



**BOLETIM DE
CONJUNTURA
DO SETOR
ENERGÉTICO**

EDITORIAL

A integração energética na América Latina

OPINIÃO

Tulio Machado Alves

Interconexões e intercâmbio de energia elétrica na América do Sul

Cristina Brito Repsold

Dificuldades jurídicas, econômicas e políticas na integração energética dos países da América do Sul

Eduardo Nery

Oportunidades atuais de integração energética na América Latina

Liliana Diaz

Argentina's gas marathon race spurring regional integration

Carlos Eduardo Paes, Glucia Fernandes, Guilherme Pereira e Luiz Roberto Bezerra

Anexo C do Tratado de Itaipu – revisão das bases financeiras da tarifa de suprimento de energia

Fernanda Moraes

Brasil, Bolívia e Argentina: gás natural, mercados e acessos

Fernanda Delgado e Pedro Neves

Os impactos da geopolítica do petróleo na América latina

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Angélica Marcia dos Santos

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Fernanda de Freitas Moraes

Gláucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Thiago Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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

EDITORIAL

A integração energética na América Latina	04
---	----

OPINIÃO

Interconexões e intercâmbio de energia elétrica na América do Sul	07
Dificuldades jurídicas, econômicas e políticas na integração energética dos países da América do Sul	12
Oportunidades atuais de integração energética na América Latina	16
Argentina's gas marathon race spurring regional integration.....	20
Anexo C do Tratado de Itaipu – revisão das bases financeiras da tarifa de suprimento de energia.....	26
Brasil, Bolívia e Argentina: gás natural, mercados e acessos	32
Os impactos da geopolítica do petróleo na América latina.....	39

PETRÓLEO

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial	45
Derivados do Petróleo	50

GÁS NATURAL.....

Produção e Importação.....	53
Consumo	55
Preços	57
Informações relevantes para o setor.....	58

BIOCOMBUSTÍVEIS

Produção.....	60
Preços	63
Consumo	65
Importação e Exportação de etanol.....	66
RenovaBio.....	67

SETOR ELÉTRICO

Demanda	68
Oferta	69
Balanco Energético.....	71
Disponibilidade.....	72
Estoque.....	74
Custo Marginal de Operação – CMO	75
Tarifas de Energia Elétrica.....	75
Expansão	76
Micro e Minigeração Distribuída.....	77
Leilões	80

ANEXO.....



EDITORIAL*

A integração energética na América Latina

O potencial energético da América Latina é amplamente diversificado, com a disponibilidade de recursos tanto fósseis quanto renováveis. Além da região possuir quase 20% das reservas mundiais de petróleo e cerca de 4% das de gás natural, segundo dados do *BP Statistical Review of World Energy* (2018)¹, a produção de energias renováveis merece destaque, pela disponibilidade de recursos hídricos e biomassas, além do elevado potencial solar e eólico. De acordo com dados do mesmo relatório (BP, 2018), em 2017, as fontes renováveis representaram 56% da geração de energia elétrica na América Latina, e corresponderam a 15% da geração elétrica renovável no mundo.

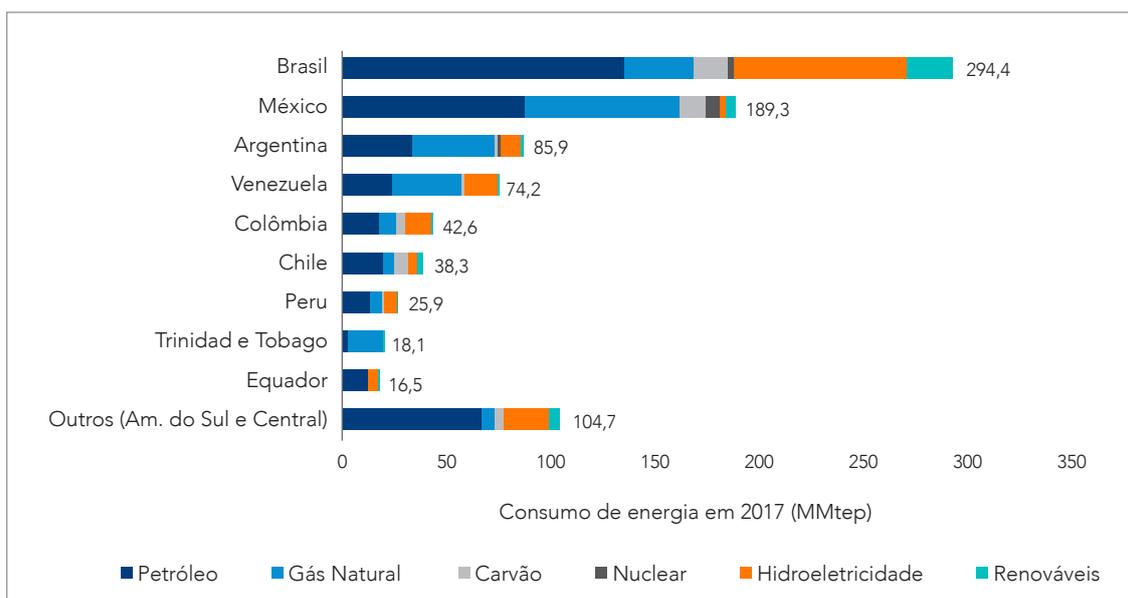
A segurança energética é imprescindível para o desenvolvimento econômico dos países, em espe-

cial da América Latina. Contudo, a mera disponibilidade de recursos não cria segurança energética *per se*. Há uma lacuna no que se refere a uma maior integração energética dos países desse bloco, que poderia favorecer a melhor utilização dos recursos e a difusão de conhecimento e tecnologia, caso eles conseguissem se desenvolver de forma mais agregada.

Dado o seu tamanho, o Brasil responde por 33% da demanda energética desse grupo de países, com um consumo de 294 MMtep (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) em 2017, conforme mostra a Figura 1. Em segundo lugar está o México, com o consumo de 190 MMtep, e em seguida está a Argentina com menos da metade deste valor (86 MMtep).

¹ Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Figura 1: Consumo energético dos países da América Latina por combustível



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2018)

Merece destaque o aumento da participação de fontes renováveis, com o maior aproveitamento destes recursos abundantes nos países latino-americanos. O Brasil concentra a maior participação de tais recursos, conforme pode ser visto na Figura 1, mas é interessante notar que a capacidade instalada de geração fotovoltaica do Chile supera a do Brasil. Segundo o Atlas Solar Global da SWERA, na região do Deserto do Atacama, no Chile, há as melhores condições para a geração fotovoltaica, onde a radiação é a mais estável e intensa do mundo, durante todo o ano, e a temperatura não alcança altos níveis (CASTRO e COSTA, 2019)².

No que se refere às iniciativas de integração energética entre os países da América Latina, podemos citar: os projetos de usinas hidrelétricas, como a de Itaipu, que une Brasil e Paraguai, e Yaciretá, que reúne Argentina e Paraguai; a implementação de

gasodutos que interligam Brasil - Bolívia, Bolívia - Argentina, e Argentina - Chile; os sistemas de transmissão que conectam, entre outros, Brasil - Uruguai, Brasil - Argentina, e Colômbia - Equador; o parque eólico Artilleros, que envolve Uruguai e Brasil; entre outros.

Apesar de tantos exemplos, ainda há muito espaço para desenvolver estratégias voltadas para o maior compartilhamento de recursos e tecnologias entre os países do bloco, com foco no crescimento da oferta de energia a preços baixos, aumentando a segurança energética e garantindo o crescimento econômico da região. Nos últimos anos, diversos países da região promoveram reformas e intensificaram esforços para atrair investidores privados e internacionais do setor energético a fim de acelerar atividades e aumentar o número de projetos de geração de energia. Com a chegada

² CASTRO, Nivalde de; COSTA, Luana Carolina Alves da. "Um Breve Panorama sobre Energias Renováveis na América Latina". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 08 de março de 2019.

de vários novos governos ao poder, em sua maioria com características liberais, e a presença de um ambiente favorável, em função do respeito aos contratos e do afastamento dos eixos de guerra, terrorismo e conflitos, a região pode se consolidar como um polo atrativo para investimentos, principalmente no que tange ao aproveitamento do seu elevado potencial energético.

Nesse sentido, o **Boletim de Conjuntura** deste mês traz como tema as oportunidades e desafios envolvidos na maior integração energética entre os países latino-americanos, além de análises das negociações referentes a projetos dos quais o Brasil participa e que estão em andamento nesse momento.

A primeira coluna, de autoria do Secretário Executivo da CIER (Comissão de Integração Energética Regional), Tulio Machado Alves, aborda as inter-

conexões e o intercâmbio de energia elétrica na América do Sul, enquanto a segunda coluna, de autoria da advogada da Petrobras, Cristina Brito Repsold, e a terceira, de Eduardo Nery, consultor da Energy Choice, trazem, respectivamente, as dificuldades jurídicas, econômicas e políticas e as oportunidades atuais associadas à integração energética nos países latino-americanos. O quarto texto deste mês, de Liliana Diaz, diretora da FTI Consulting, analisa as iniciativas argentinas de promoção de integração regional. Além destes, este boletim mensal traz, ainda, uma discussão sobre a revisão do Anexo C do Tratado de Itaipu, que envolve a negociação das bases financeiras para a tarifa de suprimento da energia gerada pela usina binacional, que une Brasil e Paraguai; um texto sobre o caso da integração dos mercados de gás natural no Brasil, Bolívia e Argentina a partir do gasoduto Brasil-Bolívia; e uma discussão a respeito dos impactos da geopolítica do petróleo na região.

* 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

Interconexões e intercâmbio de energia elétrica na América do Sul

*Por Tulio Machado Alves**

A América Latina possui um enorme potencial de integração energética devido à sua abundância de recursos naturais e à complementariedade das diversas fontes entre os países, porém, historicamente, este potencial tem sido subutilizado. As razões para não se recorrer ao potencial de ganhos decorrentes de uma integração mais abrangente entre os países podem ser identificadas de forma sensivelmente precisa e remontam a um amplo espectro de restrições e/ou condicionantes que precisariam ser removidas, ou pelo menos contornadas.

A integração elétrica é uma alternativa viável e eficiente para promover o desenvolvimento sustentável da região com base na otimização dos recursos disponíveis. Com o advento de novas tecnologias de geração de energia renovável não-convencional e o desenvolvimento de grandes centros de ener-

gia que procuram maximizar o potencial desses recursos, a integração aparece como a solução mais conveniente para expandir o tamanho dos mercados e garantir a melhor utilização da nova capacidade disponível, proporcionando maior segurança e confiabilidade aos sistemas.

Apesar dos evidentes benefícios decorrentes do desenvolvimento da integração elétrica, e ainda que existam diversas interconexões (Figura 1), algumas delas de grande capacidade, o processo ainda não se consolidou e persistem barreiras, além dos elementos técnicos, que continuam comprometendo essa aspiração regional. Na América do Sul, a troca de energia atinge apenas 4,0% do consumo total de energia, incluindo-se as trocas das usinas binacionais de Itaipu e Yaciretá. Sem considerar esses desenvolvimentos binacionais, os intercâmbios dificilmente chegariam a 2,5% do mercado.

Figura 1: Localização geográfica das centrais e principais interconexões elétricas na América do Sul



Fonte: CIER (2018)

A análise dos dados de intercâmbio de energia entre os países nos anos de 2016 e 2017 (tabelas a seguir), indica que o montante de energia total transacionado, não apresentou avanços, pelo contrário, houve uma

retração do mesmo, com exceção do intercâmbio entre o Brasil e o Uruguai, que experimentou um grande crescimento, contudo insuficiente para compensar a redução de intercâmbios entre os demais países.

Tabela 1: Intercâmbio de energia entre países da América do Sul em 2016

		Exportador									
2016		Argentina	Brasil	Chile	Colômbia	Equador	Paraguai	Peru	Uruguai	Venezuela	Total de importações
IMPORTADOR	Argentina		494	107	-	-	8.507	-	757	-	9.865
	Brasil	321		-	-	-	40.322	-	22	648	41.313
	Chile	7	-		-	-	-	-	-	-	7
	Colômbia	-	-	-		378	-	-	-	-	378
	Equador	-	-	-	44		-	38	-	-	82
	Peru	-	-	-	-	22	-		-	-	22
	Uruguai	3	21	-	-	-	-	-		-	24
	Venezuela	-	-	-	1	-	-	-	-		1
Total de exportações		331	515	107	45	400	48.829	38	779	648	Total de intercâmbios em 2016: 51.692 GWh

Fonte: CIER (2018)

Tabela 2: Intercâmbio de energia entre países da América do Sul em 2017

		Exportador									
2017		Argentina	Brasil	Chile	Colômbia	Equador	Paraguai	Peru	Uruguai	Venezuela	Total de importações
IMPORTADOR	Argentina		154	36	-	-	9.247	-	854	-	10.291
	Brasil	69		-	-	-	34.388	-	977	1078	36.512
	Chile	0	-		-	-	-	-	-	-	0
	Colômbia	-	-	-		195	-	-	-	-	195
	Equador	-	-	-	19		-	0	-	-	19
	Peru	-	-	-	-	17	-		-	-	17
	Uruguai	0	3	-	-	-	-	-		-	3
	Venezuela	-	-	-	0,4	-	-	-	-		0
Total de exportações		69	157	36	19	212	43.635	0	1.831	1.078	47.037

Nota: A tabela não está completa devido à indisponibilidade de dados de alguns países.

Fonte: CIER (2019) ¹

¹ Elaboração própria do autor com dados disponíveis na CIER. As informações ainda não estão públicas devido à indisponibilidade de alguns dados.

Dentro dessa conjuntura, é absolutamente indispensável avançar no aperfeiçoamento das arquiteturas de mercado vigentes, considerando a possibilidade de estimular e viabilizar economicamente as interligações entre sistemas elétricos de países vizinhos, tendo em vista a realidade que se descortina e que contempla a participação crescente e de grande escala das fontes renováveis na matriz de produção de cada país. Destaca-se a frequente geração de excedentes de oferta, o contingenciamento da fonte hidrelétrica devido a restrições ambientais e a presença marcante da geração distribuída, inclusive alavancada pela penetração do gás natural no segmento comercial do mercado de energia elétrica. Ainda, merece atenção a entrada massiva de geração solar fotovoltaica no segmento de baixa tensão e, por último, mas não menos importante, o avanço das Redes Inteligentes nos sistemas de distribuição ("smart grids").

Não obstante a visualização inquestionável de que a integração energética pode alavancar importantes ganhos energéticos para todos os envolvidos, subsistem como principais obstáculos a essa integração:

- i)** a eventual falta de vontade política proporcional aos desafios técnicos e financeiros a serem enfrentados;
- ii)** a falta da adequada percepção de que as interligações devem ser observadas no foco de uma visão estratégica e de longo prazo;
- iii)** a falta de sistematização de uma atividade de planejamento regional que proporcione os subsídios necessários aos Tomadores de Decisão;
- iv)** as dificuldades para legitimação de Tratados Internacionais bilaterais.

Por fim, na vertente prática de implementação, há que se enfrentar o desafio de dimensionar, construir e operar um sistema de transmissão de grande capacidade, que permita intercâmbios flexíveis entre os países integrados, atendendo a rígidos requisitos de robustez e confiabilidade.

Os estudos de Planejamento Regional, envolvendo países de uma determinada região ou subcontinentalmente, têm por foco a integração dos recursos energéticos (eletricidade, gás, petróleo, etc.) de cada país, de modo que no conjunto se possa explorar de forma intensa a sinergia e complementaridade energética que em geral subsiste quando se observa os recursos estratificados em uma região territorial muito extensa.

Por seu turno, nos estudos de Planejamento Regional se deverá contemplar também, como um elemento fundamental, a alocação de benefícios aos consumidores, respeitando a autonomia de políticas energéticas de cada país. Nesse âmbito de considerações, os benefícios estruturais que se pode identificar e quantificar, para uma valorização econômica adequada para fins de cotejo entre alternativas de implementação, são fundamentalmente:

- i)** a redução dos custos operacionais;
- ii)** aumento da confiabilidade de suprimento; e
- iii)** redução de emissão de CO₂.

Na sequência, deve-se formular a estratégia de alocação dos ganhos decorrentes das interconexões energéticas entre países, de modo a garantir o compartilhamento desses benefícios com os consumidores dos países envolvidos (redução da tarifa). Além disso, deve-se estabelecer o desenho de esquemas comerciais flexíveis para preservar

a autonomia e a política energética de cada país, consolidando as decisões emergentes dos estudos de planejamento e obtendo o devido respaldo institucional através de Tratados e Acordos Internacionais, no nível de governo.

A integração regional dos mercados de energia elétrica tem repercussões que podem ser aferidas na ótica de diversas dimensões, sendo oportuno destacar as dimensões política, econômica e eletroenergética:

- Na dimensão política ressalta-se a integração regional, no sentido de permitir que os países envolvidos ganhem maior força em negociações políticas e econômicas multilaterais, pois a complementariedade das fontes de suprimento elevará o nível de segurança energética, o que consequentemente proporciona um ambiente de negócios mais favorável para investimentos, não somente na indústria de energia elétrica, como nas demais atividades econômicas como um todo;
- Na dimensão econômica observa-se que a interconexão entre os países permite obter economias de escala e uma alocação mais eficiente dos recursos escassos e, muitas vezes, com custos crescentes ao longo do tempo para geração de energia elétrica. Uma alocação mais eficiente dos recursos incide positivamente no desenvolvimento socioeconômico.

Ainda, na perspectiva da dimensão econômica, pode-se afirmar que uma integração de mercados exitosa, que proporcione preços mais acessíveis para a energia, permitiria um melhor nível de competitividade das indústrias dos países membros na economia global;

- Na dimensão eletroenergética, destaca-se que a integração enseja a possibilidade de tirar proveito da complementariedade de produção das fontes energéticas dos diferentes países, o que aumenta a segurança de suprimento de médio e longo prazo. De outro ângulo, no curto prazo, os intercâmbios podem auxiliar no gerenciamento do grid em situações de stress, além de dar maior flexibilidade para os operadores do sistema.

Assim, fiel à sua missão de promover e impulsionar a integração do setor energético regional com ênfase na interconexão de sistemas elétricos e trocas comerciais, a Comissão de Integração Energética Regional (CIER) persevera em seu propósito de gerar espaços de análise e reflexão para no mais alto nível compartilhar o conhecimento das experiências bem-sucedidas dos projetos de integração e identificar os fatores que afetam atualmente o processo na região, mobilizar ações que levem à sua rápida materialização dentro dos novos cenários de diversificação da cesta energética, com as energias não convencionais, geração distribuída e mudança climática.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRACIER. White Paper: Criando um ambiente de mercado favorável para a integração Regional. 2015. Disponível em: https://www.cier.org/es-uy/Lists/Informes/white_paper_versaofinal2.pdf

CIER. Síntesis Informativa Energética de Los Países de La CIER. 2018. Disponível em: https://www.cier.org/es-uy/Lists/EstadisticasLD/S%C3%8DN-TESIS%20INFORMATIVA_Datos2016_VF.pdf

Túlio Marcus Machado Alves é engenheiro elétrico pela UFF (RJ), com MBA em Gestão de Negócios pelo IBMEC (MG) e diversas pós-graduações pela Fundação Dom Cabral e Insead (MG). Atuou como engenheiro em empresas como Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e Companhia Siderúrgica de Minas Gerais (Usiminas). Também atuou como consultor na empresa Conexão Energia e participou de diversos projetos para a Deloitte Touche Tohmatsu, a Centrais Elétricas do Pará (CELPA) e empresas do Grupo Eletrobrás, entre outros. Atualmente, é diretor executivo da CIER (Comissão de Integração Energética Regional), desde fevereiro de 2018.

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



OPINIÃO

Dificuldades jurídicas, econômicas e políticas na integração energética dos países da América do Sul

Por Cristina Brito Repsold*

A Constituição da República Federativa do Brasil, promulgada em 05 de outubro de 1988, estabelece, no parágrafo único do art. 4º, que “A República Federativa do Brasil buscará a integração econômica, política, social e cultural dos povos da América Latina, visando à formação de uma comunidade latino-americana de nações. ”

Com base nessa premissa, elencada no Título I - dos Princípios Fundamentais, foi criado o Mercado Comum do Sul – MERCOSUL, por meio do Tratado de Assunção, em 1991, que tem por ideal a formação de um Mercado Comum, como já existente na Europa e seguindo uma tendência mundial de criação de mercados internacionais de integração econômica.

Foram partes iniciais do MERCOSUL: Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai. A Venezuela ingressou posteriormente e a Bolívia encontra-se em fase de

Integração ao Tratado. No presente artigo nos limitaremos aos impactos no âmbito do MERCOSUL.

O Tratado de Assunção foi incorporado ao Direito Brasileiro por meio do Decreto 350, de 31 de novembro de 1991, e traz em seus propósitos fundamentais: “a livre circulação de bens, serviços e fatores produtivos entre os países, através, entre outros, da eliminação dos direitos alfandegários e restrições não tarifárias à circulação de mercadorias e de qualquer outra medida de efeito equivalente; o estabelecimento de uma tarifa externa comum e a adoção de uma política comercial comum em relação a terceiros Estados ou agrupamentos de Estados e a coordenação de posições em foros econômico-comerciais regionais e internacionais; a coordenação de políticas macroeconômicas e setoriais entre os Estados Partes de comércio exterior, agrícola, industrial, fiscal, monetária, cambial e de capitais, de serviços, alfandegárias, de transporte

e comunicações e outras que se acordem, a fim de assegurar condições adequadas de concorrência entre os Estados Partes, e o compromisso dos Estados Partes de harmonizar suas legislações, nas áreas pertinentes, para lograr o fortalecimento do processo de integração.”¹

Apesar do interesse na integração energética da comunidade latino-americana, alguns problemas se apresentam, dentre eles os de ordem política, legal, das desigualdades regionais entre os países, além de questões aduaneiras, tarifárias e tributárias entre os diversos atores do cenário internacional.

No plano político pode-se citar as diferentes ideologias políticas, que oscilam entre o liberalismo e o socialismo. Como exemplo, a questão da Venezuela, onde a instabilidade do governo Nicolás Maduro tem dificultado as relações internacionais e, conseqüentemente, investimentos naquele país.

Em relação às desigualdades regionais, em razão da atual crise econômica mundial, agravou-se ainda mais a situação econômica dos países da América do Sul, sobretudo Bolívia, Argentina e Venezuela, que se encontram em situação de visível dificuldade de arcar com os vultosos investimentos que são exigidos no setor energético. Uma solução seria a concessão à iniciativa privada, de longo prazo, a fim de financiar o investimento.

O processo de internalização também é lento, em razão da burocracia no desembaraço aduaneiro para a energia fóssil, processada em outros países, o que causa atrasos no processo de internalização das mercadorias e o alto custo de importação,

devido a barreiras protetivas que impedem, ou ao menos dificultam, a importação não só no Brasil, como em todos os demais países da América do Sul, embora isso tenha sido mitigado com a Tarifa Externa Comum (TEC), que se encontra em fase de consolidação. Sendo consolidada, será um grande avanço na questão alfandegária.

No Brasil, existe uma maior segurança jurídica, assim como na Colômbia e Chile, sendo garantia constitucional o respeito aos direitos adquiridos, ao ato jurídico perfeito e à coisa julgada. No entanto, em relação a tratados ou convenções internacionais, o Brasil adota a teoria unitária nacionalista, sendo necessária a sua internalização por meio de Decreto, após a aprovação pelo Congresso Nacional, para que possa surtir efeitos em nosso País². Ainda, em relação a tratados internacionais no âmbito comercial, o tratado tem o mesmo status da lei ordinária, podendo por esta ser revogado não se exigindo um critério mais dificultoso para a sua revogação.

No Brasil, o processo legislativo de internalização é lento, demorado, fazendo com que muitas vezes um tratado, ou mesmo um projeto de lei leve anos para ser aprovado, o que dificulta a celebração de acordos binacionais ou multilaterais em matéria de livre comércio. Uma solução seria a adoção de um status supralegal a todos os tratados, além da sua entrada em vigor a partir do seu depósito na Secretaria do MERCOSUL. Ademais do processo legislativo lento e demorado, o processo de licenciamento ambiental, não só no Brasil como em todos os países do MERCOSUL, é custoso, burocrático e não uniforme.

¹ Dec.350, de 31 de novembro de 1991, disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D0350.htm

² Art. 49, I c/c art.84, VIII, CRFB de 05/10/1988, disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm

No caso do Brasil, a questão do licenciamento é agravada em virtude da competência concorrente entre os entes da Federação, acarretando em grande número de legislações a serem atendidas e, ainda, há uma grande subjetividade por parte do órgão ambiental na caracterização das áreas de influência direta e, principalmente, na caracterização da área de influência indireta.

Ainda no caso brasileiro, ademais do processo de licenciamento, há ainda a necessidade de obtenção de outras licenças, como permissão de passagem, direito de uso do solo, etc, permitindo que cada Estado ou Município envolvidos no empreendimento possa exigir a prática de atos que não se encaixam no conceito de contrapartida direta do impacto ambiental, como concessão para tais alvarás. Isso encarece e dificulta a instalação de empreendimentos de grande porte, que passam por diversos Municípios e Estados.

Sendo o meio ambiente um direito humano e, assim, devendo ser protegido não só para a geração presente, como para todas as gerações vindouras, é necessário que a regulamentação para a sua proteção seja eficaz. No entanto, não pode ser de tal monta que venha a impedir o desenvolvimento de um país. Deve existir uma normatização que permita o desenvolvimento sustentável, assim entendido como aquele capaz de atender aos anseios de desenvolvimento social, preservando e protegendo o meio ambiente de forma a garantir qualidade de vida não só à população atual como às gerações futuras.

Uma forma de solucionar a dificuldade em relação ao licenciamento é a criação de uma legislação interna que preveja um processo mais ágil, além de uma divisão da competência para o licenciamento

de forma a abranger todo o processo, inclusive a emissão de todos os alvarás necessários ao empreendimento, competindo à União (no caso do Brasil), sempre que este ultrapassasse mais de um Estado; ao Estado, sempre que o empreendimento fosse referente a mais de um Município e ao Município competiria o licenciamento de atividades circunscritas ao seu limite geográfico.

Ainda que em um primeiro momento isso possa parecer afrontar o Pacto Federativo, em realidade cumpriria um dever maior, que é o desenvolvimento Nacional e de todos os países da América Latina, conforme demonstra ser o desejo da nossa constituição cidadã, de 1988, lembrando que a integração energética é uma forma de produção que pode ser mais econômica para os países, fazendo circular a riqueza, aumentando a geração de empregos não só no setor energético, mas também nas chamadas empresas satélites que surgem para atender às demandas não só da produção relativa à indústria, como também às necessidades dos que nela trabalham, aquecendo a economia e trazendo riquezas ao país por meio da tributação.

Outro fator que gera uma grande dificuldade de integração da matriz energética sul americana é a diferença tributária existente em cada país signatário do MERCOSUL, bem como as diferenças de taxas de câmbio entre as moedas circulantes, em razão do lastro que cada uma possui, sendo proporcional à riqueza considerada.

Com uma carga tributária elevada, haverá elevação do valor agregado, que é repassada ao consumidor final, o que estimula o uso clandestino da energia, sobretudo nas classes menos favorecidas da população, sem a correspondente contrapartida e sem os devidos cuidados na instalação, aumentando o

risco de acidentes às instalações, às pessoas e ao meio-ambiente, elevando os riscos do empreendimento. Uma forma de mitigar tais riscos seria a concessão, pelos países signatários do tratado, de subsídios na concessão de energia para as camadas mais vulneráveis da população, além de programas de conscientização.

Talvez a criação de uma moeda única, como é exemplo o Mercado Comum Europeu, poderia solucionar o problema em relação à questão cambial, com mecanismos de compensação tribu-

tária e cambial entre os diferentes países, que levasse a uma maior facilidade de trocas entre os integrantes do MERCOSUL.

Para que se possa chegar a este estado de integração ainda teremos muito caminho pela frente, mas quanto antes começarmos maior a chance de integração entre as comunidades e a possibilidade de geração de riquezas, fator que seria de suma importância para podermos ao menos minimizar a grave crise econômica que assola todos os países integrantes da América Latina.



Cristina Repsold é advogada, membro da Comissão de Direito Internacional da Ordem dos Advogados do Brasil e Profissional de Nível Superior Master, com ênfase em advocacia, na Petroleo Brasileiro S. A – PETROBRAS, onde ingressou por concurso público em 2001, como advogada. Pós-Graduada em Direito da Economia e da Empresa, pela Fundação Getulio Vargas em 2002 e em Direito do Petróleo, Gás e Energia pela Universidade Candido Mendes, em parceria com a Universidade Petrobras, em 2003.

** O artigo acima representa o pensamento da autora, sem qualquer ligação com o entendimento da empresa onde trabalha ou da Ordem dos Advogados do Brasil, Seção Rio de Janeiro.

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



OPINIÃO

Oportunidades atuais de integração energética na América Latina

Por Eduardo Nery*

A América Latina compreende o conjunto de países localizados abaixo do México, o qual é considerado vinculado à América do Norte (Nafta), até o chamado Cone Sul, incluindo o sistema insular do Caribe. Nesta região continental predominam os idiomas espanhol e português. No entanto, há cerca de 805 idiomas indígenas, utilizados com diferentes intensidades, em simultaneidade. Há também casos de idiomas de origens não românica, falados como resultado de processos de colonização, casos do inglês e neerlandês. Esta diversidade dificulta a fluência da comunicação, essencial à integração, que se realiza na linguagem, praticada nas relações e realizações conjuntas. Observa-se também grande heterogeneidade nos estágios e forte propensão a desenvolvimentos independentes dos países, para o que eles buscam, preferencialmente, conexões e alianças externas à Região. Resquícios de desavenças e conflitos da história passada estão presen-

tes como situações mal resolvidas, que podem ser lembradas ou influir em questões atuais.

A América Latina conta com um número expressivo de instituições e agentes voltados e dedicados à promoção da sua integração, todavia com resultados tímidos ou periféricos.

Nos idos de outubro de 1889, em Washington, constituiu-se o primeiro sistema regional institucional do mundo, ao qual se atribuiu o nome União Internacional das Repúblicas Americanas, embrião do Sistema Interamericano que somente a partir de 1948, se estruturou como Organização dos Estados Americanos, OEA ou OAS, em Bogotá. Esta primeira instituição tem os objetivos de “desenvolvimento pacífico dos interesses comuns, sociais e culturais”. Com 21 países como fundadores, recebeu a adesão de 14 outros em momentos subsequentes. Ainda no

âmbito político, em 1991, surgiu o Mercado Comum do Sul, Mercosul, constituído em Assunção, por quatro países Argentina, Brasil, Chile e Paraguai, aos quais se incorporou a Venezuela, posteriormente, na designação de membros plenos e, em seguida, os cinco países andinos da América do Sul, na condição de associados, complementando a sua formação atual, visando a transformação do território por elas compreendido, em zona de livre comércio.

Entre os organismos de integração figuram a Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe, CEPAL, uma das cinco comissões regionais das Nações Unidas. Criada em 1984, ela reúne 28 países da região mais 11 países associados, com o objetivo de “incentivar a cooperação econômica entre os seus membros”. Outro exemplo é a Organização Latino-americana de Energia, OLADE, fundada em 1973, com sede em Quito, a qual tem por objeto “contribuir para a integração, o desenvolvimento sustentável e a segurança energética da região”. Esta organização, que congrega 26 países, incluindo o México e a Argélia, atua de acordo com o Convênio de Lima e as suas decisões passam por um conselho de ministros de energia ou equivalentes, dos países membros, formulando políticas (de Estados?), planos e estudos que atendam os seus objetivos. Há, ainda, a Comissão de Integração Energética Regional, CIER, com sede em Montevideu, constituída em 1964. Esta conta com a participação de 236 empresas e instituições de energia, organizadas em 11 comitês nacionais, e tem por objetivo “promover e favorecer a integração do Setor Energético na região através da cooperação mútua entre seus associados”.

Em nível lógico paralelo, comparecem os bancos multilaterais e de fomento regionais, em que se destacam o Banco Interamericano de Desenvolvimento,

BID, fundado em 1959, em Washington. Voltado para “projetos viáveis de desenvolvimento econômico”, o BID conta com 48 países, sendo 26 mutuários e 22 não mutuários, e opera com financiamentos com participações inversamente proporcionais à dimensão econômica de cada solicitante. Em seguida, a CAF Banco de Desenvolvimento da América Latina foi constituída em 1970, com sede em Caracas, tendo 19 países associados, sendo 17 da região e Espanha e Portugal. Seu objetivo é “promover o desenvolvimento sustentável através de mobilização eficiente de recursos para a prestação de serviços financeiros, de alto valor agregado, para clientes dos setores público e privado dos países membros”. Já o Banco Centro-americano de Integração Econômica, BCIE, se estabeleceu em 1965, tendo 5 países fundadores, 3 não fundadores e 6 extra regionais. A sede fica em Tegucigalpa e o banco tem como missão promover a integração e desenvolvimento econômico e social equilibrado da região centro-americana. A este grupo deve-se agregar, ainda, o BNDES, com porte equivalente ou maior, mas com uma atuação centrada no mercado brasileiro.

Observa-se que há uma redundância expressiva entre as organizações e os objetivos se definem com graus de abstração elevados. A produção de resultados, portanto, é regular, com raros dos grandes feitos da integração energética regional latino-americana tendo decorrido de iniciativas destas organizações. Os principais resultados derivam de entendimentos e acordos bilaterais entre países, o que, infelizmente, não produz contribuição para formar mercados setoriais regionais sustentáveis. Entre os casos notáveis se destacam: os empreendimentos hidroelétricos de rios de fronteira, como Salto Grande (Argentina - Uruguai), Itaipu (Brasil - Paraguai), Yaciretá (Argentina - Paraguai); os gasodutos Brasil - Bolívia, Bolívia - Argentina, e Argentina - Chile; os sistemas de

transmissão que conectam a América Central continental (ainda faltando as extremidades Paraguai - Colômbia e México - Guatemala), Brasil - Uruguai, Brasil - Argentina, e Colômbia - Equador; as interligações radiais Venezuela - Brasil, Peru - Bolívia, Bolívia - Chile; e o parque eólico Artilleros (Uruguai - Brasil), entre outros.

Um fato relevante a se ter em conta nessa integração regional é o da escolha da frequência pelos países latino-americanos. Diante da existência de uma multiplicidade utilizada até então, a parte norte da América do Sul e Central padronizou a frequência de 60 Hz (inclusive o Brasil, em 1964), enquanto a parte sul optou pelo 50 Hz. Esta diferença persiste e requer que as interligações elétricas entre os dois grupos utilizem, sistematicamente, sistemas de conversão de frequência para as conexões.

Uma constatação da situação descrita é a de que todas estas instituições se constituíram por iniciativas ou com o apoio de estados, que atuavam fortemente como agentes econômicos em sistemas fechados. Seus representantes se faziam ou fazem presentes em todas elas, direta ou indiretamente (por meio de empresas estatais) e ambos sustentavam tais organizações. Com o evoluir do tempo, os sistemas passaram a abertos e parcela expressiva de empresas deixou de ser estatais, os mercados se internacionalizam, enquanto os estados reduzem a sua participação no sistema econômico. Nesta nova contextualização, as contribuições para a manutenção das instituições citadas começaram a enfrentar restrições e descontinuidades, com questionamentos a respeito da sua relação benefício-custo e efetividade. Com a composição que possuem, nenhuma delas é verdadeiramente uma supranacional de terceiro setor nem possui a visão imprescindível dos negócios e do giro que os mantêm.

A produção de energia se caracteriza pela capitalização intensiva, prazos de maturação e retorno longos, serviços públicos e margens sustentáveis, que somente subsistem com estabilidade e persistência de regras. Integração regional representa composição de riscos que se assumem em operações de mercado (bolsas) ou tratados.

A integração energética regional e inter-regional cria uma rede de interdependências que otimiza o sistema socioeconômico ambiental, transfere/compartilha benefícios e responsabilidades, elevando os graus de inclusão, capacitação e equanimidade. Além disso, propicia o aumento do número de ações de convivência recíproca e decisões pactuadas, enquanto reduz os níveis de conflito e estresse entre países e agentes. Para a sua sustentação, mercados setoriais regionais de informação, fontes energéticas, energia elétrica, efetividade, redução de emissões (créditos de carbono) e outros devem ser constituídos, o que não aconteceu até o momento na América Latina. Na atualidade, o maior percentual de importações provém de países externos à região, em especial fontes de energia disponíveis internamente (em produção ou reservas) ao invés de priorizar os mercados regionais.

Dessa maneira, existe um largo espectro de oportunidades e valor agregado que podem contribuir decisivamente para melhorar as posições das balanças de pagamentos e a geração de renda e postos de trabalho dos países membros. A primeira iniciativa seria a integração por meio da inteligência, com o resgate do networking e da capacitação em larga escala, ações que podem alimentar as plataformas inteligentes de informação e conhecimento de uso comum. Para estas atividades, a atuação das instituições de integração revela-se essencial, sob atitudes de neutralidade e prote-

ção da segurança. A segunda medida centra-se na integração energética, devendo ser desenvolvida em um contexto sustentável e multidisciplinar dos energéticos e do uso múltiplo da água e das fontes renováveis disponíveis, com a criação de sistemas de armazenamento, a preocupação com o clima e emissões de gases de efeito estufa. Deve-se levar em conta as complementaridades internas e entre hemisférios, a partir de plataformas de efetividade energética e dos parques produtivos industriais e comerciais nacionais, o que leva ao desenvolvimento da terceira integração, qual seja a logística. Esta abrange desde sistemas de transmissão, hidrovias, polidutos (*pipelines*), estações de compressão e descompressão, e, como exemplo inovador, as eletrovias ou rodovias eletrificadas, em construção, que formarão o sistema de mobilidade elétrico latino-americano. A quarta integração, indispensável, que se impõe é a das regulações (ARIAE) e normalizações, no sentido de constituir o ambiente comum

necessário às integrações sobre plataformas de regulação entre países que dialoguem, estáveis e congruentes. A quinta integração a ser reescrita engloba os sistemas abertos digitais, a distribuição de decisões, sistemas e internet das coisas, a economia compartilhada com baixo carbono e regenerativa. No que diz respeito às governanças, devem passar a ser orientadas para o atendimento efetivo de prioridades que formem equilíbrios, mercados setoriais, eventualmente, mercados integrados, políticas de Estado em substituição às de governos, com segurança cibernética, frutos de visões de longo prazo com perspectivas atuais.

Para que tudo isto faça sentido e produza significados, devemos ter projetos e programas permeando populações e comunidades latino-americanas, que têm que se movimentar, arguir e ousar com propostas estruturadas que criem, de fato, as transformações necessárias.

Eduardo Nery é graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, especialização em engenharia nuclear, Instituto de Pesquisa Radioativa, IPR (hoje CNEN), pós-graduado em Engenharia Econômica pelo INEA, especialização em Engenharia de Sistemas de Potência pela Penn State University e Westinghouse Corporation, USA, Ontario Hydro, Toronto, e Electricité de France, Paris, atividades especializadas intensas em planejamento territorial urbano e regional, entre outras graduações e especializações. Ocupa o cargo de CEO da Energy Choice Consultoria e Negócios desde 1996, e atualmente, está como Gestor de Portafolio y Segmentos da CIER, Uruguai.

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



OPINIÃO

Argentina's gas marathon race spurring regional integration

*Por Liliana Díaz**

Argentina has two Olympic gold medals in athletics. The first came in 1932. The second came sixteen-years later in one of the most dramatic finishes in athletics history. Delfo Cabrera Gómez, a Santa Fe born athlete and fireman, had never run a marathon, yet he brought victory and hope to his nation with a spectacular win at the 1948 London Summer Olympics marathon race. In many senses, this situation is similar to Argentina's Vaca Muerta shale play today. The country has pinned its hopes on its unconventional oil and gas deposits and is gearing up to run a marathon in gas production. Regional integration buttressed on Vaca Muerta's vast potential can help Argentina win this marathon while benefiting the entire region.

A FALSE START: INITIAL EFFORTS FOR REGIONAL GAS INTEGRATION

Argentina has a long tradition as an oil and gas producer dating back to the early twentieth century.

For several years, the country was a considerable regional energy producer and exporter. Thanks to this favorable position, starting in the late 1980s, Argentina helped forge a regional integration effort underpinned by its gas resources. As a result, a regional gas pipeline network connecting Argentina, Chile, Uruguay, Brazil and Bolivia took hold. Gas flowed from Argentina to Chile, Uruguay and Brazil, helping neighboring countries obtain the required energy to sustain economic growth while diversifying their energy matrices. Sadly, the integration effort came to a halt in the mid-2000s. As gas shortages plagued Argentina starting in 2004, exports were severely curtailed and came to a complete halt in 2007. In a few years, the unthinkable occurred. Argentina found itself importing a greater portion of gas to meet domestic demand, particularly during the winter months when fuel requirements for heating and power generation increase substantially.

The damage from gas export suspension to regional relationships was enormous. In Chile's case, not only gas and power prices rose and blackouts ensued, but a political debate concerning the appropriateness of import dependence from Argentina erupted. Chilean feelings of vulnerability increased when Bolivia came to Argentina's aid, specifying that 'not one molecule' of Bolivian gas could be transshipped to Chile. Today, through two functioning regasification terminals, Chile imports liquified natural gas ("LNG") from faraway places to meet its energy needs.

ARGENTINA'S GAS MARATHON CHALLENGES: KEEPING UP THE NEW MOMENTUM

After a considerable period of low investment, dwindling production and rising imports, Argentina is today working on establishing a strategy to revive its gas industry and regain gas self-sufficiency. To do this, it is betting on the vast potential of the Vaca Muerta (Dead Cow) formation located in Neuquén Province. Vaca Muerta, discovered in 2010 and the world's second largest shale formation, houses an estimated 308 trillion cubic feet of dry, wet, and associated shale gas resources.

Key to Vaca Muerta's development has been a strategy that caters to federal, provincial, private sector

and worker union's interests alike. Only a consensus of this sort could assure investors the plan for Vaca Muerta could endure political upheavals brought about by economic and social pressures.

One crucial element of this strategy has been to rebalance the gas sector by allowing market forces to regulate demand, supply and prices. A plan to gradually dismantle consumer subsidies for gas and power was put in place in 2016. In 2017, seeking to boost domestic production and thus reduce expensive seasonal imports, the Ministry of Energy introduced a price incentive for shale- and tight-gas production. Producers were offered \$7.50 per million British thermal units ("MMBtu") for new shale gas through the end of 2018, with the price then dropping by 50¢/year to \$6/MMBtu in 2021.

The incentive scheme worked beautifully. It encouraged numerous producers to invest in new shale gas projects helping Vaca Muerta to reach initial economies of scale needed to bring costs down. According to data released by the General Mosconi Institute, charted in Table 1, between January 2018 and 2019 unconventional gas production grew 40% compared to the year before. Today unconventional gas production makes up close to one third of total gas production.¹

¹ Rojo, Julián. "Informe de Tendencias Energéticas." *Instituto Argentino de Energía "General Mosconi"*, Feb. 2019.

Table 1: Unconventional gas production between January 2018 and 2019

In million cubic meters (MMcm)	Month 1	Month 1 from previous year	12-month accumulated total	12-month accumulated total from previous year	Interannual variation %	12-month trailing average
Total gas production - Jan-19	4,000	3,845	47,210	44,625	4.0%	5.8%
Conventional gas	2,382	2,696	29,923	32,602	-11.6%	-8.2%
Unconventional gas	1,618	1,150	17,154	12,084	40.8%	40.2%

Surging unconventional gas production has increased domestic gas availability and lowered gas prices. However, lower than expected gas prices, combined with a dreadful fiscal deficit situation, have put a strain on the government's ability to fulfil its end of the production subsidy bargain. To reduce the expected subsidy bill, the subsidized price, initially promised to be applicable to planned gas production, has been modified to only cover initial production estimates. The appetite for further investment of companies such as Tecpetrol – whose daily production at 17 MMcm almost doubled its initially estimated production of 8.5MMcm – has been greatly affected by the measure.

Amidst this tension between government and producers and with a pressing need to maintain the momentum for unconventional resource development, an additional demand outlet is required. And here an impetus for integration once again takes hold.

IT IS A MARATHON NOT A SPRINT: THE CASE FOR AN EXPORT-BASED SOLUTION

As incentive pricing for production can help reach scale, exports have the potential to help maintain the momentum and importantly, provide the

stamina required to endure a gas marathon. Gas exports can contribute to ease the government's burden as subsidies are not applied to exports,² reduce the energy trade deficit, and allow producers to export excess gas during off-peak periods instead of reinjecting or flaring it.

In April 2018, Argentina's President Mauricio Macri and its Chilean counterpart Sebastian Piñera signed a presidential protocol that allowed the trade, import, export and transportation of electricity and natural gas. This protocol did not come out of the blue. It signaled the intention of two heads of state pursuing similar market friendly agendas to expand trade among neighbors and increase market integration.

In May 2018, President Piñera launched, the "2018-2022 Energy Roadmap: Leading modernization with a social element". The roadmap included a commitment to "the achievement of robust progress in regional energy integration". For Chile, energy integration contributes to enhancing energy security and facilitating the incorporation of renewable energy resources, helping Chile to both fulfill its climate change commitments and transition to a greener economy.

² Prevenir inversiones por u\$s 10.000 millones para aprovechar Vaca Muerta." *Revista Petroquímica. Petróleo, Gas, Química & Energía*, 1 Oct. 2018.

The energy protocol opened the door for Argentine gas exports to Chile.³ During the July 2018 G-20 summit in Argentina, the ministers of energy of Chile and Argentina held a series of meetings in which gas export from Argentina to Chile was a central topic. The Chilean Minister candidly explained how the gas from Vaca Muerta, besides bringing other economic benefits, would help Chile reduce pollution as it would displace the use of firewood and

contribute to firming renewables resources.⁴

Eleven years after unilaterally suspending exports to Chile, in September 2018, Argentina authorized the first gas exports to Chile without re-import commitments. Table 2 shows a summary of Argentina's gas export permits to Chile from September 24 to December 18, 2018. Within this period 14 export authorization were issued.⁵

Table 2: Argentina's natural gas export permits to Chile from September 24 to December 18, 2018

No.	Resolution	Company	Daily volume (m ³)	Total volume (m ³)	Start date	End date	Purchaser
1	11/2018	Pan American Sur SA	750,000	-	24/09/2018	01/06/2020	METHANEX
2	10/2018	Total Austral SA	750,000	-	24/09/2018	01/06/2020	METHANEX
3	12/2018	CGC SA	750,000	-	25/09/2018	01/06/2020	METHANEX
4	36/2018	Wintershall Energia SA	750,000	479,250,000	12/10/2018	01/06/2020	METHANEX
5	57/2018	CGC SA	1,300,000	-	22/10/2018	01/05/2019	COLBUN SA
6	61/2018	Pan American Energy LLC	1,300,000	275,600,000	01/11/2018	01/05/2019	COLBUN SA
7	86/2018	Pan American Energy LLC	1,500,000	-	12/11/2018	01/10/2019	AGESA SA
8	95/2018	YPF SA	1,500,000	-	14/11/2018	01/05/2019	INNERGY
9	164/2018	Exxon Mobil	400,000	-	29/11/2018	01/05/2019	INNERGY
10	159/2018	Wintershall Energia SA	750,000	159,000,000	29/11/2018	01/05/2019	COLBUN SA
11	252/2018	Pampa Energia SA	2,000,000	-	13/12/2018	15/11/2019	COLBUN SA
12	262/2018	YPD SA	1,500,000	-	14/12/2018	01/05/2019	COLBUN SA
13	281/2018	Enap Sipetrol SA	1,400,000	-	18/12/2018	31/12/2019	ENAP CHILE
14	286/2018	Total Austral SA	1,500,000	-	18/12/2018	01/10/2019	COLBUN SA
Total			16,150,000				

³ The agreement provides that both parties will establish the internal regulations and will adopt any required measures to allow the operation of commercialization, exports, imports, and transport of electricity and natural gas between the two countries. It also establishes that such operations will be allowed to the extent they (i) do not compromise domestic supply, (ii) do not affect the security of the operations, and (iii) do not affect the quality and reliability of the transportation and distribution services of natural gas and electricity of each country. See Argentina government news publication, "Argentina y Chile suscribieron el Protocolo Adicional al ACE 16." *Argentina, Ministerio de Hacienda*, 26 Apr. 2018.

⁴ Desde octubre, Chile comenzará a importar gas de Vaca Muerta." *Diario Río Negro*, 16 June 2018.

⁵ Radiografía de las exportaciones de gas natural a Chile." *Econo Journal*, 26 Dec. 2018. Econo Journal's summary of Argentina's export authorizations to Chile, includes detailed information of calculation of volumes for certain authorizations.

Recently, at the auspices of the Second High-level United Nations Conference on South-South Cooperation in March 20, 2019, President Piñera, and his energy minister, Susana Jiménez, met with Argentine counterpart, Gustavo Lopetegui, to analyze the increase in Argentine gas exports. Discussions revolved around the need to develop a mechanism to provide 'certainty' to the private sector to establish firm sale contracts (non-interruptible) during the summer months.⁶ Currently, the delivered price of Argentine gas in Chile is reported at \$6/ MMBtu (\$4/MMBtu for the molecule plus \$2/MMBtu for transportation costs). At this price, some Chilean gas-fired power plants running on more expensive LNG and even some less efficient coal-fired units could switch to Argentine gas. The Chilean government hopes renewed gas trade can help eliminate coal from Chile's power mix sooner than expected. To build on the momentum, in late March 2019, two new gas export authorization to Chile were granted.

Interestingly, at the March meeting, Minister Lopetegui declared that *"[i]ncreasing the volumes exported to Chile is the first step, our great challenge is to continue increasing production to supply the domestic market and to be able to export gas throughout the year."*⁷

CAN ARGENTINA SUCCESSFULLY COMPLETE THE GAS MARATHON?

According to government sources, while only about 4 % of Vaca Muerta's shale play has been exploited, unconventional gas production is already beyond available transport capacity. The govern-

ment reckons monetizing Vaca Muerta's reserves at a faster pace will require investments ranging from US\$ 5bn to US\$ 10bn per year from the current US\$ 4.3bn. To alleviate transport bottlenecks, the government intends to conduct tenders to award contracts valued at up to \$1.8 bn for the development of pipelines connecting Vaca Muerta to Buenos Aires and the coast.⁸

The new infrastructure will contribute to enhance Vaca Muerta's attractiveness. As supplies reach the coast, greater access to international markets becomes a possibility and thus, the opportunity to capture a greater price from global LNG buyers. Competing in this arena will require Vaca Muerta's production costs to be around \$2.5/ MMBtu, so that the delivered price to Asian and European markets is competitive against US LNG. As of today, 1,000 wells have been fracked in Vaca Muerta. Mr. Lopetegui believes that reaching the 3,000 wells milestone could become the inflection point at which drilling equipment and infrastructure will be fully utilized, taking Vaca Muerta to efficiencies and costs levels as those underpinning US LNG exports.⁹

This low-cost scenario is not at all far fetch for some main players. For example, Transportadora Gas del Sur and Exceletrate are undertaking a technical pre-feasibility study to develop onshore liquefaction modules with a combined capacity of 4 MMtpa. On the other hand, Argentina's national oil company, YPF, reportedly is considering developing a large liquefaction onshore plant in Puerto Galvan. YPF has also contracted the Tango LNG facility, the first

⁶ Between September 15 and May 15.

⁷ Argentina y Chile avanzan en el aumento del comercio de gas." *elEconomista.es*, 3 Mar. 2019.

⁸ "Argentina planning gas pipelines, seeking upstream investors." *The Federation of Indian Chambers of Commerce and Industry*, 18 Mar. 2019.

⁹ Rodriguez, Daniel. "CERAWEEK: Argentina to become regular shale exporter in late 2019." *Platts LNG Daily*, 13 Mar. 2019.

Floating Liquefaction Unit in Latin America to be deployed in Bahia Blanca.¹⁰ Tango LNG can store 16,100 cm/d of LNG and liquefy 2.5 MMcmd of gas. The LNG could be offered to the market or simply be stored for later use during the winter months if necessary. If the economics are right and the LNG is competitive, we could see supplies from Argentina being offered in the spot market initially during the summer months.

It seems Argentina is on the right track to complete this gas marathon. The chance to conquer the gold medal hinges on the country's ability to maintain and if possible accelerate the pace of unconventional oil and gas resource development. Regionally, the scenario is auspicious to energy collaboration, integration and enhanced trade. All is needed is for the consensus that guides Vaca Muerta's development strategy to sustain the upcoming political cycle.



Liliana Diaz is a Managing Director at FTI Consulting based in Washington D.C. Dr. Diaz is a member of the Economic Consulting segment. She serves as an expert and advisor for energy companies, investors and sovereigns. Dr. Diaz is also a specialist in the Latin American region.

Dr. Diaz holds a B.A. in finance and international affairs from Universidad Externado in Colombia, a M.A. in international economics with honors and a Ph.D. in international economics and energy policy with honors from The Paul H. Nitze School of Advanced International Studies (SAIS) at Johns Hopkins University in Washington D.C. Dr. Diaz also serves as an adjunct professor at SAIS, lecturing on energy policy and markets in the Americas. She is fluent in English, Spanish and proficient in Portuguese.

¹⁰ Snyder, John. "Argentina's FLNG may be the first of many in the Americas." *LNG World Shipping*, 13 Feb. 2019

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



OPINIÃO

Anexo C do Tratado de Itaipu – revisão das bases financeiras da tarifa de suprimento de energia

*Por Carlos Eduardo Paes, Gláucia
Fernandes, Guilherme Pereira e
Luiz Roberto Bezerra**

Itaipu Binacional é sem sombra de dúvidas um ativo que tanto o Brasil quanto o Paraguai podem se orgulhar por terem concebido. A grandiosidade dessa usina hidrelétrica passa pela complexidade regulatória do tratado que rege sua existência, pelo sucesso da engenharia financeira realizada para enfrentar os desafios de amortização da dívida de sua construção, bem como pela esplêndida obra de engenharia e, obviamente, pela importância que a energia gerada tem para ambos os países.

A Usina de Itaipu é tão magnífica que em 2018, por exemplo, atraiu mais de um milhão de turistas¹ para conhecerem suas instalações.

“Os primeiros estudos encomendados pelo governo brasileiro sobre a utilização do potencial hidráulico na

região do Rio Paraná onde se encontravam as Quedas do Iguazu foram feitos ainda em 1962. Em 1966, já sob a égide do governo militar, foi assinado um documento de intenções cooperativas entre Brasil e Paraguai denominado ‘Ata de Iguazu’. Nesse documento, os dois países se comprometiam a examinar as possibilidades econômicas e, em particular, a viabilidade de aproveitamento dos recursos hidráulicos ‘pertencentes em condomínio aos dois países do Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guairá.’ Aqui uma curiosidade: segundo informa a versão oficial do próprio site da Itaipu Binacional, o escritor de ‘Grande Sertão Veredas’, João Guimarães Rosa, que ocupava o posto de chefe da Divisão de Fronteiras do Ministério das Relações Exteriores à época, teve decisiva participação nas discussões que costuraram o acordo para a construção de Itaipu pelos dois países.”²

¹ <https://www.itaipu.gov.br/turismo/estatisticas>

² <http://www.apmt.mt.gov.br/site/jornal-de-hontem-novembro-2017>

Poucos anos depois, em 1973, os governos militares de ambos os países assinaram o Tratado de Itaipu, para o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do Rio Paraná, em resposta à 2ª crise do petróleo. Em seguida, foi criada a Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional, tendo como representantes dos Estados, em igualdade de condições, a Eletrobras no Brasil e a *Administración Nacional de Electricidad* (ANDE) no Paraguai.

Além do sucesso da assinatura do Tratado de Itaipu, duas outras importantes usinas hidrelétricas binacionais tiveram seus acordos assinados e foram construídas na América do Sul, sendo uma a usina hidrelétrica de Yacyretá³, entre Paraguai e Argentina, e a outra a usina hidrelétrica de Salto Grande⁴, entre Uruguai e Argentina. A Tabela 1 apresenta quadro comparativo dessas usinas binacionais.

Tabela 1: Comparação entre Itaipu, Yacyretá e Grande ^{5 6 7 8 9}

	Itaipu	Yacyretá	Salto Grande
Assinatura do Contrato	26/04/1973	03/12/1973	12/02/1974 ¹⁰
Capacidade Instalada	14.000 MW	3.200 MW	1.890 MW
Unidades Geradoras	20	20	14
Potência das Turbinas	700 MW	160 MW	135 MW
Localização	Rio Paraná	Rio Paraná	Rio Uruguai
Custo total	US\$ 27 bilhões	US\$ 15 bilhões	~ US\$ 2,5 bilhões

Atualmente, a usina de Itaipu, que entrou em operação em 1984, é a segunda maior do mundo em capacidade instalada (14.000 MW). Apesar dessa posição, Itaipu é a maior hidrelétrica do mundo em termos de produção acumulada, marcando mais de 2,6 bilhões de megawatt-hora (MWh) de geração

hidrelétrica desde a data em que entrou em operação até 2018. Para se ter uma ideia desse gigante empreendimento, o volume de energia gerado em 2016, por exemplo, seria suficiente para abastecer todo o consumo do Brasil por 68 dias ou até do mundo por aproximadamente 40 horas.

³ <https://www.eby.org.ar/>

⁴ <https://www.saltogrande.org/index.php>

⁵ <https://www.itaipu.gov.br>

⁶ <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,apos-37-anos-usina-de-yacyreta-e-inaugurada-imp-,686353>

⁷ <https://www.eby.gov.py/index.php/>

⁸ <https://www.saltogrande.org/>

⁹ https://www.saltogrande.org/pdf/libro_DOCUMENTOS_Y_ANTECEDENTES.pdf e especialistas do setor elétrico.

¹⁰ Diferentemente de Yacyretá e Itaipu, não houve a celebração de um Tratado que desse origem a uma Entidade Binacional. Em 12 de fevereiro de 1974, houve a aprovação em nível governamental, por meio de um Acordo por Notas Reversais, do Convênio de Execução do Acordo de Interconexão Energética entre Argentina e Uruguai. No Convênio ambos os Estados delegaram para a Comissão Técnica Mista de Salto Grande a capacidade jurídica para atuar pública e privadamente no cumprimento de suas obrigações.

O investimento total para a sua construção, incluindo as rolagens financeiras, totalizou US\$ 27 bilhões, além de US\$ 100 milhões de capital social. Os recursos para tal investimento foram viabilizados através de um contrato de financiamento com duração de 50 anos, que irá se encerrar em 2023, com a quitação total da dívida dentro do prazo previsto, feito notável para as 2 (duas) nações vizinhas.

Ressalta-se que desde o início os sócios tinham um interesse comum em consumir toda a energia produzida pelo prazo do financiamento de 50 anos, haja visto que o pagamento da amortização da dívida foi equacionado considerando esta premissa. Como cada um dos sócios tem o direito de consumir a metade da energia produzida e o consumo do Paraguai era, e ainda é, menor do que a fração a que tem direito, pactuou-se que o excedente de um sócio seria cedido para o consumo do outro¹¹.

A usina conta com 20 unidades geradoras de 700 MW cada, sendo 10 turbinas de 50Hz e 10 turbinas com 60Hz¹², não havendo distinção de propriedade dos ativos entre os seus sócios. Por exemplo, se num determinado período todas as 10 turbinas de 60 Hz passarem por manutenção preventiva e apenas as turbinas de 50 Hz produzirem energia, tanto o Brasil quanto o Paraguai têm direito a 50% dessa energia. A divisão da produção de energia entre os países depende das turbinas utilizadas. A essência primordial da binacionalidade é que todos os ativos de Itaipu pertencem em proporções iguais a ambos os países.

A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático do sistema de transmissão de Itaipu, que possui duas

subestações situadas dentro da Casa de Máquinas e uma subestação em território paraguaio denominada Margem Direita. Estas subestações, de propriedade de Itaipu, se conectam aos sistemas de transmissão dos países. Quatro linhas de transmissão conectam o setor de 60Hz à subestação de Foz do Iguaçu, de propriedade de Furnas. A conexão da Casa de Máquinas (setor de 50Hz) com a Subestação da Margem Direita é realizada por quatro linhas de 500 kV. Adicionalmente, existem mais 4 linhas que conectam a Subestação Margem Direita a Subestação Foz do Iguaçu. Esta última conexão tem a finalidade de escoar a parcela de energia do setor de 50Hz para o Brasil. Cabe frisar que o setor de 500kV da Subestação da Margem Direita, localizada em território paraguaio, encontra-se sob o controle exclusivo da Itaipu, o que garante o escoamento desta energia para o Brasil, sem eventuais interferências, essência da parceria binacional. Em Foz do Iguaçu, há uma Conversora que transforma a frequência de 50Hz para 60 Hz, tornando-a adequada aos padrões brasileiros.

O escoamento da eletricidade gerada em Itaipu para o Sistema Interligado Nacional (SIN), a partir da subestação Foz do Iguaçu no Paraná, é realizado pelo sistema de 765 kV de Furnas e o sistema de 525 kV da Copel. Já a energia oriunda do setor em 50 Hz, utiliza o sistema de corrente contínua de Furnas (Elo CC). A energia produzida em 50 Hz em corrente alternada é convertida para corrente contínua usando oito conversores e é escoada por 2 bipolos de corrente contínua ± 600 kV¹³ até Ibiúna (SP), onde é convertida novamente para alternada na frequência para 60 Hz.

¹¹ Atualmente, a energia de Itaipu atende a cerca de 15% do mercado brasileiro de eletricidade e 90% do consumo paraguaio.

¹² Os países adotam frequências diferentes. A frequência do sistema paraguaio é 50 Hz enquanto que o sistema brasileiro adota 60 Hz.

¹³ ± 600 kV significa que tanto o polo positivo quanto o polo negativo possuem tensão de 600 kV.

Figura 1 – Sistema de transmissão de Itaipu.



O Anexo C do Tratado de Itaipu trata das *bases financeiras da tarifa de suprimento de energia de Itaipu binacional*, com base nos custos, tendo como um dos seus pilares o equacionamento dos custos com o financiamento do empreendimento. O Anexo C define no item VI que:

“As disposições do presente Anexo serão revistas, após o decurso de um prazo de cinquenta anos a partir da entrada em vigor do Tratado, tendo em conta, entre outros aspectos, o grau de amortização das dívidas contraídas pela ITAIPU para a construção do aproveitamento e a relação entre as potências contratadas pelas entidades de ambos países. ”

Em 2023 o contrato de financiamento se encerra, como previsto, e os sócios terão a oportunidade de realizar a revisão das bases financeiras.

Adicionalmente, o item II.5 do Anexo C dispõe que:

“Quando uma entidade decide não utilizar parte da potência contratada ou parte da energia a esta correspondente, dentro do limite fixado, poderá autorizar a ITAIPU a ceder às outras entidades a parte que assim se tornar disponível, tanto de potência como de energia, ...”

Com o término do financiamento, existe a hipótese deste item também ser revisto em comum acordo.

Fundamentalmente o que está em voga é a revisão das bases financeiras previstas no Anexo C do Tratado, envolvendo a possibilidade de um novo acordo sobre a cessão da parcela da potência contratada ou parte da energia não utilizada por um dos sócios. Enquanto os sócios não chegarem

a um novo acordo, salvo melhor entendimento, o regramento atual continuará vigendo.

Fato concreto é que tanto o Brasil quanto o Paraguai têm razões de sobra para celebrarem em 2023, principalmente pelo sucesso dos sócios em conseguir realizar a quitação da dívida dentro do prazo do contrato de financiamento de 50 anos. O atingi-

mento desse marco histórico evidencia a importante ponte da amizade construída solidamente entre os países, a despeito dos percalços ocorridos nesta longa jornada de meio século. Muito importante, a diplomacia, para honrar a história das nações, não pode deixar de prevalecer no ambiente da revisão das bases financeiras da tarifa de suprimento de energia elétrica.



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



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.



Guilherme Pereira é pesquisador na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (Métodos de Apoio à Decisão) pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisador visitante na Universidade Técnica de Munique (TUM), Alemanha. Dentre seus interesses destacam-se: cópulas, séries temporais, modelos não lineares, modelos estatísticos em grandes dimensões, representação de incerteza e econometria. Vem desenvolvendo pesquisas de caráter metodológico e prático com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.



Luiz Roberto Bezerra é superintendente de Relações Institucionais e Responsabilidade Social da FGV Energia, Centro de Estudo de Energia, ligado à Presidência da FGV, onde atua desde fevereiro de 2014. Mestre em Engenharia Elétrica, pela COPPE/UFRJ. Pós-Graduado pela Universidade Cândido Mendes (MBA em Gestão Empresarial) e pelo IBMEC/RJ (MBA Executivo em Finanças). Possui graduação em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ, e ainda doutorado incompleto em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ (créditos concluídos e aprovado no exame de qualificação). Na área acadêmica, atua na orientação de trabalhos de conclusão de curso do MBA em Setor Elétrico da FGV e nos projetos de pesquisa, com foco em energias renováveis complementares, recursos energéticos distribuídos, smart grid, eficiência energética, sustentabilidade, arranjos produtivos locais, economia circular e economia compartilhada. Trabalhou por 35 anos

em FURNAS Centrais Elétricas (1979 a 2013), os últimos 5 anos como Chefe de Gabinete da Presidência. Na área técnica, se especializou em qualidade de energia, planejamento elétrico do sistema e capacidade de carga de equipamentos, em particular, transformadores. Atuou ainda como gerente na área comercial, envolvendo questões regulatórias e contratuais. Na área administrativa, participou da implementação de planejamento estratégico e na otimização de processos para aumento da rentabilidade, redução de custos, otimização administrativa e melhoria da produtividade. Na área de governança corporativa, foi membro do Conselho de Administração da Santo Antônio Energia e membro do Conselho Deliberativo da Fundação Real Grandeza (fundo de pensão dos empregados de FURNAS e da Eletronuclear).

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



OPINIÃO

Brasil, Bolívia e Argentina: gás natural, mercados e acessos

Por Fernanda Moraes*

O setor de gás natural experimentou forte expansão nos últimos anos. Entretanto, o seu desenvolvimento no Brasil ocorreu em um contexto de escassez de recursos e dificuldades regulatórias. A difusão do energético no país se alavancou a partir do gasoduto entre o Brasil e a Bolívia. A Bolívia é o maior exportador de gás natural na América do Sul, tendo o Brasil como seu maior comprador e a Argentina como o segundo.

O gasoduto Brasil – Bolívia (GASBOL) começou sua operação em 1999, após contrato firmado três anos antes entre a Petrobras e a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB), com participação do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia, em La

Paz. Desde então, o Brasil passou a importar volumes crescentes deste hidrocarboneto da Bolívia, não só pelo GASBOL, mas também pelo Gasoduto Lateral Cuiabá, que teve operação iniciada em 2001. O gasoduto Brasil-Bolívia foi financiado pela Petrobras, que assumiu o volume, como carregador, de 30 MMm³/dia, por meio do regime de *take-or-pay*¹, com pagamento de 80% do volume contratado. A importação de gás natural via GASBOL viabilizou o atendimento da demanda crescente e fez com que a participação do gás natural na matriz energética brasileira passasse de 3% em 1999 para 13% em 2018 (ANP, 2019).

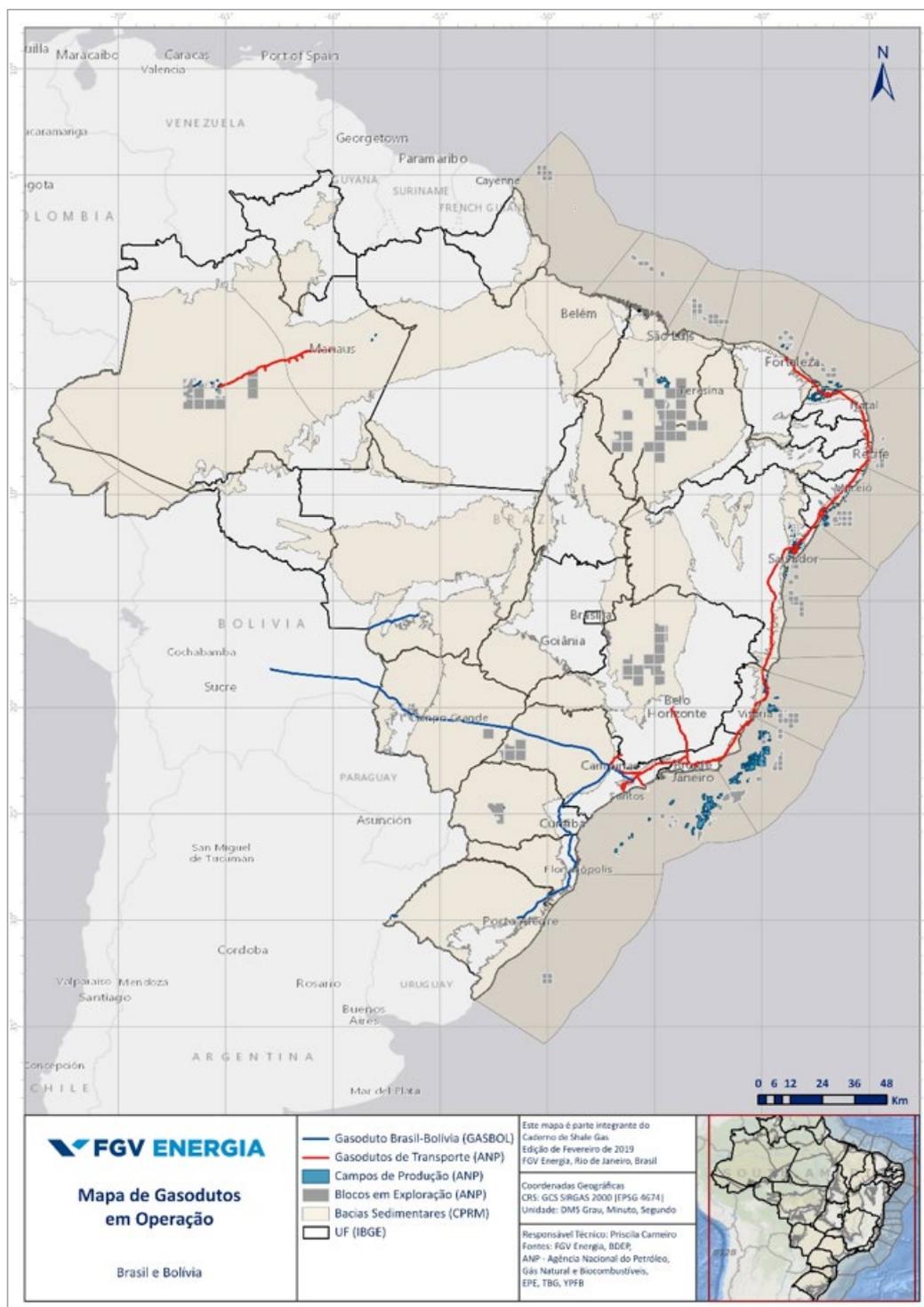
O duto do GASBOL tem 3.150 quilômetros de extensão, sendo 557 quilômetros no território boliviano e

¹ Contratos *take-or-pay* são acordos entre um comprador e um vendedor que obrigam o comprador a pagar, independentemente de haver ou não a entrega do bem ou serviço por parte do vendedor. Geralmente, esta obrigação de pagar não envolve o pagamento do valor total devido para o produto, e protege o vendedor no caso em que o comprador se recusa a aceitar o bem ou serviço quando no momento da entrega.

2.593 quilômetros no Brasil (Figura 1). O acordado foi um gasoduto de 32 polegadas de diâmetro no trecho de Rio Grande até Campinas (SP), onde se divide em dois ramais de 24 polegadas. O primeiro trecho vai até Guararema (SP) e se conecta ao sistema de gasodutos

existente na Região Sudeste e o segundo segue até Araucária (PR). De Araucária (PR) a Porto Alegre (RS), o diâmetro do duto se reduz para 16 polegadas. Em 2000, o volume de importação de gás natural contratado subiu de 17 MMm³/dia para 30 MMm³/dia.

Figura 1: Mapa de gasodutos em operação no Brasil



Fonte: FGV Energia (2019)

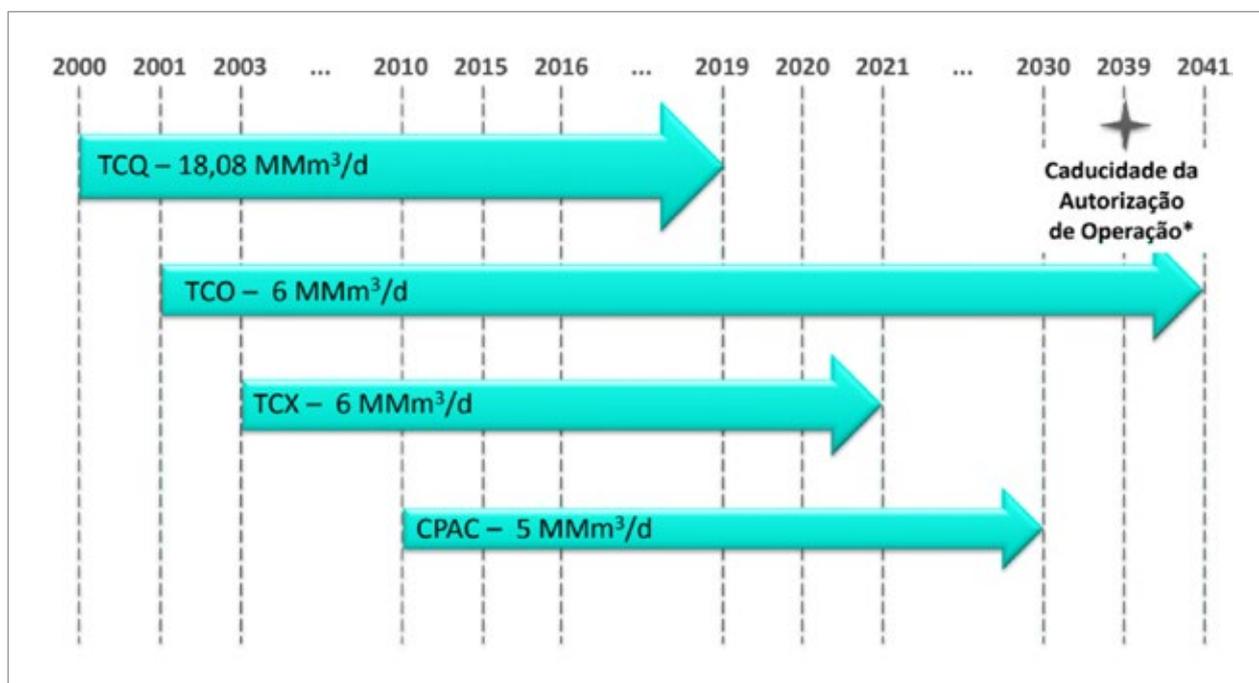
A operadora do gasoduto na Bolívia é a Gas Transboliviano S.A. (GTB) e a responsável pelo gás boliviano no Brasil é a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Esta detém autorização para atuar como transportadora até março de 2039, sendo prorrogável por mais 30 anos.

Foram fechados quatro contratos de transporte de gás natural com a TBG (Figura 2). Os acordos vigentes são:

- Transportation Capacity Quantity (TCQ) é um contrato firme de transporte de gás natural do tipo take-or-pay, que inicialmente forneceria 8 MMm³/dia até atingir 18,08 MMm³/dia no oitavo ano e permaneceria nesse patamar até o vigésimo ano. O prazo de vigência vence em 31 de dezembro de 2019, podendo ser prorrogado por mais um ano (ANP, 2019).

- Transportation Capacity Option (TCO) tem o objetivo de aumentar a capacidade de transporte em até 6 MMm³/dia de gás acima das quantidades contratuais mediante a compra antecipada. A negociação do TCO envolveu também Eletrobras e BNDES, sendo acordado que este volume adicional seria fornecido a usinas térmicas no Mato Grosso do Sul (2 MMm³/dia) e São Paulo (4 MMm³/dia) (Passos, 2003). Este contrato está vigente até 2041.
- Transportation Capacity Extra (TCX) foi assinado para ter capacidade acima dos volumes dos contratos TCQ e TCO. Inicialmente, este projeto não estava previsto. Porém, com a necessidade crescente de gás natural, a Petrobras fechou mais um contrato de 6 MMm³/dia até 2021.
- Contrato de transporte resultante do Concurso Público de Alocação da Capacidade (CPAC 2007) é uma capacidade adicional contratada no volume de 5,2 MMm³/dia no trecho sul, entre Paulínia e Araucária, com prazo vigente até 2030.

Figura 2: Contratos de transporte vigentes com a TBG



Fonte: ANP (2019)

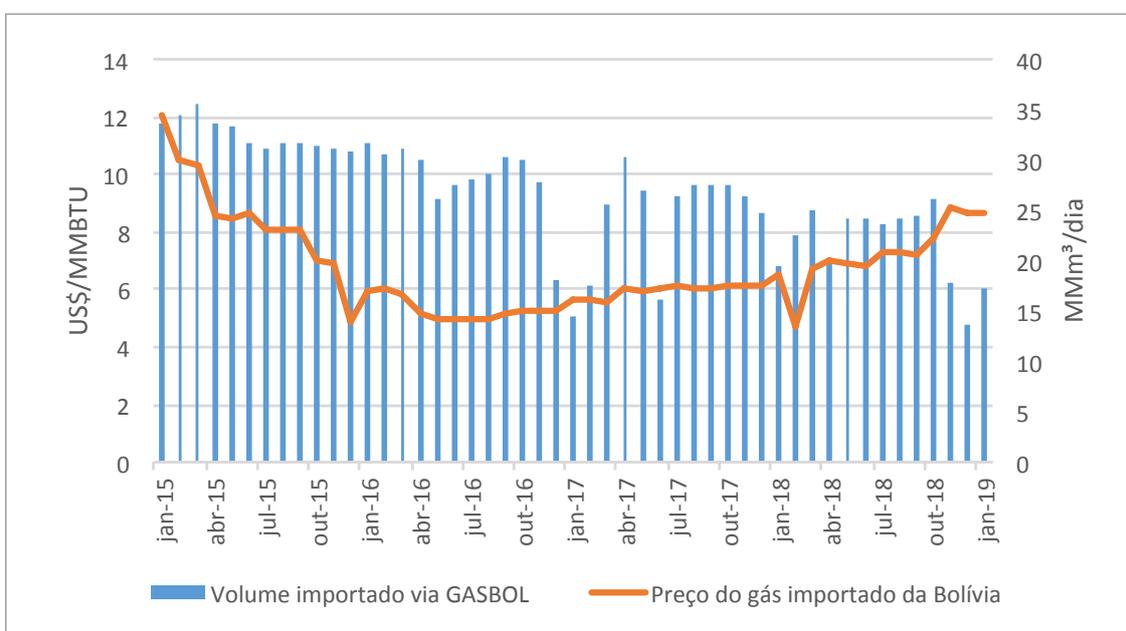
A Lei 11.909/2009 determina que a contratação de capacidade firme de transporte de gás natural ocorra mediante processo de chamada pública. Diante da proximidade de vencimento do contrato TCQ, foi aberta a chamada pública para a renovação do contrato de suprimento de gás natural do GASBOL, assim como algumas alterações de funcionamento no contrato, em consonância com as propostas do programa Gás para Crescer. Com a chamada pública há possibilidades de entrada de novos fornecedores, o que favorece a abertura de mercado de gás natural no Brasil.

Pelo lado da oferta, em agosto de 2018, o YPFB divulgou que as reservas provadas de gás natural da Bolívia são de 10,7 trilhões de pés cúbicos (TCF),

mostrando um leve crescimento em relação a 2013, última certificação realizada. Porém, em 2018, a Bolívia não entregou a totalidade do volume de gás natural solicitado pela Petrobras.

O volume médio de gás natural importado foi de 22 MMm³/dia em 2018 (Figura 3). Como o volume entregue foi menor do que o pago pela Petrobras, de 24 MMm³/dia, pelo contrato de *take-or-pay*, a Bolívia recebeu uma multa pelo não cumprimento de acordo. Dessa forma, o Brasil poderá retirar esse volume até 2023. A Figura 3 mostra a variação do volume importado desde 2015. Além disso, pode-se analisar o preço pago pelo gás natural no Brasil. O preço médio do gás via gasoduto Brasil-Bolívia, em 2018, foi de 7,32 US\$/MMBTU.

Figura 3: Preço do gás da Bolívia e volume importado via GASBOL



Fonte: MME (2019)

A YPFB admitiu uma queda na produção de gás natural, motivada pelo declínio da produção do campo de San Alberto, um dos principais do país e um dos campos que provê o gás que abastece as importações brasileiras. Em 2013, a produção do campo de San Alberto era de 11 MMm³/dia, que contrasta com junho de 2018, quando a produção caiu para 4 MMm³/dia. De acordo com o vice-presidente boliviano, além do declínio de San Alberto, problemas de perda no transporte ou na compressão do gás e a volatilidade da demanda têm dificultado a entrega do gás ao mercado brasileiro.

O cenário para a renovação do contrato entre Brasil e Bolívia está sendo discutido entre as partes e impõe desafios à Bolívia, uma vez que o país precisa atrair investimentos externos para incrementar seu esforço exploratório, produzir e incorporar novas reservas de gás que deem sustentação ao novo contrato.

De acordo com a Brasil Energia (2019), a estatal YPFB pretende perfurar mais 26 poços em 2019. A expectativa é que as reservas de gás do país sejam duplicadas até 2025, passando de 10,7 TCF para 20 TCF. Assim, o mercado interno boliviano poderia ser abastecido por pelo menos mais 30 anos.

A Bolívia também mantém um intenso comércio de gás natural com a Argentina, que data da década de 1960, quando foi construído o primeiro gasoduto do cone-sul. Contudo, a privatização e a liberalização da indústria de gás argentino na década de 1990 atraiu muitos investidores para o setor de *upstream*, resultando em um aumento da produção de gás natural. Por essa razão, a Argentina optou por não renovar o contrato com a Bolívia. Nessa época, a Bolívia exportava em média 6 MMm³/dia à Argentina (CNI, 2016).

Todavia, com a crise econômica na Argentina, em 2001, o cenário modificou. Os preços do gás foram congelados em patamares extremamente baixos enquanto o preço no mercado internacional disparou. A principal consequência deste congelamento foi a redução drástica de investimentos em exploração. Tendo em vista o contexto apresentado, a Argentina negociou com a Bolívia a retomada das importações. De acordo com a CNI (2016), em 2004 houve dois contratos temporários, com importações de cerca de 4 MMm³/dia e 6,5 MMm³/dia. Em 2006, a Argentina e a Bolívia fizeram um contrato de longo prazo, até 2026. Com a dificuldade enfrentada pela Bolívia de honrar a entrega de gás, foi feita uma renegociação para a redução dos volumes entregues durante o período do verão. O volume desde 2015 é de 21 MMm³/dia e aumentará para 27,7 MMm³/dia em 2020.

Enquanto o Brasil enfrenta obstáculos na abertura do mercado, a Argentina tem obtido avanços na modernização do setor. As ações para a abertura do mercado argentino foram leilões de compra de gás natural para suprimento de termelétricas e licitação para ampliação da rede de gasodutos. Um dos fatores que diferencia o mercado de gás natural argentino do brasileiro é o livre acesso à infraestrutura no país vizinho, que já é uma realidade. Além disso, os contratos de acesso na Argentina são de curto prazo, variando de um a três anos, deixando as operações de compra e venda de gás mais dinâmicas. Outro diferencial é a quantidade de fornecedores na Argentina, enquanto no Brasil 75% da produção é realizada pela Petrobras.

A Argentina está investindo para viabilizar suas reservas de gás natural em Vaca Muerta, e para isso há um projeto de construção de um gasoduto de 1,2 quilômetros conectando a região a Buenos

Aires. Os contratos de construção do gasoduto estão orçados no valor de US\$ 1,8 bilhão e poderão ser anunciados até setembro de 2019. O gasoduto será dividido em duas etapas que juntas podem movimentar até 40 MMm³/dia, com mais da metade do fluxo advindo de Vaca Muerta.

O gás vindo de Neuquém, bacia onde se localiza a área de Vaca Muerta, é proveniente do *shale gas*. O gás não convencional é extraído a partir de duas tecnologias de produção em conjunto: fraturamento hidráulico e perfuração direcional. Com a produção de Vaca Muerta, a Argentina pretende reduzir sua dependência do gás importado da Bolívia e exportar o excedente. A Argentina está

entre os quatro países que mais produzem volumes comerciais de *tight gas/oil* e *shale gas*.

As expectativas de renegociação de contrato da Bolívia com a Argentina e o Brasil são grandes, mas com motivações distintas. Em uma audiência pública ocorrida em abril de 2019 sobre a chamada pública para contratação de gás natural, a ANP recebeu 41 contribuições de mais de 10 empresas, mostrando grande interesse no gás importado e a possibilidade da abertura do mercado no Brasil. Contudo, as renegociações dependerão da demanda e da oferta boliviana. Além disso, para renovar os contratos com os países importadores, a Bolívia deve garantir reservas adicionais, intensificando seu esforço exploratório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Realizada audiência pública sobre chamada pública para o Gasbol. 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5132-realizada-audiencia-publica-sobre-chamada-publica-para-o-gasbol>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Chamada Pública da TBG – Contratação Da Capacidade De Transporte Após Término Do Contrato De Transporte TCQ. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/4183-chamada-publica-da-tbg-contratacao-da-capacidade-de-transporte-apos-termino-do-contrato-de-transporte-tcq>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

BRASIL ENERGIA. Bolívia admite declínio de produção de gás em San Alberto. 2019. Disponível em: <<https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/bolivia-admite-declinio-de-producao-de-gas-em-san-alberto/>>. Acesso em: 10 de abril de 2019.

CNI. Reestruturação do setor de gás natural: Uma Agenda Regulatória. Brasília. 2016.

HINOJOSA, J. Producción en megacampo San Alberto se reduce a la tercera parte. Los Tiempos. 2018. Disponível em: <<http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20180727/produccion-megacampo-san-alberto-se-reduce-tercera-parte>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

PASSOS, M. F. S. A. Gasoduto Bolívia-Brasil. Economia & Energia. 2003. Disponível em: <<http://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

YPFB. Sproule certifica reserva de 10,7 TCF de gas y garantiza abastecimiento para 14 años. 2018. Disponível em: <<https://www.ypfb.gob.bo/es/14-noticias/946-sroule-certifica-reserva-de-10,-7-tcf-de-gas-y-garantiza-abastecimiento-para-14-a%C3%B1os.html>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.



Fernanda Moraes é mestranda em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ com ênfase em Engenharia de Decisão e Gestão e pesquisadora pela COPPETEC na área de descomissionamento subsea e métodos multicritérios. Graduada em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Foi estagiária na Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustível (ANP) na superintendência de Participações Governamentais e participou do Laboratório de Gestão Ambiental (UFF). Como pesquisadora da FGV Energia, atua na área de óleo e gás.



OPINIÃO

Os impactos da geopolítica do petróleo na América Latina

Por Fernanda Delgado e
Pedro Neves*

O mercado internacional de petróleo sofreu alterações substanciais em sua dinâmica nos últimos meses. Ainda que o balanço entre oferta e demanda da *commodity* permaneça uma variável importante, nota-se um retorno aos fundamentos da geopolítica, no qual restrições e conflitos acabam impactando diretamente nos preços de referência do petróleo. O movimento da OPEP+¹ de contenção da oferta global de petróleo surge em uma tentativa de nivelar os preços de referência em patamares mais elevados, principalmente devido à crescente produção dos EUA² e à recente retração na demanda global pela *commodity* (muito vinculada à retração econômica global). O órgão anunciou um corte de 1,2 milhão de barris diários

(Forbes, 2018)³ e revisou sua previsão de demanda global por petróleo para o ano, com um déficit de 240 mil barris por dia (OPEP, 2019)⁴.

Contudo, como já mencionado, não é apenas a produção norte-americana que impacta essa dinâmica. Como exemplos, as sanções aplicadas pelos EUA à importação de petróleo iraniano e, mais recentemente, ao óleo venezuelano, atrapalham o balanceamento proposto pela OPEP+. A Venezuela, como será detalhado mais adiante, passa por uma séria crise político-econômica, sendo mais um fator agravante à oferta global. Outras questões, como os conflitos comerciais entre EUA e China, também dificultam o equilíbrio entre oferta e demanda.

¹ Membros originais da OPEP com a inclusão da Rússia.

² O boom norte-americano pautado na exploração de recursos não-convencionais segue batendo recordes mensais de produção de petróleo.

³ <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2018/12/07/high-five-at-opec-russia-and-saudi-arabia-agree-1-2mbd-production-cut/#209f79ad6d24>

⁴ https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20February%202019.pdf

Todas essas adversidades são efeitos multiplicadores para os problemas já enfrentados internamente por todos os países produtores de petróleo, e em especial para países da América Latina, em estágio de desenvolvimento econômico. Estes precisam lidar ainda com conturbadas questões políticas e sociais a serem enfrentadas diariamente e, em muitos deles, novos governos no poder.

Para esta análise foram selecionados os principais e potenciais produtores de hidrocarbonetos na América Latina, com o objetivo de traçar uma análise do status atual de suas indústrias de óleo e gás bem como inferir sobre as perspectivas para cada um deles, dado o cenário global.

MÉXICO

A indústria petrolífera mexicana já existe há mais de cem anos e, portanto, passou por diversos estágios evolutivos. O pico de produção atingido pelo país em 2004 (3,4 milhões de barris por dia) contrasta com a média do ano passado, de 1,8 milhões de barris por dia. A trajetória decrescente da produção fez com que o país, a partir de 2013, trouxesse de volta as rodadas de licitações de áreas e investimentos da ordem de US\$ 200 bilhões para o setor, por meio da iniciativa privada. À época, mais de 70 empresas estrangeiras instalaram-se no país.

Entretanto, com a eleição do presidente Andrés Manuel López Obrador (AMLO) e sua agenda populista focada no reestabelecimento do papel de protagonista da estatal PEMEX e na expansão de fontes renováveis, o país pode estar na contramão do mercado e dos investimentos internacionais.

Enquanto o governo mexicano alega estar resolvendo conflitos internos da PEMEX, a interrupção das rodadas de licitação, a cessão de novos contratos e as medidas anticomerciais aplicadas à estatal, resultam em redução dos investimentos e do interesse internacional no país. A resolução dessas questões é fundamental para a retomada da relevância mexicana no contexto geopolítico do setor.

VENEZUELA

Apesar de deter a maior reserva comprovada de petróleo do mundo⁵, o sistema político venezuelano, a partir do Governo Chavez, levou à derrocada a indústria petrolífera do país. A produção, que já esteve em patamares superiores a 3 milhões de barris por dia, é atualmente de 1,1 milhões de barris por dia e tem expectativa de fechar o ano de 2019 abaixo de 1 milhão de barris por dia (IEA, 2019)⁶.

Como mencionado anteriormente, os EUA impuseram sanções ao país. A PDVSA, empresa estatal de petróleo na Venezuela, foi listada como *Specially Designated National* (SDN), significando que seus ativos nos EUA estão bloqueados e que cidadãos americanos estão proibidos de negociar com a companhia. Nesse caso, qualquer pagamento deve ser processado em uma conta de garantia que só pode ser acessada por um novo governo.

As exportações venezuelanas de petróleo para os EUA já caíram mais de dois terços em relação à média antes das sanções e provavelmente cairão ainda mais. As exportações para os Estados Unidos são responsáveis por cerca de 75% do que a Venezuela recebe com vendas de petróleo bruto (Reuters, 2019)⁷. O país até

⁵ No fim de 2017, a reserva provada de petróleo na Venezuela era de 302,8 bilhões de barris (OPEC, 2019).

⁶ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2019-03-15.pdf>

⁷ <https://www.reuters.com/article/us-venezuela-politics-usa-oil-graphic/venezuelan-oil-exports-to-u-s-still-a-primary-source-of-cash-idUSKCN1PJ2CT>

encontrou compradores na Índia e na Europa - com um desconto significativo devido aos custos mais altos de transporte -, mas muitos navios estão atracados nos portos venezuelanos por falta de compradores.

A resolução do cenário político e da recessão econômica no país é apenas o primeiro passo para a recuperação da Venezuela. Os efeitos esperados, contudo, são de longo prazo, ainda que o regime de Maduro caia.

GUIANA

A Guiana, o mais novo entre os produtores de petróleo considerados nessa análise, tem potencial para ser o maior produtor de petróleo per capita do mundo ainda na próxima década (The National, 2019)⁸. Motivado pelos imensos esforços e sucesso obtidos pela ExxonMobil na exploração do bloco Stabroek, o país pode alcançar uma produção de 750 mil barris de óleo por dia em 2025. A primeira descoberta da Exxon foi o prospecto de Liza, em 2015, seguida de outras doze, que colocam as reservas provadas do bloco em mais de 5,5 bilhões de barris de óleo equivalente⁹.

Outros fatores positivos são: o custo de *breakeven* atual (em torno de US\$ 46 por barril), considerado muito competitivo; a qualidade do óleo (de médio a leve), que o qualifica a produzir diesel; e as receitas brutas potenciais (US\$ 13 bilhões), quase três vezes maiores que o PIB do país em 2016.

Contudo, tais investimentos só serão transformados em riqueza se o país souber lidar com a série de desafios que tem pela frente. O primeiro deles é a inexpe-

riência com o setor. Os riscos envolvem: corrupção dentro do governo, excesso de gastos públicos, vulnerabilidade às oscilações de preços do petróleo, falta de capacidade para gerenciar as operações e até para coletar impostos. A economia também está ameaçada por conflitos fiscais com as empresas petrolíferas, aumento da inflação, supervalorização da moeda e uma perda de competitividade do setor não petrolífero (sintomas da Doença Holandesa¹⁰).

Várias iniciativas adotadas internacionalmente podem ser extremamente úteis para que o país contorne essas questões e obtenha sucesso. Um fundo soberano, como a Autoridade de Investimentos de Abu Dhabi ou o fundo de petróleo da Noruega, tem a capacidade de estabilizar o orçamento do governo contra a volatilidade do preço do petróleo e ainda economizar para as gerações futuras. Outra opção é a criação de uma empresa estatal de petróleo (NOC) que, se bem administrada, pode ajudar a desenvolver habilidades e fortalecer a gestão do setor. Por fim, a criação de um órgão regulador do setor petrolífero permitiria isenção e garantia dos interesses da população em detrimento das empresas. Em todo caso, como o país não detém qualquer *expertise* nos processos, espera-se que a ajuda internacional e a boa vontade do governo e da população assegurem que o petróleo seja um bônus não apenas para a economia mundial, mas também para o povo guianês.

COLÔMBIA

O governo colombiano tem conduzido um conjunto de mudanças estruturais com o objetivo de aumentar a produção de petróleo e os recursos dela prove-

⁸ <https://www.thenational.ae/business/energy/guyana-may-be-the-next-big-beast-in-global-oil-1.778295>

⁹ Para mais detalhes, acesse: <https://corporate.exxonmobil.com/locations/guyana/guyana-project-overview#drillingActivityInTheStabroekBlock>

¹⁰ Termo criado pela revista The Economist em 1977 para analisar as causas da crise econômica ocorrida na Holanda nos anos 70. O termo se refere a vasta dependência de um país a um determinado recurso natural que este possui, impactando negativamente no resto da sua balança comercial.

nientes. Nesse ínterim, a criação de uma agência reguladora tirou das mãos da estatal Ecopetrol a responsabilidade por regulamentar e fiscalizar o mercado, abrindo-o para investidores internacionais e dinamizando-o. O governo assinou recentemente seu primeiro contrato *offshore* em décadas e criou uma comissão para avaliar a possibilidade de exploração de recursos de baixa permeabilidade utilizando a técnica de fraturamento hidráulico no país.

A realização de rodadas de licitação e as políticas positivas de incentivo à exploração, corroboradas pelo novo presidente do país, levaram a Colômbia a uma produção média de 851 mil barris por dia em 2018, com um ritmo de reposição de reservas superior a 5 anos (RRR). O país é, atualmente, um exportador líquido de óleo bruto.

Todavia, a Colômbia também enfrenta empecilhos, como as dificuldades de financiamento nos projetos de *midstream* (necessários para dinamizar a distribuição da produção do país) e movimentos autóctones de grupos sociais contrários à exploração de petróleo, como os rebeldes do Exército de Libertação Nacional. O oleoduto *Caño Limón-Coveñas* é o alvo mais frequente dos ataques. Até novembro de 2018, o oleoduto havia sido atacado mais de 80 vezes.

Resolvidas essas questões, as projeções apontam para investimentos de US\$ 5 bilhões (alta de 14% em relação a 2018), um esforço exploratório de perfuração de aproximadamente 70 poços, mais de 300 km² de levantamento sísmico e produção de 890 mil barris de petróleo por dia em 2019 (*The Economic Times*, 2019)¹¹.

ARGENTINA

Apesar de apresentar o maior potencial de recursos não-convencionais da América Latina (e o 2º maior do mundo), o país passa por um período de transição entre políticas de livre mercado, implementadas pelo presidente Mauricio Macri, e o populismo instaurado no país por governos anteriores.

Os planos ambiciosos de Macri envolvem a duplicação da produção de óleo e gás no país em cinco anos e a atração de bilhões de dólares para viabilizar e desenvolver os recursos não convencionais de Vaca Muerta e de águas profundas existentes no país (as estimativas estão em torno de US\$ 150 bilhões apenas para os não convencionais nas próximas duas décadas)¹².

O país realizou, em abril de 2019, seu primeiro leilão de áreas *offshore*, licitando 18 blocos para mais de 10 empresas (com destaque para a norueguesa Equinor, que arrematou sete áreas, sozinha ou em consórcio com outras empresas) em um total de bônus acumulado de quase R\$ 1 bilhão.

Analistas argentinos entendem que, caso o país supere seus problemas internos, tornar-se-á autosuficiente em gás natural e reverterá sua posição atual de importador de recursos. Outras expectativas envolvem a comercialização dos novos recursos para países do Cone Sul, como Brasil e Chile.

Para tanto, o país se prepara articulando ações entre o governo, sindicatos e a iniciativa privada, investindo em tecnologia, ajustando seu *framework* regulatório, promovendo ações de atração de investimento

¹¹ As projeções feitas pela Asociación Colombiana del Petróleo consideraram um preço médio do Brent de US\$ 60/bbl. Mais detalhes em: <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/oil-and-gas/oil-companies-in-colombia-see-2019-investment-around-5-bn-up-14/67188432>

¹² Mais detalhes em: <https://www.theoilandgasyear.com/market/argentina/>

estrangeiro, otimizando a distribuição, o processamento e infraestrutura dos seus principais *plays*.

BRASIL

Com o segundo maior potencial mundial de crescimento de produção de petróleo para não-membros da OPEP, o Brasil assumirá o protagonismo na região da América Latina. Um conjunto de ajustes regulatórios, como a regularidade no calendário de leilões, a permissão de operação de ativos de pré-sal por empresas estrangeiras, os ajustes às exigências de conteúdo local, a diversificação das modalidades de ofertas de áreas (como a inserção dos ciclos de oferta permanente), fez que o país alavancasse seu segmento de E&P e retomasse a trajetória ascendente derivada do sucesso do esforço exploratório do pré-sal.

Cabe também destacar a atuação da Petrobras no processo, na maioria dos casos em linha com o que o CNPE tem proposto. A Petrobras está aplicando um sério processo de desinvestimento em setores considerados não-prioritários, que permitirão ainda maior diversificação do mercado de óleo e gás brasileiro. Além de áreas de exploração já não interessantes para o portfólio da estatal, estão em análise a venda de refinarias, dutos de transporte e instalações de infraestrutura, que conferirão um maior dinamismo à indústria.

Com relação aos leilões de oferta de áreas, o Brasil terá, ainda em 2019, três certames: a 16ª rodada de concessão, a 6ª rodada de partilha de áreas do pré-sal e o leilão do excedente da cessão onerosa. Esse último é o mais crucial para o país, uma vez que a possível arrecadação por meio dos esperados bônus de assinatura possibilitará ao governo federal um reajuste de contas extremamente necessário para a redução do seu déficit fiscal.

O atual cenário permite inclusive a realização de projeções otimistas para a produção nacional. A FGV Energia estima que, em um cenário em que o desenvolvimento dos recursos já licitados e o leilão do excedente da cessão onerosa aconteça, o Brasil pode ultrapassar os 5 milhões de barris por dia no início da década de 2030.

Entretanto, assim como em outros países, existem desafios a superar que podem travar ou adiar tais investimentos. A infraestrutura de distribuição brasileira é deficitária e já não deve, nos próximos anos, ser capaz de suprir a demanda crescente. Outro gargalo está no setor de refino. Apesar das iniciativas da Petrobras de diversificar o segmento e liberar fatia de mercado, pouco se sabe sobre o interesse de outras empresas de se inserir em um mercado em que as tangentes estão todas vinculadas a estatal. Uma última questão trata do aproveitamento do gás natural, presente em grandes quantidades nos reservatórios do pré-sal. Várias iniciativas já foram propostas, mas ainda não existe um marco regulatório conciso e eficiente para o setor.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A América Latina atravessa um momento turbulento, passando a impressão de que algo está fora de ordem nas democracias. A combinação de autoritarismo político e economia de livre mercado não é nova na região. A separação entre liberdade econômica e política pode parecer um atalho para o desenvolvimento, mas na América Latina a demanda por um governo forte tem competido com um persistente desejo de liberdade.

Como pôde ser visto, um problema comum a quase todos os países analisados e mesmo às referências internacionais (protagonistas do cenário geopolítico mundial) é a incerteza política existente, prin-

principalmente calcada na personalização que se tem observado na política em todo o mundo. Com ela, caminham incertezas quanto aos regimes, à condução da economia, aos aspectos regulatórios, entre outros.

A crise na Venezuela e a redução da oferta nos mercados globais de petróleo podem abrir um espaço para que os países latino-americanos não-OPEP ganhem maior relevância no mercado. O México terá alguma produção adicional de campos concedidos sob o governo anterior. A Guiana começará a produção comercial em 2020. A Colômbia pode eventualmente ver um aumento na produção *offshore* e *onshore* de não convencionais. A Argen-

tina segue depositando suas apostas nas reservas não convencionais de Vaca Muerta, ainda que a situação interna seja prioritária. No Brasil, a Petrobras planeja trazer 13 unidades de produção *offshore* nos próximos cinco anos para desenvolver as reservas do pré-sal. Isso, juntamente com a produção de IOCs operantes no país pode transformá-lo em um dos maiores produtores fora da OPEP+.

Ou seja, trata-se de uma nova e excelente janela de oportunidade para o setor e o mercado nacional de óleo e gás. O custo do não aproveitamento é pago pela sociedade quando esta arca com energéticos ao mesmo tempo caros e com riscos de desabastecimento.



Fernanda Delgado é Professora e Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético, dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval e à Escola Superior de Guerra. 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 pelas linhas de pesquisa do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, destacando-se: Descomissionamento, Downstream, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Veículos elétricos, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.



Pedro Neves é mestrando em Engenharia Química pelo PPGEQ/UFF e pós-graduando em Engenharia de Segurança do Trabalho pela Universidade Cândido Mendes. Engenheiro Químico formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF), 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 petróleo e gás realizando análises setoriais, serviços de inteligência de mercado e é responsável pela linha de pesquisa sobre descomissionamento de instalações *offshore*.

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



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

O mês de fevereiro/19 apresentou produção diária de 2,49 MMbbl/d, volume 5,4% inferior aos 2,63 MMbbl/d produzidos em janeiro/19 (Tabela 2.1). Entre as ocorrências que justificam a queda na produção do país, estão a interdição da P-43 (que opera nos campos de Barracuda e Caratinga), a parada programada para manutenção do FPSO Capixaba (que opera no Parque das Baleias), e problemas operacionais nas plataformas P-18 e P-20 (no campo de Marlim) e no FPSO Cidade de Angra dos Reis (no campo de Lula). Segundo a

ANP, a P-43 ficou interdita entre os dias 7 e 28 de fevereiro devido a inconformidades críticas, como a degradação de bombas de combate a incêndio. Já a Petrobras não entrou em detalhes sobre os problemas operacionais ocorridos na P-18, P-20 e FPSO Cidade de Angra dos Reis.

Por outro lado, a empresa reportou, em abril de 2019, o início de produção da P-77 (FPSO de capacidade de processamento de 150 Mbbl/d), quarta plataforma do Campo de Búzios e penúltima projetada para entrar em 2019, faltando apenas a P-68, a ser instalada no campo de Berbigão.

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

Agregado	fev-19	fev-19/jan-19	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.489.424,0	-5,4%	151.262.576,6	-2,0%
Consumo Interno	1.679.389,2	4,2%	96.989.476,8	7,5%
Importação	139.241,7	-16,0%	9.035.376,8	-21,6%
Exportação	1.308.007,3	-10,8%	82.102.165,8	28,4%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo dados da ANP, em fevereiro/19, 95,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82,0% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.250 poços, sendo 695 marítimos e 6.555 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, em fevereiro de 2019, sua produção foi oriunda de 88 poços e chegou a 1,45 MMbbl/d de óleo e 59,8 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,83 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). Adiantamos nessa edição que o IBAMA emitiu, em abril de 2019, licença prévia para a 3ª etapa do desenvolvimento de produção do pré-sal na Bacia de Santos para a Petrobras, autorizando a instalação de 11 FPSOs definitivos, dois pilotos de produção e 10 testes de longa duração (TLDs) ou sistemas de produção antecipada (SPAs). Tais unidades não estão presentes no atual Plano de Negócios e Gestão (PNG) da empresa, de modo que podem indicar o desenvolvimento de prospectos ainda em fase exploratória ou mesmo potenciais ativos do excedente da cessão onerosa, que devem ser licitados em 28 de outubro próximo.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o leilão do excedente da cessão onerosa teve mais duas etapas associadas à sua realização finalizadas. O termo aditivo do contrato da cessão onerosa foi acordado entre União e a Petrobras. O governo federal ressarcirá a empresa em US\$ 9,058 bilhões devido ao reajuste contratual. A negociação ocorria desde 2013 e sua aprovação é mais um indício do compromisso do governo federal em realizar o leilão do excedente das áreas, corroborando com a meta de redução do seu déficit fiscal via arrecadação do certame.

A outra etapa foi a aprovação, mediante reunião do CNPE realizada no dia 17 de abril, dos parâme-

tros técnicos e econômicos que orientarão o leilão. O bônus de assinatura pré-fixado total do leilão será de R\$ 106,6 bilhões, dos quais R\$ 68,2 bilhões serão para a área de Búzios, com oferta de óleo-lucro mínimo de 23,3%; outros R\$ 22,9 bilhões serão para a área de Sépia, com 27,7% de percentual mínimo de óleo-lucro; a área de Atapu terá bônus de R\$ 13,7 bilhões e 25,1% de percentual mínimo e a de Itapu terá bônus de R\$ 1,8 bilhões e percentual mínimo de óleo lucro de 19,8%. As diretrizes acordadas na reunião serão encaminhadas ao TCU para apreciação. A Petrobras, como em qualquer rodada sob regime de partilha, terá 30 dias contados a partir do dia da reunião para manifestação do seu interesse como operadora.

Entretanto, ainda há um impasse sobre se o projeto de lei que permite a venda das áreas deve ou não passar pelo congresso federal, cujo objetivo é alterar o texto, garantindo maior arrecadação para estados e municípios. Nessa temática, o ministro da Economia, Paulo Guedes, afirmou (no dia 17 de abril) que o governo poderia antecipar de R\$ 4 a 6 bilhões a estados e municípios e que a intenção é de que esses sejam mais beneficiados. No entanto, a aprovação de reformas, em especial a da previdência, é crucial para a sinergia entre os órgãos.

Os outros leilões que ocorrerão em 2019 também tiveram a divulgação de suas minutas de contrato, pré-editais e cronogramas divulgados. A 16ª rodada de concessão ocorrerá no dia 10 de outubro e a 6ª rodada de partilha ocorrerá em 07 de novembro. As áreas que devem gerar o maior interesse em cada leilão devem ser: o bloco C-M-541 na 16ª rodada (adjacente a descoberta de gás da Equinor de Pão de Açúcar, o bloco tem bônus mínimo de R\$ 1,375 bilhões) e o bloco de Aram na 6ª rodada de partilha (arrematado na 8ª rodada de concessão

pela Eni em 2006 por RS 307 milhões e reofertado agora por um bônus fixo de R\$ 5,05 bilhões).

Embora a ANP já tenha a programação prévia para a realização de leilões de áreas no país até 2021, o governo federal está estudando a inclusão, em leilões futuros, de áreas atualmente fora do limite de 200 milhas náuticas (por volta de 370 quilômetros) da plataforma continental do Brasil. Na verdade, o país já pleiteia desde 2004 a extensão desses limites e já conseguiu, para a porção à frente da bacia de Santos, autorização da ONU para exploração da região. Entretanto, o potencial pode ser muito maior que os estudos geológicos atuais podem afirmar e, portanto, apresentar excelentes oportunidades de investimentos e também desafios, visto que a logística entre a costa e os potenciais ativos não é nada favorável (Folha, 2019)¹.

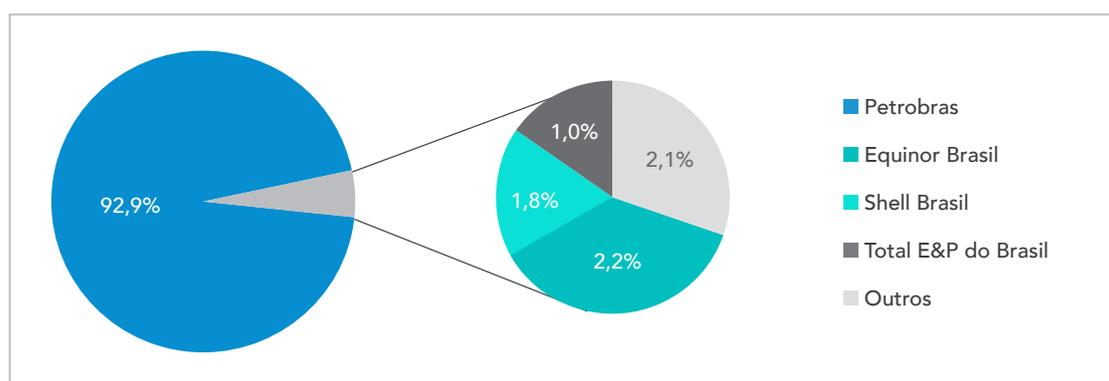
No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com

92,9% da produção, em fevereiro/19 (Figura 2.1). A participação da Equinor Brasil reduziu a 2,2% em relação a janeiro/19. A alteração da produção no campo de Peregrino esteve associada a um melhor aproveitamento dos poços produtores, dado que mesmo com um poço adicional produzindo, houve redução de 10 Mbbl/d na produção do campo.

A Shell permaneceu em 1,8% o seu patamar de campos operados em fevereiro/19, após forte alta registrada no mês passado. Nesse mês, apesar da queda registrada no campo de Ostra, os valores foram compensados pela produção em Argonauta e a produção total, ainda que levemente menor, possibilitou manutenção do patamar.

Por fim, a Total também manteve a sua parcela em fevereiro/19 quando comparada a janeiro/19, em 1%. Ainda assim, houve ligeira redução na produção dos dois poços do campo de Lapa.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (Fevereiro/19)



Fonte: ANP, 2019.

¹ <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/03/brasil-quer-expandir-exploracao-do-pre-sal-para-fora-de-fronteira-maritima.shtml?loggedpaywall>

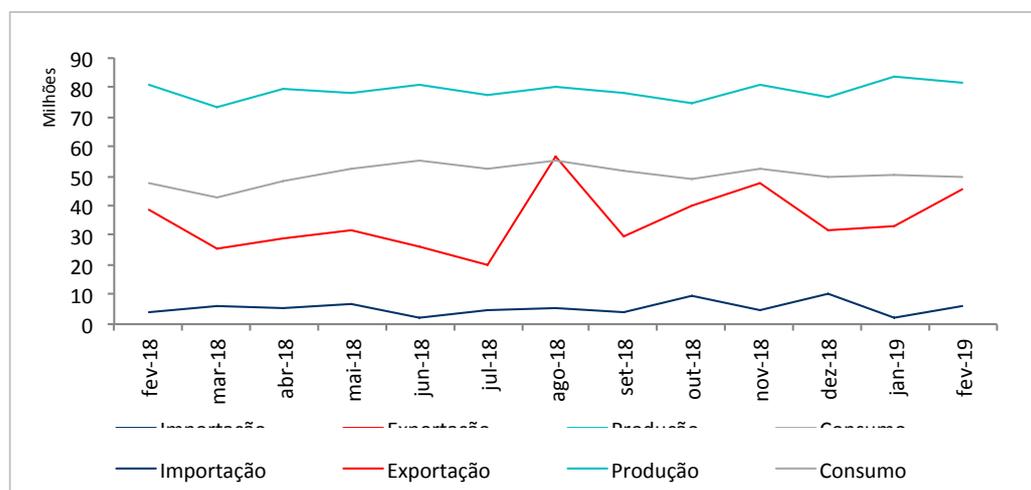
Apesar das principais empresas não apresentarem oscilações muito representativas, o resto do mercado segue altamente agitado. Após aquisição da parcela da Chevron no campo de Frade pela Petrorio em dezembro passado, a brasileira espera contar com parte da produção do campo já em março e iniciar, em 2020, uma campanha de perfuração no mesmo.

A Chevron, por outro lado, efetuou uma das maiores aquisições internacionais desde a compra da BG pela Shell em 2015, por £ 47 bilhões. A americana adquiriu a Anadarko por US\$ 33 bilhões mais as dívidas da empresa, ficando com uma produção acumulada de 3,6 MMboe/d. Essa produção é muito próxima das duas maiores IOCs hoje no mercado, a ExxonMobil (3,8 MMboe/d) e a Shell

(3,7 MMboe/d). O principal foco da aquisição é o aproveitamento dos ativos que a Anadarko tinha de recursos não-convencionais na Bacia do Permiano. No Brasil, a Chevron participará da exploração dos blocos C-M-61 e C-M-101.²

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em fevereiro de 2019, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo diminuiu. A queda na produção, os preços de referência moderados e a demanda maior do início do ano justificam a diferença mencionada. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se um aumento maior da exportação de petróleo em relação a importação, muito em razão do aumento dos preços de referência.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent tornou a crescer no mês de fevereiro, atingindo o valor de US\$ 63,96/bbl. O WTI também segue em alta e chegou ao valor de US\$ 54,95/bbl em fevereiro.

Avançando a abril, ambas as cotações seguem em alta, com o Brent acima dos US\$ 70/bbl. A contenção promovida pela OPEP+ na oferta internacional de petróleo é a principal responsável pelo aumento dos preços. Entretanto, conflitos recentes na Líbia, a classificação pelos EUA do Exército dos Guardiões da

² O acordo entre Anadarko e Chevron está atualmente sob revisão devido a uma contraproposta feita pela empresa Occidental.

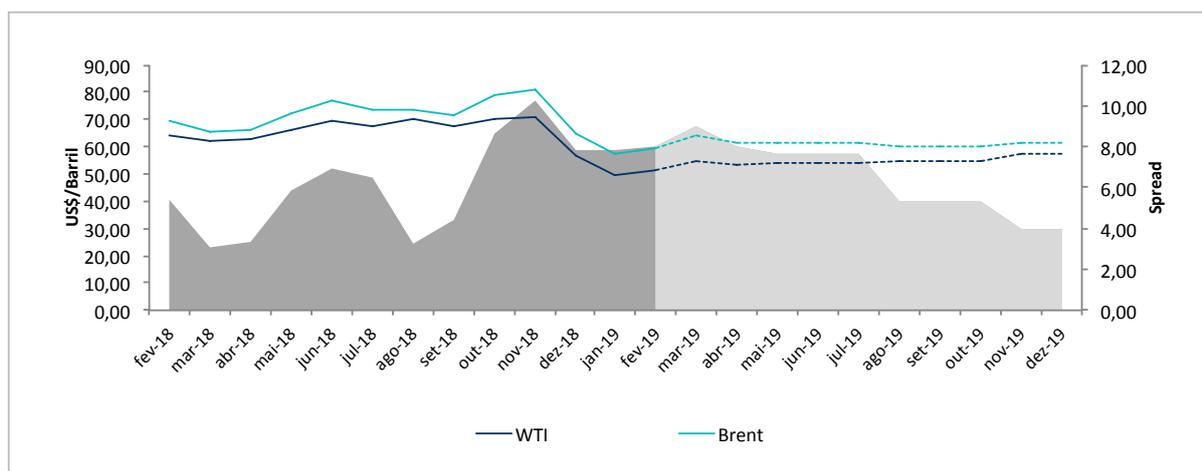
Revolução Islâmica do Irã como grupo terrorista e as previsões de retração na economia global e a consequente diminuição do consumo de combustíveis a ela atrelado, também contribuem para alta dos preços.

Os esforços do governo norte-americano, muitas vezes via declarações do presidente Trump, estão orientadas para contenção dos preços. Independente disso, o país conseguiu praticamente dobrar suas exportações de óleo cru entre 2017 e 2018, alcançando uma média de 2 MMBbl/d no ano passado. O destino do óleo americano tem

mudado, mas permanece na região asiática. Muito em função dos conflitos comerciais entre EUA e China, as exportações para Coreia do Sul, Taiwan e Canadá aumentaram.

Com relação aos membros da OPEP+, o principal deles, Arábia Saudita, anunciou em abril de 2019 a aquisição de uma porção majoritária da gigante petroquímica Sabic. A iniciativa segue em linha com o projeto do CEO da estatal saudita, Saudi Aramco, de dobrar sua rede de refino e flexibilizar seus investimentos e seu mercado.

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



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

Voltando à produção brasileira, em fevereiro de 2019, a maioria das áreas *onshore* dos estados registrou queda, revertendo o resultado positivo de janeiro. Entre as mudanças mais representativas, está a queda de 25,3% na produção *offshore* do Espírito Santo (principalmente devido ao Parque

das Baleias) e a de 4% no Rio de Janeiro (cuja justificativa também já fora reportada no início da sessão), maior produtor do país. O aumento na produção de São Paulo está diretamente associado a produção do campo de Sapinhoá, com aumento de 25 Mbbbl/d.

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

UF	Localização	fev-19	fev-19/jan-19	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.403	-2,9%	143.977	-13,1%
	Offshore	60	-52,9%	5.598	-4,0%
AM	Onshore	19.878	2,2%	1.159.494	-4,2%
BA	Onshore	28.096	0,0%	1.657.527	-8,1%
	Offshore	472	50,3%	22.934	-30,4%
CE	Onshore	865	-7,9%	53.322	-12,5%
	Offshore	3.796	-4,5%	229.420	-0,6%
ES	Onshore	9.121	-7,2%	560.102	-11,9%
	Offshore	236.397	-25,3%	16.434.147	-16,6%
MA	Onshore	7	-69,5%	938	-40,9%
RJ	Offshore	1.828.754	-4,0%	110.274.575	3,5%
RN	Onshore	36.123	1,0%	2.120.454	-2,9%
	Offshore	4.917	5,5%	282.101	-13,5%
SP	Offshore	303.734	5,6%	17.419.023	-13,7%
SE	Onshore	11.569	-4,1%	697.743	-27,5%
	Offshore	3.232	-9,5%	201.223	-37,3%
Total		2.489.424	-5,4%	151.262.577	-2,0%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em fevereiro de 2019, os principais derivados do país registraram alta no seu índice de produção e consumo. No entanto, quanto

as contas internacionais, diante de preços mais altos de referência e do dólar, a importação de derivados caiu para todos os combustíveis analisados, mas as exportações oscilaram, com destaque para alta de quase 25% da gasolina.

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

Combustível	Agregado	fev-19	fev-19/jan-19	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	426.748	7,9%	24.213.647	-3,3%
	Consumo	484.880	4,8%	27.919.076	-6,8%
	Importação	74.260	-14,3%	4.765.674	-11,1%
	Exportação	55.479	24,8%	2.931.552	149,0%
Diesel S10	Produção	691.324	7,1%	39.365.498	9,5%
	Consumo	885.014	10,4%	49.624.363	6,2%
	Importação	145.446	-16,8%	9.492.703	-42,1%
	Exportação	416	-36,8%	32.074	-98,1%
GLP	Produção	120.828	-0,3%	7.139.616	-3,4%
	Consumo	224.087	8,1%	12.703.136	-0,7%
	Importação	34.073	-63,9%	954.057	-71,1%
	Exportação	8	-	223	-58,2%
QAV	Produção	116.017	-4,7%	7.023.070	-7,6%
	Consumo	126.566	-6,9%	7.759.415	4,6%
	Importação	23.353	-41,7%	1.894.879	45,6%
	Exportação	54.986	43,3%	2.729.215	4053,2%
Óleo Combustível	Produção	223.576	15,8%	12.244.124	8,9%
	Consumo	39.426	25,3%	2.078.981	-17,7%
	Importação	0	-100,0%	68	-100,0%
	Exportação	120.465	-4,1%	7.267.143	126,4%

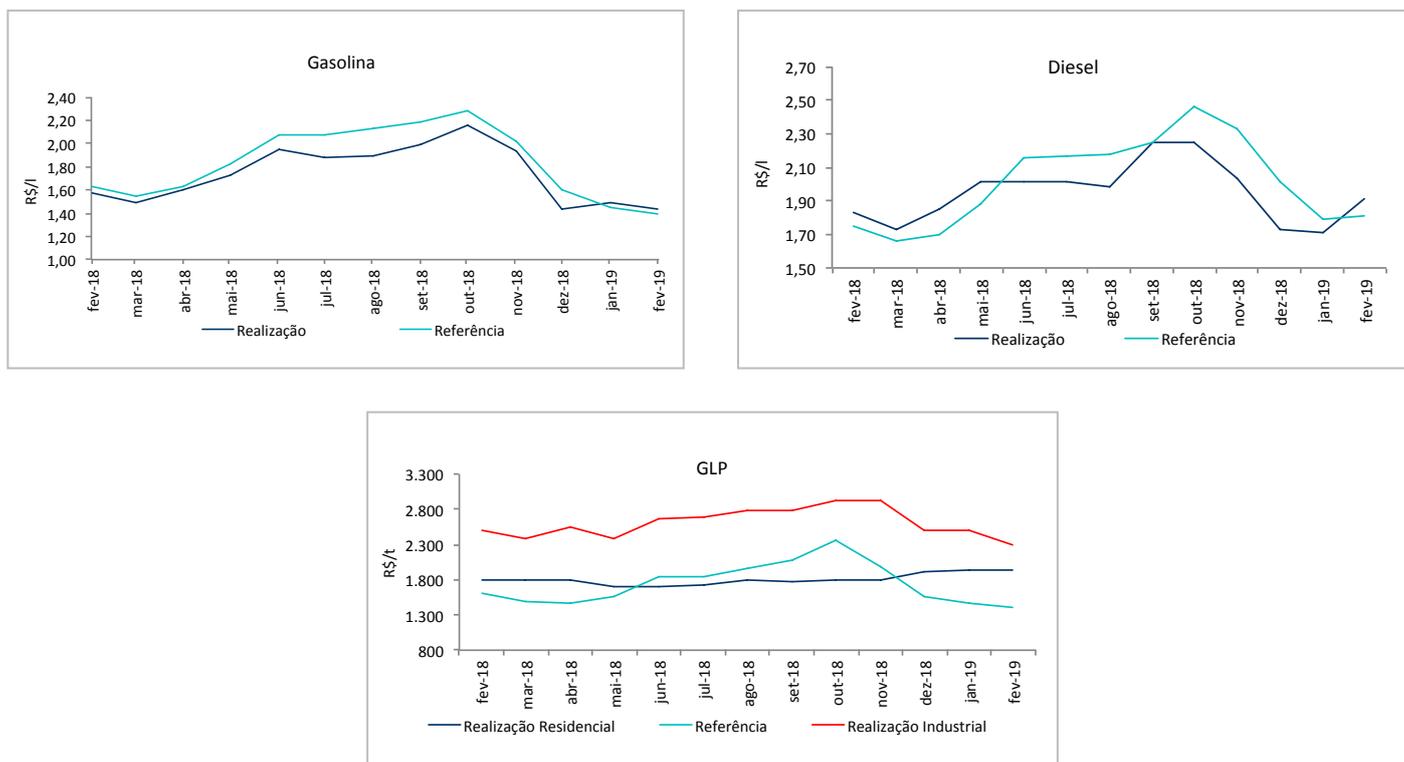
*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Com relação ao segmento de *downstream*, a Petrobras permanece no seu programa de desinvestimentos, tendo anunciado aquisições e propostas nos últimos meses, para ativos principalmente do segmento de *mid-* e *downstream*. O mais relevante deles foi a venda da participação da empresa na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) para a Engie, pelo valor de US\$ 8,6 bilhões (a estatal permaneceu com 10% das ações). A TAG detém uma malha robusta de gasodutos pelo lito-

ral do país entre o Sudeste e o Nordeste, além de um duto no Norte próximo a Manaus. A Petrobras ainda apresenta como oportunidade a venda da Liqueigás, a segunda maior distribuidora e comercializadora de GLP do país (21,4% do *market share* total de 2018). Ainda segundo a empresa, estudos foram iniciados para avaliação da diminuição da participação da mesma na BR Distribuidora, reduzindo seu patamar para menos que 50%, ante atuais 71%.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

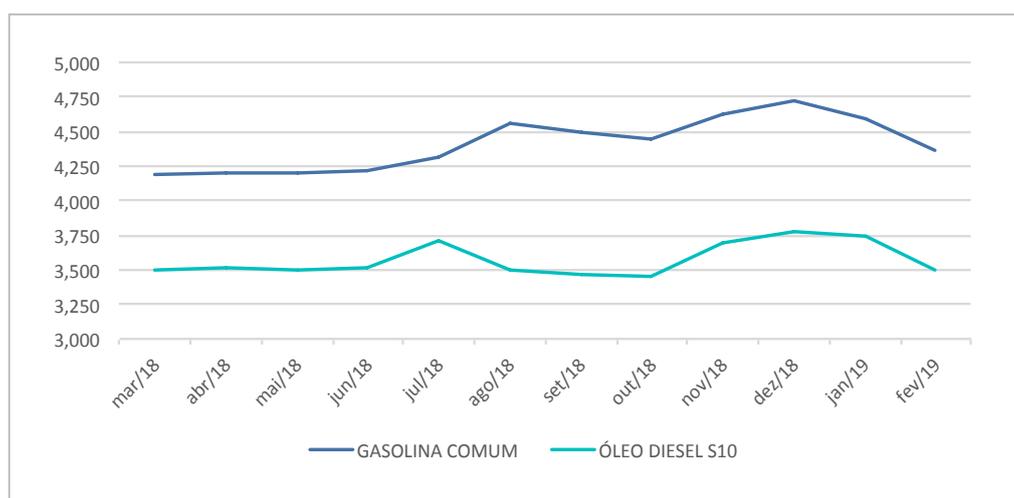
Na outra ponta, analisando os preços de revenda, a reversão da trajetória que os combustíveis apresentavam até o mês de fevereiro já é um indicativo de preocupação para governo e sociedade. Em abril de 2019, após rever sua política de preços e aumentar a periodicidade de alteração do preço dos combustíveis para não menos que 15 dias, a estatal planejava um aumento de 5,7% no preço do diesel. Contudo, segundo a empresa, diante de ameaças de uma nova paralisação dos caminhoneiros (em 29 de abril) alertada pela União, a companhia optou por não alterar o preço na ocasião. Mas anunciou, em 18 de abril, aumento de R\$ 0,10/litro para o diesel. A empresa reiterou seu compromisso com sua política de preço seguindo a paridade internacional.

Independente das declarações de influência ou não do governo federal nos preços, a nova polí-

tica de reajustes não inferiores a 15 dias já coloca os preços internos fora da paridade internacional. De acordo com o diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), Adriano Pires, no caso da gasolina, a estatal deveria ter feito um reajuste R\$ 0,07 superior ao realizado, considerando os últimos 30 dias.

Outros pontos pouco mencionados são de que o reajuste promovido pela estatal, em 2019, para a gasolina (alta de 30%) é superior ao do diesel (alta de 24%) e de que as margens dessas oscilações no preço estão sendo absorvidas por revendedores e distribuidores. Os aumentos efetuados pela Petrobras são efetivamente maiores, em termos percentuais, que os sentidos nas bombas dos postos (O Estado de São Paulo, 2019)³. A Figura 2.5 ilustra os preços de revenda da Gasolina e Óleo Diesel S10 nos últimos 12 meses.

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



Fonte: ANP, 2019.

³ <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,alta-da-gasolina-este-ano-e-superior-a-do-oleo-diesel,70002796688>

Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de janeiro/2019, a produção bruta de gás natural foi de 113,2 MMm³/dia. Esse volume foi 0,4% menor do que o mês anterior (dezembro/2018) e 0,7% superior ao mesmo mês do ano anterior (janeiro/2018). No mês de janeiro/2019, 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 76% do total.

A produção indisponível em janeiro/2019 foi de 57,1 MMm³/dia, 5,5% inferior a dezembro/2018 e 10,6%

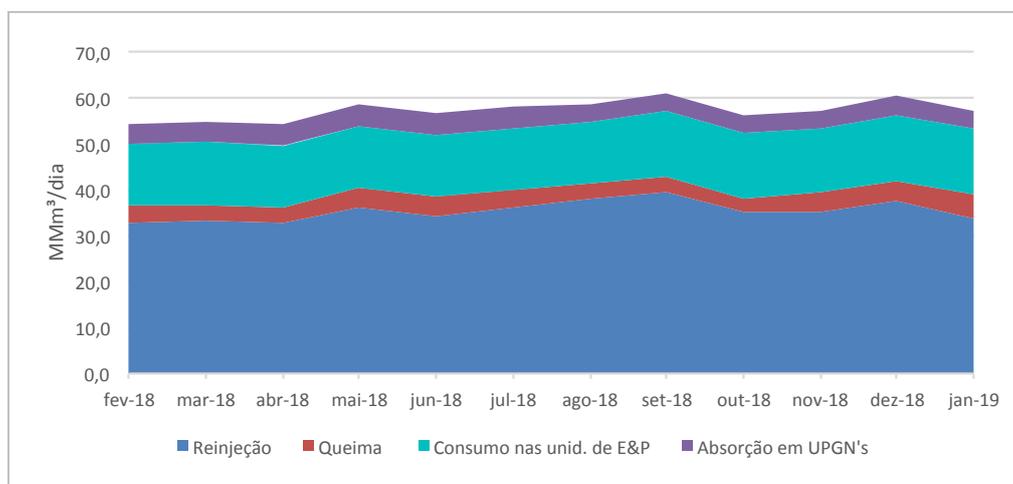
maior do que janeiro/2018. A reinjeção de gás natural, apesar de apresentar queda de 10,4% em relação a dezembro/2018, continua a ser a maior parcela da produção indisponível. Observou-se um aumento da queima de gás natural de 21,3% em comparação com o mês anterior (dezembro/2018), e 40,3% em relação ao mesmo mês de janeiro de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Lula, Lapa e Búzios, responsáveis por 62% da queima total, com os maiores volumes vindo das FSPOs P-69, Cidade de Caraguatatuba e P-75, respectivamente.

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

	jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	113,2	-0,4%	0,7%	113,2	0,7%
Produção Indisponível	57,1	-5,5%	10,6%	57,1	9,6%
Reinjeção	33,5	-10,4%	11,6%	33,5	10,4%
Queima	5,6	21,3%	40,3%	5,6	28,7%
Consumo interno em E&P	14,0	-2,5%	4,6%	14,0	4,4%
Absorção em UPGN's	4,0	-1,0%	-5,6%	4,0	-6,0%
Oferta de gás nacional	56,1	5,3%	-7,7%	56,1	-8,4%
Oferta nacional/Prod. Bruta	50%	5,8%	-8,4%		
Importação	17,6	25,3%	-18,8%	17,6	-23,2%
Gasoduto	17,2	27,2%	-11,6%	17,2	-13,1%
GNL	0,4	-22,6%	-81,8%	0,4	-448,8%
Oferta de gás nacional + Importação	73,7	9,5%	-10,6%	73,7	-11,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em janeiro/2019 foi de 56,1 MMm³/dia, 50% da produção nacional bruta, ficando 5,3% acima do mês de dezembro/2018 e 7,7% abaixo do mesmo mês em 2018.

Em janeiro/2019, foram importados 17,6 MMm³/dia, 25,3% acima do que em dezembro/2018. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 17,2 MMm³/dia, registrou aumento de 27,2% em relação ao mês anterior, devido ao pequeno acréscimo da produção de gás natural nos campos da Bolívia. Apesar do aumento de volume de dezembro para janeiro, a Bolívia ainda está entregando um volume menor do que o contratado pela Petrobras. O volume de contrato *take-or-pay* é de 24 MMm³/dia e em 2018 esse volume de gás não foi todo entregue. A Petrobras já aplicou uma multa a YPFB por esses volumes não entregues e de acordo com o contrato com a estatal boliviana, a Petrobras poderá retirar o gás já pago até 2023.

O ministro boliviano dos Hidrocarbonetos, Luiz Alberto Sanchez, declarou que a Bolívia espera ampliar em quatro milhões de m³/dia sua oferta de gás natural para atender aos mercados do Brasil e da Argentina. Para isso, a YPFB pretende perfurar mais 26 poços neste ano, o que deve contribuir para duplicar as reservas de gás do país, passando de 10,7 trilhões de pés cúbicos (TCF) para 20 TCF até 2025, de acordo com a Brasil Energia (2019).

Em relação a janeiro/2018 houve queda de 11,6% da importação via gasoduto. A importação de gás por meio de GNL caiu 22,6% em relação a dezembro/2018, diminuindo a sua participação no volume em 81,8% comparado ao mesmo período de 2018. Em advento a estações chuvosas houve menor utilização da geração termelétrica a gás.

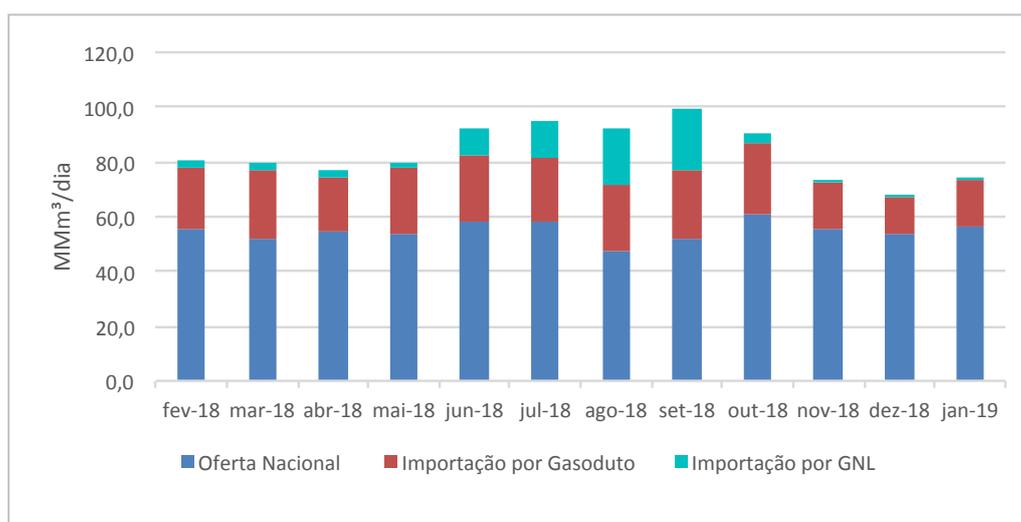
Em março/2019, chegou a costa de Sergipe o navio regaseificador FSRU Golar Nanook. Este navio tem capacidade de estocagem de 163 mil

metros cúbicos de GNL e de regaseificar até 21 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Este navio será utilizado na Usina Termoeletrica Porto de Sergipe I, na Barra dos Coqueiros.⁴

A oferta total de gás natural, somando produção

nacional e importação, em janeiro de 2019, foi de 73,7 MMm³/dia, ocorrendo um aumento de 9,5% em relação ao mês anterior (dezembro/2018). No Gráfico 3.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional junto ao volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

Gráfico 3.2: Oferta nacional e importada de gás natural (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

A demanda de gás natural, em janeiro/2019, foi de 67,4 MMm³/dia, apresentando um aumento de 11,9% em relação ao mês anterior (dezembro/2018). Esse aumento foi relacionado ao consumo na geração de energia elétrica (GEE) e na indústria (Tabela 3.2).

A demanda industrial aumentou 8,2% em relação a dezembro/2018, consumindo 38,1 MMm³/dia. O consumo de gás natural indica uma retomada gradual e consistente da indústria. A geração de energia elétrica (GEE) consumiu 19 MMm³/dia, representando um acréscimo de 41,9% de dezem-

bro/2018 para janeiro/2019, devido ao aumento do custo marginal de operação (CMO) médio que passou de 59 para 141 R\$/MWh.

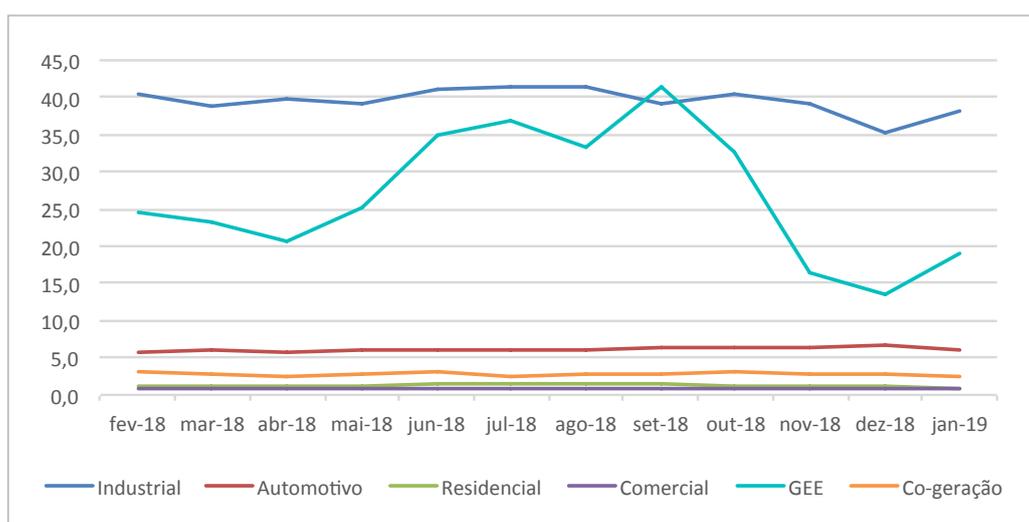
O setor automotivo obteve uma queda de 7,9% no consumo de gás natural em relação a dezembro/2018, refletido pelo período de férias. Já a demanda residencial teve um decréscimo de 29,7% em relação ao mês anterior (dezembro/2018), o que reflete a elevação nas temperaturas, que leva a um menor uso de gás nos chuveiros e à sazonalidade do período de férias. Comparando ao mesmo período do ano de 2018, houve uma queda de 14,4%. No Gráfico 3.3 pode-se analisar o consumo de gás natural no Brasil nos últimos 12 meses.

⁴ Para maiores informações: <http://agencia.se.gov.br/noticias/governo/navio-regaseificador-chega-a-usina-termoeletrica-de-sergipe>

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

	jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	38,1	8,2%	-2,5%	38,1	-2,5%
Automotivo	6,2	-7,9%	12,4%	6,2	12,4%
Residencial	0,8	-29,7%	-14,4%	0,8	-14,4%
Comercial	0,8	-2,4%	9,3%	0,8	9,3%
GEE	19,0	41,9%	-31,2%	19,0	-31,2%
Cogeração	2,5	-15,2%	-15,5%	2,5	-15,5%
Total	67,4	11,9%	-12,2%	67,4	-12,2%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Cabe destacar que, de acordo com a Brasil Energia, a ES Gás, distribuidora de gás natural do Espírito Santo, iniciará suas atividades efetivamente em 2020. Os atrasos são referentes às questões judiciais. A ES Gás vai herdar toda a malha atendida hoje pela BR que perpassam 13 municípios do estado, dando assistência a 48.516 clientes.

Apesar do mercado ainda pequeno, o Espírito Santo é um dos maiores produtores de gás do país. A média de produção nos campos *offshore* chega a 10 milhões de m³/dia, mas já chegou a 12 milhões de m³/dia, como foi em 2014. O principal obstáculo para o estado é o alto preço pago pelo consumidor final.

C) PREÇOS

O preço do gás *Henry Hub*, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 3,1 US\$/MMBTU, apresentando um decréscimo de 22% em relação a dezembro/2018. A queda do preço se deu ao aumento da oferta de gás natural norte-americana. Mesmo que este boletim trate dos dados de janeiro, vale destacar que o *Henry Hub* está sendo negociado a 2,94 US\$/MMBTU em março/2019,

uma redução significativa devido a maior produção norte americana.

Em relação ao gás nacional, o preço GNL internalizado no Brasil foi de 9,4 US\$/MMBTU, mostrando uma queda de 7,5% em relação a dezembro/2018. Já o gás boliviano se manteve em torno do mesmo preço do mês anterior (dezembro/2018), 8,7 US\$/MMBTU, porém 32,8% acima comparado ao mesmo período do ano de 2018.

Tabela 3.3: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18
Henry Hub	3,1	-22,0%	-21,7%
GNL no Japão	12,0	0,1%	37,3%
NBP ¹	7,8	-6,0%	0,0%
GNL no Brasil ²	9,4	-7,5%	24,2%
Gasoduto Brasil-Bolívia ³	8,7	0,0%	32,8%
PPT ⁴	4,2	-0,8%	-5,5%
City Gate	9,5	5,0%	0,0%
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)			
GNV	22,1	5,7%	63,5%
Indústria - 2.000 m ³ /dia ⁵	17,9	6,4%	4,9%
Indústria - 20.000 m ³ /dia ⁵	15,8	6,5%	4,9%
Indústria - 50.000 m ³ /dia ⁵	15,4	6,7%	5,5%

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

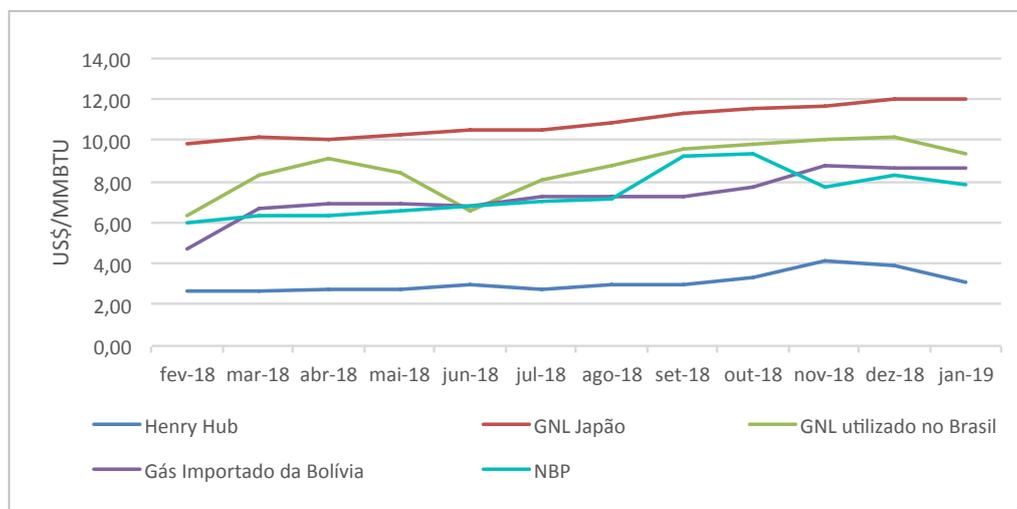
¹ National Balancing Point (UK) ² Preço FOB ³ Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

A Tabela 3.3 mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final, apresentando o aumento do preço do GNV, com acréscimo de 5,7% em relação ao mês anterior (dezembro/2018), fechando em 22,1 US\$/MMBTU e 63,5% acima ao valor de janeiro/2018. Para os preços do gás forne-

cido às indústrias, o maior acréscimo foi referente a 50.000 m³/dia, no qual o valor foi de 15,4 US\$/MMBTU, com 6,7% de aumento. No Gráfico 3.4 é possível analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto o importado.

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



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

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- A Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) foi vendida para o grupo francês Engie e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ). De acordo com a Petrobras, o consórcio formado pelo grupo apresentou a melhor proposta pela aquisição de 90% da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). O consórcio é formado pela Engie (29,25%), Engie Brasil Energia (EBE) (29,25%), CDPQ (31,5%) e Petrobras (10%).⁵

O valor de compra foi fechado por US\$ 8,6 bilhões, a uma taxa de câmbio de 3,85 R\$/US\$. Segundo a estatal, o valor inclui o pagamento, pelo consórcio, das dívidas da TAG com o BNDES, da ordem de US\$ 800 milhões, na data de conclusão da operação.

A Petrobras continuará a utilizar os serviços de transporte de gás natural prestados pela TAG, por meio dos contratos de longo prazo já vigentes

entre as duas companhias, sem qualquer impacto em suas operações e na entrega de gás para distribuidoras e demais clientes. Além disso a Transpetro continuará operando provisoriamente os gasodutos da TAG durante três anos. Depois disso a operação será feita pelo grupo francês.⁶

- O governo brasileiro deu um novo passo para abrir o setor de gás natural no país. No dia 9 de abril, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a instituição do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, que irá propor diretrizes para o aperfeiçoamento de políticas voltadas à promoção da livre concorrência, além de boas práticas regulatórias.

A iniciativa se soma ao programa federal Novo Mercado de Gás, que deverá ser lançado no próximo mês, com o objetivo de formar um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo.⁷

⁵ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/engie-compra-tag-por-us-86-milhoes/>

⁶ Para maiores informações: <https://www.valor.com.br/empresas/6199593/petrobras-vende-tag-para-engie-e-caisse-por-us-85-bilhoes>

⁷ Para maiores informações: <https://www.abegas.org.br/arquivos/71882>

- Em relação ao escoamento de gás natural, Adriano Pires defende a construção do Rota 4, gasoduto que escoaria gás natural extraído dos novos campos da Bacia de Santos. Com o escoamento dos campos de pré-sal a produção nacional pode duplicar nos próximos 10 anos.

Muitos campos novos do pré-sal têm previsão para começar a operar nos próximos anos. Um deles é Carcará, localizado na Bacia de Santos, que tem potencial de produzir 20 MMm³/dia de gás natural. Os principais gasodutos de escoamento da produção do pré-sal são as Rota 1, 2 e 3, sendo o último ainda em fase de construção. Para que o gasoduto seja economicamente

viável, é necessário que se estimule a demanda, por meio da construção de UPGN e térmicas no litoral Santista, além do crescimento do mercado das distribuidoras. Para Adriano Pires é a chance de reviver um segundo Gasbol.⁸

- Cabe ressaltar, que no dia 10 de março, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) realizou a audiência pública sobre o edital da chamada pública para o Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Foram recebidas ao todo 41 contribuições de agentes de mercado, entre eles petroleiras, transportadoras e distribuidoras. A ideia é manter o prazo de 25 de julho para divulgação do edital definitivo da concorrência.⁹

⁸ Para maiores informações: <https://www.poder360.com.br/opiniao/economia/brasil-precisa-o-quanto-antes-de-um-rota-4-avalia-adriano-pires/>

⁹ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/exxonmobil-quer-ligar-gasbol-com-terminal-de-gnl/>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

No penúltimo mês da safra 2018/19, fevereiro/19, a produção de etanol somou 227,8 milhões de litros (Tabela 4.1). O volume representa uma queda de 35,8% em relação ao mês anterior (janeiro/19). Na comparação com o ano passado, a produção de etanol anidro, em fevereiro/19, ficou 13,8% acima do mesmo mês de 2018 e, no acumulado dos dois primeiros meses do ano, a produção deste biocombustível, adicionado em 27% na gasolina, registrou alta de 12,6% entre 2018 e 2019. No caso do hidratado, a produção de janeiro e fevereiro de 2018 está 8,1% abaixo do mesmo período de 2018.

Na safra 2018/19, que se encerrou no dia 31 de março de 2019, foram produzidos 33,1 bilhões

de litros de etanol, volume 21,7% acima dos 27,2 bilhões do ciclo anterior (2017/18), de acordo com dados da Conab (Companhia Nacional de Abastecimento). Enquanto a produção de anidro somou 9,6 bilhões de litros, volume 13,1% abaixo da safra anterior, a oferta de hidratado aumentou 45,2%, passando de 16,2 para 23,6 bilhões de litros.

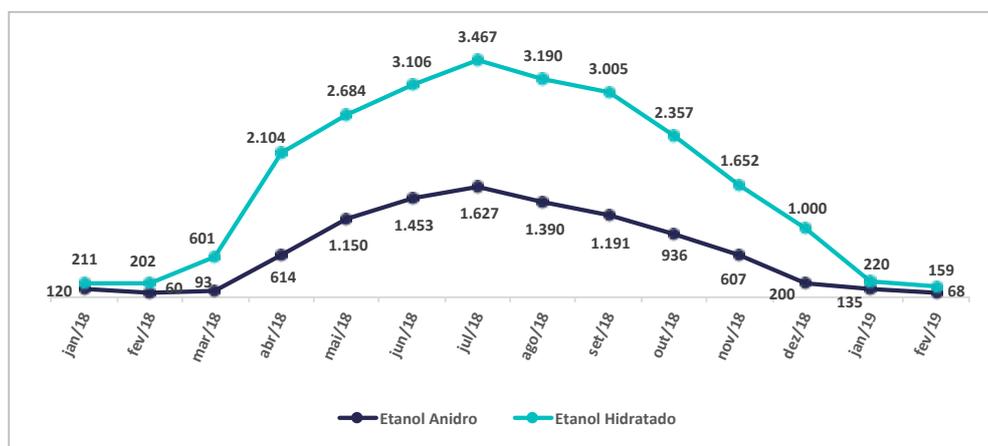
Apesar da retração de 3,9% no processamento de cana na região Centro-Sul, em função de fatores climáticos e de quedas de produtividade, a oferta de etanol nacional aumentou em mais de 6 bilhões de litros entre os ciclos 2017/18 e 2018/19, segundo a UNICA.

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

Biocombustível	fev-19	acum-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	68,4	203,1	-49,2%	13,8%	12,6%
Etanol Hidratado	159,3	379,2	-27,5%	-21,1%	-8,1%
Total Etanol	227,8	582,3	-35,8%	-13,1%	-1,8%
Biodiesel	415,2	861,8	-7,0%	22,8%	27,5%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

As projeções para a nova safra (2019/20), iniciada em abril/19, apontam para um perfil mais alcooleiro, assim como o ciclo 2018/19. Ainda que um possível aumento de preços do açúcar no mercado internacional afete a parcela destinada ao etanol, a produção do biocombustível deve consumir mais de 60% da cana, segundo a consultoria DATAGRO¹⁰. De acordo com a agência de notícias Reuters¹¹, na média de estimativas de oito consultorias e empresas do segmento, o Centro-Sul deve produzir 28,4 milhões de toneladas de açúcar em 2019/20, ante 26,5 milhões em 2018/19, que marcou o menor volume em dez anos. Quanto à fabricação de etanol, esta deve cair para 29,3 bi-

lhões de litros, após um recorde de 30,5 bilhões no ciclo anterior.

A produção de etanol a partir de milho alcançou 720 milhões de litros, em 2018, o que representa um aumento de 74,5% em relação a 2017. Em fevereiro/19, 34,2% do etanol produzido empregou o grão como matéria-prima, e o volume de 78 milhões de litros supera em 16,2% os 67 milhões produzidos em fevereiro de 2018 (Gráfico 4.2).

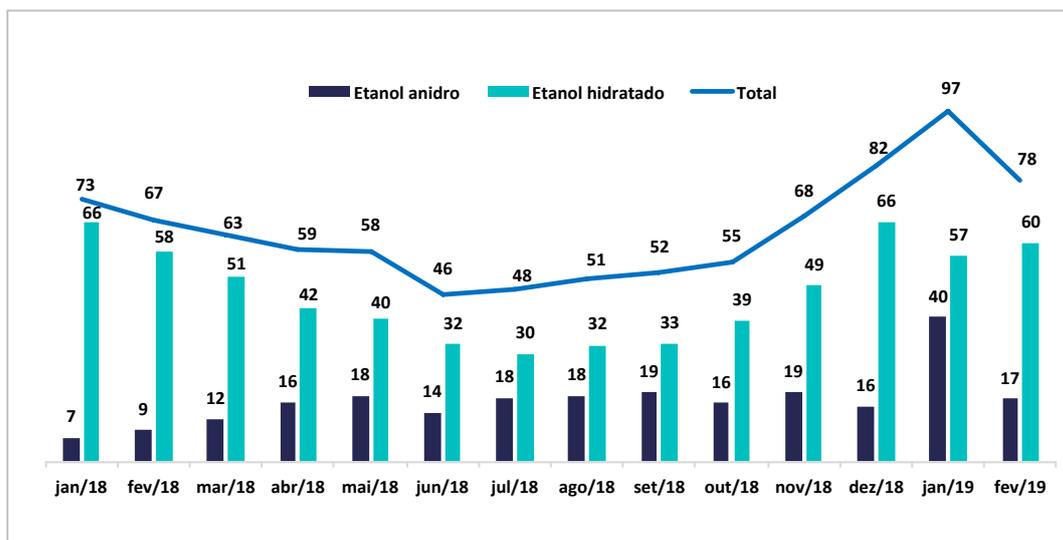
Segundo o presidente da União Nacional do Etanol de Milho (Unem), Ricardo Tomczyk, a produção de etanol de milho deve atingir 1,4 bilhão de litros em 2019¹².

¹⁰ Disponível em: <https://portal.datagro.com/pt/162802/clima-favoravel-deve-aumentar-oferta-de-cana-em-201920>

¹¹ Disponível em: <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN1R31HX-OBRBS>

¹² Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/alternativas/producao-etanol-milho-atingir-1-4-bi-litros-2019-unem-140319>

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

A produção de biodiesel registrou nova queda, em fevereiro/19, com um volume total de 415,2 milhões de litros, 7,0% inferior ao mês de janeiro/19 (Tabela 4.1). A produção de janeiro e fevereiro de 2019 somou 861,8 milhões de litros, o que representou 94,2% dos 915 milhões de litros adquiridos no 64º Leilão de Biodiesel da ANP.

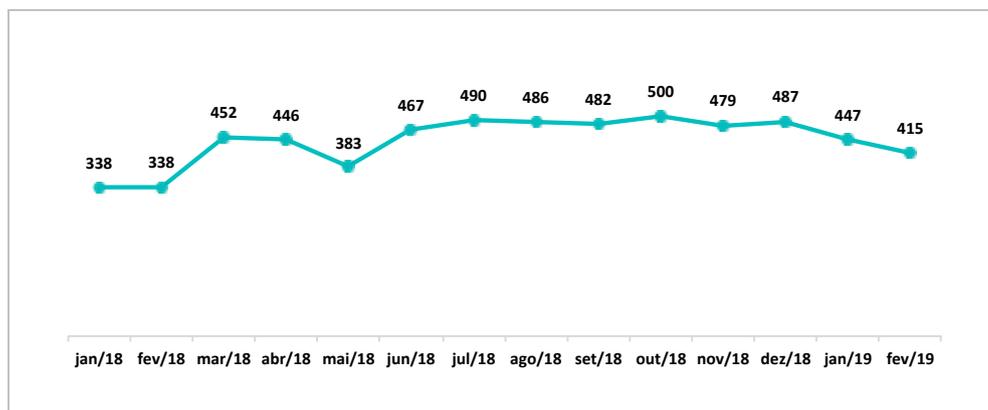
A oferta de biodiesel em fevereiro/19 aumentou 22,8% na comparação com o mesmo mês do ano anterior (fevereiro/18) e o volume acumulado nos dois primeiros meses do ano, em 2019, está 27,5%

acima do mesmo período de 2018. Para os meses de março e abril, o 65º Leilão envolveu a negociação de 977,5 milhões de litros, o que representa 62,6 milhões de litros a mais em relação ao leilão anterior.

Em novembro de 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a alteração da mistura obrigatória de biodiesel no diesel, que passaria de 10% (B10) para 11% (B11) em junho de 2019. A nova mistura, B11, no entanto, deve entrar em vigor apenas no segundo semestre deste ano, segundo a agência Reuters¹³.

¹³ Disponível em: <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN1RG2J8-OBRBS>

Gráfico 4.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

Após cinco meses de preços em queda, tanto a gasolina quanto o etanol hidratado registraram alta para o consumidor em março/19. O biocombustível foi cotado em R\$ 2,95, enquanto a gasolina custou R\$ 4,31, na média de preços de revenda (Gráfico 4.4). A relação de preços entre o hidratado e a gasolina, que esteve em 66,4% em fevereiro, subiu para 68,5% em março, quase no limite da competitividade, que corresponde a 70%. Na comparação com o mês de fevereiro/19, o biocombustível registrou alta de 6,0%, enquanto a gasolina subiu 2,7%.

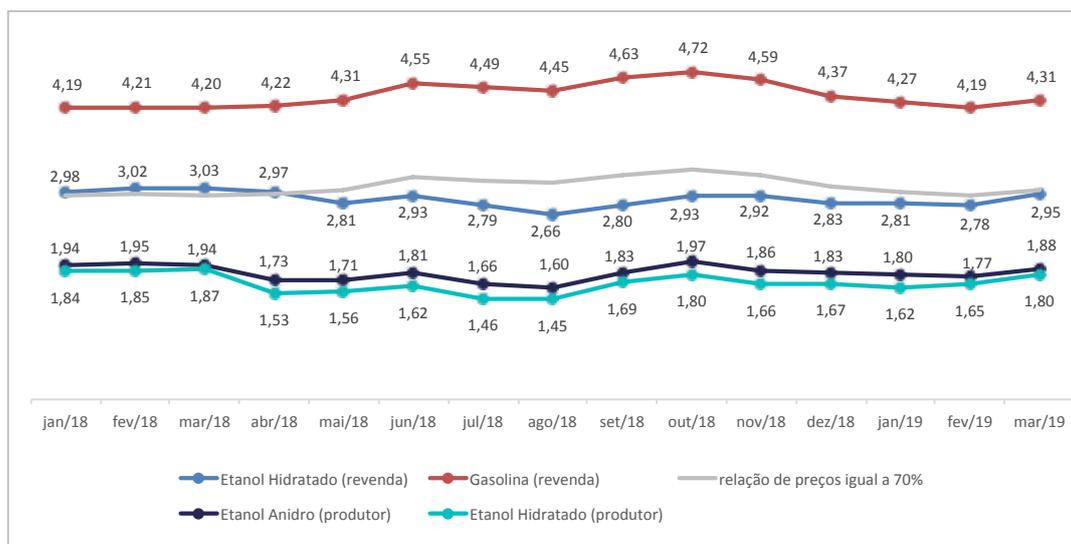
Nas usinas, o anidro passou de R\$ 1,77, em fevereiro/19, para R\$ 1,88, em março (alta de 6,3%), enquanto o hidratado aumentou de R\$ 1,65 para R\$

1,80, registrando um acréscimo de 9,1%, de acordo com o Indicador CEPEA/ESALQ. O aumento de preços decorreu da aproximação do final da safra, (este índice voltou a cair a partir da segunda metade de março, com o início da moagem do novo ciclo em algumas usinas) e a menor demanda por parte das distribuidoras, que estão aguardando para comprar maiores volumes após o aumento da oferta de etanol da nova safra.

Na safra 2018/19 (abril/18 a março/19), as médias dos Indicadores CEPEA/ESALQ dos etanóis anidro e hidratado ficaram quase 4% abaixo das observadas na temporada anterior, em termos reais (IGP-M de março/19)¹⁴.

¹⁴ Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/diarias-de-mercado/etanol-cepea-volume-comercializado-na-safra-18-19-aumenta-55-mas-preco-cai-4.aspx>

Gráfico 4.4 – Preços de etanol ao produtor e de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l

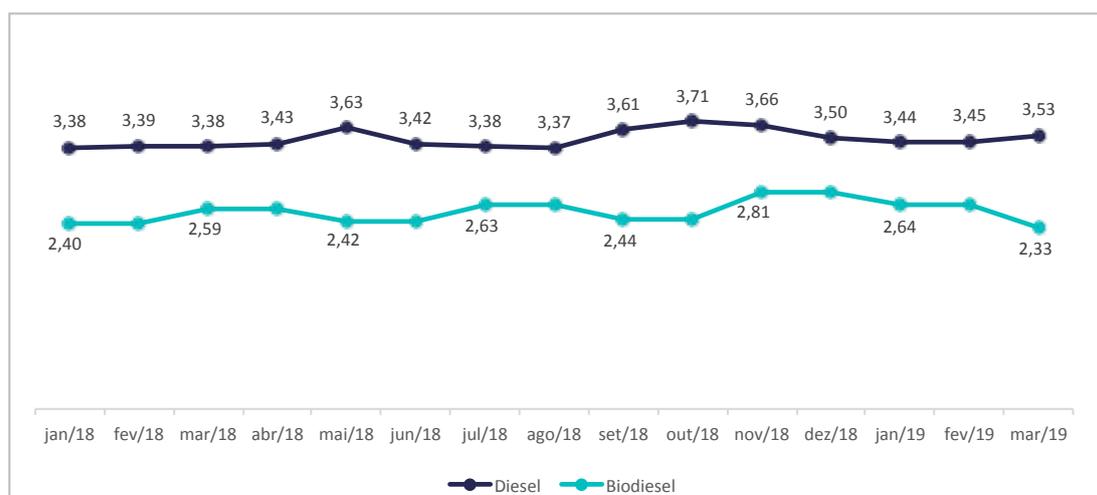


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e Cepea/Esalq

No 64º Leilão de biodiesel da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de janeiro e fevereiro de 2019, o biocombustível foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,64, valor 6,4% abaixo do preço médio do leilão anterior (R\$ 2,81). No

65º Leilão, o biodiesel registrou uma queda ainda maior (11,5%), sendo negociado a R\$ 2,33. Já o preço de revenda do óleo diesel aumentou de R\$ 3,45, em fevereiro, para R\$ 3,53, em março, registrando alta de 2,2% no período.

Gráfico 4.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Mesmo com a queda na produção em função do encerramento da safra de cana-de-açúcar da região Centro-Sul, as vendas de etanol hidratado seguem batendo recordes, como resultado dos estoques elevados mantidos pelas usinas e dos preços competitivos frente à gasolina. O consumo do hidratado somou 1,7 bilhão de litros, em fevereiro/19, o que representa um aumento de 39,1% em relação ao mesmo mês de 2018 (Tabela 4.2). No acumulado de janeiro e fevereiro de 2019, a demanda superou em 37,0% o mesmo período do ano passado. No caso do anidro, os 798,4 milhões de litros vendidos em feve-

reiro/19 representaram uma queda de 5,6% em relação ao mesmo mês de 2018. A demanda pelo anidro em janeiro e fevereiro de 2019 ficou 6,7% abaixo do mesmo período do ano passado.

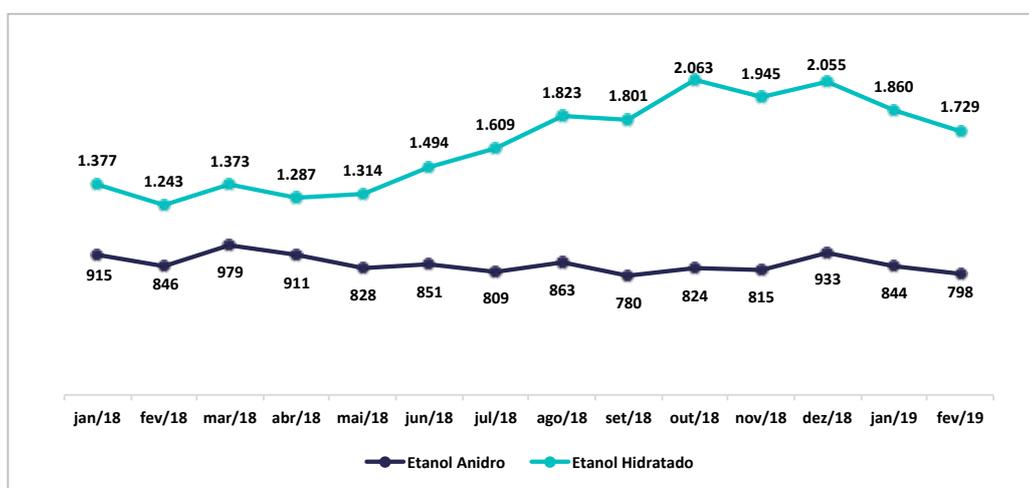
Em fevereiro/19, o consumo de biodiesel somou 437,8 milhões de litros, volume 0,4% inferior ao mês de janeiro/19, mas 32,8% acima do mesmo mês do ano passado, fevereiro/18 (Tabela 4.2). O crescimento da demanda por biodiesel reflete não apenas o aumento do teor obrigatório de mistura do óleo diesel, mas a recuperação das vendas do derivado fóssil, que aumentaram 6,1% na comparação de fevereiro/19 com fevereiro/18.

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

Biocombustível	fev-19	acum-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	798,4	1.642,6	-5,4%	-5,6%	-6,7%
Etanol Hidratado	1.729,4	3.588,9	-7,0%	39,1%	37,0%
Total Etanol	2.527,7	5.231,5	-6,5%	21,0%	19,4%
Biodiesel	437,8	877,1	-0,4%	32,8%	32,8%

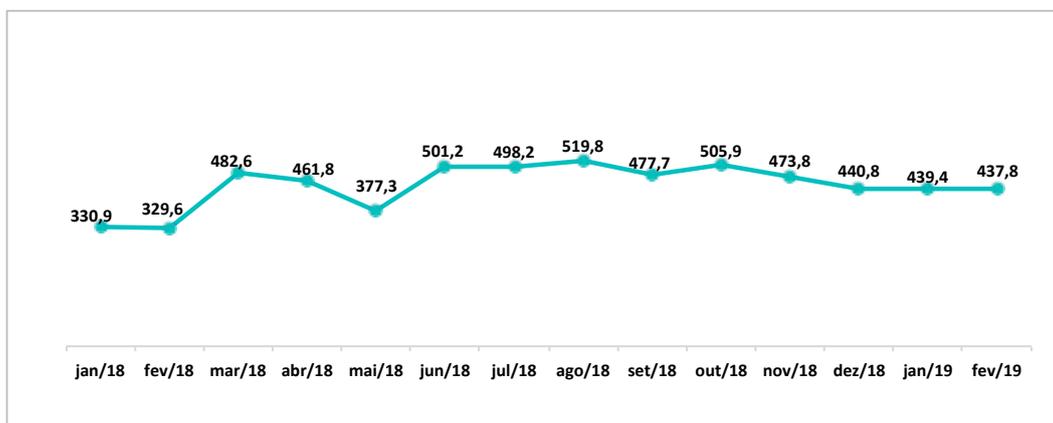
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.6 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.7 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em fevereiro/19, foram importados 128,9 milhões de litros de etanol, 17,2% a menos do que no mês de janeiro/19 e 21,1% a menos que no mesmo mês do ano passado (fevereiro/18), como resultado da maior produção do biocombustível na safra 2018/19 e dos maiores estoques das usinas durante a entressafra. O aumento das importações, em 2018, foi favorecido pelos preços baixos do biocombustível americano, em função da grande oferta de milho barato no país.

Por outro lado, as exportações registraram alta de 27,4% em fevereiro/19, na comparação com

janeiro/19, e de 113,5% em relação a fevereiro de 2018. No acumulado dos meses de janeiro e fevereiro, as exportações de 2019 estão 28,7% acima de 2018. O aumento expressivo na produção de etanol na safra permitiu a ampliação da exportação do biocombustível, que não foi maior devido ao crescimento da demanda interna.

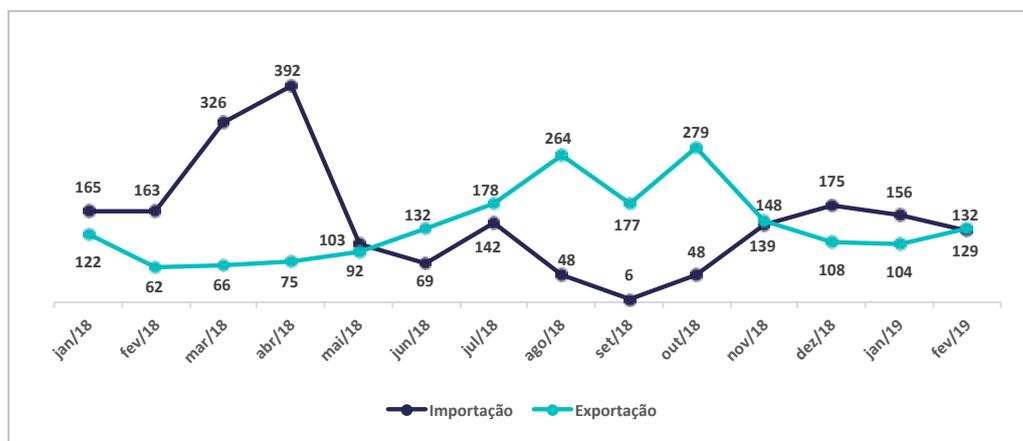
As exportações superaram as importações de etanol em 3,6 milhões de litros, em fevereiro/19, enquanto no acumulado dos dois primeiros meses do ano as importações superaram as exportações em 48,1 milhões. Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou um superávit de US\$ 11,2 MM (US\$ FOB) em 2019.

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

Etanol	fev-19	acum-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	acum-19/acum-18
Importação	128,9	284,5	-17,2%	-21,1%	-13,2%
Exportação	132,5	236,5	27,4%	113,5%	28,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.8 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) RENOVABIO

De acordo com a Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, que regulamentou a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), as metas compulsórias anuais para o setor de combustíveis serão desdobradas, para cada ano corrente, em metas individuais, aplicadas a todos os distribuidores de combustíveis, proporcionais à respectiva participação de mercado na comercialização de combustíveis fósseis no ano anterior.

Em junho de 2018, dentro do prazo de 180 dias após a sanção da lei, o CNPE definiu as metas compulsórias anuais de redução de 10,1% da intensidade de carbono da matriz brasileira de combustíveis até 2028. O próximo passo é o desdobramento destas

nas metas individuais, processo que ficou sob a responsabilidade da ANP. No dia 07 de março de 2019, a agência deu início a uma consulta pública relativa à minuta de resolução que trata de critérios da individualização das metas de descarbonização para os distribuidores de combustíveis no âmbito do RenovaBio, a qual ficou aberta a contribuições até o dia 04 de abril de 2019.

A agência recebeu 13 contribuições e realizou uma Audiência Pública no dia 16 de abril. De acordo com a agência, as sugestões recebidas durante a consulta e a audiência públicas serão analisadas pelo corpo técnico da ANP para consolidação do texto da nova resolução. Após análise jurídica e da diretoria da Agência, a resolução será publicada até o dia 1º de julho, atendendo ao prazo estabelecido no art. 12 do Decreto nº 9.308/2018.



Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
Gláucia Fernandes e Guilherme Pereira

A) DEMANDA

Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
SE/CO	42.032,58	-2,75%	5,76%		43.222,54	39.743,94
S	12.758,40	-3,23%	3,26%		13.184,84	12.355,77
NE	11.568,32	1,88%	7,48%		11.354,56	10.763,49
N	5.582,22	3,85%	1,46%		5.375,04	5.501,83
SIN	71.941,52	-1,63%	5,23%		73.136,98	68.365,04

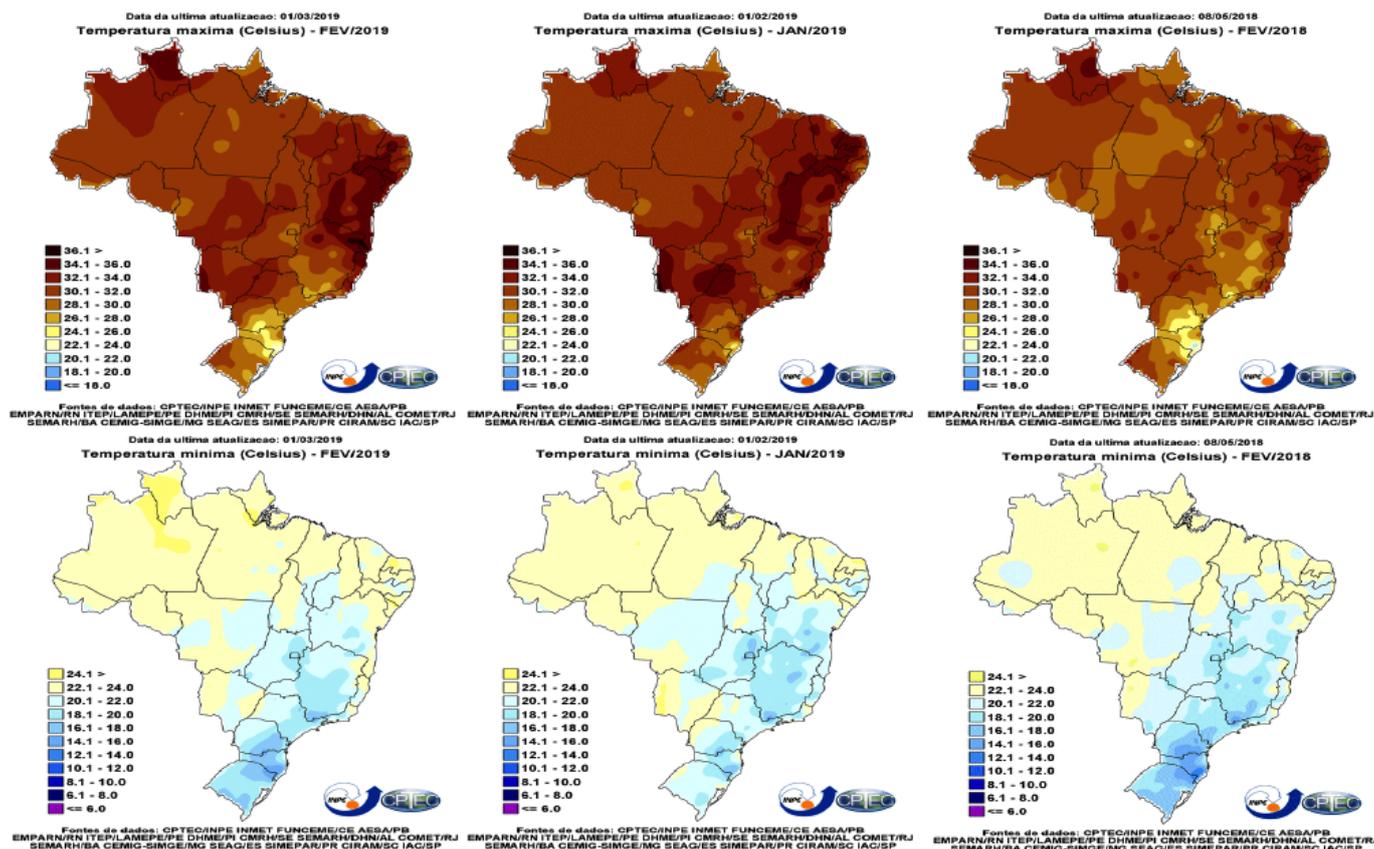
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em fevereiro de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 1,63%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 5.1, nos subsistemas SE/CO e S, a carga diminuiu 2,75% e 3,23%, respectivamente. Essa redução pode estar associada às variações de temperaturas nessas regiões, como apresentado da Figura 5.1. Por outro lado, os submercados NE e N tiveram um aumento de carga nesse período de 1,88% e 3,85%.

Na comparação anual, o aumento do consumo total do SIN foi de 5,23%. Esse aumento pode estar correlacionado ao fato das temperaturas máximas de fevereiro de 2019 serem, no geral, superiores à fevereiro de 2018. Todos os submercados observaram o crescimento de suas cargas, sendo as maiores variações verificadas no NE (7,48%) e SE/CO (5,76%). Além dessas, as cargas do S e do N variaram 3,26% e 1,46%, respectivamente.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para fev/19, jan/19 e fev/18



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 5.2, entre os meses de janeiro de 2019 e fevereiro de 2019, a geração total de energia reduziu 1,79%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, diminuiu sua geração em 4,11%. Além da fonte hidráulica, observou-se também redução das fontes eólica e solar fotovoltaica em 41,40% e 10,10%, respectivamente. Essas reduções foram

compensadas pelo aumento de 50,75% da geração térmica e 4,44% da geração nuclear. Na comparação anual, observa-se um incremento de 4,95% na geração total do sistema. Todas as fontes aumentaram sua produção, com destaque para a energia solar que teve um aumento de 106,39%. Além desta, vale a pena destacar também o aumento de 12,74% da geração térmica, 7,36% da fonte eólica e 1,90% da geração hídrica.

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

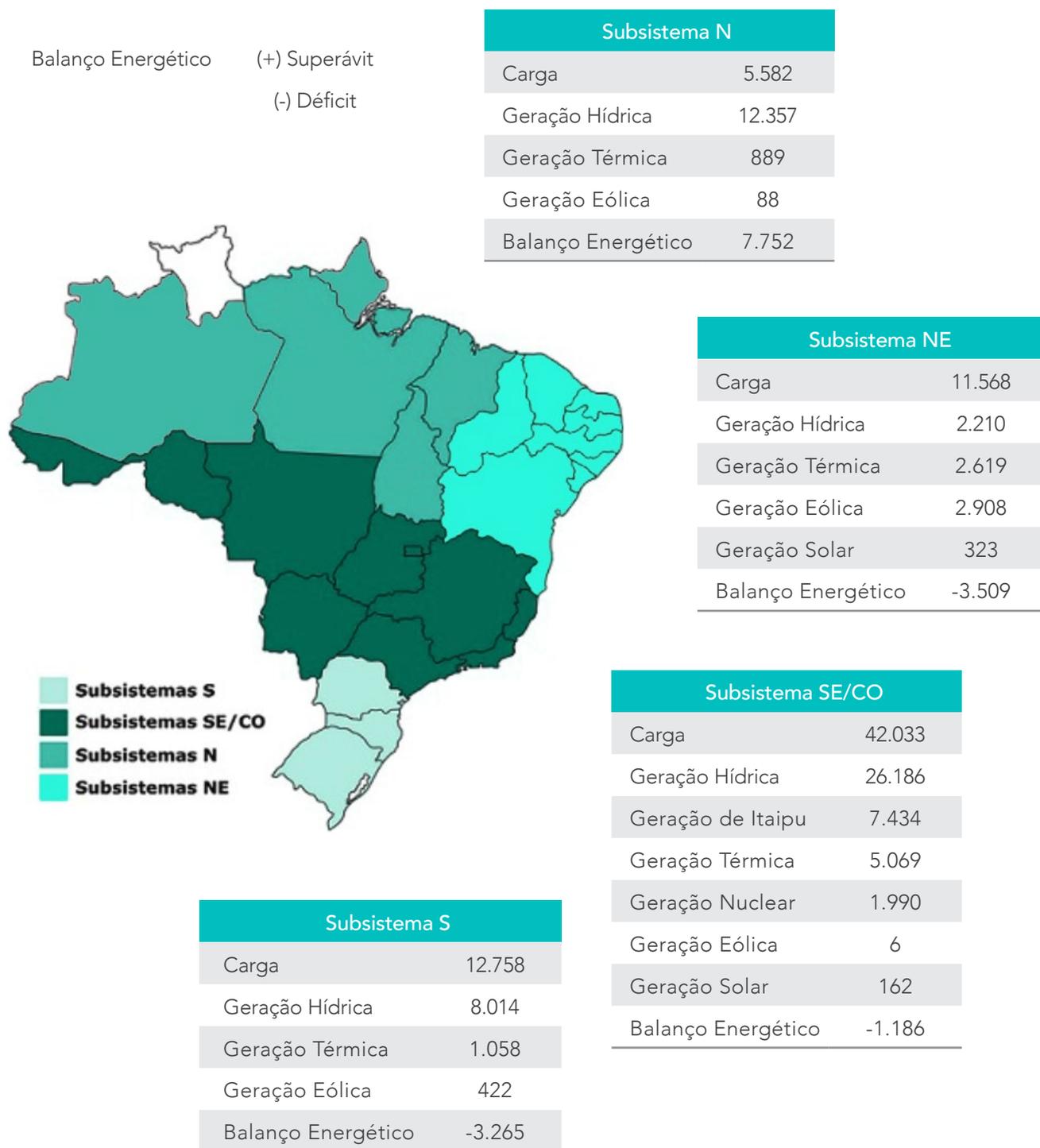
		fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
SE/CO	Hidráulica	26.186,14	-3,67%	7,10%		27.183,43	24.449,75
	Nuclear	1.990,33	4,44%	61,99%		1.905,80	1.228,65
	Térmica	5.068,51	68,68%	38,44%		3.004,77	3.661,07
	Eólica	5,58	-58,64%	-55,76%		13,50	12,62
	Solar	161,83	-14,00%	153,66%		188,19	63,80
	Total	33.412,39	3,46%	13,59%		32.295,68	29.415,89
S	Hidráulica	8.014,43	-23,69%	-12,32%		10.502,70	9.140,37
	Térmica	1.057,68	31,77%	19,11%		802,65	888,02
	Eólica	421,74	-34,73%	-25,52%		646,14	566,21
	Solar	0,43	-10,18%	-22,20%		0,47	0,55
	Total	9.494,27	-20,56%	-10,39%		11.951,97	10.595,14
NE	Hidráulica	2.209,64	-8,28%	15,65%		2.409,15	1.910,65
	Térmica	2.619,45	149,61%	-13,89%		1.049,40	3.041,84
	Eólica	2.907,91	-42,45%	13,82%		5.052,92	2.554,92
	Solar	322,78	-8,22%	88,71%		351,71	171,04
	Total	8.059,78	-9,06%	4,97%		8.863,18	7.678,45
N	Hidráulica	12.356,70	22,80%	37,46%		10.062,83	8.989,36
	Térmica	889,28	-31,17%	-6,89%		1.292,01	955,08
	Eólica	88,30	-32,00%	60,06%		129,86	55,17
	Solar	0,77	-	-		0,00	0,00
	Total	13.335,05	16,11%	33,36%		11.484,69	9.999,60
Itaipu		7.434,00	-12,03%	-30,28%		8.451,00	10.662,51
Total	Hidráulica	56.200,90	-4,11%	1,90%		58.609,11	55.152,63
	Nuclear	1.990,33	4,44%	61,99%		1.905,80	1.228,65
	Térmica	9.634,91	56,70%	12,74%		6.148,83	8.546,00
	Eólica	3.423,53	-41,40%	7,36%		5.842,41	3.188,91
	Solar	485,81	-10,10%	106,39%		540,37	235,39
SIN		71.735,49	-1,79%	4,95%		73.046,52	68.351,58

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

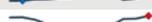


Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.3, no mês de fevereiro de 2019, apenas no subsistema N a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga nesse submercado foi de aproximadamente 5.582 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 13.334 MWmed, resultando num balanço energético de 7.752 MWmed. Este excesso de geração está diretamente associada a geração hidráulica no N. O balanço energético positivo do N foi importante para suprir o

balanço negativo dos subsistemas NE, SE/CO e S que precisaram importar respectivamente 3.509 MWmed, 1.186 MWmed e 3.265 MWmed. Além disso, para complementar o consumo de energia nacional, foram importados cerca de 206 MWmed. Esse aumento da importação representa um crescimento de 149,53% quando comparado a janeiro de 2019. Na comparação anual, esse crescimento é ainda maior, passando de 4,29 MWmed em fevereiro de 2018 para os atuais 206 MWmed.

Tabela 5.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
S - SE/CO	-3.058,09	-169,23%	-74,12%		-1.135,86	-1.756,34
Internacional - S	206,00	117,25%	4701,86%		94,82	4,29
N - NE	2.956,23	29,27%	16,89%		2.286,93	2.529,12
N - SE/CO	4.796,59	25,48%	142,52%		3.822,72	1.977,81
SE/CO - NE	530,34	183,76%	-4,60%		186,90	555,92

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.4: Energia Natural Afluyente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	fev-19		fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19		fev-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	45.782,00	65,53%	10,86%	-19,63%		41.297,00	63,47%	56.966,00	82,60%
S	6.844,00	80,50%	-9,30%	-6,62%		7.546,00	99,54%	7.329,00	86,67%
NE	3.470,00	23,90%	-34,03%	-46,51%		5.260,00	38,08%	6.487,00	44,34%
N	14.824,00	65,36%	20,62%	-12,32%		12.290,00	78,36%	16.906,00	107,39%
SIN	70.920,00	-	6,82%	-19,12%		66.393,00	-	87.688,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Tabela 5.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluyente (ENA). Entre os meses janeiro e fevereiro de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN aumentou 6,82%. Esse crescimento acompanha a redução das áreas com precipitação total menor do que 25 mm, como pode ser observado por meio da Figura 5.3. A ENA aumentou 10,86% no SE/CO e 20,62% no N. Por outro lado, S e NE tiveram uma

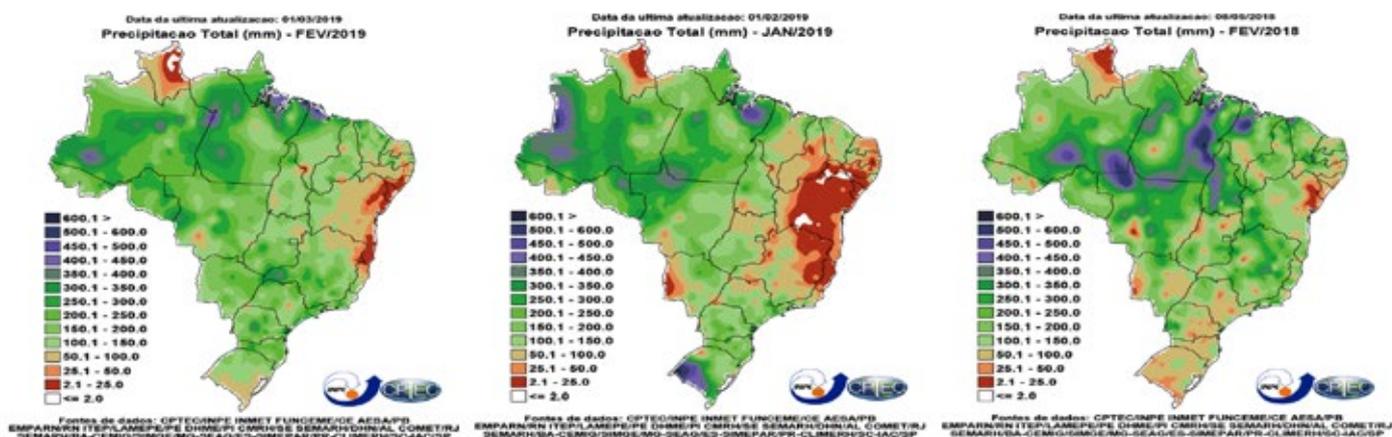
redução da disponibilidade hídrica em 9,30% e 34,03%.

Na comparação anual, houve uma redução da ENA total do SIN. A variação total observada foi de -19,12%. Em todos os subsistemas as variações foram negativas, sendo a maior variação observada no NE (-46,51%). Em seguida apareceram o SE/CO (-19,63%), N (-12,32%) e por fim o S (-6,62%).

Ao se observar a relação entre ENA e MLT¹³, pode-se observar que as ENAs em todos os subsistemas continuam sistematicamente abaixo da média histórica. A melhor situação ocorre no S (80,50%). Em seguida aparecem o SE/CO (65,53%), o N (65,36%) e o NE (23,90%).

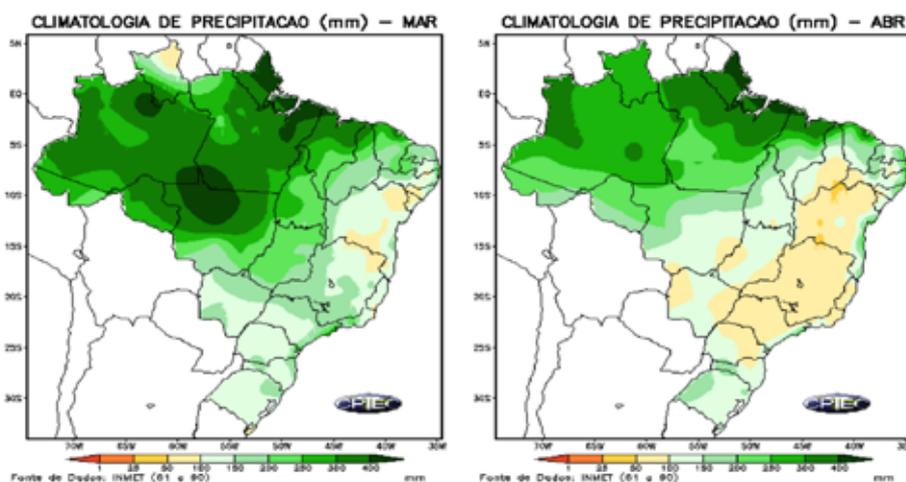
A Figura 5.4 apresenta a pluviosidade média para março e abril de 2019, onde é possível observar uma redução da expectativa de precipitação em praticamente todo o território nacional já a partir de abril, encerrando-se assim o período chuvoso em boa parte dos estados brasileiros.

Figura 5.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para fev/19, jan/19 e fev/18.



Fonte: CPTEC/INPE

Figura 5.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para março e abril de 2019



Fonte: CPTEC/INPE

¹³ A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

E) ESTOQUE

Tabela 5.5: Energia Armazenada-EAR (MWhmês)

	fev-19				Tendências*	jan-19		fev-18	
	EAR	% Reservatório	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18		EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	59.711	29,37%	9,68%	-20,51%		54.439	26,78%	75.115	36,94%
S	8.122	40,41%	-9,15%	-45,00%		8.940	44,48%	14.768	73,47%
NE	23.382	45,11%	7,00%	71,71%		21.853	42,16%	13.617	26,28%
N	6.672	44,34%	45,01%	-28,57%		4.601	30,58%	9.340	62,08%
SIN	97.887	33,72%	8,97%	-13,25%		89.833	30,95%	112.840	38,87%

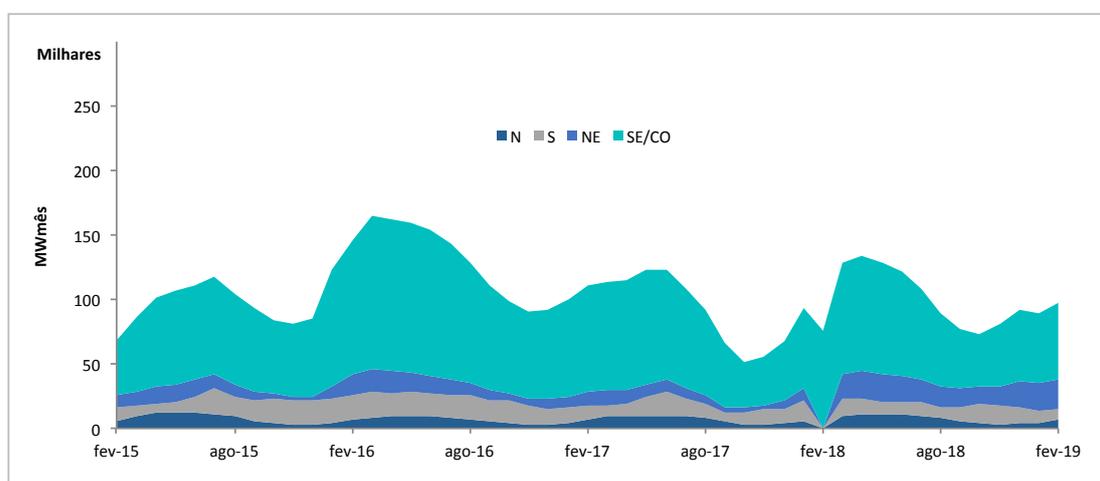
* Tendências nos últimos 12 meses
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como pode ser observado na Tabela 5.5, entre os meses de janeiro e fevereiro de 2019, a Energia Armazenada total do SIN aumentou 8,97%, atingindo 33,72% da capacidade total dos reservatórios. Se observarmos cada subsistema separadamente, o submercado S apresentou uma variação negativa da EAR, -9,15%, enquanto que SE/CO, NE, e N tiveram um aumento da EAR em 9,68%, 7,00% e 45,01% respectivamente. Contudo, os níveis dos reservatórios são preocupantes, pois todos os subsistemas estão abaixo de 50% de sua capacidade de armazenamento. Em fevereiro nos aproximamos do final do considerado período úmido, o que pode ser preocupante uma vez que não houve uma grande recuperação dos níveis de armazenamento. Assim,

aumenta-se a chance de termos uma geração de energia mais cara ao longo de 2019, em decorrência do aumento da geração de térmicas cujo custo de operação é maior.

A comparação anual reitera a situação delicada do quadro hidrológico nacional. A variação total observada na EAR do SIN em um ano foi de -13,25%. O NE foi o único subsistema com acréscimo no nível dos reservatórios, 71,71%. A variação observada no SE/CO, subsistema que possui a maior capacidade de armazenamento, foi de -20,51%. Os subsistemas S e N sofreram uma redução de 45% e 28,57%, respectivamente. A Figura 5.5 apresenta o histórico de armazenamento dos últimos 4 anos.

Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWhmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

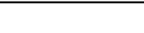
G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

O CMO médio mais do que dobrou em apenas um mês, como apresentado na Tabela 5.6. Nos submercados SE/CO e S, o CMO passou de R\$ 196,06 para R\$ 432,43 por MWh, enquanto que no NE o CMO saiu de R\$ 78,19 e atingiu a marca de R\$ 159,44 por MWh. Por outro lado, em decorrência da melhor disponibilidade hídrica no N, o CMO neste submercado caiu 35,63%, alcançando o valor de R\$ 39,14 por MWh. Como pode ser observado,

a diferença de preços entre os subsistemas é considerável. Isto decorre de condições distintas de geração e também de restrições de intercâmbio de energia entre os submercados.

Na comparação anual pode-se perceber novamente que o CMO em fevereiro nos submercados SE/CO, S e N foram bem elevados. Nestes, a variação anual observada foi de 150,14%, 154,72% e 83,57% respectivamente. O submercado NE sofreu uma pequena variação de -5,28%.

Tabela 5.6: CMO Médio Mensal – (R\$/MWh)

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
SE/CO	432,43	120,54%	150,14%		196,08	172,88
S	432,43	120,54%	154,72%		196,08	169,77
NE	159,44	103,92%	-5,28%		78,19	168,34
N	39,14	-35,63%	83,57%		60,80	21,32

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foram verificados os processos de reajustes tarifários de 7 distribuidoras e uma cooperativa. A Tabela 5.7 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.

Segundo a ANEEL, alguns fatores fizeram com que os índices de reajuste final das distribuidoras fossem reduzidos. Dentre as razões, pode-se destacar a bandeira tarifária, o pagamento do empréstimo da Conta ACR¹⁴ e ajustes em rubricas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Com relação a revisão tarifária, Tabela 5.8, apenas a Enel CE teve suas tarifas revisadas nesse período. O reajuste médio para a baixa tensão foi de 8,35% enquanto que para a alta tensão foi de 7,87%, resultando num efeito médio para o consumidor final de 8,22%. Segundo a ANEEL, o pagamento de empréstimo da Conta ACR e ajustes em rubrica da CDE contribuíram para a redução do valor final da revisão em cerca de -4,68% enquanto que a bandeira tarifária viabilizou uma redução de aproximadamente -3,81%.

Por fim, a ANEEL reavaliou reajustes concedidos anteriormente para Ceron, Cepisa, Eletroacre, Energisa Borborema, Light S.A. e Enel Rio. Segundo a Agência, essa revisão extraordinária passou a incor-

¹⁴ "A Conta-ACR foi um mecanismo de repasse de recursos às distribuidoras para cobertura dos custos com exposição involuntária no mercado de curto prazo e o despacho de termelétricas entre fevereiro e dezembro de 2014."
Fonte: http://www.aneel.gov.br/web/guest/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/18276162

porar o abatimento da parcela do empréstimo da CDE e a ajustes referentes a outras rubricas da CDE, resultando assim, em atenuação dos reajustes. A Tabela 5.9 apresenta o efeito médio anterior, o

efeito médio após a reavaliação e também a variação percentual. Como pode ser observado, todas as tarifas tiveram seus reajustes reduzidos. As novas tarifas entraram em vigor em 1º de abril de 2019.

Tabela 5.7: Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	6,67%	5,09%	6,22%	22/abr	6 milhões
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	5,48%	2,81%	4,73%	22/abr	1,4 milhão
ESE	Energisa Sergipe	SE	3,33%	1,84%	2,80%	22/abr	778,9 mil
CERRP	Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de São José do Rio Preto	SP	11,78%	11,12%	11,53%	15/abr	9 mil
EMT	Energisa Mato Grosso	MT	11,21%	11,49%	11,29%	08/abr	1,4 milhão
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz - Paulista	SP	8,34%	9,30%	8,66%	08/abr	4,4 milhões
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul	MS	12,48%	12,16%	12,39%	08/abr	1,022 milhão
CPFL Santa Cruz	Companhia Paulista de Força e Luz - Santa Cruz	SP/PR/MG	12,51%	14,69%	13,31%	22/mar	453 mil

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 5.8: Revisão Tarifária

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa Tensão (em média)	Alta Tensão (em média)	Efeito Médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras atendidas
ENEL Ceará	Enel Ceará	CE	8,35%	7,87%	8,22%	22/abr	3,5 milhões

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 5.9: Reajustes/revisões tarifárias extraordinárias

Sigla	Concessionária	Estado	Efeito médio anterior	Efeito médio após o desconto	Redução
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia	RO	25,34%	17,87%	-7,40%
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	12,64%	11,01%	-1,45%
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	21,29%	18,13%	-2,60%
EBO	Energisa Borborema	PB	4,36%	1,75%	-2,50%
ENEL RIO	ENEL RIO	RJ	9,70%	7,59%	-1,92%
LIGHT	LIGHT	RJ	11,12%	8,56%	-2,30%

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

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

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Termelétrica	917,70	1.658,70	1.734,70	615,50	1.672,60	363,20	-	6.962
Biomassa	59,10	276,60	271,50	92,30	140,00	-	-	840
Solar	252,50	184,90	844,3	315,00	-	-	-	1.597
Hidrelétrica	3.169,17	1.222,22	32	-	98,90	-	-	4.522
PCH	91,30	311,59	528,61	312,93	115,15	7,25	-	1.367
Eólica	308,20	897,20	138,30	752,44	1.236,41	902,75	-	4.235
Total	4.797,97	4.551,21	3.549,41	2.088,17	3.263,06	1.273,20	-	19.523

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

De abril de 2019 até o final de 2024, a expectativa é que 490 usinas entrem em operação comercial. Essa quantidade, que considera apenas projetos cuja viabilidade é média ou alta, segundo critérios na ANEEL, irá agregar aproximadamente 19.523 MW,

como pode ser observado na Tabela 5.11. Desse total, as termelétricas irão contribuir com o maior percentual, 36,2%. Em seguida aparecem as hidrelétricas com 23%, as eólicas com 21,2%, a solar fotovoltaica com 8,3%, as pequenas centrais hidrelétricas

com 6,9% e a biomassa com 4,4%. Além dessas 409 usinas, ainda existem outras 76 usinas com capacidade de agregar até 3.860,1 MW sem previsão de entrada em operação comercial.

Ainda de acordo com a Tabela 5.10, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 4.797,97 MW, sendo aproximadamente 67,9% em hidrelétrica, 20,4% em termelétrica, 5,6% em solar, 3,0% em eólica, 1,8% em PCH e 1,3% em biomassa. Desse total, 3.999 MW serão conectados ao Sistema Interligado Nacional enquanto que os 503 MW restantes serão adicionados à Sistemas Isolados. Além disso, em termos de comercialização de energia, 4.374 MW estão no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e 128 MW estão fora do ACR.

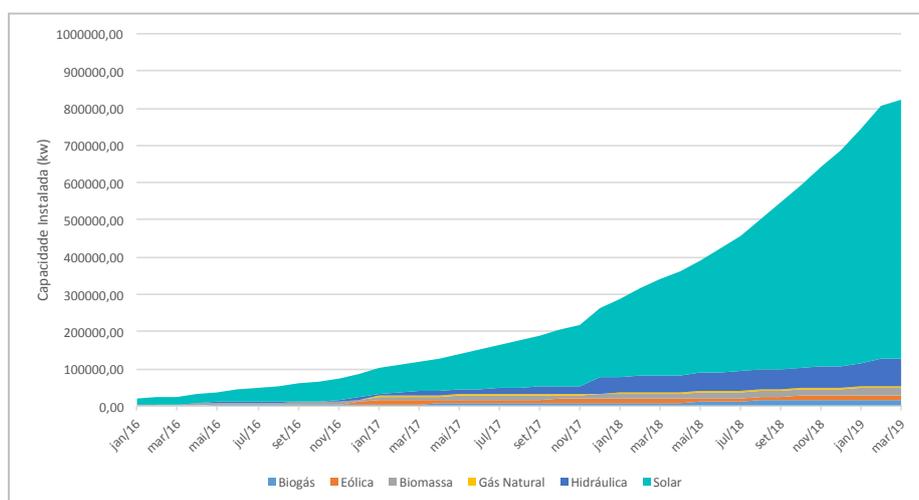
J) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um dos grandes movimentos contemporâneos dentro do setor energético está na crescente descentralização da geração elétrica. Tal mudança de paradigma se torna ainda mais relevante pois

fomenta as discussões relativas às *smart grids* e ainda contribui de maneira considerável nas discussões sobre o aumento da participação de fontes renováveis nas matrizes elétricas mundiais. Uma questão relevante da descentralização consiste no consumidor estando apto a gerar sua própria energia elétrica através de centrais geradoras de tamanho reduzido, o que é chamado de Micro e Mini Geração Distribuída – MMGD. No Brasil, a MMGD está respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que permite o consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de cogeração qualificada ou de fontes renováveis.

Segundo os dados da própria ANEEL em relação à expansão da MMGD, no mês de março o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 822 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra a Figura 5.6. Desse valor, a maior parte se destina ao consumo comercial, representando mais de 40% do valor total de capacidade instalada (aproximadamente 360 MW), seguido do consumo residencial representando 30% (aproximadamente 249 MW).

Figura 5.6: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)

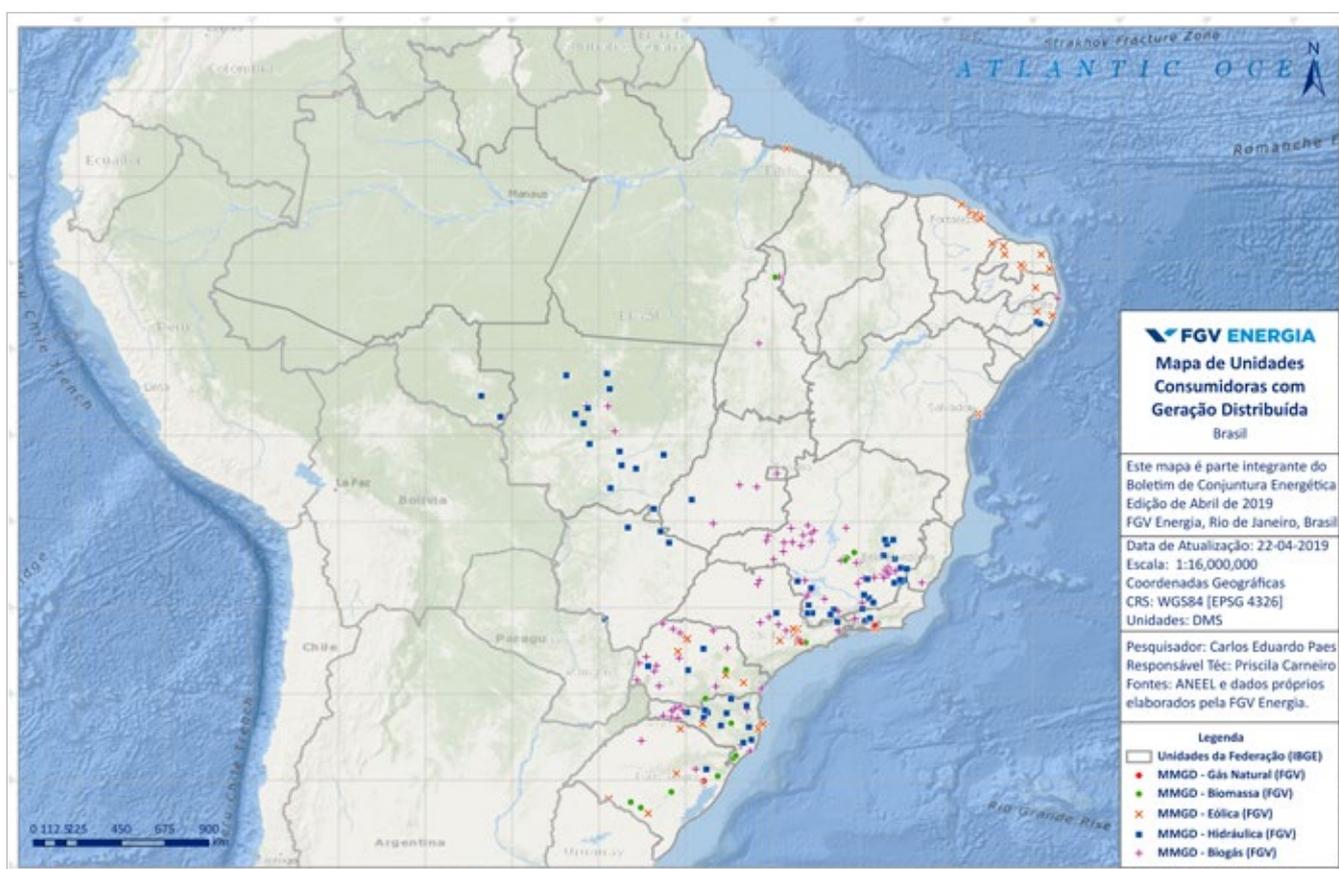


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Já em relação às outras fontes existentes, a Figura 5.8 revela como elas representam um número bem reduzido de centrais de micro e mini geração quando comparadas à geração solar fotovoltaica. Apesar da contínua expansão de novas unidades, a perspectiva é que a MMGD continue sendo

majoritariamente dominada pela geração fotovoltaica devido à fácil instalação e manutenção dos equipamentos e à crescente diminuição do preço dos painéis, seja pela expressiva redução nos seus custos ou pelos subsídios oferecidos.

Figura 5.8: Localização das Unidades Consumidoras MMGD de Outras Fontes



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

A Figura 5.8 também demonstra que as unidades consumidoras MMGD de fontes diferentes da solar fotovoltaica também estão localizadas principalmente na região sul e sudeste, com exceção de uma pequena relevância da geração hidráulica no centro-oeste e eólica no nordeste. Zonas rurais, que podem se beneficiar consideravelmente com a geração distribuída, representam

apenas 10% do total de capacidade instalada de MMGD (aproximadamente 85 MW). Sendo assim, ambas imagens apresentadas corroboram a ideia de que o potencial nacional para a MMGD ainda apresenta largo espaço para crescimento, sendo necessárias avaliações quanto a possíveis barreiras que impeçam a expansão para regiões mais interiores do território brasileiro.

K) LEILÕES

No dia 25 de março foram assinados os contratos de concessão referentes ao Leilão de Transmissão nº 4/2018. Este leilão tem o objetivo de construção, operação e manutenção de instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). O leilão com 16 lotes atingiu o deságio médio de 46%, o que significa que a receita dos empreendedores para exploração dos investimentos ficará menor que o previsto inicialmente, contribuindo para a modicidade da tarifa de energia. Os vencedores dos 16 lotes foram: Neoenergia S.A., Energisa S.A., CPFL Geração de Energia S.A., Consórcio EMTEP (Jaac Materiais e Serviços de Engenharia Ltda. 80% e EMTEP Serviços Técnicos de Petróleo Ltda. 20%), Zopone Engenharia e Comércio Ltda., Consórcio I.G. Transmissão e ESS Energias (I.G. Transmissão e Distribuição de Energia S/A 90% e ESS Energias Renováveis Ltda. 10%), Consórcio EMTEP (Jaac Materiais e Serviços de Engenharia Ltda. 80% e EMTEP Serviços Técnicos de Petróleo Ltda. 20%), Consórcio Chimarrão (Cymi Construções e Participações S.A. 50% e Brasil Energia Fundo de Investimento em Participações Multies-tratégia 50%), CPFL Geração de Energia S.A., Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A, Sterlite Brasil Projetos de Transmissão de Energia S.A., Celeo Redes Brasil S.A..

As empresas vencedoras arremataram 55 linhas de transmissão, com 7.152 km de extensão, e 25 subestações com capacidade de transformação de 14.819 MVA. Os empreendimentos estão localizados nos estados do Amazonas, Amapá, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins. O prazo das obras

varia de 48 a 60 meses e as concessões de 30 anos valem a partir da assinatura dos contratos. As empresas vencedoras terão direito ao recebimento da Receita Anual Permitida (RAP) para a prestação do serviço a partir da operação comercial dos empreendimentos. Estima-se que a construção de novas linhas vai gerar investimentos de cerca de R\$ 13,2 bilhões e 28 mil empregos diretos.

No dia 26 de fevereiro, a ANEEL aprovou a abertura de audiência pública para discutir o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos anexos do Leilão nº 01/2019 para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas. O leilão representa uma das medidas estruturantes para melhorar a qualidade do fornecimento no estado de Roraima diante das dificuldades enfrentadas com a importação de energia da Venezuela e da suspensão da licença ambiental para construção da linha de transmissão entre Boa Vista e Manaus que permitirá a interligação do estado ao SIN. A proposta em audiência traz inovações no que diz respeito à contratação, uma vez que será possível adquirir soluções de suprimento sem a figura de um único supridor, com diversos tipos de tecnologias e combustíveis, contendo ou não tecnologia de armazenamento de energia. O início do suprimento está previsto para 28 de junho de 2021.

O certame será realizado seguindo a sistemática de duas fases sequenciais: a primeira destinada exclusivamente ao produto potência e a segunda ao produto energia. A segunda fase fica condicionada ao montante contratado no produto potência em face da demanda requerida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a ser comercializada no certame. O leilão utilizará como critério de classificação a margem de escoamento da transmis-

são, além disso, serão negociados Contratos de Comercialização de Energia nos Sistemas Isolados (CCESIs) diferenciados por tipo de produto e fonte primária de energia, com prazo de vigên-

cia de 15 anos para Gás Natural ou renovável (ou composição delas) e renovável, e de 7 anos para quaisquer outras, desde que não seja Gás Natural ou renovável.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

S E T O R Ó L E O E G Á S	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Publicado o pré-edital e as minutas de contrato de partilha de produção. Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 7ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Esmeralda e Ágata, localizadas na Bacia de Santos, e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2020
	Objeto	ANP - 8ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2021
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Publicado o pré-edital e a minuta do contrato de concessão. Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
		Etapa	Data
		Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4, três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2020
Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos		
Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de		
	Etapa	Data	
	Realização da rodada (Previsão)	2021	
Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 6/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre a proposta da Resolução ANP que revisará a Resolução ANP nº 22/2014 que estabelece critérios para obtenção do registro de graxas e óleos lubrificantes a serem comercializados no território nacional, responsabilidades e obrigações dos detentores de registro, produtores e importadores de lubrificantes, bem como as vedações a esses agentes e aos distribuidores e revendedores.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	26/04/19	
Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 7/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre a proposta de Resolução ANP dispõe sobre a individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para comercialização de combustíveis, de que trata o art. 7º da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	16/04/19	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 8/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre o Edital de Chamada Pública para a contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural referente ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Rede de Transporte da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.), em atendimento ao disposto na Lei nº 11.909/2009.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	10/04/19	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 9/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato de concessão da 16ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	10/04/19	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 10/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato da 6ª Rodada de Licitações sob o regime de Partilha de Produção.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	10/05/19	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 11/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a redação final da Resolução que Regulamenta as regras que estabelecem as definições, diretrizes e normas para a aplicação de recursos a que se referem às Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, presentes nos Contratos para Exploração Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como as regras para comprovação das atividades de P,D&I e respectivas despesas realizadas pelas Empresas Petrolíferas em cumprimento às referidas cláusulas contratuais.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	04/06/19	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Consulta nº 002/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para a revisão do Plano de Dados ANEEL referente ao biênio 20018-2019.	
		Etapas	Data
		Prazo para colaboração	De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 003/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória da ANEEL 2018/2019).	
		Etapas	Data
		Prazo para colaboração	De 25/02/2019 a 31/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 004/2018	
	Consulta Pública	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	
		Etapas	Data
		Prazo para colaboração	De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 004/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios sobre critérios de razoabilidade das estimativas de investimentos de empreendimentos do Ambiente de Contratação Livre, de que trata a Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, para fins de enquadramento Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI).	
		Etapas	Data
		Prazo para colaboração	De 11/03/2019 a 30/04/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 005/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para o aperfeiçoamento da regulamentação associada a reforços e melhorias em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica.	
		Etapas	Data
		Prazo para colaboração	De 20/03/2019 a 20/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 006/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios para avaliação da necessidade de aprimoramento dos comandos regulamentares afetos à vida útil regulatória de equipamentos da transmissão.		
	Etapas	Data	
	Prazo para colaboração	De 25/03/2019 a 20/05/2019	
Objeto	ANEEL - Consulta nº 007/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios acerca da metodologia de Cálculo do Fator X a ser aplicada às Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de 2020, conforme disposto em Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR.		
	Etapas	Data	
	Prazo para colaboração	De 05/04/2019 a 06/05/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 001/2019		
Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012).		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 24/01/2019 a 19/04/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 003/2019		
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação de critérios e procedimentos de cálculo dos investimentos em bens reversíveis não amortizados ou não depreciados de concessões de geração prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013.		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 23/01/2019 a 27/03/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 004/2019		
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quinta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Ceará - Coelce (Enel CE), a vigorar a partir de 22 de abril de 2019, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2019 a 2023.		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 23/01/2019 a 11/03/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 006/2019		
Audiência Pública	Obter subsídios à proposta de revisão do Plano de Universalização Rural da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba.		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 21/02/2019 a 08/04/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 008/2019		
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão das faixas de acionamento e dos adicionais das Bandeiras Tarifárias, a vigorar de maio de 2019 a abril de 2020.		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 27/02/2019 a 01/04/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 009/2019		
Audiência Pública	Obter subsídios para definição de metodologia de cálculo e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital dos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.		
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 14/03/2019 a 22/04/2019	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Audiência nº 011/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Quinta Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição São Paulo e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2020 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 04/04/2019 a 17/05/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 012/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 3/2019, denominado "Leilão A-4 de 2019", o qual se destina à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 10/04/2019 a 10/05/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 013/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para os aprimoramentos normativos decorrentes do processo de reavaliação da Resolução Normativa nº 673/2015, que estabelece os requisitos e procedimentos para obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH, e respectiva Análise de Impacto Regulatório – AIR.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 12/06/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 014/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório acerca da revisão da Resolução Normativa nº 709/2016, que estabelece disposições relativas ao desenvolvimento de atividades operacionais e de holding pelas concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 24/06/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 032/2019 - 2ª Fase	
	Audiência Pública	Obter subsídios acerca da regulamentação da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica associada às instalações de transmissão em Corrente Contínua em Alta Tensão – CCAT.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 10/05/2019
Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019		
Leilão de Geração	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.		
Etapas		Data	
Realização		a definir	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4		
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		27/06/19	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6		
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		26/09/19	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4		
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		23/04/20	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6		
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		24/09/20	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4		
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		29/04/21	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6		
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		30/09/21	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1		
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		06/12/19	
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2		
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		06/12/19	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

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



Mantenedores FGV Energia

Premium (Elite)



Master



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia