estavam secos. Possivelmente os próximos meses terão aumento na disponibilidade hídrica se os volumes de chuva continuarem aumentando.

Em setembro do ano passado os volumes de precipitação estavam melhores no geral. Além disso, vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão menores que suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT²⁹), com o valor mais discrepante no S, com apenas 28%.

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



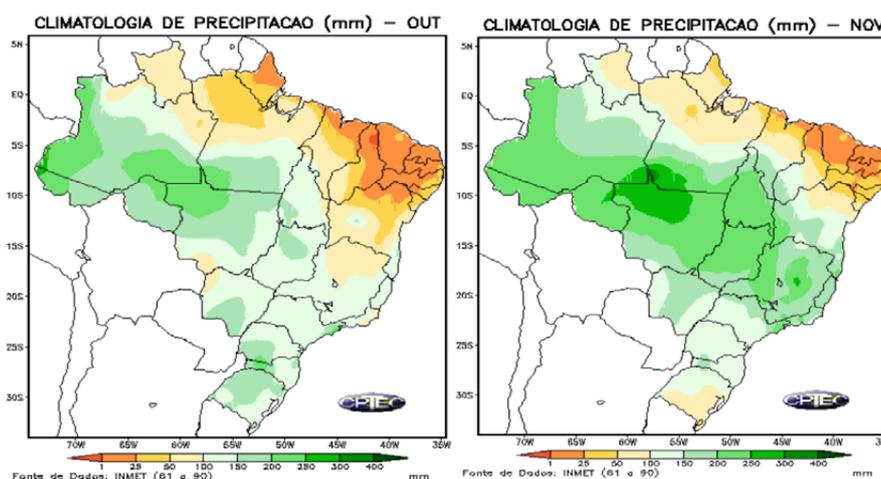
Fonte: CPTEC/INPE.

²⁹ A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de outubro e novembro de 2019, em que é possível observar uma pequena melhora na precipitação ao longo de todo o terri-

tório nacional, principalmente nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Norte. No Nordeste a previsão também é de melhora, porém ainda com regiões com índices abaixo de 50mm.

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



Fonte: CPTEC/INPE.

E) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	set-19		set-19/ago-19	set-19/set-18	Tendências*	ago-19		set-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	63.007	30,99%	-21,28%	34,94%		80.035	39,37%	46.692	22,97%
S	8.627	41,92%	-22,04%	-11,25%		11.066	53,77%	9.720	48,36%
NE	22.736	43,87%	-9,62%	52,86%		25.156	48,53%	14.874	28,70%
N	7.355	48,88%	-24,41%	21,77%		9.730	64,67%	6.040	40,14%
SIN	101.725	34,99%	-19,26%	31,55%		125.987	43,33%	77.326	26,64%

* Tendências nos últimos 12 meses.

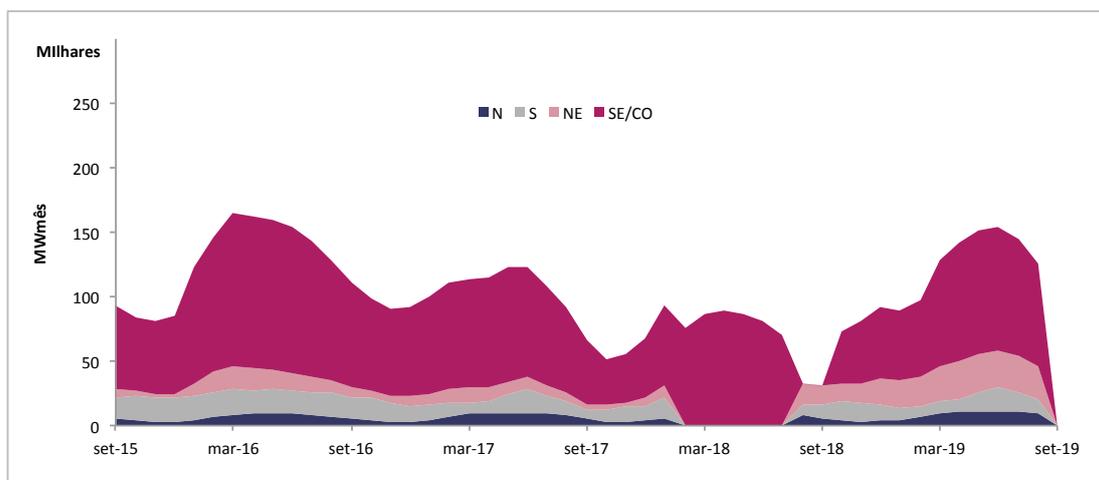
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de agosto e setembro de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN diminuiu 19,26%, atingindo 31,55% 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 N foi o submercado com a maior variação observada, -24,41%. Na comparação mensal é possível perceber que a EAR diminuiu 19,26% no SIN. O Gráfico 4.3 indica essa redução principalmente nos submercados N, que revelava alguma tendência de aumento no armazenamento desde o meio de 2015.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWhmês)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Observa-se na Tabela 4.6 que em setembro de 2019 os subsistemas SE/CO e S apresentaram Custos Marginais de Operação (CMO) similares, valor aproximado de 214,6 R\$/MWh. Os subsistemas NE e N também apresentaram CMO similares, o CMO subsistema NE foi 212,79 R\$/MWh, e o CMO do subsistema N foi de 212,87 R\$/MWh. A diferença no CMO médio dos subsistemas SE/CO e S e no CMO médio dos subsistemas NE e N é resultado de variações hidrológicas.

O CMO médio em setembro de 2019 foi aproximadamente 3,7% menor que em agosto de 2019, nos subsistemas SE/CO e S. Já para os subsistemas NE e N, os CMO médios em setembro de 2019 foram maiores do que em agosto de 2019. Os subsistemas NE e N apresentaram taxa de crescimento mensal de 8,8% e 8,5%, respectivamente.

Em relação aos CMO médios registrados em setembro de 2018, os CMO médios de setembro de 2019 tiveram queda de aproximadamente 52%, nos quatro subsistemas do SIN.

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

	set-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	Tendências	ago-19	set-18
SE/CO	214,58	-3,70%	-52,28%		222,82	449,65
S	214,61	-3,68%	-52,27%		222,82	449,65
NE	212,79	8,83%	-52,68%		195,54	449,65
N	212,87	8,54%	-52,72%		196,12	450,19

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

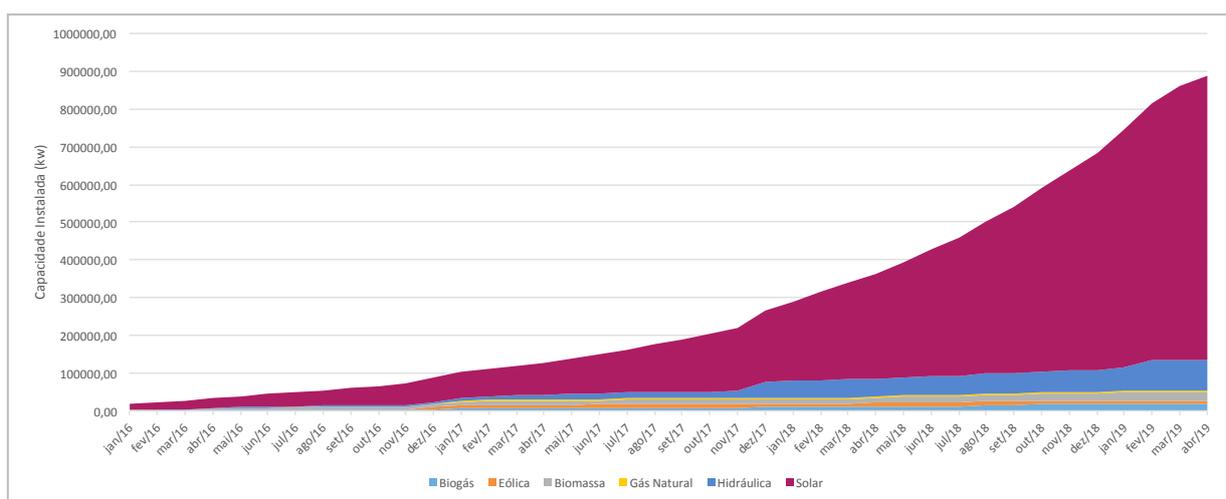
O aumento da competitividade das fontes renováveis tem beneficiado significativamente a Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD) no mercado nacional. Inicialmente, sobretudo, os incentivos políticos favoreciam o avanço dessa modalidade no sistema, respaldados na REN 482/2012 da ANEEL. Mas, hoje a evolução desse cenário tem-se intensificado com a redução dos custos dos equipamentos associados à geração de energia, principalmente, solar fotovoltaica, o que tem oferecido grande oportunidade de negócios em diferentes setores da economia nacional. Em consequência, esse fato tem impulsionado o crescimento e o desenvolvimento contínuo da MMGD.

Assim, aliado ao elevado custo da tarifa, consumidores com certo poder aquisitivo têm optado

por gerar sua própria energia elétrica, adquirindo painéis fotovoltaicos e, dessa forma, tornando-se menos dependentes das distribuidoras. Diante desse poder de escolha, os consumidores podem decidir a forma como consomem, armazenam e produzem eletricidade. No entanto, o sistema elétrico deve estar preparado para garantir o fornecimento do serviço com qualidade a todos os usuários conectados à rede.

Em outubro de 2019, a capacidade instalada acumulada de MMGD ficou em torno de 1,7 GW, que compõe as fontes biogás, biomassa, eólica, gás natural, hidráulica e solar, como pode ser observado no Gráfico 4.2. Desse valor, aproximadamente 90% correspondem à geração solar fotovoltaica, com participação superior a 6% em relação ao valor de setembro de 2019. As outras fontes não apresentaram participação tão relevante quanto a solar.

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

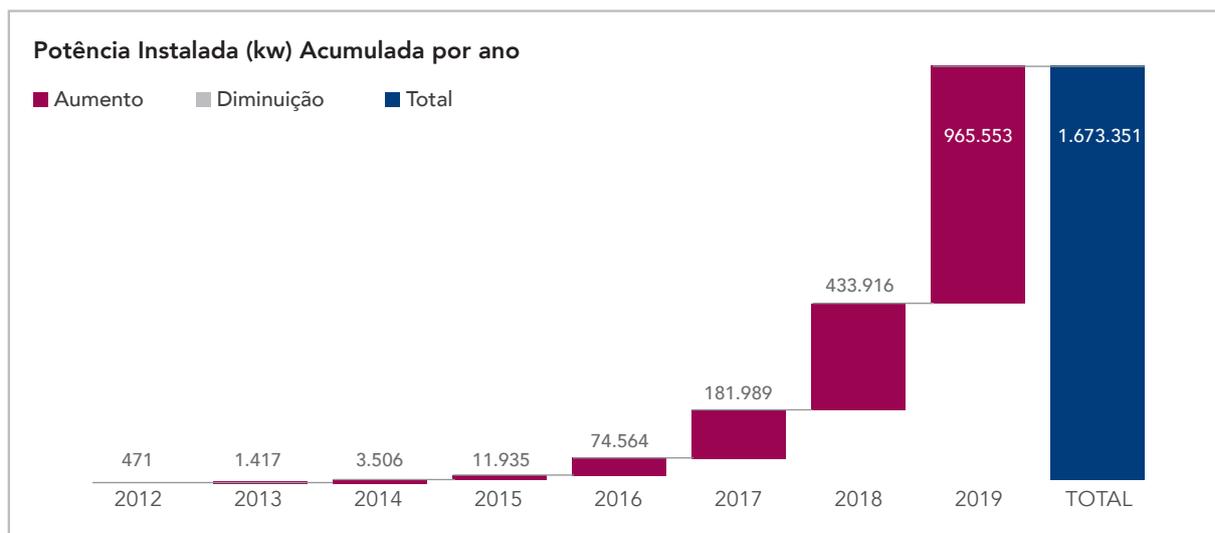


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019).

Em pouco mais de um ano, a capacidade total instalada cresceu mais que a metade, conforme mostra o Gráfico 4.3, o que indica o aumento expressivo de instalações de MMGD em 2019 em relação a 2018. Nesse gráfico também pode

ser verificado o avanço desse recurso distribuído desde instituído o arcabouço regulatório, previsto para estimular o desenvolvimento de geração energia elétrica de pequeno e médio porte no país.

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

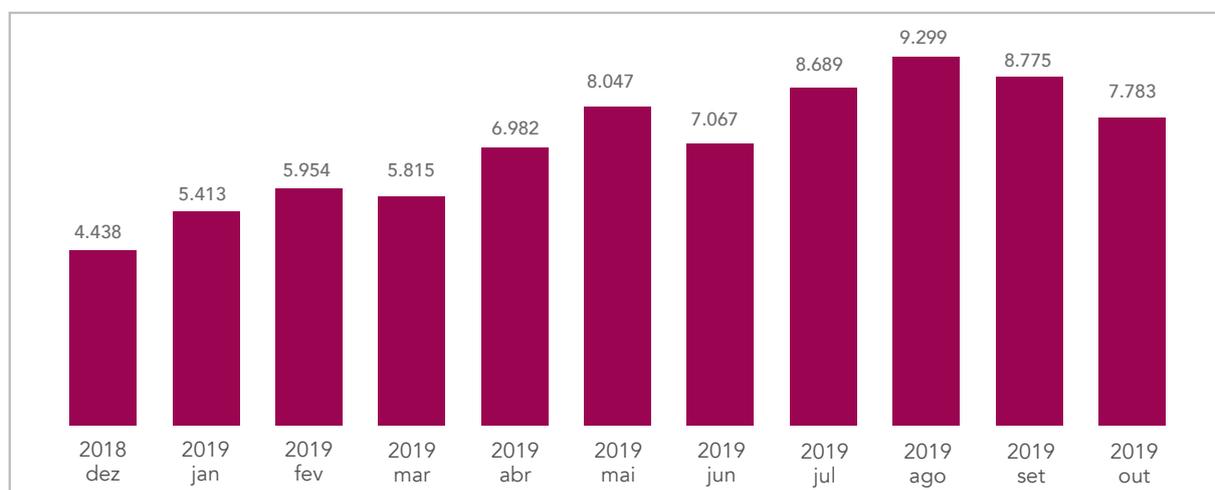


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019).

No Gráfico 4.4, mensalmente, pode ser observada a quantidade de conexões de MMGD. Em 2019, novas conexões têm sido fixadas em residências e estabelecimentos comerciais, possivelmente, para

garantir os benefícios do sistema de compensação vigente durante os 25 anos de uso dos módulos fotovoltaicos instalados. Já que a consulta pública aberta pela ANEEL propõe a revisão da regulação.

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

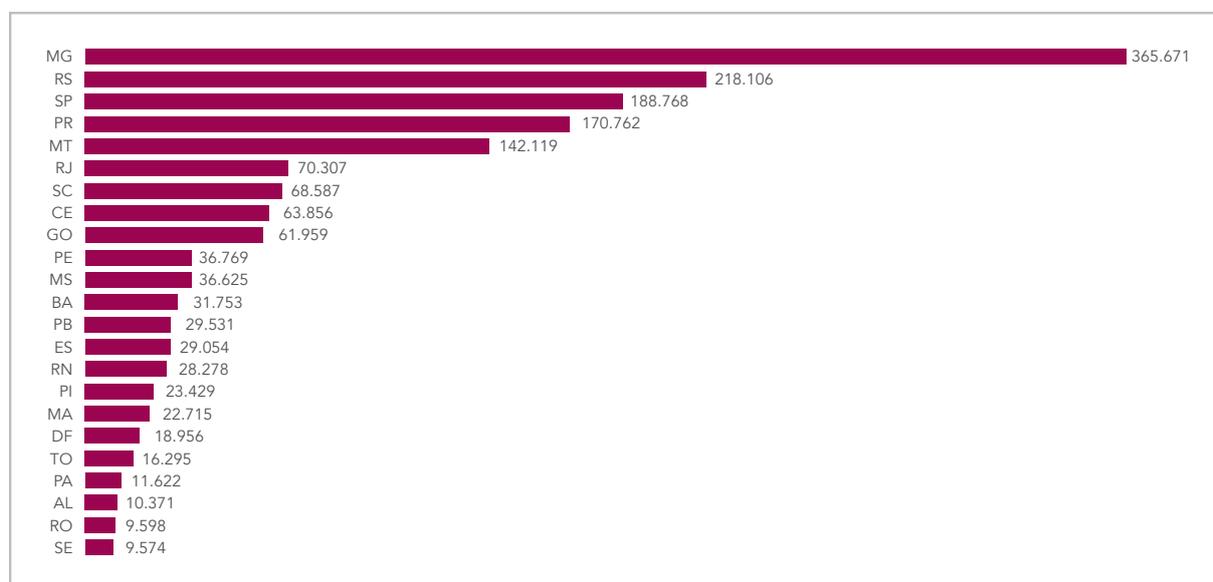


Fonte: ANEEL (2019).

De acordo com o Gráfico 4.5, Minas Gerais (MG) é o Estado que tem maior potência instalada acumulada de MMGD. Na sequência, pode-se observar

que majoritariamente as regiões Sul e Sudeste lideram o crescimento desse recurso distribuído no Brasil.

Gráfico 4.5: Potência instalada acumulada por Região e UF (kW).



Fonte: ANEEL (2019).

Atualmente, a expansão da MMGD tem exigido uma revisão da regulação vigente devido as distorções que tem causado ao mercado. O sistema de compensação não é equitativo aos usuários finais de energia elétrica. Ele foi previsto para incentivar a geração distribuída de pequeno e médio porte, mas, em paralelo, a regulação precisa ser adaptada para acompanhar a evolução desse recurso associada ao aumento da demanda.

Adesão a esse sistema não contabiliza suficientemente o custo do armazenamento do excedente de eletricidade na tarifa. Para manter a sustentabilidade econômica, esse custo é repassado aos demais consumidores conectados na rede. Desse modo, os prossumidores são isentos dos custos relacionados aos serviços de distribuição além dos

encargos setoriais, investimentos necessários na rede de transmissão e distribuição de energia. Ou seja, o armazenamento desse excedente na rede não é coberto na tarifa mínima.

Compete à ANEEL manter o equilíbrio do mercado, que tem buscado a reformulação da regulação e novas opções tecnológicas para disponibilizar energia mais barata. Conforme simulações executadas pela agência, se mantido o sistema de compensação, espera-se que o setor elétrico suporte o custo da ordem de R\$ 48 bilhões entre 2020 e 2035³⁰. A partir de 2021, os impactos alcançariam R\$ 1 bilhão aos demais agentes, valor equivalente ao subsídio na tarifa da população de baixa renda no Nordeste; e a partir de 2035, os impactos ultrapassariam R\$ 55 bilhões.

³⁰ https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877

A ANEEL propôs novas regras para geração distribuída, que estão em consulta pública, e espera receber contribuições dos agentes do mercado. O objetivo dessa revisão é manter o avanço da modalidade sem gerar danos passivos aos demais

usuários da rede. As novas regras estão previstas para 2020, ademais os consumidores que possuem MMGD permanecem com o sistema de compensação em vigor até 2030.

H) EXPANSÃO

Tabela 4.7: Expansão prevista para o SIN por fonte (Quantidade-Usinas)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
UTE	77	32	23	15	5	2	9	163
UHE	4	-	1	-	1	-	9	15
CGH	1	2	2	-	-	1	-	6
PCH	3	21	32	31	19	5	30	141
UTN	-	-	-	-	-	-	1	1
UFV	6	20	18	77	-	-	-	121
EOL	8	64	23	23	23	33	29	203
Total	99	139	99	146	48	41	78	650

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.7, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista no SIN terá 572 novas usinas, considerando apenas os projetos que não possuem graves restrições e estão previstos para entrada em operação.

Do total de novas usinas, a maior parte é de usinas eólicas (EOL), que representam 31% da expansão [203 novas EOL previstas para entrar em operação entre 2019 e 2024]. As usinas termelétricas (UTE) representam 25% da expansão [163 novas UTE previstas para entrar em operação entre 2019 e 2024], assim, são a segunda fonte com maior número de novas usinas entrando no sistema. Em terceiro lugar estão as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), que representam 22% da expansão [141 novas PCH previstas para entrar em opera-

ção entre 2019 e 2024]. As usinas solares fotovoltaicas (UFV) também representam um percentual significativo da expansão, 19% [121 novas UFV previstas para entrar em operação entre 2019 e 2024]. As demais plantas representam 3,4% da expansão [totalizam 22 novas usinas previstas para entrar em operação entre 2019 e 2024], e incluem as fontes hídricas UHE e CGH e a termelétrica nuclear (UTN).

Verifica-se que a expansão no Brasil se dará majoritariamente por meio de fontes renováveis. São 537³¹ novas usinas que entrarão em operação até 2024 através dessas fontes. Em termos de capacidade instalada, a participação das fontes renováveis também é bastante expressiva, pois elas representam 67% do valor total³².

³¹ O total de 537 novas usinas inclui 51 termelétricas a biomassa, 15 usinas hidrelétricas, 6 centrais geradoras hídricas, 141 pequenas centrais hidrelétricas, 121 usinas solares fotovoltaicas, e 203 usinas eólicas.

³² A expansão de potência instalada total prevista para o SIN é de 24.950MW. Desse valor, 16.661MW serão produzidos por fontes renováveis.

Segundo levantamento da Moody's³³, a geração de eletricidade baseada em fontes fósseis perderá relevância em alguns mercados. Empresas com maior presença de geração fóssil terão de investir mais em renováveis para permanecerem competitivas. No entanto, devido à necessidade de garantir a capacidade do sistema, a expansão prevista terá 112 novas usinas termelétricas com fonte fóssil, e adicionará 6.939MW de potência.

Em 2019, as UTE representam 78% das novas usinas que entrarão em operação. Em segundo e terceiro lugar estão as usinas EOL e UFV, que representam 8% e 6% dessas novas usinas para expansão do sistema, respectivamente.

Em 2020, no entanto, as UTEs já passam a ter um percentual de participação na expansão do sistema (23%) mais próximo ao percentual que têm no total

da expansão em 2024 (25%). As usinas EOL têm a maior entrada de novas plantas projetada em 2020, e representam 46% das usinas que entrarão em operação nesse ano.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período entre 05 de outubro e 06 de novembro de 2019, foi verificado o processo de proposição de reajuste tarifário de 6 concessionárias. 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 4.8 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.

Tabela 4.8: Reajustes Tarifários.

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
CEB	CEB	Distrito Federal	-6,91%	-6,52%	-6,79%	22/out	1,1 milhões
ENEL-GO	ENEL Distribuição Goiás	Goiás	-4,32%	-2,89%	-3,90%	22/out	3 milhões
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	São Paulo	-11,28%	-1,77%	-7,80%	23/out	1,7 milhão
EDP SP	EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A	São Paulo	-6,34%	-3,53%	-5,33%	23/out	1,9 milhão
Amazonas Energia	Amazonas Energia S/A	Amazonas	-5,73%	-6,40%	-5,96%	01/nov	1 milhão
Roraima Energia	Roraima Energia S.A	Roraima	-2,34%	-1,33%	-2,12%	01/nov	164 mil

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

³³ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53115199/moodys-eolica-e-solar-vaio-suprir-demanda-de-energia-na-al-nas-proximas-decadas>

Como pode ser observado na Tabela 4.8, todas as concessionárias tiveram reajustes negativos tanto para a baixa quanto para a alta tensão, resultando num efeito médio para o consumidor negativo.

No caso da CEB, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores de baixa tensão é de uma redução de 6,91%. O pagamento antecipado em setembro do empréstimo da Conta ACR, medida adotada pela ANEEL dentro de sua Agenda de Desoneração Tarifária, foi um dos principais motivos da queda nas tarifas da CEB. Entre as empresas que tiveram reajustes negativos em 2019, por conta do acordo da conta ACR estão a catarinense Celesc, que teve uma redução média de 7,80% em suas tarifas em 2019, a Elektro (-8,32%, em média), e a EDP-ES (-4,84%). Estão ainda a ENEL-GO (-3,90%, em média), a CPFL Piratininga (-7,80%, em média), ED-SP (-5,33%, em média), e a Amazonas Energia (-5,96%, em média).

A Roraima Energia S.A. também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -2,12%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios negativos, 2,34% e 1,33%, respectivamente.

Além disso, no dia 29/10, a ANEEL aprovou os reajustes tarifários da Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Anitápolis (Ceral Anitápolis, com 12,78%, em média), Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Itu-Mairinque (Cerim, com 10%, em média) e Cooperativa de eletrificação Rural de Ibiúna e Região (Cetril, com -1,51%, em média), sediadas em São Paulo e Santa Catarina. As novas tarifas entram em vigor a partir de 30/10/2019.

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).

J) LEILÕES

Entre 03 de outubro e 11 de novembro de 2019, três leilões tiveram resultados relevantes atualizados pela ANEEL, sendo eles o Leilão A-6/2019, destinado à contratação de energia nova, os Leilões nº 5/2019 e nº 6/2019, destinados à contratação de energia nova, e o Leilão de Transmissão nº 2/2019.

Com respeito ao leilão de Geração de Energia Nova, no dia 18/10 foi realizado o Leilão de Geração A-6 deste ano, na sede da CCEE, em São Paulo, por meio de sistema eletrônico. Este leilão teve o objetivo de contratar energia proveniente de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica. Para este leilão, a EPE habilitou 1.541 projetos com 71.385 MW de potência, o que significou 80% dos empreendimentos cadastrados.

O resultado do leilão foi a contratação de 1.155 MW médios de energia, mesmo com o aumento do preço médio final de venda em relação ao A-6 anterior, em 2018. Ao todo, o leilão gerou R\$ 11,2 bilhões em investimentos e R\$ 44 bilhões em contratos, que terão durações de 20 a 30 anos. Foram contratados 91 novos empreendimentos, que somam uma potência de 3 GW e 1.702 megawatts médios de garantia física. As usinas começarão a operar em 2025 e fornecerão a nove distribuidoras, que parti-

cuparam do leilão como compradoras. As que mais adquiriram contratos foram a Light (38,87% do total negociado), a Cemig (15,21%) e a Coelba (11,75%).

Com respeito aos leilões de Geração de Energia Existente, a ANEEL aprovou no dia 05/11 o edital do Leilão nº 5/2019, denominado Leilão de Energia Existente "A-1", e edital do Leilão nº 6/2019, denominado Leilão de Energia Existente "A-2". Os certames têm como objetivo a compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, nos termos da Portaria Nº 304/2019 do MME. Os leilões serão realizados sequencialmente no dia 6/12/19 na sede da CCEE, em São Paulo, por meio de sistema eletrônico.

Serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade, para energia proveniente de fonte termelétrica a biomassa e a gás natural, sendo que para o empreendimento a biomassa, o CCEAR será diferenciado por Custo Variável Unitário – CVU

igual a zero ou diferente de zero; e por quantidade, para energia proveniente das demais fontes. O preço aprovado pela Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia – SEE/MME para todos os produtos ofertados é de R\$190,00/MWh. O período de suprimento de energia elétrica iniciará em 1/1/20 e término em 31/12/21, para o Leilão A-1 de 2019; e em 1/1/21 e término em 31/12/22, para o Leilão A-2 de 2019.

Por fim, com relação ao leilão de Transmissão, a ANEEL organizou no dia 24/10 um workshop sobre Esclarecimentos técnicos do Leilão de Transmissão nº2/2019 para transmitir aos empreendedores e demais interessados no certame, o conhecimento quanto às regras, condições e demais características. Em sua abertura, o workshop contou com a participação do diretor da ANEEL e relator do processo do leilão, Rodrigo Limp, do diretor de Planejamento do ONS, Francisco José Arteiro e do superintendente de Transmissão de Energia da EPE, José Marcos Bressane.



Mantenedores FGV Energia

Ouro



Prata



Bronze



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia