



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

O setor energético na era digital

OPINIÃO

Victor Venâncio

A transformação digital no setor de óleo e gás

Marcela Gonçalves e Jennifer Simões

Uma perspectiva da tecnologia *Blockchain* no setor de energia

José Lavaquial

Transformação digital em energia:
Avanços e desafios

Carlos Vieira

A revolução 4.0 e o futuro da construção de poços na indústria de petróleo

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Magda Chambriard

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Gláucia Fernandes

Julio Cesar Pinguelli Jacomo

Marina de Abreu Azevedo

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Fernanda Delgado

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Revisão de conteúdo

Tamar Roitman

Execução

Beatriz Azevedo

Thatiane Araciro

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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

Data de fechamento da edição: 30/01/20

EDITORIAL

O setor energético na era digital.....	04
--	----

OPINIÃO

A transformação digital no setor de óleo e gás	06
Uma perspectiva da tecnologia <i>Blockchain</i> no setor de energia	11
Transformação digital em energia: Avanços e desafios... ..	16
A revolução 4.0 e o futuro da construção de poços na indústria de petróleo	24

PETRÓLEO 29

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial	29
Derivados do Petróleo	32

GÁS NATURAL..... 34

Produção e Importação.....	34
Consumo	36
Preços	37
Informações relevantes para o setor	39

BIOCOMBUSTÍVEIS 41

Produção.....	41
Preços	44
Consumo	46
Importação e Exportação de etanol.....	48

SETOR ELÉTRICO 50

Demanda	50
Oferta	51
Balanco Energético	53
Disponibilidade.....	54
Estoque.....	56
Custo Marginal de Operação – CMO	57
Micro e Minigeração Distribuída	58
Expansão	61
Tarifas de Energia Elétrica.....	62
Leilões	62



EDITORIAL*

O setor energético na era digital

O mundo está caminhando para um futuro digital, com a tecnologia cada vez mais presente em todos os aspectos da vida. No que tange à energia, tanto as formas de produzir quanto de consumir estão passando por transformações que vêm alterando a dinâmica do mercado e exigindo que as empresas se adaptem de forma mais rápida e sejam proativas na busca por soluções inovadoras.

As evoluções tecnológicas partem tanto dos produtores de energia e operadores deste setor quanto são demandadas pelos próprios consumidores. Os produtores precisam se modernizar, ter processos mais eficientes, reduzir riscos operacionais, diminuir impactos da volatilidade de preços e aumentar a confiabilidade dos serviços.

Os consumidores, por sua vez, estão cada vez mais exigentes quanto a qualidade e custo, e demandam

soluções customizadas e individualizadas. Também aumenta o número daqueles que se tornam parte ativa no mercado e passam produzir a própria energia, os chamados prosumidores.

A digitalização é vista como a maior das transformações em andamento no setor energético, sendo encarada como prioridade estratégica pelas empresas que querem se destacar nessa revolução tecnológica. Mais do que isso, a adoção das novas tecnologias digitais será decisiva para a permanência no mercado.

Empresas de tecnologia surgem a todo momento provocando rupturas tecnológicas que afetam todos os setores da economia, incluindo o de energia. Essa indústria precisa, então, se antecipar a tais movimentos e, para tanto, é imprescindível investir em pesquisa, desenvolvimento e inovação.

A indústria de petróleo e gás é conhecida pelo alto nível tecnológico nas atividades operacionais, mas ainda tem muito o que avançar quando se trata da digitalização dos processos. O caminho para a transformação digital nesse setor passa pela maior utilização de dados na tomada de decisões relacionadas à operação, com o uso de tecnologias de *Big Data*, inteligência artificial e internet das coisas, que permitem, por exemplo, aumentar a precisão da busca de novos reservatórios, antecipar a necessidade de manutenção e troca de equipamentos e reduzir a quantidade de pessoas em atividades de alto risco.

Já no setor elétrico, as transformações impactam principalmente os segmentos de transmissão e distribuição, com a introdução de redes inteligentes, automatização de processos e criação de novos modelos de negócio decorrentes das novas formas de consumir energia. O aumento da geração distribuída é o grande impulsionador de inovações nesse mercado, que precisa se preparar para os desafios futuros de atendimento à crescente demanda e à eletrificação de diversas atividades, como os transportes.

As grandes tendências, contudo, são aquelas que provocam mudanças radicais no comportamento do mercado e criam oportunidades ainda não muito claras. É o caso das tecnologias de *blockchain*, realidade aumentada e computação quântica. A era digital já começou e as empresas que não incorporarem as novas tecnologias em suas atividades não terão espaço no mercado.

A primeira edição de 2020 do **Boletim de Conjuntura do Setor Energético da FGV Energia** traz como tema a digitalização na indústria de energia, na visão de cinco especialistas. Na primeira coluna deste mês, o sócio diretor na KPMG Victor Venâncio, trata das transformações digitais no setor de Óleo e Gás. O segundo texto, de autoria de Marcela Gonçalves e Jennifer Simões, da *startup* Multiledgers, aborda o uso da tecnologia *blockchain* no setor energético. Em seguida, José Lavaquial, diretor da hubz, debate as tendências da transformação digital na indústria de energia. Por fim, a quarta coluna traz a visão de Carlos Vieira, country manager na Haliburton, a respeito da revolução 4.0 na indústria de petróleo.

* 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

A transformação digital no setor de óleo e gás

Por Victor Venâncio*

A necessidade de atendimento aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU, as exigências ambientais da sociedade, novas fontes energéticas e P&D impulsionam a transformação digital na área de óleo e gás, ancorada em importantes pilares: Tecnologia; Cultura/Pessoas; e Processos. Vejamos como os três correlacionam-se, enfatizando alguns aspectos aos quais o setor deve estar atento.

TECNOLOGIA

A indústria 4.0 trata da adoção de tecnologias emergentes que, juntas ou isoladamente, proporcionam melhores desempenhos operacionais, comerciais e de segurança. Dentre essas, destacam-se o RPA (*Robotic Process Automation*), ML (*Machine Learning*), AI (*Artificial Intelligence*), *Cognitive Intelligence*, *Big Data & Analytics*, Integração de sistemas (OT + IT *Convergence*), *Digital Twin* (simulações), impressão 3D, *Internet of Things* (IoT) / *Industrial*

Internet of Things (IIoT), *Cloud computing* (ERP Cloud) e *Cybersecurity* (OT + IT).

Automatizar as tarefas repetitivas torna-se fundamental para melhorar o grau de competitividade das organizações, sejam elas produtoras de petróleo, fretadores de plataformas de perfuração, FPSOs ou fornecedores de equipamentos e serviços. Entretanto, o setor de O&G no Brasil ainda se encontra, em sua maioria, atuando na era da indústria 3.0.

Para avançar, é preciso desenvolver uma estratégia de transformação digital com a integração de especialistas em negócios e tecnologia. Feito isso, passa-se à convergência OT (*Operational Technologies*) e IT (*Information Technologies*), primeiro passo para ingresso na era da indústria 4.0. Com todos os dados dos ativos industriais e área corporativa disponibilizados e integrados, pode-se imple-

mentar sua análise, usando inteligência artificial e sistemas cognitivos para extrair informações relevantes. Até este momento, não estamos falando em grandes investimentos de *hardware* e *software*. Trata-se apenas de usar os ativos existentes de modo estratégico.

À medida que dados adicionais forem necessários, parte-se para o projeto de implementação de novos sensores, que podem ser os tradicionais da instrumentação, IoT na área corporativa ou IIoT na área industrial. Outras tecnologias emergentes, como a realidade virtual ou aumentada e digital *twin*¹, colaboram para o melhor desempenho operacional e de manutenção das plantas industriais.

CULTURA

Diversas literaturas na área de gestão indicam que cultura é o sistema de valores e crenças compartilhadas entre os membros de uma organização. Entretanto, esse conceito é analisado de maneira diferente e diversificada por antropólogos e sociólogos, demonstrando a complexidade do tema.

Quantidade de produto produzido, escala e preço não mais garantem a sobrevivência de uma empresa. Os intangíveis agregados, ou elementos de valor percebidos pelos clientes, seja pela lógica da qualidade, do serviço dominante ou da inovação, passaram a ser determinantes para o sucesso das organizações. A capacidade de entregar elementos de valor depende da velocidade e adaptabilidade que as empresas conseguem implementar em seus processos decisórios.

A adaptabilidade requerida das organizações tornou-se mais evidente à medida que a transformação digital impacta seus negócios e abala o *status quo*. Ser flexível, adaptável e ágil, dentre outras características, são qualidades que as empresas precisam desenvolver para obter vantagens deste momento de transição. A cultura organizacional é um dos pilares que deve trabalhar em uma estratégia de transformação digital. Desenvolver o *mindset* nas equipes e evoluir para o *mindTech* passa a ser fundamental para que qualquer estratégia de adoção de tecnologias emergentes seja efetivamente usada de modo a gerar valor.

Nesse sentido, a edição 2019 da pesquisa *CEO Outlook Global*, realizada anualmente pela KPMG com gestores de todo o mundo, apresentou resultado alarmante, indicando um potencial desbalanceamento entre os pilares “cultural/pessoas” e “tecnologia”. Foi constatado que as empresas investem mais em novas tecnologias do que na capacitação a seus colaboradores. Entende-se que trabalhos repetitivos executados por pessoas tendem a ser completamente automatizados. Assim, profissionais sem especialização poderão ficar sem empregos, gerando uma série de problemas sociais. É o chamado desemprego tecnológico.

Embora diversos tipos de trabalho tendam a ser extintos, mais profissionais especializados passarão a ter oportunidades nesse cenário em transformação. Entretanto, geralmente o indivíduo que faz tarefas repetitivas não é o mesmo que está preparado para aproveitar as novas possibilidades. Tal

¹ Digital twin é uma cópia digital de um produto físico, serviço ou processo. Ele funciona como uma simulação detalhada de objetos ou modelos de atuação, substituindo a criação de protótipos reais. Retirado de: <https://negociossc.com.br/blog/o-que-e-digital-twin-e-como-seu-conceito-e-aplicado-ao-marketing/>

situação, além de outras questões ambientais e relativas às exigências da sociedade, está levando grandes empresas a focarem em estratégias de ESG (*Environmental, Social and Governance*), pois a transformação digital impactará não somente a organização, mas também o meio ambiente e todo o contexto social no qual está inserida.

Porém, olhando para dentro das empresas, a cultura organizacional e o *mindset* precisarão estar adequados para que a adoção das tecnologias emergentes da indústria 4.0 e novos processos tenham a efetividade esperada pelos executivos. Trabalhar as dimensões culturais que impactam o relacionamento entre os funcionários dos mais diversos departamentos e níveis hierárquicos, assim como a recepção dessas novas tecnologias em suas rotinas diárias, é parte decisiva para o sucesso de uma estratégia de transformação digital.

É natural do ser humano ter aversão ao desconhecido. Muitas vezes, por autoproteção, as pessoas são resistentes à adoção de uma determinada tecnologia emergente, prejudicando a estratégia da empresa. Elevada distância do poder e baixo nível de confiança são algumas dimensões culturais que temos no Brasil, e que são bastante diferentes em outros países, como a Noruega por exemplo. Uma empresa estrangeira que esteja tentando replicar sua estratégia de transformação digital da matriz em suas operações no Brasil poderá ter sérios problemas de execução se a cultura e o *mindset* não forem bem trabalhados.

Ou seja, o pilar da cultura pode impactar toda uma estratégia de transformação digital. Por mais que tecnologia seja relativamente fácil de se adotar, bastando ter orçamento para investir, a cultura pode retardar ou mesmo inviabilizar o êxito de uma

estratégia de transformação digital. Daí a necessidade de uma visão mais abrangente e ampla sobre o que está além da tecnologia nos projetos de transformação digital.

Empresas do ramo de O&G começaram a atuar mais fortemente no final do século XIX e cresceram baseadas em ativos tangíveis e com forte cultura de desempenho operacional. Uma transformação digital requer visão sobre o intangível, com a qual muitos profissionais do setor ainda não estão familiarizados. Definitivamente, sem um trabalho constante de adequação da cultura organizacional aos novos tempos que estamos vivendo, todo processo de transformação digital poderá ser em vão.

PROCESSOS

Tanto na área industrial como na corporativa, os processos são vitais para que os resultados da convergência OT & IT sejam percebidos pela organização. Metodologias como a chamada *Lean Manufacturing* (manufatura enxuta) são a base para a eficiência operacional e possibilitam um constante aperfeiçoamento das rotinas de produção. A experiência em processos no setor de O&G, por meio de *benchmarking*, possibilita a adoção de soluções já testadas e validadas em sistemas corporativos (ERP).

Atuar no pilar de processos, em paralelo ao da cultura e da tecnologia, ajudará na implementação das novas ferramentas. Também transmitirá aos colaboradores a mensagem de que a empresa está trabalhando para facilitar o dia a dia das suas atividades, podendo resultar em mais tempo para se dedicarem ao entendimento das novas tecnologias, obterem novas competências ou mesmo terem mais tempo livre para usar a criatividade em favor dos negócios da organização, por

meio de iniciativas de intraempreendedorismo, por exemplo.

Com a chegada da rede 5G, a migração dos ERPs para ambientes em nuvens e a disponibilização de imensa quantidade de dados pelos sistemas OT e IT, a agilidade na tomada de decisão passará a ser uma realidade viável para as empresas que investirem numa estratégia eficaz de transformação digital.

DECISIVA JORNADA DE TRANSFORMAÇÕES

Entendida a importância dos três pilares, fica muito claro o significado da transformação digital neles ancorada para a sobrevivência e sucesso das empresas de O&G no âmbito da nova realidade brasileira e mundial. Seja qual for a área de atuação dentro da cadeia de valor do setor, o negócio será muito impactado pela mudança.

Novos entrantes usando tecnologias disruptivas ou novos modelos de negócio já estão influenciando o mercado de O&G. Assim, é muito importante que cada empresa esteja consciente e atenta aos riscos que corre em não se atualizar.

Numa perspectiva de país, o Brasil precisa ser mais ágil na passagem da era da indústria 3.0 para a 4.0.

No setor de O&G mais especificamente, a exigência é tão ou mais premente do que em outras indústrias.

Independentemente das iniciativas do governo para incentivar a adoção de novas tecnologias no âmbito da Quarta Revolução Industrial, cabe às organizações desenvolverem suas respectivas estratégias para atuar simultaneamente nos três pilares (Tecnologia, Cultura e Processos). É preciso fazer isso de modo planejado e sinérgico e, se possível, usando fontes de conhecimento externo, num processo colaborativo, por meio de competências essenciais de empresas especializadas, centros de P&D, *startups*, universidades e instituições que possam colaborar para o êxito desta relevante jornada de transformações.

Ultrapassar a nova fronteira da evolução dos mercados e das mudanças sociais que se observam no Brasil e no mundo é um desafio que se apresenta a todas as empresas, inclusive às que se encontram num estágio de alta rentabilidade e eficiência operacional e mercadológica, nas quais o êxito observado até o momento muitas vezes se apresenta como forte argumento de resistência contra as transformações dos modelos de negócio e o necessário salto tecnológico. É preciso vencer tais barreiras do presente para garantir o futuro!



Victor Venâncio Dias é engenheiro de produção / mecatrônico pelo CEFET-RJ, técnico em instrumentação e automação pelo CEFET de Campos dos Goytacazes-RJ e mestre em administração pela FGV EBAPE. Possui MBA em Gestão Econômica e Estratégica de Negócios pela FGV Management e certificação Senior Executive Program pela ESADE Business School de Barcelona. Tem 27 anos de experiência na área de automação industrial e gestão, atuando em empresas como Mokveld Valves, Tyco International, GE e Endress+Hauser. Atualmente ocupa o cargo de sócio diretor na KPMG Brasil, responsável pela área de automação, indústria 4.0 e transformação digital no setor de Energia e Recursos Naturais. É membro emérito da Comissão de Instrumentação e Automação do IBP, diretor de estratégia e parcerias da ISA (International Society of Automation) Chapter RJ, marketing

chair do comitê Global da ISA para IIoT e Smart Manufacturing, membro da câmara setorial de equipamentos navais e offshore da ABIMAQ (Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos) e coordenador do Open Innovation Group Brasil squad RJ.

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



OPINIÃO

Uma perspectiva da tecnologia *Blockchain* no setor de energia

Por Marcela Gonçalves
e Jennifer Simões*

O QUE É *BLOCKCHAIN*

Muito tem se falado sobre tecnologias emergentes e seu potencial de transformação da sociedade como conhecemos. Entre elas temos as tecnologias cognitivas, internet das coisas, realidade imersiva, computação quântica e *Blockchain*.

A tecnologia *Blockchain*, inicialmente nomeada de Bitcoin¹, atraiu grande interesse do setor financeiro, indústria de serviços e outros setores devido à sua capacidade de registrar diversas transações de diferentes tipos de ativos entre duas ou mais partes de forma segura, barata e sem intermediários. Criou-se uma nova via de democratização da tecnologia para

pequenas e médias empresas, fornecendo uma infraestrutura global, capaz de transformar processos existentes nos negócios, em governança e na sociedade.

NOVA CONSTRUÇÃO DA VERDADE

Segundo o relatório *Trust Barometer* da consultoria americana Edelman², nos últimos anos o mundo vem passando por uma grande crise de confiança, onde as pessoas passaram a confiar somente em relações sob seu controle, o que acaba por gerar o descrédito que diversas áreas vêm sofrendo. Nesse cenário, as empresas de serviço públicas e privadas enfrentam pressões de autoridades reguladoras para aumentar a transparência em suas operações³.

¹ Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System. Satoshi Nakamoto. <<https://bitcoin.org/bitcoin.pdf>>

² Trust Barometer <<https://www.edelman.com/trustbarometer>>

³ Competition and Markets Authority. Energy market investigation summary of final Report <<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5773de34e5274a0da3000113/final-report-energy-market-investigation.pdf>>

Não sendo diferente para o setor de Utilidade e Energia, o *Blockchain* possibilita a criação de um ambiente sem disputa, transparente e rastreável. Esses elementos ainda poderiam promover, por exemplo, uma nova geração de aplicativos transacionais, capazes de estabelecer confiança, responsabilidade e transparência. Em seu relatório comercial, a Deloitte⁴ afirma que as plataformas digitais transacionais habilitadas para *Blockchain* têm potencial de contribuir para reduções de custos operacionais e aumentos de eficiência, rapidez e automatização de processos, além de possibilitar a redução dos requisitos de capital para as empresas de energia.

MUDANÇAS NO AMBIENTE DE ENERGIA

Atualmente os sistemas de energia estão passando por uma mudança transformacional desencadeada pelo avanço dos recursos energéticos distribuídos (REDs) e o fortalecimento das tecnologias de informação e comunicação (TICs). Especialistas afirmam que a tecnologia *Blockchain* pode fornecer uma solução para controlar e gerenciar sistemas de energia complexos e micro redes, micro grids, que deverão ficar cada vez mais descentralizados⁵.

O último relatório da EPRI (*Electrical Power Research Institut*)⁶ também destaca algumas das tendências emergentes no setor. Um dos pontos principais é a atuação de startups operando globalmente no espaço de *Blockchain* ligado à energia, mercado que trabalha majoritariamente com plataformas permissionadas, ou seja, sistema de dados distribu-

ídos (DLT) em que os participantes devem ser autorizados para validação dos blocos de uma rede⁷. No entanto, a tecnologia está no seu caminho de amadurecimento e estima-se que alguns aspectos importantes ainda levem entre 2 e 5 anos para chegar a uma configuração mais estável.

Na construção de provas de conceito (*proof of concept* ou simplesmente PoC), pesquisas têm gerado aprendizado para que se entenda em quais aspectos da indústria pode-se obter valor com o uso de *Blockchain*. Assim se originam grandes possibilidades de criação e até de adaptações necessárias nos modelos de negócio já em vigor. Exemplos de ambientes adaptados a partir de um conceito já existente e aderentes à proposta da tecnologia são os consórcios que estão surgindo para exploração de aspectos específicos do mercado.

Embora a tecnologia seja adequada para a transformação em curso, é necessário avaliar a aderência aos requisitos que os serviços públicos precisam, como velocidade, volume de transação, substituto de bancos relacionais, etc. Além de integrar ambientes como recursos distribuídos de energia, IOT e análise de utilidade. Existe também a possibilidade de que agentes utilizem a tecnologia *Blockchain* para integrar informações locais, otimizando redes locais e oferecendo serviços energéticos a baixo custo com a utilização de *smart contracts*, contratos inteligentes automaticamente executados através de algoritmos pré-programados⁸.

⁴ Grewal-Carr V, Marshall S. Blockchain enigma paradox opportunity. <<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/uk/Documents/Innovation/deloitte-uk-blockchain-full-report.pdf>>

⁵ Konashevych O. Advantages and current issues of blockchain use in microgrids. <<https://ssrn.com/abstract=2662660>>

⁶ Program on Technology Innovation: Blockchain—U.S. and European Utility Insights Market Intelligence Briefing Report <<https://www.epri.com/#/pages/product/000000003002016663/?lang=en-US>>

⁷ Technical Report FG DLT D1.2 Distributed ledger technology overview, concepts, ecosystem <<https://www.itu.int/en/ITU-T/focusgroups/dlt/Pages/default.aspx>>

⁸ PwC global power & utilities, Blockchain - an opportunity for energy producers and consumers?. <<https://www.pwc.com/gx/en/industries/assets/pwc-blockchain-opportunity-for-energy-producers-and-consumers.pdf>>

CASO DE USO

Atualmente já existem mais de 100 casos de uso da tecnologia de *Blockchain*, de acordo com a EPRI⁶. As diversas aplicações, conforme estudo sobre a tecnologia *Blockchain* no setor elétrico⁹, têm explorado principalmente os processos de medição e cobrança, com o objetivo de trazer mais transparência às cadeias ponto a ponto e segurança dos dados de forma a proteger as informações de ameaças cibernéticas.

Outras aplicações também estão sendo vistas, como:

- Criptomoedas e *tokens*, usados como forma de atrair investimentos e de criar ativos e recompensas em comportamentos para aumento de energia verde;
- Comércio de energia descentralizado, área que atraiu maior atenção com a tecnologia *blockchain*, possibilitando acesso do consumidor final ao mercado atacadista de energia;
- Certificados verdes e comércio de carbono, dando acesso para que pequenos produtores possam participar do mercado de certificados renováveis, créditos de carbono ou atributos ambientais gerais. Por serem sistemas complexos, a automatização da emissão desses certificados permite reduzir custos de transação;
- Gerenciamento de rede, em que o uso da tecnologia automatiza o processo de gerenciamento melhorando o equilíbrio entre oferta e demanda, a coordenação entre as operações dos sistemas de transmissão e distribuição, a verificação automatizada dos ativos da rede e a visibilidade dos recursos e ativos distribuídos;

- IoT, dispositivos inteligentes, automação e gerenciamento de ativos para a mobilidade elétrica, com iniciativas e consórcios de uso geral, e o estabelecimento de plataformas colaborativas, por exemplo.

A seguir são apresentadas algumas das iniciativas relevantes que descrevem aplicações práticas da tecnologia *Blockchain* e que corroboram para o fato de ela ser considerada muito promissora para o mercado de energia.

Tokenização de Energia:

- WePower – Visa ajudar pequenos produtores a fornecer energia elétrica limpa, mais barata e descentralizada a ser utilizada pelo consumidor.

Microgrids:

- LO3Energy – plataforma de compra e venda de energia distribuída de forma simples, fomentando o mercado local.
- Brooklyn Microgrid – plataforma com foco na criação de uma rede comunitária de distribuição de energia, com um modelo de energia limpa mais resiliente e sustentável.
- The Sun Exchange – plataforma de *leasing* de energia solar. Permite que investidores adquiram sistemas de geração de energia solar fotovoltaica em qualquer lugar do mundo e arrendem (sistema de *leasing*) para terceiros.
- Power Ledger – tem como objetivo desenvolver o mercado de energia renovável na Austrália, oferecendo preços mais baratos aos consumidores locais.

⁹ Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities Andoni M., Robu V., Flynn D., Abram S., Geach D., Jenkins D., McCallum P., Peacock A. (2019) Renewable and Sustainable Energy Reviews, 100, pp. 143-174.

BENEFÍCIOS E DESAFIOS

Os principais benefícios do uso da *Blockchain* para o desenvolvimento do mercado de energia verde são:

- Transações mais rápidas e baratas;
- Desintermediação e troca sem necessidade de confiança entre as partes devido ao número de participantes na rede;
- Usuários capacitados, permitindo a participação na rede e controle de informação/dados;
- Dados de alta qualidade;
- Confiabilidade, longevidade e durabilidade;
- Integridade do processo;
- Imutabilidade e transparência;
- Simplificação de mercado e ecossistema devido à eliminação de requisitos de validação de terceiros.

Devido ao atual estágio de maturidade da tecnologia, ainda existem desafios na sua implementação e que precisam ser levados em conta, como:

- Padrões emergentes e *status* regulatório incerto;
- Custo para substituir a tecnologia comprovada existente e para implementar e manter nova tecnologia;
- Considerações sobre velocidade, escalabilidade e consumo de energia;
- Preocupações de integração com a arquitetura existente;
- Adoção cultural e aceitação de uma nova tecnologia não comprovada;
- Percepção como “intermediário mágico” com avançados recursos de banco de dados, em vez de fazer parte de uma pilha de tecnologia mais ampla.

PERSPECTIVAS NO BRASIL

No mercado de energia brasileiro especificamente ainda são raras as empresas com iniciativas maduras em *Blockchain*. Por se tratar de uma tecnologia em que a maior vantagem reside na colaboração entre os diversos atores, é de extrema importância o desenvolvimento de um ecossistema forte e ativo para que as vantagens sejam colhidas. Nesse processo ainda é fundamental o desenvolvimento de padronizações para todo o mercado e, apesar das barreiras, pode-se alcançar tal necessidade envolvendo agentes como câmara de comercialização, concessionárias e agência reguladora, visando a construção de um modelo mais inteligente e moderno.

Atualmente se destaca o caso da empresa EDP¹⁰, que foi a primeira empresa do país a utilizar a tecnologia *Blockchain* para medição e registro do consumo de energia e geração distribuída provenientes dos consumidores. Sua solução facilita o processo de gestão da energia gerada pelas usinas solares, sendo utilizada pelos clientes que produzem e consomem, conhecidos como prosumidores. Outro caso de destaque é o projeto da AES Tietê com a Fohat, que fará investimentos no uso de *Blockchain* no primeiro balcão organizado para comercialização de energia elétrica do país. O projeto de *marketplace* descentralizado para comercialização direta de energia anunciado entre COPEL, CDPQ e ANEEL possibilita o levantamento de questões econômicas, regulatórias, tributárias e comerciais associadas, gerando importantes contribuições para o setor elétrico nacional.

¹⁰ EDP <<https://brasil.edp.com/pt-br/node/16>>

CONCLUSÃO

A tecnologia *Blockchain* pode beneficiar todo o mercado, principalmente o de energias renováveis, e melhorar as relações definidas dentro desse sistema. Devido à sua natureza, que preza por transparência, imutabilidade e desintermediação, a *Blockchain* possibilita a criação de novos modelos de negócios, principalmente para pequenos geradores e consumidores permitindo capacitá-los e inseri-los no mercado de energia. Essa é uma característica marcante da tecnologia, que é dar capacidade de melhor desempenho aliado ao papel ativo dos menores atores.

As empresas estão trabalhando para adquirir experiência e amadurecer o uso da tecnologia e melhorar os requisitos, padrões técnicos e funcionais. A utilização de consórcios também tem se mostrado uma boa forma de experimentação, levando em conta que a tecnologia visa a colaboração entre *peers*. Por fim, os desafios legais e regulatórios ainda são grandes, levando em conta as diferenças que novos modelos de negócios trarão para a concorrência. Contudo, no longo prazo, o que se espera é que o valor do investimento na tecnologia seja factível e traga muito mais do que custos excedentes.



Marcela Gonçalves tem mais de 15 anos de experiência na Liderança de projetos em Inovação, Desenvolvimento de softwares e Planejamento de Negócios nas áreas Industrial, de Gestão e TI. Atuou em empresas de consultoria como Deloitte, IBM/SIX, E&Y e Atos Origin, atendendo a clientes da área de petróleo, mineração, telecomunicações, energia, logística e entretenimento.

Atualmente é responsável por estruturar iniciativas de Blockchain na *startup* Multiledgers. É idealizadora da comunidade de práticas Blockchain Brasil Org, Community Builder da Rede Women in Blockchain Brasil, participante do grupo de estudos sobre padronização de práticas ABNT / ISO-CEE-307 e grupo de Casos de uso do ITU-T-FG DLT - ONU.



Jennifer Simões é engenheira de produção e engenheira agrícola e ambiental pela Universidade Federal Fluminense. Tem especialização em Meio Ambiente, Sustentabilidade e Urbanismo pela Peking University e estudou por 2 semestres na Saxion University of Applied Sciences, Holanda. Estagiou no departamento de Óleo Gás e Biocombustíveis na Empresa de Pesquisa Energética e atualmente trabalha com desenvolvimento empresarial na *startup* Multiledgers.

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



OPINIÃO

Transformação digital em energia: Avanços e desafios

Por José Lavaquial*

Transformação digital é uma expressão utilizada para abordar não apenas solução de problemas pelo uso de tecnologias digitais, mas a indução de inovações que habilitam mudanças rápidas e frequentes.

Esse fenômeno promove mudanças nos modelos de negócio, em processos operacionais e em experiências do consumidor capazes de promover ganhos de qualidade e eficiência, ou mesmo de remodelar segmentos completamente. O impacto da transformação digital é transversal às dimensões socioculturais, políticas e econômicas que conectam o cotidiano ao futuro, o cidadão ao governo,

o consumo à indústria e serviços, o entretenimento ao trabalho, entre outras esferas, desde que conectadas à estratégia, para ser relevante.

Considerando a dimensão socioambiental, a transformação digital pode alavancar importantes e necessárias mudanças, sobretudo por sua relação direta com 6 dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030 das Nações Unidas: ODS 1 – Erradicação da pobreza; ODS 2 – Fome zero; ODS 3 – Saúde e bem-estar; ODS 4 – Educação de qualidade; ODS 9 - Indústria, inovação e infraestrutura; e ODS 13 – Combate às alterações climáticas.

Figura 1: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.



Do ponto de vista acadêmico-científico, a importância da transformação digital pode ser evidenciada pelos 299.498 artigos publicados sobre o assunto entre 1970 e 2019. Mais impactante é a importância crescente do tema. Entre 1970 e 2009 foram publicados, em média, 2.791 artigos por ano, enquanto entre 2015 e 2019 foram 28.815, um incrível salto de 1.032%.

No Brasil, empresas, governos e cidadãos vêm intensificando a adoção da transformação digital. Em 2018, o governo brasileiro lançou a Estratégia Brasileira para a Transformação Digital, a E-Digital, criando o Comitê Interministerial para a Transformação Digital, com apoio do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social e o Movimento Brasil Competitivo.

Além disso, o Plano Nacional de Internet das Coisas, publicado pelo governo brasileiro em 2019, prevê a adoção de políticas públicas para o desenvolvimento da Internet das Coisas em quatro ambientes considerados prioritários: cidades, saúde, agronegócio e indústria.

UMA TENDÊNCIA ISOLADA?

Transições globais em curso indicam que a jornada de transformação digital é inequívoca e vai muito além de uma tendência isolada. Seis destas transições são exploradas a seguir:

CONSUMIDOR EMPODERADO & CONSUMO IMEDIATO – Uma nova lógica de negócios, acelerada pelo progresso tecnológico, que afeta as ações cotidianas, como comprar, investir, aprender e comunicar.

Até recentemente, a única forma de telefonar para alguém era por meio de um aparelho e uma linha padronizados, instalados na residência. Hoje o consu-

midor pode escolher o aparelho e a empresa de telefonia, além de manter o número em caso de mudança de endereço ou operadora. Ele pode, ainda, realizar chamadas pela internet, evitando a operadora.

O empoderamento do consumidor reflete a descentralização de escolhas e a conexão da “cauda longa”. Essa “nova economia” é mais colaborativa, descentralizada, baseada em relações de confiança, catalisada por algoritmos cada vez mais assertivos, uma tendência mundial e crescente nos mais variados segmentos.

URBANIZAÇÃO INTELIGENTE – Sociedades urbanas intensificam a demanda por produtos e serviços cada vez mais customizados a desejos de indivíduos, atendidos pela tecnologia e levando em consideração o bem-estar do planeta. Negócios e investidores colocam em suas estratégias indicadores de desafios ambientais, sociais, de governança e de dados, substituindo o capitalismo do acionista pelo *stakeholder's capitalism*.

ENVELHECIMENTO E SAÚDE – As populações estão envelhecendo, os custos de saúde estão aumentando e dados compartilhados oferecerão experiências melhores. Alimentos e medicamentos customizados e disponíveis no momento e nas doses desejadas são iminentes, ainda mais se contarmos com o uso de impressoras 3D, cada vez mais acessíveis.

REDEFINIÇÃO DE SETORES E TRABALHO E COMPETÊNCIAS – As barreiras entre setores da economia estão desaparecendo, segmentos novos são abertos e mercados são abandonados, novos modelos de negócio alteram as forças de segmentos sedimentados. Inteligência artificial e robôs estão ganhando espaço de muitos profissionais, que demandam novas competências para enxergar

novas tecnologias como potencializadores de suas capacidades humanas.

A transformação digital caminha lado-a-lado ou até induz as mudanças provocadas por essas tendências. Juntas, essas (r)evoluções estão formando e degradando mercados.

A (R)EVOLUÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

A revolução digital é baseada na evolução das tecnologias de informação e comunicação e apresenta faces diferentes: capacidade de processamento de computadores, sensores e dispositivos, disponibilidade de infraestruturas de comunicação e fabricação, demandas crescentes, inovações em negócios, entre outros.

Em 1703, Gottfried Leibniz formulou o conceito de “digitalização” como um sistema numérico utilizando apenas dois valores, 0 e 1. Em 2012, a Facebook anunciou ter 1 bilhão de usuários.

Dentre as evoluções mais impressionantes está a evolução da capacidade de processamento dos dispositivos. Um exemplo é a comparação entre dois equipamentos com capacidades de processamento bastante semelhantes: o *Apollo Guidance Computer* e o *Nintendo Entertainment System*. Enquanto o AGC foi instalado a bordo do módulo de comando e do módulo lunar das naves Apollo, sendo responsável por orientação, navegação e controle da espaçonave que levou o homem à Lua, o NES foi vendido para 62 milhões de famílias se divertirem.

Figura 2: Evolução dos Dispositivos.

		
1966	lançamento	1985
2 MHz	Processador	1,8 MHz
4 KBytes	Memória	2 KBytes
32 Kg	Peso	2,3 Kg

A figura 3 a seguir indica a capacidade de processamento de alguns computadores e dispositivos, apontando o incrível crescimento de 2,8 trilhões de vezes em apenas 59 anos.

Essa evolução na capacidade de processamento, vem ocorrendo de forma concomitante com reduções de preços de hardwares e de tamanhos de

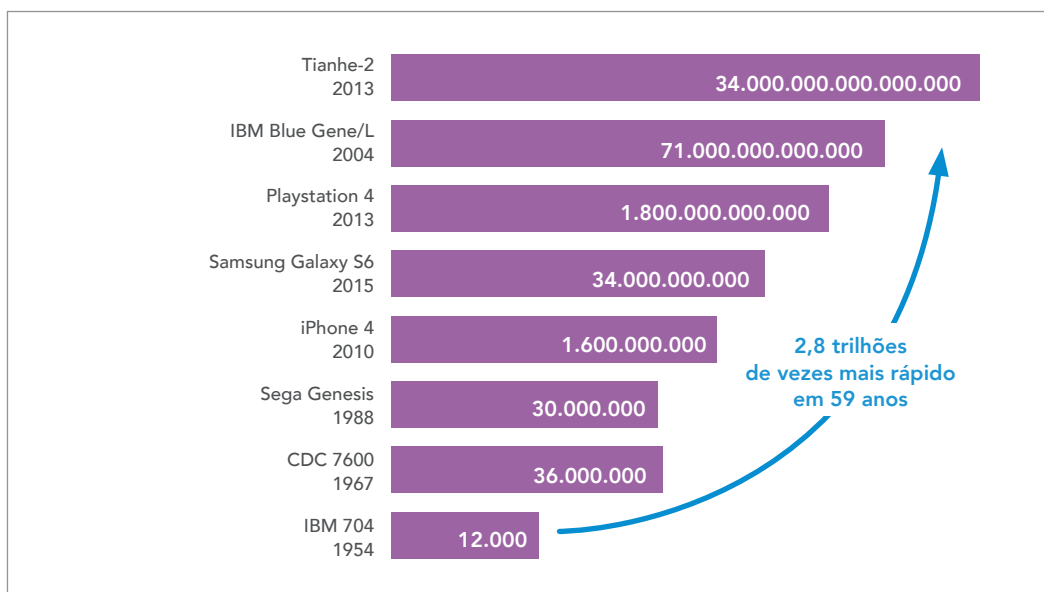
dispositivos, além da popularização de uso de softwares e aplicativos, formando uma espiral positiva que retroalimenta o processo.

Esse ciclo virtuoso vem proporcionando sensores, dispositivos, equipamentos e armazenagem de dados mais volumosos, precisos e baratos, comunicação rápida e disponível em diversas geografias, dados

processados em volumes e complexidades crescentes, dispositivos que se comunicam entre si de forma independente da interferência humana, além de mídias acessíveis através de diversos meios e canais.

Esse ambiente oferece serviços melhores e processos mais eficientes, mas também um aumento da complexidade e da incerteza, que inspiram novos comportamentos e práticas de gestão.

Figura 3: Capacidade de Processamento (FLOPS: Operações/segundo).



Fonte: análise hubz

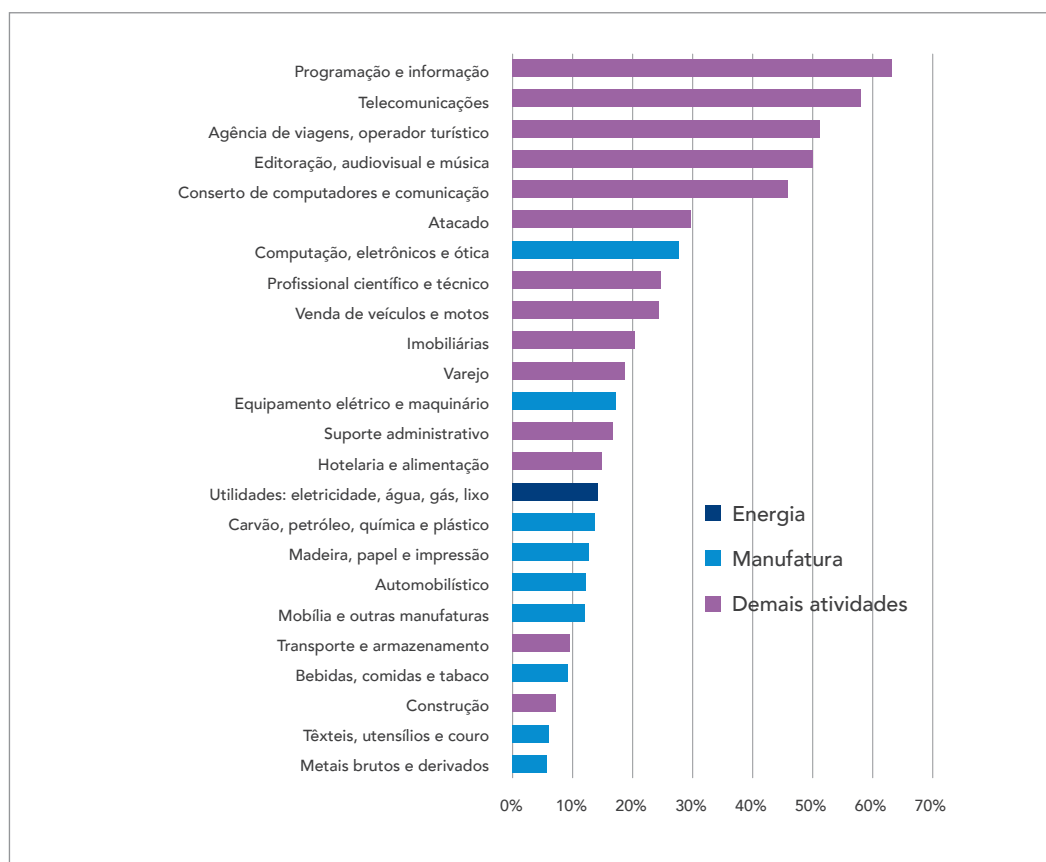
DIVERSIDADE NA ADOÇÃO

Como é natural, segmentos e sociedades estão adotando a transformação digital com intensidades diferentes. Enquanto alguns segmentos ainda estão avaliando os caminhos de adoção, outros não sobreviveriam sem adoção ampla. Enquanto alguns países ainda estudam como estimular que sua sociedade abrace a causa, outros lideram a geração de riqueza baseada na tendência, gerando visões que alertam para um

aumento da desigualdade em sintonia com a maturidade tecnológica, sobretudo conexão à internet.

A figura 4 apresenta uma análise setorial de empresas europeias com índice de intensidade digital alto ou muito alto. Nota-se que, mesmo entre empresas da Europa, existe uma grande discrepância entre segmentos econômicos, da ordem de 1.000%.

Figura 4: Empresas com índice de intensidade digital alto ou muito alto por atividade econômica (em % de empresas).



Fonte: Eurostat, análise hubz

IMPACTOS EM SEGMENTOS DE ENERGIA

A transformação digital vem atingindo com força e velocidade o setor de energia no Brasil, assim como no mundo.

A digitalização que está em curso altera significativamente os segmentos de energia:

- Aumenta segurança, produtividade, acessibilidade e sustentabilidade dos sistemas de energia;
- Oferece novos riscos de segurança e privacidade;
- Muda mercados, negócios e empregos;
- Habilita novos modelos de negócio, enquanto arrisca modelos centenários;
- Impõe novos desafios a reguladores, executivos e demais agentes.

A digitalização que está por vir intensificará as alterações nos segmentos de energia, permitindo:

- Sistemas mais conectados, inteligentes, eficientes, confiáveis e sustentáveis;
- Uma variedade de novos aplicativos digitais, como dispositivos inteligentes e mobilidade compartilhada;
- Identificar quem precisa de energia e entregá-la no momento certo, no lugar certo e com o menor custo;
- Reduzir custos de produção de petróleo e gás entre 10 e 20% e de eletricidade em 5% (Agência Internacional de Energia).

Em adição às quatro transições apontadas anteriormente, outras são mais intensas no segmento de energia:

ADOÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS - A curva maturidade/tempo de adoção de tecnologias na área de energia vem verticalizando, encurtando períodos de maturação e impondo pressão ao segmento. Geração solar, armazenamento em baterias e veículos elétricos, por exemplo, causarão disrupção no status quo, provocando mudanças ainda mais profundas do que aquelas já impostas ao setor.

INTERNET DAS COISAS – O número de dispositivos inteligentes disponíveis é grande e crescente. Esses dispositivos permitem às empresas e seus clientes controle preciso e em tempo real do consumo de energia.

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL – Ferramentas de apoio à decisão baseadas em inteligência artificial estão cada vez mais disponíveis e oferecem novas formas de gerar valor para empresas de energia, tanto do lado da demanda como da operação. Predição da demanda e da manutenção de ativos, por exemplo, estão entre as atividades apoiadas.

GÊMEO DIGITAL – Empresas de energia operam com sistemas complexos, seja na dimensão de suas instalações industriais seja na extensão de suas operações. A implantação de gêmeos digitais permite monitoramentos, previsões e ações muito mais rápidas e precisas do que as que utilizam somente a interferência humana.

SMART GRIDS, SMART CITIES – Redes e cidades inteligentes estão no centro da transformação digital de empresas de energia, tangibilizando a conexão entre empresas e seus clientes cada vez mais

exigentes, bem informados e com poder de escolha crescentes.

SEGURANÇA E PRIVACIDADE – Na mesma medida em que crescem as aplicações de tecnologias digitais, coisas conectadas à internet, inteligência artificial entre outras, crescem as preocupações com segurança e privacidade dos dados dos clientes, assim como a atenção a questões éticas.

4DS – Sob demanda das sociedades onde operam, várias empresas de energia no mundo vêm apoiando sua estratégia nos quatro “D”s - descarbonização, descentralização, digitalização e democratização - com reflexos em ações gerenciais e operacionais.

MERCADO CATIVO X MERCADO LIVRE - O Mercado Livre de Energia Elétrica criado em 1995 com o objetivo de estimular a concorrência e a competitividade, impõe mudanças e altera o antigo mercado cativo das concessionárias.

Discussões recentes apontam para a desconcentração e a liberalização de outros mercados de energia, seja com desinvestimentos em refino e transporte de petróleo, seja com abertura no segmento de gás.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – A transformação da relação fornecedor-consumidor de um sistema de topologia de operação unidirecional para uma com múltiplos prosumidores atuando como micro-fornecedores e consumidores aumenta a incerteza e risco da operação, catapultando sua complexidade e sugerindo gestões mais ágeis e com maior capacidade de ler e responder ao contexto de mudança de matriz em curso.

Essa transição é latente no segmento brasileiro de eletricidade.

Nos últimos leilões de 2019, empreendedores em projetos green field venderam energia solar gerada de forma centralizada por menos de R\$ 85,00/MWh, enquanto em diversas cidades, o custo para o consumidor de varejo está em torno de R\$ 1.000,00/MWh.

Impondo uma simplificação para facilitar a análise, suponha-se que hoje existam 400 geradores e 50 milhões de consumidores de eletricidade - um sistema com alta complexidade em todos os níveis, ainda que predominantemente unidirecional na relação produção-consumo.

Caso 5% dos atuais consumidores decidam capturar parte do valor entre R\$ 85,00 e R\$ 1.000,00, tornando-se prossumidores, 2,5 milhões de novos geradores entrarão no mercado – um crescimento de 625.000%.

Será razoável supor que os agentes do segmento estejam preparados para absorver tamanha mudança?

NOVOS FLUXOS DE RECEITA - As mesmas tecnologias disruptivas que desafiam as concessionárias em seus negócios regulamentados, oferecem oportunidades sob novos modelos de negócio. As empresas mais rápidas em rever seus negócios tradicionais terão mais chances de sucesso.

ENVOLVIMENTO DO CLIENTE – A facilidade de substituição de fornecedor de energia é crescente. As concessionárias têm posição privilegiada para cativar os clientes, envolvendo-os de maneira proativa com novas ofertas de valor para influenciar seu comportamento e obter melhores resultados em todas as fases do ciclo de vida do cliente.

OPORTUNIDADES E DESAFIOS ADIANTE

A transformação digital é um fenômeno contemporâneo, está causando mudanças profundas em diversos setores e intensificará a transição de geração e captura de valor entre *stakeholders* das mais variadas cadeias produtivas.

As oportunidades e desafios impostos por essa transição impactam governos, reguladores, empresas, fornecedores e consumidores, pessoas físicas e jurídicas.

O segmento de energia está inserido nesse contexto de transformação e participa ativamente dessas mudanças, embasado pelo hábito de utilizar tecnologias digitais de vanguarda para vencer condições anteriormente intransponíveis.

Nos anos 1970, no Golfo do México, plataformas ancoradas no leito do mar se aventuraram em “águas profundas”: 350 metros abaixo do nível do mar. Hoje, as plataformas eliminaram as âncoras, flutuam com posicionamento dinâmico para comandar a perfuração de poços no pós e pré sal, vários quilômetros abaixo do leito do mar, em lâminas d’água 10 vezes maiores.

A digitalização está obscurecendo a distinção entre gerador e consumidor de energia e criando oportunidades para geradores e consumidores interagirem diretamente e em tempo real para equilibrar demanda e oferta à margem de uma enorme infraestrutura de geração, transmissão e distribuição centralizada.

A Agência Internacional de Energia estima que em 2040, 1 bilhão de residências e 11 bilhões de dispositivos inteligentes participarão ativamente

de sistemas elétricos interconectados, permitindo que eles alterem quando extraem eletricidade da rede e, desta forma, postergando o investimento de US\$ 270 bilhões em novas infraestruturas de eletricidade necessárias à garantia da oferta. A lógica “colaborativa” se faz presente por privilegiar acesso às fontes de energia e uso sob demanda,

sem abrir mão de segurança e qualidade, mas em uma dinâmica mais custo-efetiva.

Esse cenário de mudanças intensas e crescentes oferece um sem-número de oportunidades e riscos no segmento de energia, onde as empresas mais atentas cumprirão os papéis de protagonistas.



José Lavaquial é diretor da hubz, empresa de *venture building* com foco e extensa experiência na transformação de tecnologias emergentes em negócios nascentes, assim como em pesquisa, desenvolvimento e inovação no segmento de energia.

José tem formação profissional em finanças, tendo trabalhado no Brasil, Nova York, Londres e Hong Kong, principalmente com negócios de banco de investimentos e *venture capital*, tendo gerido fundos de investimento em empresas para Criatec, Santander e Bozano.

José cursou Engenharia de Produção na UFRJ (1988) e Mestrado em Administração no COPPEAD/UFRJ (1991).

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



OPINIÃO

A revolução 4.0 e o futuro da construção de poços na indústria de petróleo

Por Carlos Vieira*

Atualmente estamos presenciando a quarta revolução industrial com a utilização de cada vez mais inteligência artificial e conectividade para otimizar o processo produtivo. Várias discussões atuais mencionam a eliminação de postos de trabalho que serão ocupados por máquinas ou algoritmos de computadores e não mais por humanos. No entanto, esta é a mesma discussão que existiu nas revoluções do passado.

A expressão "Revolução 4.0", também chamada de "Indústria 4.0" foi criada a partir de um projeto apresentado ao governo alemão em 2012 por um grupo de trabalho responsável por fornecer recomendações de avanços para a indústria daquele país.

Quais as principais tecnologias e mudanças que esta revolução está trazendo?

São inúmeras as tecnologias envolvidas nesta quarta revolução, mas este artigo aborda três que são as mais importantes para as indústrias:

Internet das Coisas (IoT): basicamente é conectar "coisas" à internet para que possam fornecer dados ou controlar operações sem necessidade de intervenção humana. Pode-se citar alguns exemplos já disponíveis no mercado:

- Termostatos inteligentes que controlam os aparelhos de ar condicionado das casas e que podem ser acionados remotamente ou até mesmo automaticamente quando o morador está a caminho de casa.
- Robôs que aspiram a sujeira do chão de casa e que informam ao seu dono o que foi limpo e quando.
- Fechaduras controladas remotamente sem necessidade de chave.
- Sistemas de irrigação de jardins que "conversam" com serviços de previsão do tempo para otimizar o uso de água.

Inteligência Artificial (IA): se na terceira revolução os computadores passaram a representar uma importante peça nas operações industriais, nessa nova revolução eles estão controlando autonomamente os processos. No lugar de um ser humano acessando um terminal para ler informações e gerar comandos para o computador alterar algum parâmetro da planta de processos, agora o computador usando um software de inteligência artificial consegue perceber o estado de toda a planta e tomar as melhores decisões para otimizar o processo produtivo.

Big Data: Com o desenvolvimento de mais sensores e “coisas” conectadas à internet, o volume de dados gerados está crescendo de forma avassaladora. Com o uso de sistemas de armazenamento cada vez mais poderosos, as indústrias conseguem manter dados históricos e, utilizando-se ferramentas de análise de dados, podem avaliar o estado da planta industrial. Além de conseguir ler o estado da planta atual com base no que ocorreu no passado, os sistemas de IA conseguem prever o que irá ocorrer no futuro da planta. Predição de quebra de equipamentos com base em informações de falhas do passado, falta de matéria prima tendo como experiência a demanda sazonal prevista e o ritmo de produção são alguns exemplos de uso do Big Data em conjunto com IA.

Como a Revolução da Indústria 4.0 Afeta a Indústria de Petróleo?

- *Descoberta de novos reservatórios de hidrocarbonetos economicamente viáveis*

O processo de descoberta de um novo reservatório de petróleo e/ou gás economicamente viável envolve uma série de passos, desde a aquisição e análise de dados, passando pela interpretação e

criação de modelos, perfuração de poços exploratórios e, por fim, a análise econômica do negócio.

Uma das principais formas de se começar este estudo é fazer uma aquisição sísmica para tentar entender quais são as rochas existentes no subsolo da área com possível existência de hidrocarbonetos. Os dados sísmicos são processados e interpretados pelos geólogos e geofísicos de forma a criar um modelo que explique se determinada região tem a possibilidade de conter um reservatório com hidrocarboneto.

Esse processo envolve um volume gigantesco de dados e conhecimento profundo das estruturas geológicas. Com o uso de computadores que possam acessar os dados sísmicos e correlacionar descobertas de reservatórios do passado com a área em análise no presente, seria possível determinar com mais precisão se determinada área tem um reservatório de hidrocarboneto ou não. Esse é um problema que pode ser claramente atacado utilizando-se Big Data e IA. O volume global de dados sísmicos é imenso. O Brasil possui um banco de dados administrado pela ANP com os dados sísmicos gerados no território nacional e existem diversos outros no mundo todo. Se um sistema de IA com acesso a estes dados conseguir, por exemplo, encontrar similaridades entre um reservatório encontrado no pré-sal brasileiro e outra área em análise na costa angolana, ele poderá mostrar com mais clareza a probabilidade de ter um reservatório viável na área em estudo.

Após essa análise, parte-se para a perfuração de um poço exploratório para confirmar a existência do reservatório. Caso o estudo esteja equivocado e o poço esteja “seco”, ou seja, sem indícios de hidrocarbonetos, todo o investimento em pessoal

para análise, interpretação e perfuração dos poços é perdido. Isso representa um custo exploratório altíssimo para empresas como a Petrobras.

Para diminuir esse custo, a Petrobras lançou um projeto chamado EXP100 (Figura 1). A grande ambição deste programa é maximizar o nível de acerto na perfuração de poços exploratórios chegando a 100% de fator de chance na perfuração.

Basicamente o que a Petrobras está buscando é ter a certeza de que quando chegar na etapa de

perfurar um poço exploratório, este encontrará um reservatório como previsto pelo modelo. Por mais experiente que um ser humano seja, é impossível que este consiga analisar a quantidade de informação existente em todas as bacias sedimentares existentes em todo o globo. Uma máquina de alto poder computacional, com acesso aos dados e com algoritmos que repliquem o conhecimento geológico existente, terá maior capacidade de encontrar um percentual de acerto maior que o atual. E a ambição da Petrobras é levar este índice de acerto para 100%.

Figura 1: Projeto EXP100 da Petrobras



Fonte: Petrobras, 2019¹

¹ https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072..pdf

- *Aceleração do início da produção*

Passando pela fase de descoberta e chegando-se à conclusão de que o campo em estudo é economicamente viável para produção de petróleo ou gás, começa uma corrida para iniciar a produção o mais rapidamente possível. Quanto mais rápido se inicia a produção, melhor é o impacto no fluxo de caixa e no valor presente líquido do projeto.

Esta é outra oportunidade de melhoria que está

sendo atacada pela Petrobras. Em uma palestra do Diretor de E&P da empresa, Carlos Alberto Pereira de Oliveira, em novembro de 2019, foi apresentado um projeto chamado PROD1000. A ideia da empresa é iniciar a produção em um campo offshore 1000 dias após a descoberta.

Atualmente esse indicador está em 1900 dias, conforme pode ser observado na Figura 2.

Figura 2: Histórico do tempo médio decorrido entre a descoberta e a produção



Fonte: Petrobras, 2019

Outra oportunidade de aplicação das soluções de Big Data e IA é o processo de desenho dos poços, utilizado para extrair os hidrocarbonetos do subsolo. Essa atividade envolve uma engenharia detalhada e inúmeros desenhos envolvendo etapas como perfuração, cimentação, completção, integridade, etc. Todo esse desenho envolve um número significativo de profissionais e ferramentas para se chegar a um projeto de poço seguro e eficiente, o que pode ser otimizado com Big Data e IA.

Empresas prestadoras de serviço para a indústria de petróleo já dispõem de soluções 4.0 para cons-

trução de poços. O processo atual de desenho dos poços das operadoras ainda é bastante manual. Se um parâmetro do poço é alterado na fase de análise da segurança do revestimento do poço, o projeto deve retornar ao início para que o impacto da mudança seja avaliado.

Utilizando soluções de IA, o processo seria o seguinte: o algoritmo analisaria a mudança sugerida pelo engenheiro de revestimento e reprojetaria todo o poço automaticamente, sem necessidade de o projeto retornar para os primeiros engenheiros projetistas. Ao utilizar Big Data, o sistema poderia até

mesmo sugerir um desenho do poço tendo como base projetos passados que foram bem-sucedidos.

O processo atual de desenho dos poços pode levar mais de seis meses. Com o uso de tecnologias 4.0, a ideia é ter um projeto concluído em poucas semanas, ou mesmo em poucos dias.

- *Diminuição de Acidentes*

O ambiente de uma plataforma de petróleo é intrinsecamente desafiador para o ser humano. As operações offshore no Mar do Norte, por exemplo, com climas adversos e com petróleo em pressões e temperaturas elevadas, o risco de acidente é considerável.

É claro que são empregadas diversas técnicas de mitigação e controle dos riscos, mas empresas como a Equinor e a Petrobras estão trabalhando em conjunto com as prestadoras de serviço para a diminuição do número de pessoas embarcadas

necessárias para se operar uma plataforma de produção de petróleo.

Com o uso de sensores, computadores instalados nas plataformas, conectividade, IA e IoT, a ideia é que as plataformas sejam cada vez mais autônomas e possam trabalhar sem a necessidade de seres humanos embarcados. Isso diminuiria a exposição dos trabalhadores a riscos de acidentes e aumentaria a eficiência operacional.

É o mesmo processo que está ocorrendo na indústria automotiva, em que empresas como a Tesla estão utilizando tecnologias atuais para criar o carro totalmente autônomo. É uma corrida pela eficiência e um desafio para a sociedade que terá que se qualificar mais para manter o nível de emprego. No futuro não será mais aceito o ser humano realizar atividades profissionais de alto risco que um robô pode fazer de forma mais segura e eficiente.



Carlos Vieira é Engenheiro Industrial pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Rio de Janeiro e Mestrando em Economia Empresarial pela FGV. Atua por mais de uma década na indústria de tecnologia para a indústria de petróleo tendo a oportunidade de exercer a função de country manager da Haliburton no Brasil e de gerente regional em Houston. Dentre os principais projetos sob sua liderança destaca-se a adoção de soluções de inteligência artificial no desenvolvimento de um sistema de Gestão Digital de Produção para o Campo de Barracuda e Caratinga no Brasil e a criação de um modelo de desenvolvimento de soluções ágeis para operadoras atuando em águas profundas nos Estados Unidos.

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



Petróleo

Por Julio Cesar Pinguelli*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo

Agregado	nov-19 Bbl/d	nov-19/out-19 %	Acumulado* Bbl/d
Produção	3.090.468	4,3%	921.225.884
Consumo Interno	1.755.785	8,7%	574.784.655
Importação	209.311	118,2%	61.768.213
Exportação	880.038	-26,4%	390.569.964

*Acumulado no ano de 2019.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

O mês de novembro/19 apresentou produção diária de 3,09 MMbbl/d, com grau API médio de 27,6%, volume 4,3% superior aos 2,96 MMbbl/d produzidos em outubro/19 (Tabela 1.1). Esse volume é 20,4% maior se comparado ao mesmo período de 2018. Segundo dados da ANP, a maior parte da produção nacional de novembro/19 adveio de campos *offshore* (96,6% de petróleo e 80,8% de gás natural).

O campo de Lula apareceu como maior produtor nacional de petróleo com uma produção de 1,06 MMbpd e como detentor da plataforma mais produtiva do Brasil, a P-69, cuja produção atingiu

150,6 Mbpd no mês de novembro/19. No total, a produção brasileira está concentrada em 7.220 poços, com 646 poços marítimos (*offshore*) e 6.574 terrestres (*onshore*).

No Pré-Sal, a produção foi oriunda de 114 poços e chegou a 2,06 MMbbl/d de óleo e 83,7 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,58 MMboe/d em novembro/19. O montante representa 65,5% da produção total do país.

Em relação às empresas operadoras, a participação da Petrobras figura como majoritária, respondendo por 93,5% da produção em novembro/19 (Figura 1.1).

Em novembro/19, a estatal comunicou ao mercado que seu Conselho de Administração (CA) aprovou seu Plano Estratégico 2020-2024, que prevê investimentos de US\$ 75,7 bilhões, dos quais 85% serão alocados no segmento E&P, especialmente no Pré-Sal. Ao longo desse período, está prevista a instalação de 13 novos sistemas de produção, todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas. Com isso, a empresa pretende chegar a 2024 produzindo 3,20 MMboe/d.

Para isso, a revitalização da produção dos campos marginais da Bacia de Campos será fundamental. A estatal prevê em seu Plano Estratégico 2020-2024 investimentos da ordem de US\$ 20 bilhões para recuperação da produção dessa bacia, com especial destaque para os campos de Barracuda e Caratinga, que tiveram novas previsões de investimentos e seus contratos de concessão estendidos pela ANP por mais 27 anos, a partir de 2025. Juntos, esses campos receberão US\$ 8 bilhões (40% do investimento total).

A participação da Equinor Brasil na produção de petróleo do país aumentou em 7% em relação a outubro/19, com o acréscimo de 4,29 Mboe/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa declarou ao mercado que planeja perfurar em suas operações globais até 40 poços em 2020, sendo o Brasil seu maior foco fora da Noruega.

Ainda, a empresa enviou à ANP declaração de comercialidade dos campos de Carcará e Norte de Carcará, juntamente com o Relatório Final do Plano de Avaliação de Áreas. Estas áreas estão localizadas

dentro das licenças do BM-S-8 (Regime de Concessão) e Norte de Carcará (Regime de Partilha).

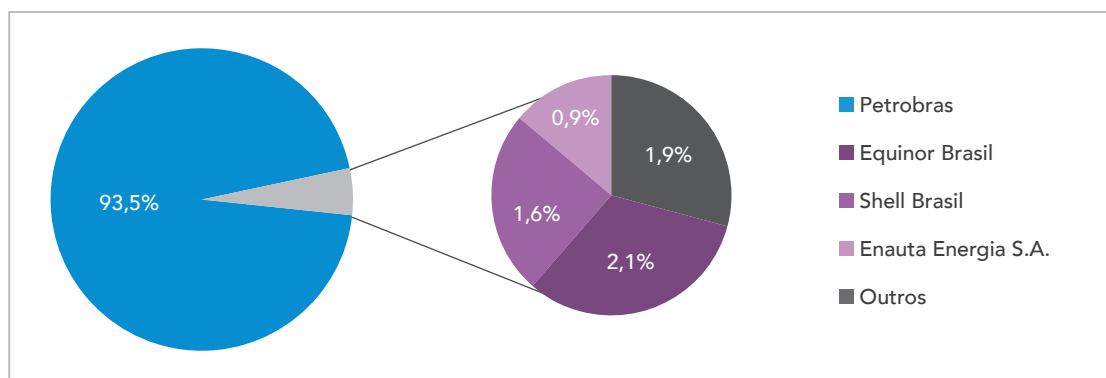
Os consórcios são operados pela Equinor (40%), com o restante da participação divididos entre ExxonMobil (40%) e Petrogal Brasil (20%), que conta ainda com a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora do Contrato de Partilha.

A PetroRio aumentou em 16,4% sua produção em relação a outubro/19, com principal destaque operacional para o campo de Frade. A produção do campo foi 18% maior que a estimada para o 3º trimestre de 2019, em função dos investimentos da petroleira para retomada do ritmo de produção do campo.

Já a Perenco Brasil registrou redução de 82% da sua produção motivada pela paralisação por falta de segurança operacional do Polo Pargo. Após o atendimento das condicionantes operacionais atestada pela ANP, a empresa retomou suas atividades de produção.

A Total E&P do Brasil também registrou redução da produção em novembro/19, com uma queda da ordem de 30,5% no campo de Lapa. Além disso, a empresa anunciou que, juntamente à Petrobras, pretende se desfazer de 30% a 65% da sua participação na concessão BM-P-2 na Bacia de Pelotas, na costa gaúcha. A justificativa oferecida pelas empresas é que os estudos apontaram para a existência de hidratos de gás, que não tem produção paralela no Brasil, necessitando de tecnologia de produção dominada apenas pelos japoneses.

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



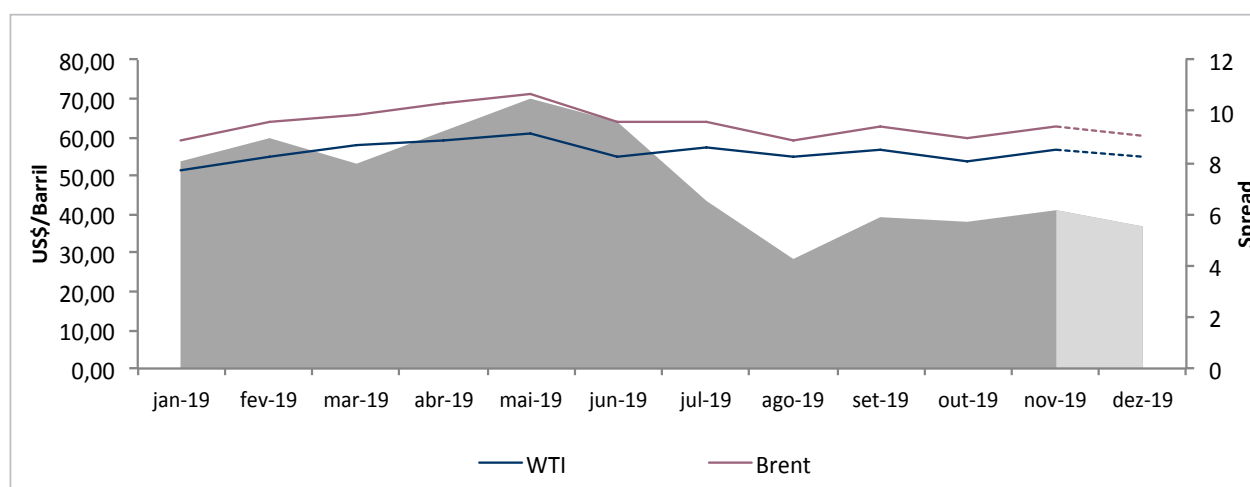
Fonte: ANP, 2019.

No geral, o mercado vive um cenário de relativa incerteza devido às relações econômicas entre EUA e China. O governo americano sinalizou que um acordo comercial com a China estaria próximo, mas avança a possibilidade de manter tarifas adicionais sobre determinados produtos chineses, o que naturalmente abre espaço para oscilações maiores no mercado nesse período, e as especulações de que a OPEP cortaria 1,2 MMbbl/d da sua produção contribuíram para uma

relativa alta no cenário internacional de preços de petróleo no mês de novembro/19.

Segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do petróleo do tipo Brent obteve alta de 5,6% em novembro/19 em relação a outubro/19, se estabilizando no patamar de US\$ 63,05/bbl. O petróleo do tipo WTI também oscilou em alta, chegando a US\$ 56,88/bbl.

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



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

Voltando à produção brasileira, em novembro de 2019, a maioria dos estados brasileiros teve queda na sua produção de petróleo, à exceção da produção *onshore* da Bacia Sergipe-Alagoas, que obteve alta de 16,2% em relação a outubro/19, e das Bacias

offshore do Rio de Janeiro (alta de 7,4%). O Rio de Janeiro registrou incremento na produção e, São Paulo, no agregado, obteve queda da ordem de 10%. A Tabela 1.3 consolida os dados de produção por estado.

Tabela 1.2: Produção por Estado

UF	Localização	nov-19 Bbl/d	nov-19/out-19 %	Acumulado* Bbl/d
AL	Onshore	3.505	16,2%	874.637
	Offshore	0	-	8.313
AM	Onshore	17.594	-1,2%	6.278.381
BA	Onshore	27.566	-2,2%	9.273.601
	Offshore	474	-4,2%	130.416
CE	Onshore	841	-0,9%	290.185
	Offshore	4.266	-2,1%	1.412.041
ES	Onshore	10.445	-2,9%	3.176.906
	Offshore	306.410	5,2%	93.455.352
MA	Onshore	90	-9,3%	17.097
RJ	Offshore	2.415.644	7,4%	689.970.087
RN	Onshore	32.430	0,0%	11.232.020
	Offshore	4.534	7,7%	1.579.864
SP	Offshore	251.983	-17,6%	98.639.802
SE	Onshore	11.261	-1,7%	3.732.200
	Offshore	3.426	-9,1%	1.179.866
Total		3.090.468	4,3%	921.250.768

*Acumulado no ano de 2019.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.4 apresenta dados consolidados para os derivados de petróleo. Em novembro de 2019, o preço das *commodities* energéticas registraram crescimento de 5,57%. No ano, a variação ficou negativa em 0,47%. No agregado de 12 meses houve queda de 8,15%. Essa alta, no entanto, não refletiu em impacto negativo na importação de

gasolina, dado o período de maior consumo no país. Entretanto, as importações de Diesel S-10 (ultra especificado) e óleo-combustível acumularam aumento das exportações devido à alta do câmbio e a baixa capacidade de absorção do mercado interno e novas especificações da IMO 2020, que atribuíram maior valor comercial ao óleo combustível brasileiro.

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados

Combustível	Agregado	nov-19 Bbl/d	nov-19/out-19 %	Acumulado* Bbl/d
Gasolina A	Produção	392.004	-0,5%	137.261.961
	Consumo	492.799	0,1%	159.666.723
	Importação	125.757	51,0%	28.229.685
	Exportação	51.943	-30,9%	17.861.964
Diesel S10	Produção	695.534	4,3%	235.120.061
	Consumo	896.993	-8,3%	617.193.940
	Importação	400.449	27,2%	76.264.359
	Exportação	1.478	243,6%	213.601
GLP	Produção	121.308	6,8%	41.892.617
	Consumo	224.262	-4,2%	76.076.131
	Importação	36.514	-61,9%	1.095.407
	Exportação	9	-12,6%	3.008
QAV	Produção	93.595	16,9%	34.276.244
	Consumo	119.782	2,0%	40.145.001
	Importação	10.960	-50,0%	6.207.134
	Exportação	26.531	-19,6%	11.720.974
Óleo Combustível	Produção	253.453	9,1%	65.959.707
	Consumo	31.805	-4,9%	11.276.826
	Importação	0	-	353.476
	Exportação	193.440	23,9%	43.380.629

*Acumulado no ano de 2019.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

A Petrobras, no segmento de *downstream*, deu início ao processo de venda de diversos ativos de refino. São eles: Refinaria Gabriel Passos/MG (Regap), Abreu e Lima/PE (RNEST), Landulpho Alves/BA (RLAM), Presidente Getúlio Vargas/PR (Repar), Alberto Pasqualini/RS (Refap), Isaac Sabbá/AM (Reman), Lubrificantes e Derivados de Petró-

leo do Nordeste/CE (Lubnor), além da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) no Paraná. Além disso, comunicou ao mercado em novembro o início da fase vinculante referente à primeira etapa da venda de ativos em refino no País, que inclui as refinarias RNEST, RLAM, Repar e Refap e seus ativos logísticos associados.

Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

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

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	131,6	2,1%	12,4%	1194,8	6,5%
Produção Indisponível	70,1	4,8%	24,5%	638,0	11,6%
Reinjeção	47,1	6,8%	34,2%	411,4	15,3%
Queima	3,5	7,0%	16,6%	45,2	20,9%
Consumo interno em E&P	14,9	0,7%	4,4%	140,0	2,4%
Absorção em UPGN's	4,6	-2,1%	17,3%	41,4	-4,9%
Oferta de gás nacional	61,5	-0,8%	1,2%	556,8	0,7%
Oferta nacional/Prod. Bruta	47%	-2,8%	-10,0%		
Importação	35,4	18,1%	18,4%	261,6	-20,7%
Gasoduto	30,0	72,7%	14,7%	170,1	-37,4%
GNL	5,4	-57,1%	44,1%	91,5	10,3%
Oferta de gás nacional + Importação	96,8	5,4%	6,9%	818,4	-6,1%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

Em outubro/2019¹, a produção bruta de gás natural foi de 131,6 MMm³/dia (Tabela 2.1). Esse volume foi 2,1% maior do que setembro/2019 e 12,4% supe-

rior a outubro do ano passado. Segundo o MME, neste mês 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras

¹ Os dados de gás natural fornecidos pelo MME são defasados em 3 meses.

responsável por 72% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos representaram 78,6% da produção nacional, dois são de gás não associado – Mexilhão e Manati.

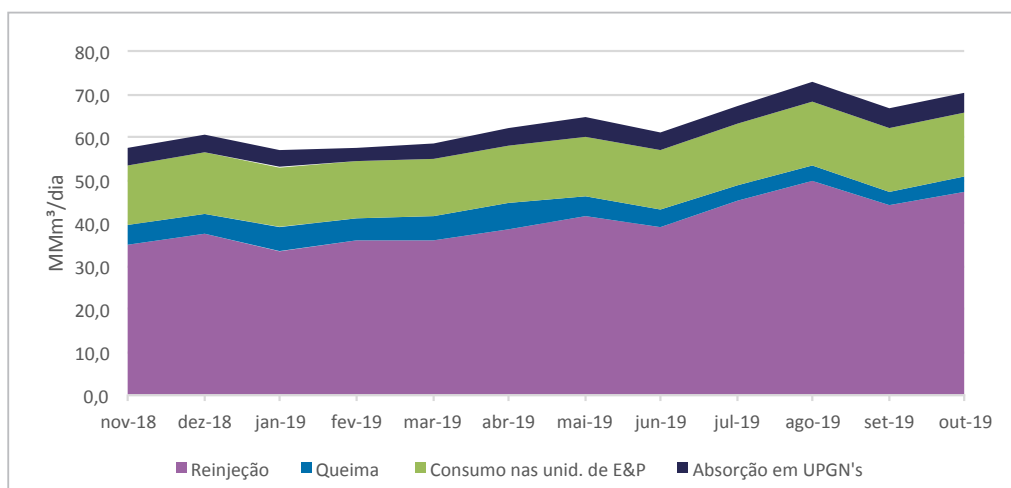
A produção indisponível em outubro/2019 foi de 70,1 MMm³/dia, 4,8% superior a produção indisponível de setembro/2019 e 24,5% maior do que a de outubro/2018. A reinjeção de gás natural, que foi a maior parcela da produção indisponível, apresentou acréscimo de 6,8% em relação a setembro/2019 (volume que numericamente equivale a 49,0% da oferta total), ficando 34,2% maior do que

o volume reinjetado em outubro de 2018.

Observou-se aumento na queima de gás natural de 7,0% na comparação com setembro e de 16,6% em relação ao mês de outubro de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Lula, Búzios e Jubarte, com os maiores volumes vindo do FPSO Cidade de Maricá e das plataformas Petrobras 76 e Petrobras 75 (P-75).

A variação dos últimos 12 meses da produção indisponível de gás natural no Brasil pode ser vista no Gráfico 2.1.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em outubro foi de 61,5 MMm³/dia, 47% da produção nacional bruta, ficando 0,8% abaixo do produzido em setembro/2019 e 1,2% maior que outubro de 2018. De acordo com o MME, de janeiro a outubro de 2019, 46,6% do volume total de gás natural produzido no país foi ofertado ao mercado.

A importação total em outubro foi de 35,4 MMm³/dia, representando um crescimento de 18,4% em relação a setembro e 18,4% comparando com outu-

bro de 2018. O volume importado via gasoduto da Bolívia registrou um expressivo aumento de 72,7% em relação ao mês anterior, indo de 17,4 MMm³/dia para 30,0 MMm³/dia.

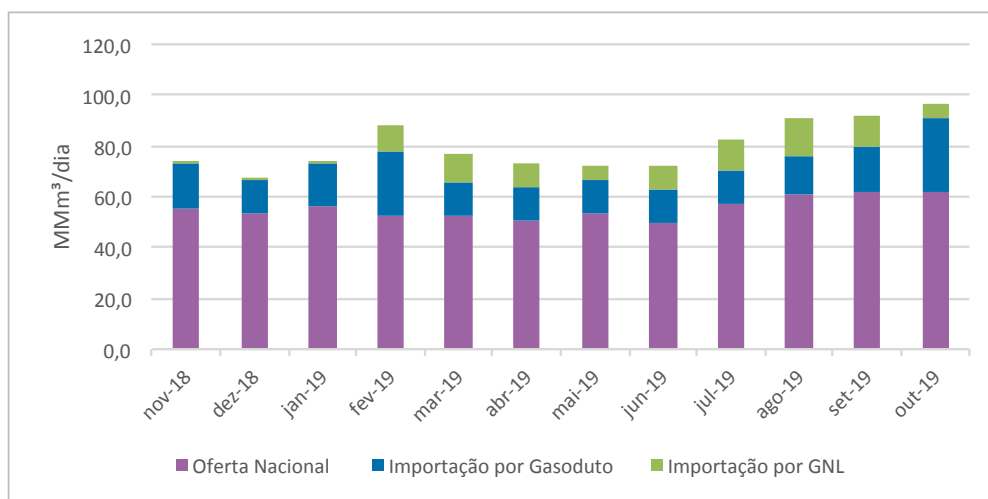
A importação de GNL registrou uma grande queda de 57,1%, indo de 12,60 MMm³/d para 5,40 MMm³/d, porém subindo 44,1% na comparação anual. A origem da carga importada foram a Argentina e os EUA, e os portos de entrada foram Salvador – BA e Fortaleza – CE.

A oferta total de gás natural em outubro, somando produção nacional e importação, foi de 96,8 MMm³/dia, 5,4% superior ao mês anterior. Vale destacar que no ano de 2019, 68% do volume total ofertado ao mercado foi de origem nacional, enquanto 65%

do gás importado foi de origem boliviana.

No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional e o volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

B) CONSUMO

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

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	36,5	-2,0%	-9,6%	372,8	-7,0%
Automotivo	6,3	-12,7%	-1,1%	62,2	4,4%
Residencial	1,3	-19,4%	-3,0%	12,7	0,2%
Comercial	0,9	-3,1%	4,5%	9,1	8,2%
GEE	42,3	11,2%	30,0%	270,0	-10,2%
Cogeração	2,8	4,5%	-8,3%	27,3	-3,6%
Total	90,1	2,7%	6,6%	754,0	-6,9%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

A demanda total de gás natural (Tabela 2.2) em outubro/2019, foi de 90,1 MMm³/dia, 2,7% acima do volume demandado no mês anterior. O setor industrial consumiu 36,5 MMm³/dia, com variação negativa de 2,0% em relação a setembro.

Ainda em outubro, a geração de energia elétrica (GEE) demandou 42,3 MMm³/dia, registrando aumento de 11,2% em relação a setembro e

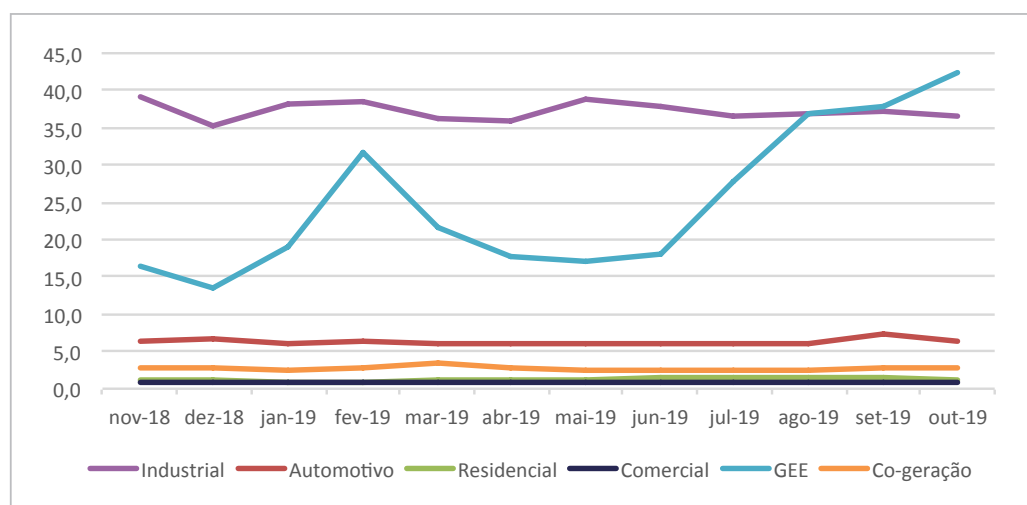
obtendo o seu maior valor no ano, devido à valorização do custo marginal de operação (CMO) médio, que passou de 218 R\$/MWh para 274 R\$/MWh. Na comparação anual (outubro/2019 contra outubro/2018), o consumo para GEE subiu 30,0%. De acordo com o MME, o parque térmico a gás natural no Brasil é composto por 38 complexos de usinas, das quais 15 são bicomcombustíveis (sendo possível a substituição do gás natural por outro energético).

O setor automotivo registrou uma queda de 12,7% no consumo de gás natural em relação a setembro/2019, atingindo 6,3 MMm³/dia. A demanda residencial diminuiu em relação ao mês anterior e obteve variação negativa de 19,4%. O consumo para cogeração teve variação positiva de 4,5% em

relação a setembro, consumindo 2,8 MMm³/dia. Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 92% do consumo de gás natural no país.

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

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

C) PREÇOS

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

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	set-19
Henry Hub	2,33	-10,0%	-30,4%	2,59
GNL no Japão	9,98	-1,9%	-14,6%	10,17
NBP ¹	5,35	29,1%	-44,1%	4,14
GNL no Brasil ²	3,84	0,7%	-61,9%	3,81
Gasoduto Brasil-Bolívia ³	8,24	-4,7%	3,3%	8,64
PPT ⁴	4,10	0,1%	-4,8%	4,09
City Gate	8,99	0,7%	10,4%	8,92
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)				
GNV	20,87	1,5%	0,4%	20,55
Indústria - 2.000 m³/dia ⁵	17,05	-3,2%	-0,8%	17,61
Indústria - 20.000 m³/dia ⁵	15,44	-1,1%	1,9%	15,61
Indústria - 50.000 m³/dia ⁵	15,07	-0,1%	2,6%	15,08

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

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

⁴ Não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

O preço do gás *Henry Hub*, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 2,33 US\$/MMBtu, em outubro/2019, apresentando desvalorização de 10,0% em relação a setembro/2019 (Tabela 2.3). Mesmo que este boletim trate dos dados de outubro, vale destacar que na data de fechamento desta edição, o *Henry Hub* foi negociado a 1,83 US\$/MMBtu (30 de janeiro de 2020)².

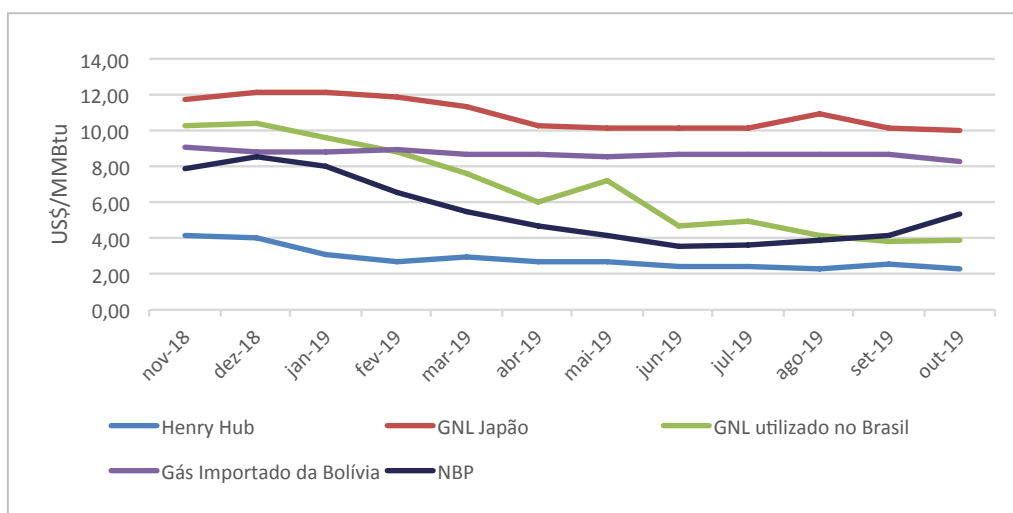
O preço do GNL internalizado no Brasil foi de 3,84 US\$/MMBtu, segundo menor valor no ano de 2019 até agora (em setembro o preço foi de 3,81 US\$/MMBtu), com pequena valorização de 0,7% em relação a setembro/2019 e com queda de 61,9% em relação a outubro/2018. O gás boliviano apresentou baixa no preço comparado a setembro/2019, caindo

4,7%, sendo precificado a 8,24 US\$/MMBtu, ficando 3,3% acima do preço de outubro do ano passado.

A Tabela 2.3 também mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final. O preço do GNV obteve ligeiro aumento em relação ao mês anterior, fechando em 20,87 US\$/MMBtu, ficando 0,4% acima do valor de outubro/2018. Houve queda nos preços do gás fornecido para as indústrias nas três faixas de consumo, 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, aos valores de 17,05 US\$/MMBtu, 15,44 US\$/MMBtu e 15,07 US\$/MMBtu, respectivamente.

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

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME e Banco Mundial.

² Valores retirados do website <https://www.investing.com/>.

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- Nas últimas semanas, ocorreram atualizações sobre a Chamada Pública da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG, para a capacidade (18 MMm³/d, com contrato vencido em 31 de dezembro de 2019) do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol):
 - Após assinatura de um termo de compromisso pela ANP, Petrobras e TBG, foi retomada a Chamada Pública para contratar a capacidade de 18 MMm³/d. De acordo com o comunicado da ANP, o “termo obrigará a Petrobras a renunciar a capacidade de transporte que exceder o volume de gás natural indicado no item 2.5.4 do TCC³, e determinará a realização de nova Chamada Pública pela ANP, em momento que a Agência julgar oportuno, para contratação da capacidade de transporte renunciada pela Petrobras”⁴;
 - Como resultado da Chamada Pública, a Petrobras contratou capacidade de entrada de 18 MMm³/d para 2020 e de 8 MMm³/d para 2021, e a Gerdau Aços Longos contratou volume de saída de 8,5 mil m³/dia para 2020. Não foi contratado nenhum volume para o período de 2022 a 2024⁵.

De acordo com o TCC assinado entre o Cade e a Petrobras, a estatal só poderá contratar
- 8 MMm³/d, logo deverá se desfazer de 10 MMm³/d. A capacidade excedente será ofertada em nova Chamada Pública⁶;
- Em janeiro deste ano, a TBG iniciou uma Chamada Pública Incremental, onde foram apresentadas solicitações não vinculantes por capacidade de entrada de 38,7 MMm³/d e 29,5 MMm³/d de capacidade de saída⁷.
- O MME autorizou a filial brasileira da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) a importar gás, no volume de 1,2 MMm³/d em 2020, subindo para 2,6 MMm³/d em 2021 e se estabilizando em 3,6 MMm³/d até 2024. O ponto de entrega do gás será no Mato Grosso do Sul⁸.
- O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) abriu uma consulta pública para que a venda de GNV passe a ser por quilogramas. A mudança na precificação do combustível, que hoje é vendido por metro cúbico, visa reduzir a possibilidade de erro e fraude nos postos. A alteração não acarretará em aumento do preço do produto, já que o valor final para encher o tanque será o mesmo. A mudança é proposta para o segundo semestre deste ano⁹.
- A Petrobras mudou a precificação do gás natural para as 12 distribuidoras estaduais em que

³ Termo de Compromisso de Cessação (TCC) assinado entre o Cade e a Petrobras, em julho de 2019

⁴ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5567-autorizada-a-retomada-da-chamada-publica-do-gasbol>

⁵ Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/27/petrobras-monopoliza-o-gasoduto-bolivia-brasil-mas-abre-espaco-para-outras-empresas-apos-2021.ghtml>

⁶ Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-fara-leilao-para-vender-10-milhoes-de-m%C2%B3-dia-de-gas-boliviano-na-fronteira-com-brasil/>

⁷ Disponível em: https://epbr.com.br/15-empresas-interessadas-na-chamada-incremental-do-gasbol/?utm_source=epbr&utm_medium=push&utm_campaign=post

⁸ Disponível em: <https://www.opetroleo.com.br/bolivia-liberada-para-vender-gas-para-usuarios-finais-no-brasil/>

⁹ Disponível em: <https://www.gasnet.com.br/conteudo/20983/Inmetro-gas-veicular-passara-a-ser-comercializado-em-quilograma-em-2020>

renovou contratos. Com base em uma nova fórmula, em que o preço da molécula é indexado ao preço do petróleo, será possível uma redução média de 10% do valor em relação aos contratos anteriores. Para os consumidores, este preço poderá cair em média 5%¹⁰. As distribuidoras são Algás (AL), Bahiagás (BA), BR Espírito Santo (ES), CEG (RJ), CEG-Rio (RJ), Comgás (SP), GasBrasiliano (SP), Gasmig (MG), São Paulo Sul (SP), Sergás (SE), PBGás (PB) e Potigás (RN).

Vale constar que o preço da molécula não é o único fator na precificação do gás natural, pois ainda é adicionado os valores dos custos de transporte, margens de distribuição e tributos federais e estaduais¹¹.

- O consórcio Pátria Investimentos, Shell e Mitsubishi Hitachi Power Systems Americas (MHPS) levantou junto ao BNDES o montante de R\$ 2 bilhões para a construção da termelétrica Marlim Azul Energia, em Macaé (RJ). A UTE entrará em operação em janeiro de 2023 e possui capacidade instalada de 565 MW¹².

- A Rota 4 Participações (da empresa Cosan) enviou ao Ibama um projeto para a construção de um gasoduto interligando o bloco BM-S-8 (onde está o bloco de Carcará, operado pela Equinor) até o Porto de Itaguaí (RJ). O projeto, batizado de Rota 4 b, conta com um gasoduto de 313 km de extensão e com uma Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN)¹³.
- A Petrobras iniciou a fase não vinculante referente à venda dos 10% restantes da sua participação na Transportadora Associada de Gás (TAG). Vale lembrar que em junho de 2019, 90% da sua participação foi comprada pela Engie¹⁴.
- A diretoria da ANP aprovou a resolução que trata dos procedimentos para controle das queimas e perdas de petróleo e gás natural nas atividades de E&P. A resolução revisa a Portaria ANP nº 249/2000 e inclui as definições de casos enquadrados como queimas ordinárias, dispensadas de prévia autorização, e os procedimentos para autorização e convalidação de queimas extraordinárias¹⁵.

¹⁰ Disponível em: <https://epocanegocios.globo.com/Economia/noticia/2019/12/precos-do-gas-natural-canalizado-podem-cair-ate-5-em-fevereiro.html>

¹¹ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/petrobras-muda-precificacao-do-gas/>

¹² Disponível em: <https://epbr.com.br/marlim-azul-levanta-r-2-bilhoes-para-termica-a-gas-com-bndes/>

¹³ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/projeto-preve-linha-de-300-km-para-escoar-gas-de-carcara/>

¹⁴ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/tag-em-fase-nao-vinculante/>

¹⁵ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5589-anp-aperfeicoa-regras-para-queima-de-gas>

Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

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

	nov-19	acum-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	acum-19/acum-18
Etanol	2.467,6	34.574,4	-48,1%	9,2%	8,6%
Anidro	800,3	10.167,0	-43,3%	31,9%	10,0%
Hidratado	1.667,3	24.407,4	-50,2%	0,8%	8,1%
Biodiesel	539,2	5.376,8	-7,5%	12,5%	10,6%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Etanol

Em novembro/19, foram produzidos 2,5 bilhões de litros de etanol – 800,3 milhões de litros de anidro e 1,7 bilhão de litros de hidratado (Tabela 3.1). A produção total de etanol ficou 48,1% abaixo do mês anterior, o que é explicado pela proximidade do término da safra 2019/20. Segundo a Unica¹⁶, até primeiro de dezembro de 2019, 196 unidades do Centro-Sul haviam encerrado a safra, contra 137 usinas até a mesma data de 2018.

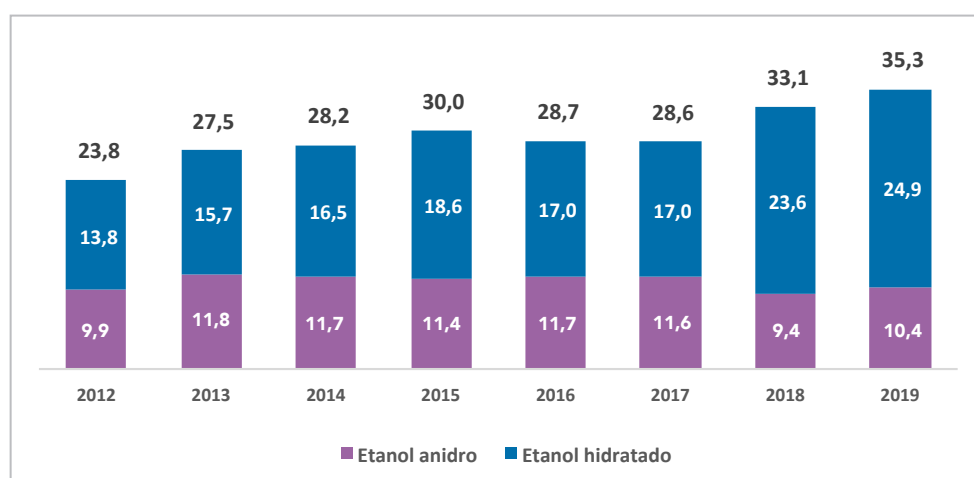
Na comparação com o ano anterior, a produção de etanol anidro registrou alta de 31,9% e o hidratado ficou apenas 0,8% acima da produção de novembro/18. De janeiro a novembro de 2019, foram produzidos 34,6 bilhões de litros do biocombustível (10,2 de anidro e 24,4 de hidratado), o que representa 8,6% de crescimento em relação ao mesmo período de 2018, quando foram produzidos 31,8 bilhões de litros.

¹⁶ Disponível em: https://www.novacana.com/pdf/11112019111153_Unica-111119.pdf

De acordo com a Unica, no acumulado desde o início do ciclo 2019/2020, a moagem de cana da região Centro-Sul alcançou 575,3 milhões de toneladas, 2 milhões a mais do que em toda a safra 2018/19. Além disso, o percentual da matéria-prima destinado à produção de etanol aumentou de 64,3%, em 2018, para 65,4% em 2019.

A ANP já divulgou os dados de volumes produzidos em dezembro, portanto é possível confirmar o recorde de produção 35,3 bilhões de litros de etanol em 2019, volume 6,8% superior aos 33,1 bilhões produzidos em 2018 (Gráfico 3.1).

Gráfico 3.1 – Histórico da produção anual de etanol em bilhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Etanol de milho

A produção total de etanol de milho alcançou 1,3 bilhão de litros em 2019 (Gráfico 3.2), 610 milhões de litros a mais do que no ano anterior, o que corresponde a 84,7% de aumento.

Oito usinas deste biocombustível estão em operação no país e já existem seis em construção e pelo menos sete em fase inicial de concepção¹⁷. A produção de milho vive um ótimo momento no país, com o recorde de 100 milhões de toneladas produzidas na safra 2018/19 e a estimativa de 98,4

milhões de toneladas no ciclo 2019/20¹⁸. Segundo a Conab, a forte presença das usinas de etanol de milho, com perspectiva de crescimento mais acentuado para os próximos anos, tem mudado a dinâmica de comercialização do grão no país¹⁹.

As perspectivas de crescimento da utilização do milho para a produção de etanol sustentam-se em algumas vantagens desta rota no país, como a crescente produção do milho segunda safra, que aumenta a oferta do grão a preços baixos, e a forte demanda dos segmentos produtores de proteína animal, que consomem produtos gera-

¹⁷ Disponível em: <https://exame.abril.com.br/negocios/empresas-de-graos-miram-entrada-no-setor-de-etanol-de-milho-do-brasil/>

¹⁸ Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/serie-historica-das-safras>

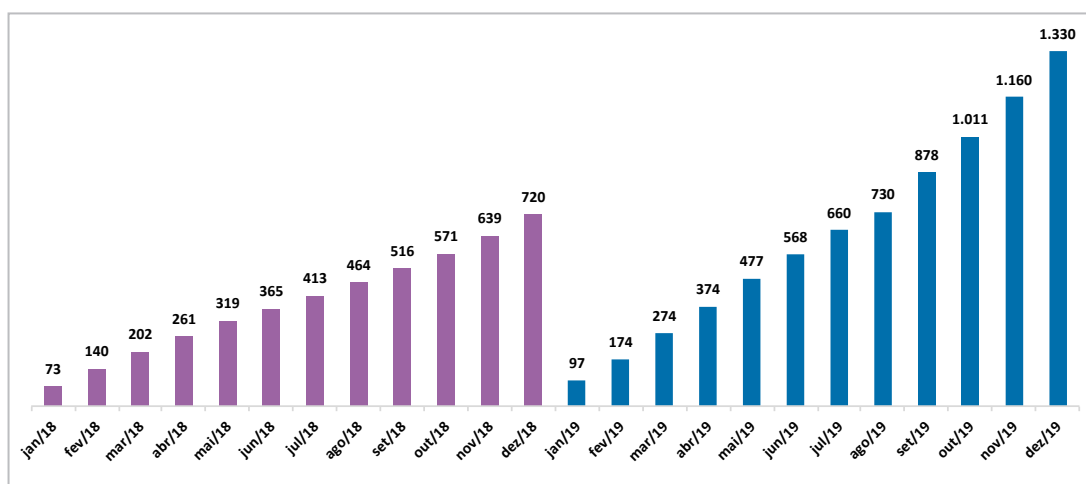
¹⁹ Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras?view=default>

dos no processo de produção do etanol de milho, o DDG (grão de destilaria seco) e o WWG (grão de destilaria úmido), utilizados na alimentação de bovinos, suínos e aves. Além disso, o milho produzido na região Centro-Oeste enfrenta dificuldades de escoamento ao mercado exportador pela

precária infraestrutura, o que faz sobrar grão para consumo interno.

A produção desse tipo de biocombustível está concentrada atualmente em cinco estados: Mato Grosso, Goiás, São Paulo, Paraná e Rondônia.

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Unica.

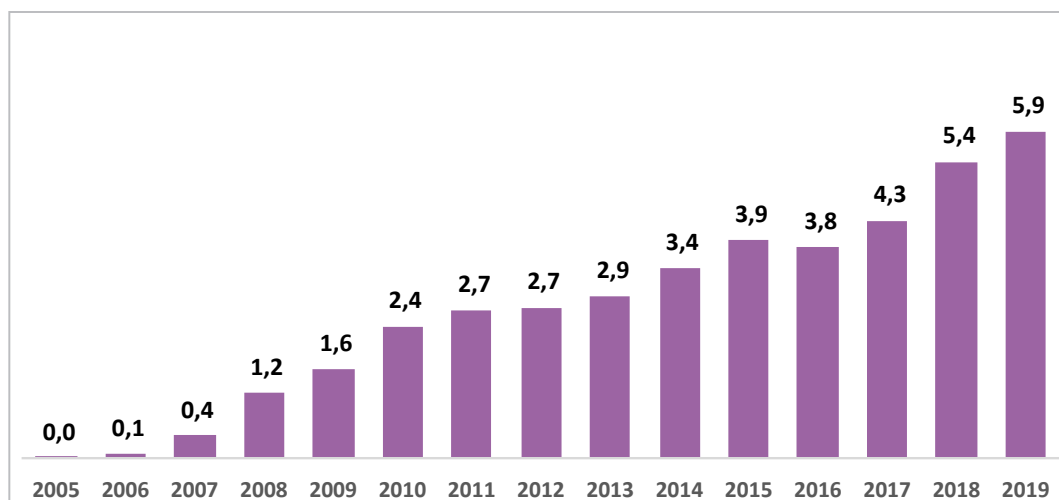
Biodiesel

Em novembro/19, foram produzidos 539,2 milhões de litros de biodiesel, 43,5 milhões a menos do que em outubro/19, o que corresponde à queda de 7,9% (Tabela 3.1). Contudo, na comparação com novembro de 2018, houve crescimento de 12,5%. A produção acumulada de janeiro a novembro de 2019 supera em 10,6% o mesmo período do ano anterior.

No 69º Leilão, foram adquiridos 1,06 bilhão de litros para os meses de novembro de dezembro de 2019, 6,8% a menos que no certame anterior.

Como a ANP já divulgou o volume produzido em dezembro, observa-se que a produção de biodiesel alcançou 5,9 bilhões de litros, registrando crescimento de 10,3% em relação a 2018 (Gráfico 3.3). O setor tem apresentado um crescimento sustentado que deverá se manter nos próximos anos graças aos incrementos do percentual de mistura no diesel já definidos até 2023. Em março de 2020, já terá início a mistura contendo 12%. O setor também comemora a retomada de crescimento do consumo de diesel em 2019, como resultado da recuperação da economia.

Gráfico 3.3 – Histórico da produção anual de biodiesel em bilhões de litros



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

B) PREÇOS

Etanol

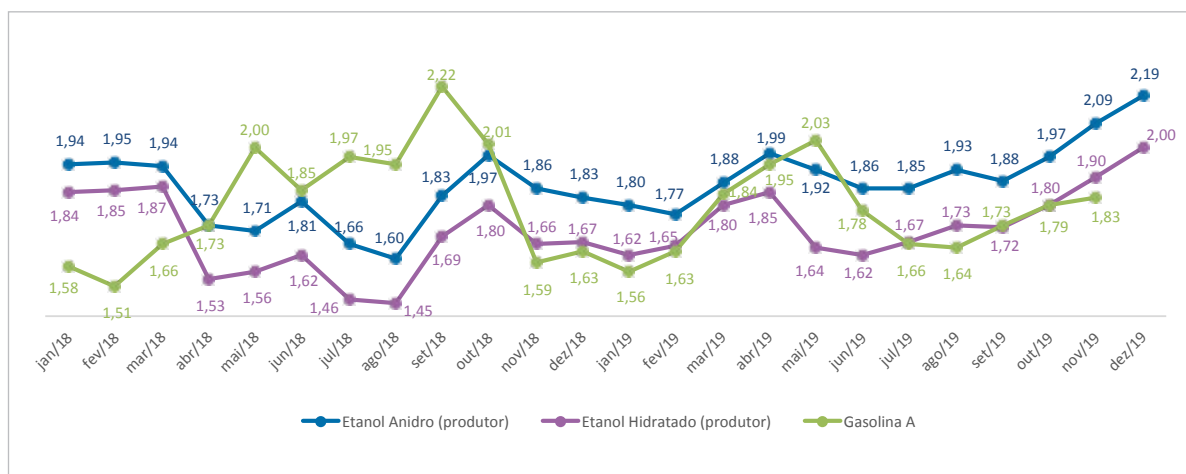
Os preços de etanol ao produtor registraram aumentos de 6,1% (anidro) e 5,4% (hidratado) entre outubro e novembro, nas usinas de São Paulo. O anidro foi cotado a R\$ 2,09 enquanto o hidratado foi cotado a R\$ 1,90 (Gráfico 3.4). Já a gasolina foi cotada em R\$ 1,83 nas refinarias, o que representa alta de 1,8% em relação a outubro.

Em dezembro, o hidratado chegou a R\$ 2,00, a maior cotação já registrada, e o anidro foi cotado a R\$ 2,19. De acordo com o Cepea/Esalq, os preços do etanol na safra 2019/20 estiveram aproximada-

mente 4,1% (hidratado) e 3,1% (anidro) acima dos observados na safra anterior.

Pesquisadores do Cepea destacam que os preços oscilaram no início da safra 2019/20, influenciados por fatores internos e externos. Já na segunda metade da temporada, a demanda aquecida deixou os preços de venda mais firmes. Em alguns momentos, a necessidade de algumas usinas de fazer caixa ou liberar espaço nos tanques contribuiu para reduções pontuais nas cotações. Os pesquisadores estimam que a valorização dos últimos meses de 2019 pode dar novo fôlego às usinas e gerar investimentos para a próxima temporada.

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



*O último dado disponível de preço da Gasolina A ao produtor é do mês de novembro/19.

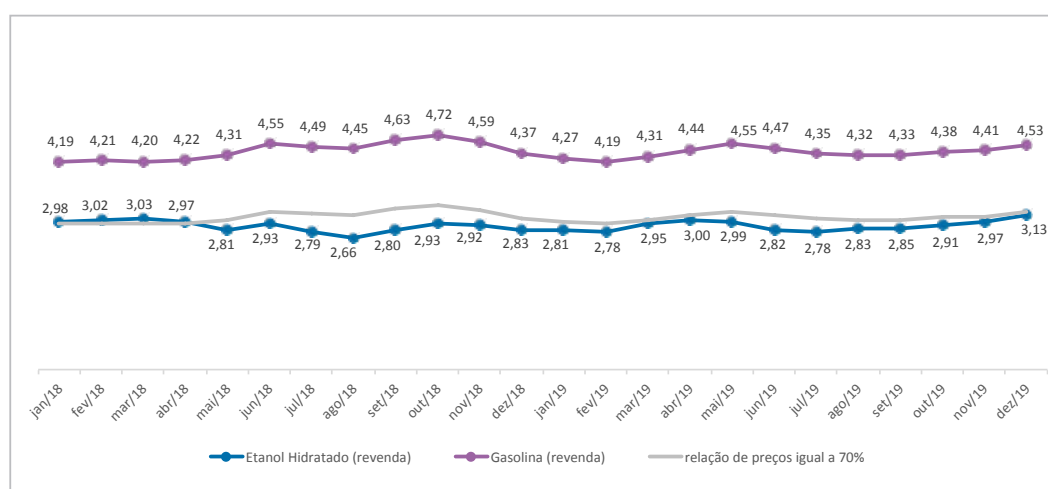
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP e Cepea/Esalq

O preço médio de revenda do etanol hidratado aumentou 5,1% entre novembro e dezembro, chegando a R\$ 3,13 no último mês do ano, enquanto a gasolina registrou alta de 2,7%, cotada a R\$ 4,53 em dezembro (Gráfico 3.5). A relação entre os preços dos combustíveis, que estava em 67,4%, em novembro, chegou a 69,0% em dezembro, reduzindo signi-

ficativamente a competitividade do renovável.

Na comparação com dezembro de 2018, o etanol ficou 10,5% mais caro nas bombas enquanto a gasolina subiu 3,8%. Na média de preços anual, 2019 registrou aumento de 0,4% nos preços do biocombustível e redução de 0,7% nos preços do combustível fóssil.

Gráfico 3.5 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

Biodiesel

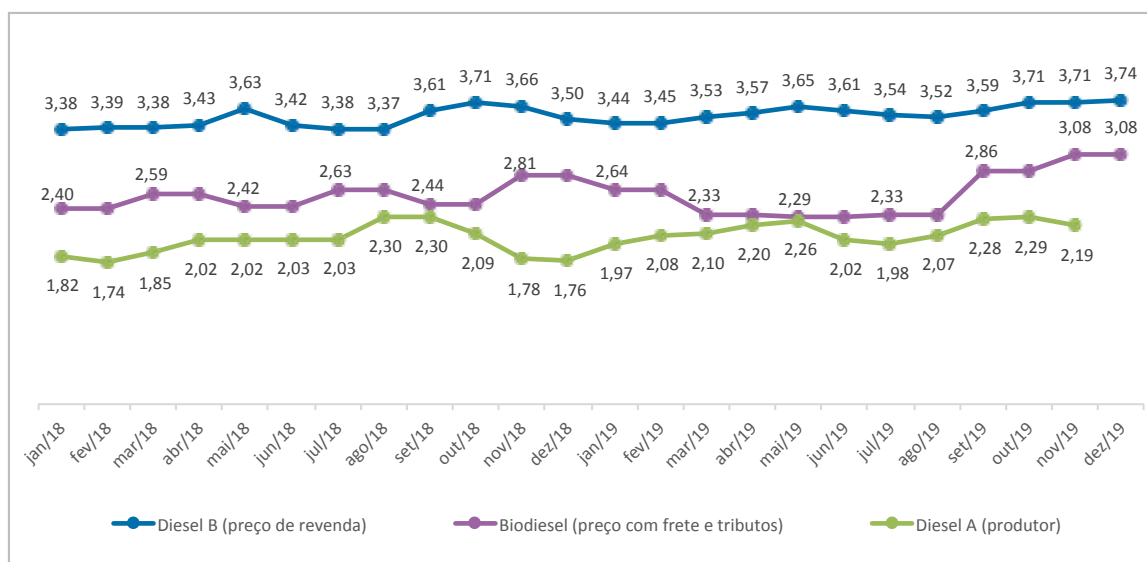
No 69º Leilão de Biodiesel da ANP, o biocombustível foi adquirido ao preço médio de R\$ 3,08 para os meses de novembro e dezembro, com alta de 7,6% em relação ao leilão anterior. No 70º Leilão, o aumento de preço foi de 0,7%, com o biodiesel negociado a R\$ 3,10.

Na comparação com o preço de novembro e dezembro de 2018, o biocombustível está 9,3%

mais caro, porém analisando a média de preços do ano, 2019 registra aumento de 1,4% em relação ao ano anterior.

O diesel B teve preço médio de R\$ 3,74 nas bombas brasileiras em dezembro, 0,6% acima do valor de novembro (R\$ 3,71). Em relação a dezembro/18, o combustível registra alta de 6,8%, e na média do ano, os preços de 2019 ficaram 2,9% acima de 2018.

Gráfico 3.6 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel A e B, em R\$/l



*O último dado disponível de preço de Diesel A ao produtor é do mês de novembro/19.

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP.

C) CONSUMO

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

	nov-19	acum-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	acum-19/acum-18
Etanol	2.851,4	29.749,1	-3,4%	3,3%	11,2%
Anidro	869,3	9.342,5	-3,1%	6,7%	-0,8%
Hidratado	1.982,0	20.406,6	-3,6%	1,9%	17,8%
Biodiesel	527,1	5.379,5	-12,8%	7,7%	10,7%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Etanol

O consumo de combustíveis do ciclo Otto caiu 3,2% em novembro/19, na comparação com outubro/19. Como as vendas de hidratado reduziram mais do que as de gasolina (3,6% contra 3,1%), a participação do etanol no total do ciclo Otto caiu de 46,0% em outubro para 45,9% em novembro.

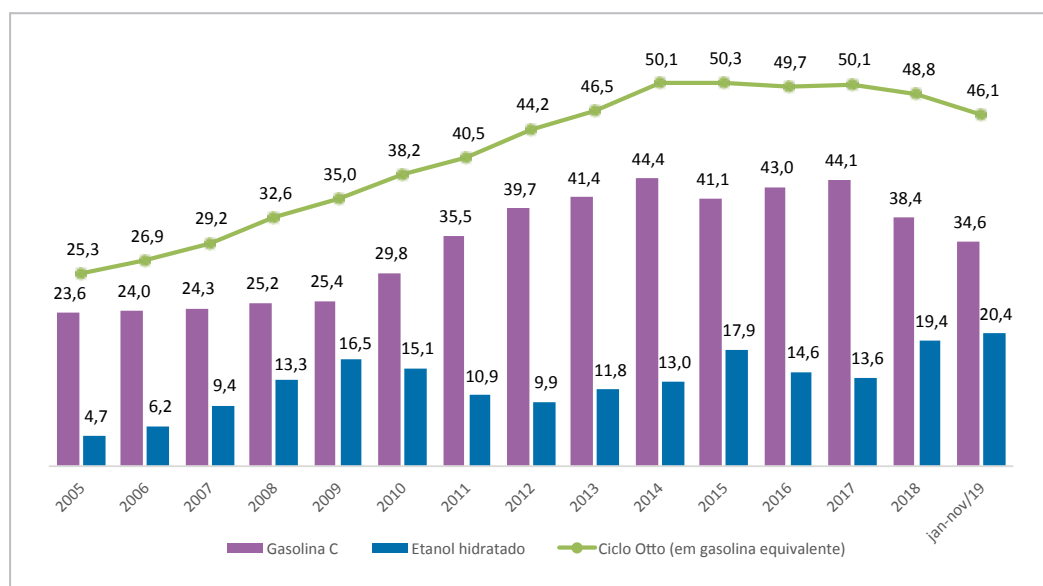
No acumulado de janeiro a novembro de 2019, foram vendidos 20,4 bilhões de litros de etanol hidratado, 1,0 bilhão a mais do que em todo o ano de 2018. Na comparação com 2018, o hidratado registra crescimento de 17,8% das vendas até novembro (Tabela 3.2).

O consumo de combustíveis do ciclo Otto entre janeiro e novembro de 2019 somou 46,1 bilhões

de litros (em gasolina equivalente), o que representa um crescimento de 4,3% em relação aos 44,2 bilhões de litros do mesmo período do ano passado. O aumento das vendas de hidratado aliado à redução de consumo de gasolina fez a participação do biocombustível na matriz de ciclo Otto aumentar de 19,1% para 27,8% entre 2017 e 2018.

A demanda por gasolina e etanol hidratado cresceu em média 8,0% ao ano entre 2005 e 2014, quando estagnou em torno de 50 bilhões de litros (Gráfico 3.7). A crise econômica vivida pelo país foi o principal motivo a frear o consumo de combustíveis. Entre 2017 e 2018, a demanda caiu 2,6%, sendo impactada, ainda, pelos aumentos no preço da gasolina em função da nova política adotada pela Petrobras.

Gráfico 3.7 – Histórico do consumo de etanol hidratado e gasolina e da demanda total por combustíveis do ciclo Otto (em gasolina equivalente)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

Biodiesel

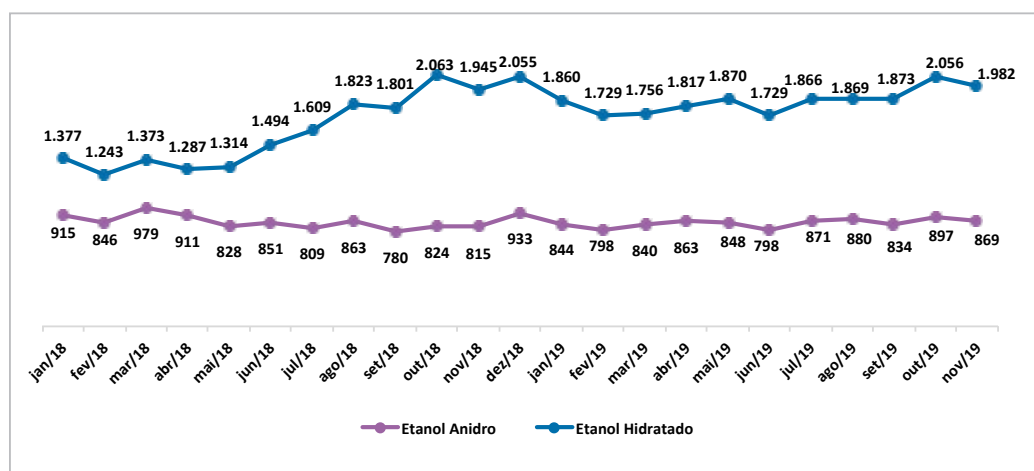
O volume total comercializado de óleo diesel no mês de novembro/19 - 4,8 bilhões de litros - apresentou queda de 11,2% em relação a outubro/19. Com dois dias úteis a menos que outubro, a média diária de vendas (por dia útil) em novembro registrou redução de 2,8%.

O consumo de biodiesel, em novembro, totalizou 527,1 milhões de litros, 12,8% a menos que no mês anterior (Tabela 3.2). Na comparação com novembro de 2018, o consumo mensal registra aumento de 7,7%. Entre janeiro e novembro, foram consumidos 5,4 bilhões de litros, 10,7% a mais do que os 4,9 bilhões em igual período de 2018.

Com a entrada em vigor do B11, em setembro de 2019, o setor voltou a bater recordes de produção e consumo. Se a demanda de dezembro se mantiver acima dos 500 milhões de litros, o ano de 2019 deverá encerrar com um volume próximo a seis bilhões de litros vendidos de biodiesel.

Destaca-se o aumento de 23,1% da importação de diesel em novembro, na comparação com outubro. No acumulado de janeiro a novembro de 2019, foram importados 12,1 bilhões de litros do combustível fóssil, o que representa acréscimo de 18,9% em relação ao mesmo período de 2018.

Gráfico 3.8 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

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

	nov-19	acum-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	acum-19/acum-18
Importação	48,0	1.272,6	-42,0%	-65,6%	-20,5%
Exportação	181,5	1.786,2	-13,8%	22,7%	11,9%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Em novembro/19, foram importados 48,0 milhões de litros de etanol, 42,0% a menos do que outubro/19 e 65,6% abaixo do mês de novembro/18 (Tabela 3.3). No acumulado de janeiro a novembro, a internalização do biocombustível registra queda de 20,5% em relação a 2018. A desvalorização do real em relação ao dólar e o aumento dos preços do biocombustível no mercado norte-americano favoreceram a queda das importações. A desvalorização da moeda brasileira também contribuiu para a redução das importações pela principal região consumidora de etanol externo, a região Nordeste, o que fez aumentar as transferências entre as regiões Centro-Sul e Nordeste.

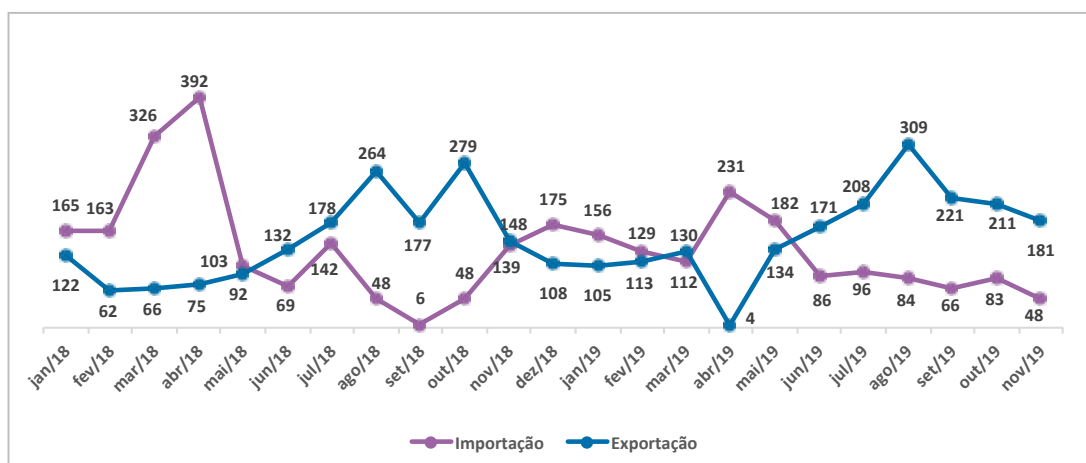
As exportações registraram queda em novembro/19. Os 181,5 milhões de litros correspondem à queda de 13,8% em relação a outubro/19. Na

comparação com 2018, as vendas ao exterior cresceram 11,9% considerando o acumulado de janeiro a novembro.

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

Em novembro/19, as exportações superaram as importações de etanol em 133,5 milhões de litros, e no acumulado de janeiro a novembro, saíram do país 513,6 milhões de litros a mais do que entraram. Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou superávit tanto no mês (US\$ 71,4 MM - US\$ FOB) quanto no acumulado até novembro (US\$ 392,4 MM - US\$ FOB).

Gráfico 3.9 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Setor Elétrico

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

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
SE/CO	39.736,68	-2,45%	1,62%		40.733,16	39.103,29
S	12.086,51	3,30%	3,37%		11.700,12	11.692,72
NE	11.731,24	2,81%	2,90%		11.410,18	11.400,47
N	5.748,97	1,59%	6,57%		5.658,75	5.394,54
SIN	69.303,40	-0,29%	2,53%		69.502,21	67.591,01

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Em novembro de 2019, a carga de energia elétrica total do SIN diminuiu em 0,29%, quando comparado a outubro. Como pode ser observado na Tabela 4.1, apenas o subsistema Sudeste/Centro-oeste teve redução da carga e o subsistema do Sul apresentou o maior percentual de consumo de energia. Apesar dessa redução, os valores das variações percentuais foram relativamente baixos, indicando que a demanda por eletricidade em novembro teve pequena alteração em relação ao mês anterior.

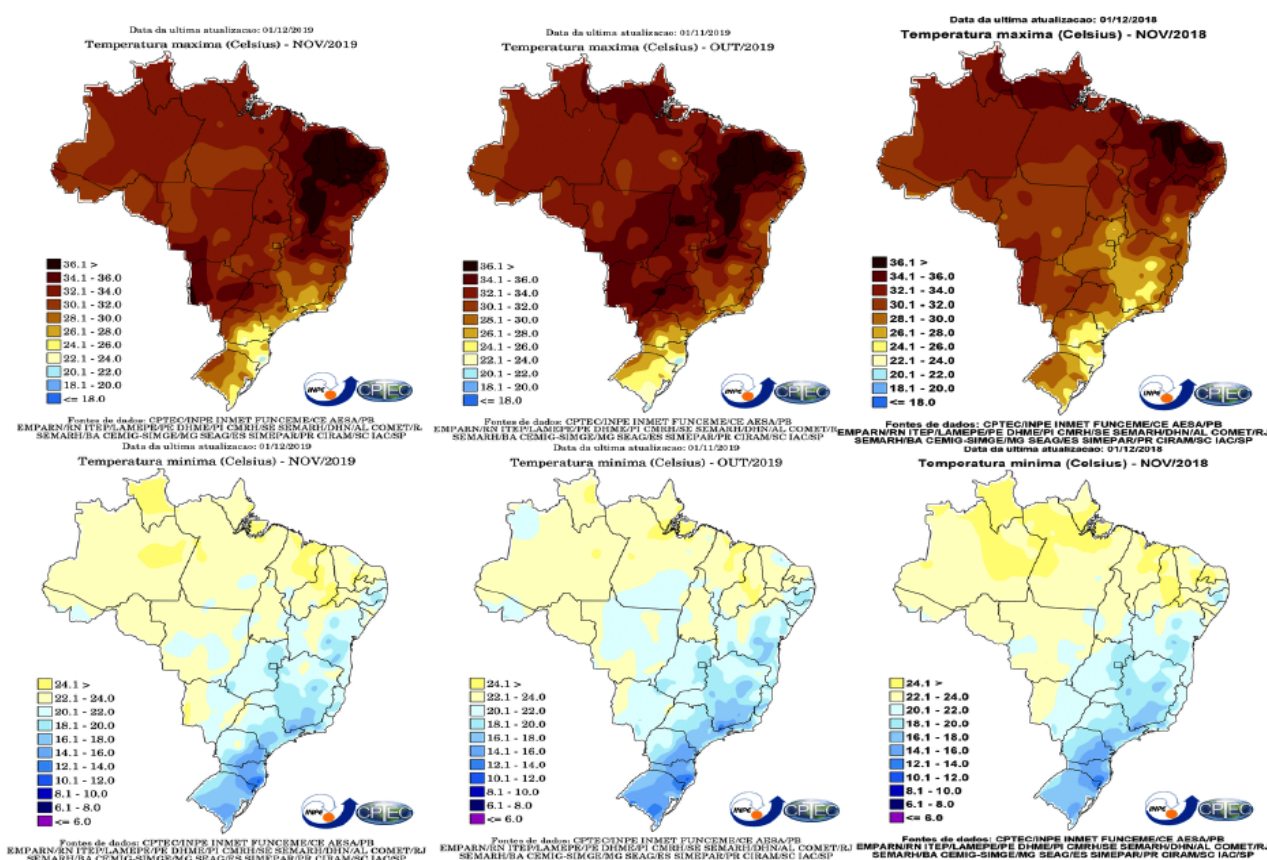
A variação da carga de energia elétrica dos subsistemas pode estar associada às temperaturas. Na Figura 4.1 nota-se que, ao longo de grande parte do território nacional, as temperaturas máximas do mês de novembro de 2019 foram menores em relação ao mês de outubro, principalmente na região Centro-oeste. As regiões Sul e Nordeste não apresentaram alterações significativas na temperatura entre esses meses, no entanto houve aumento nas variações percentuais, o que pode explicar o

fato da demanda por eletricidade ter aumentado nesses subsistemas.

Na comparação anual percebe-se que a variação da carga de energia elétrica no SIN entre novembro de 2019 e novembro de 2018 foi maior, com um acréscimo de 2,53%. Nessa análise, os subsistemas

individualmente também tiveram alterações no consumo, com destaque para o subsistema Norte, onde teve um acréscimo de aproximadamente 7%, contribuindo, sobretudo, com o aumento no SIN. Nesse caso, a temperatura máxima em todo o país variou muito para o mesmo período do ano, conforme mostra a Figura 4.1.

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



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

A Tabela 4.2 mostra que a geração total de energia elétrica diminuiu pouco mais de 1% entre os meses de outubro e novembro de 2019. O despacho das termelétricas diminuiu com variação de aproximadamente 4% no SIN. Apesar de mostrar a maior variação percentual, o subsistema Sul gerou menos eletricidade de fonte térmica em

valor absoluto quando comparado ao Nordeste no mês de novembro de 2019.

Nessa análise de despachabilidade de energia no SIN, a geração hidráulica, que compõe maior percentual da matriz elétrica do Brasil, teve um aumento total de aproximadamente 5%. Diferente desse comportamento, as fontes nuclear, solar e

eólica tiveram decréscimo na geração de energia elétrica, nesse caso vale destacar o decréscimo de aproximadamente 12% da eólica. Esse resultado foi influenciado pela redução da geração dessas fontes nas regiões SE/CO e NE, em novembro.

O Sudeste/Centro-oeste teve a menor variação percentual comparado aos demais subsistemas. Em novembro, a geração elétrica a partir das fontes eólica, solar e térmica foi relativamente inferior ao mês de outubro de 2019. Ainda nesse subsistema, a nuclear apresentou acréscimo de 2,63%, comportamento bem diferente conforme a tendência dos últimos 12 meses.

Na comparação anual, observa-se um aumento em torno de 13% na geração de energia total despachada no SIN. Percentualmente, o crescimento da

geração térmica foi de grande relevância, aproximadamente 86% em relação ao mês de novembro do ano passado, conforme pode ser observado na Tabela 4.2. No subsistema do Sudeste/Centro-oeste, o crescimento anual da fonte solar foi superior a 100%, enquanto no Nordeste foi de aproximadamente 66%, sendo os valores absolutos dessas regiões na mesma ordem de grandeza.

Ainda na Tabela 4.2, a fonte solar teve uma variação percentual significativa na geração de energia elétrica no SIN em relação ao ano passado, atingindo 80,4%. Apesar da maior oferta da geração renovável (hidráulica, eólica e solar fotovoltaica), o SIN precisou despachar uma quantidade significativa de geração térmica para complementariedade do sistema, o que deve ter refletido no aumento da tarifa de energia elétrica desse mês.

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

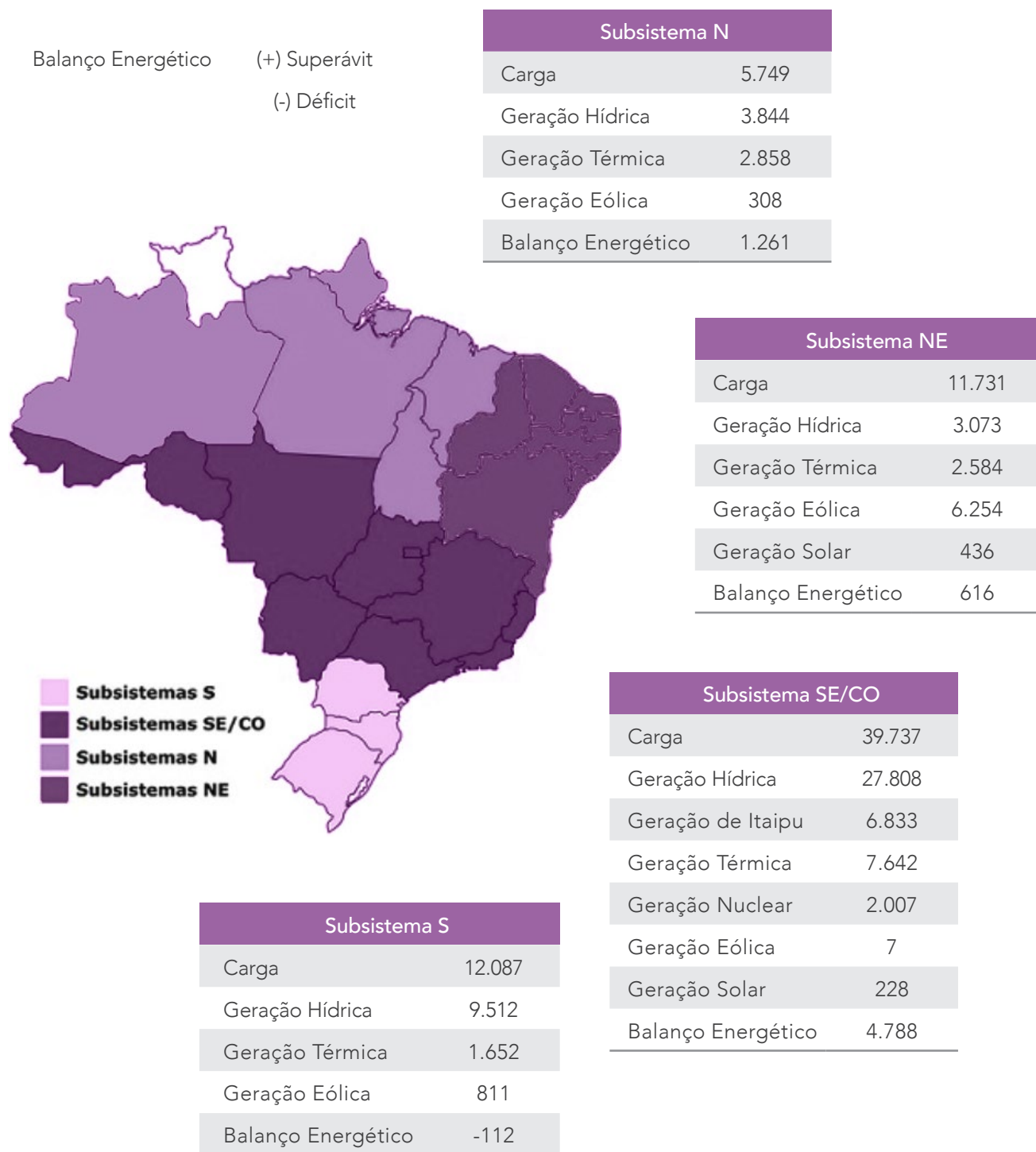
		nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
SE/CO	Hidráulica	27.807,66	-6,34%	24,09%		29.689,52	22.409,15
	Nuclear	2.006,93	2,63%	47,10%		1.955,46	1.364,29
	Térmica	7.641,90	-11,44%	77,04%		8.628,65	4.316,58
	Eólica	6,77	-43,35%	-26,85%		11,95	9,25
	Solar	227,88	-10,25%	116,59%		253,90	105,21
	Total	37.691,14	-7,03%	33,64%		40.539,47	28.204,48
S	Hidráulica	9.511,78	55,27%	-15,04%		6.125,89	11.195,47
	Térmica	1.651,81	14,18%	91,31%		1.446,68	863,41
	Eólica	811,32	5,68%	-2,70%		767,70	833,80
	Solar	0,49	27,74%	-0,77%		0,38	0,49
	Total	11.975,40	43,58%	-7,12%		8.340,65	12.893,17
NE	Hidráulica	3.072,67	10,89%	51,65%		2.770,83	2.026,20
	Térmica	2.584,27	1,59%	108,20%		2.543,89	1.241,26
	Eólica	6.253,86	-14,02%	2,21%		7.273,58	6.118,70
	Solar	436,31	2,12%	65,70%		427,25	263,32
	Total	12.347,11	-5,14%	27,96%		13.015,55	9.649,47
N	Hidráulica	3.844,05	-14,19%	-6,12%		4.479,56	4.094,62
	Térmica	2.857,59	6,30%	87,64%		2.688,29	1.522,90
	Eólica	308,16	6,42%	67,81%		289,56	183,64
	Solar	1,19	-36,32%	-		1,87	0,00
	Total	7.010,99	-6,01%	20,86%		7.459,29	5.801,16
Itaipu		6.833,44	-6,20%	-36,98%		7.284,87	10.843,16
Total	Hidráulica	37.402,72	4,53%	29,50%		35.780,93	28.882,29
	Nuclear	2.006,93	2,63%	47,10%		1.955,46	1.364,29
	Térmica	14.735,57	-3,74%	85,49%		15.307,51	7.944,14
	Eólica	7.380,11	-11,54%	3,28%		8.342,79	7.145,39
	Solar	665,87	-2,57%	80,44%		683,40	369,02
SIN		75.858,07	-1,02%	12,56%		76.639,83	67.391,45

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2, no mês de novembro de 2019, apenas o subsistema do Sul não teve geração acima do consumo de energia elétrica, dessa forma, os demais subsistemas tiveram balanço energético positivo. Dentre os subsistemas apresentados, o SE/CO se destacou com o maior superávit, com geração de energia elétrica em torno de 5 GWmed superior à sua demanda. O NE apresentou o menor superávit, 0,6 GWmed. No geral, ainda pode se observar que as fontes eólica e solar fotovoltaica contribuem de forma modesta com o despacho de energia elétrica no SIN.






Contudo, conforme Tabela 4.3, os valores de intercâmbio entre as regiões sofreram variações em novembro de 2019, principalmente da SE/CO para o NE, em que ocorreu inversão no sentido do envio da energia elétrica.

Comparando com o mês anterior, o intercâmbio se deu do SE/CO para o S, no período atual foi em módulo menor, indicando decréscimo no intercâmbio. Fato que também ocorreu entre o intercâmbio das regiões N-SE/CO e SE/CO-NE.

A análise mostrou que o subsistema NE exportou eletricidade para região SE/CO; e o N exportou relativamente menos energia elétrica para as regiões NE e SE/CO esse mês que no mês de outubro. O SIN exportou mais da região internacional em novembro de 2019, diferentemente aconteceu em novembro de 2018.

No mês de novembro, verifica-se que a região SE/CO exportou eletricidade da região S. Comportamento diferente do mês anterior, onde a região SE/CO exportou significativamente mais eletricidade para a região S.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)






	nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
S - SE/CO	167,52	105,22%	-88,64%		-3.211,64	1.475,00
Internacional - SIN	281,76	78,25%	2,46%		158,07	275,00
N - NE	311,73	33,58%	-44,53%		233,37	562,00
N - SE/CO	950,43	-39,33%	709,25%		1.566,58	-156,00
SE/CO - NE	-927,59	49,55%	-177,82%		-1.838,74	1.192,00

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

D) DISPONIBILIDADE

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

	nov-19		nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19		nov-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	19.478,00	61,81%	41,85%	-51,64%		13.731,00	58,08%	40.273,00	129,81%
S	9.375,00	98,25%	69,90%	-12,69%		5.518,00	39,82%	10.738,00	113,12%
NE	1.138,00	21,25%	17,08%	-68,11%		972,00	29,54%	3.568,00	66,12%
N	2.590,00	64,08%	47,49%	-21,56%		1.756,00	73,06%	3.302,00	81,66%
SIN	32.581,00	-	48,25%	-43,71%		21.977,00	-	57.881,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

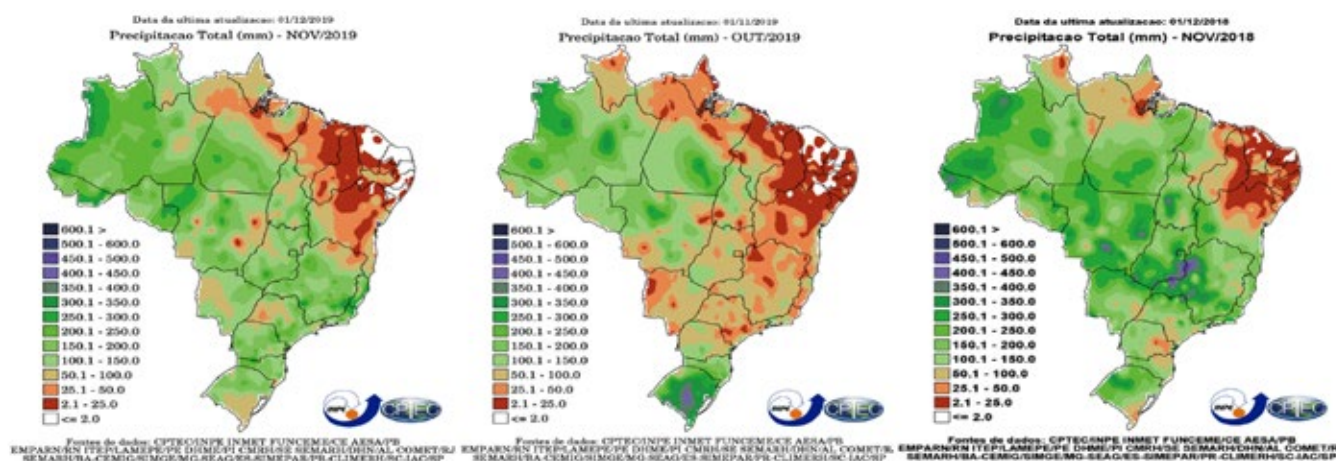
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluyente (ENA). Entre os meses de outubro e novembro de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN aumentou 48,25%. Em relação ao mês anterior, ocorreu um crescimento em todos os submercados, com destaque para o S em que o crescimento mensal foi quase 70%. Contudo, em relação a outubro de 2018, o SIN teve uma menor disponibilidade hídrica, com uma diferença de um pouco menos da metade do valor em potência. Todos os submercados apresentaram um valor consideravelmente inferior em relação ao mesmo mês do ano passado. O submercado NE, por exemplo, apresentou um valor aproximadamente 68% inferior.

Os dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados, mostram uma melhora relevante em novembro em relação a outubro. Pelas imagens é possível perceber que principalmente a região

Centro-Oeste teve um crescimento relevante, atingindo o mínimo de 100 mm por quase toda a região, enquanto o Nordeste continua crítico, abaixo de 25 mm de chuva.

Contudo, novembro de 2019 se apresentou melhor que o mesmo mês do ano passado, com os volumes de precipitação estando melhores no geral em todas as regiões com exceção do Nordeste e do Sul, uma vez que a média da região NE se manteve na mesma ordem de grandeza e a da região Sul se apresentou bem menor no Rio Grande do Sul. Além disso, vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão menores que suas respectivas médias históricas para o mês de outubro (relação ENA e MLT²⁰), com o valor mais discrepante no Nordeste, com apenas 21,25%. O submercado Sul é o que mais se aproxima de sua média histórica com 98,25%, mas ainda sim a ENA para novembro deste ano foi um pouco menor do que sua média histórica.

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

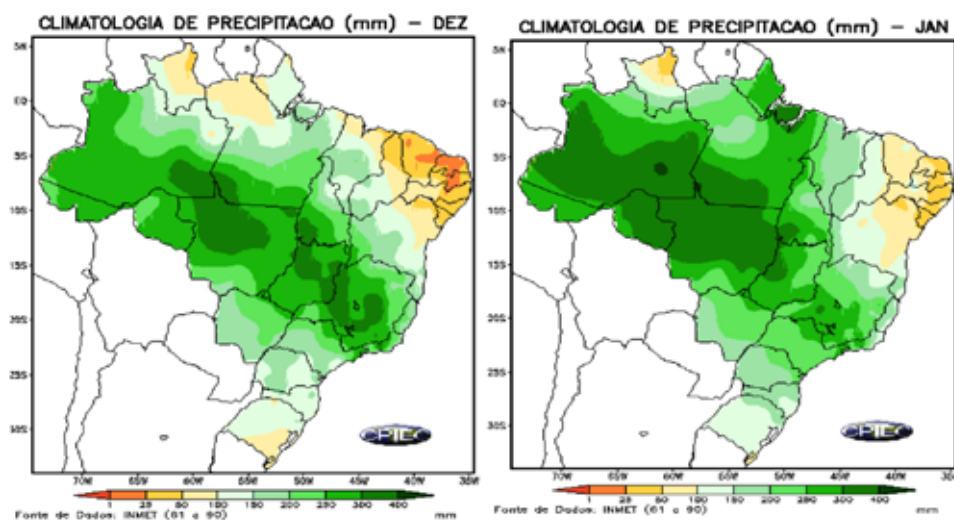


²⁰ A Energia Natural Afluyente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de dezembro de 2019 e janeiro de 2020, em que é possível observar uma melhora considerável na precipitação ao longo de todo o território nacional, principalmente nas regi-

ões Sudeste, Centro-Oeste e Norte. No Nordeste e no Sul a previsão também é de melhora, porém ainda com uma pequena parte do Nordeste com índices abaixo de 50mm.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para dezembro de 2019 e janeiro de 2020



Fonte: CPTEC/INPE.

E) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	nov-19		nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19		nov-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	37.956	18,73%	-16,14%	-22,41%		45.261	22,26%	48.916	24,06%
S	7.115	35,76%	-12,13%	-49,07%		8.097	39,34%	13.968	69,49%
NE	17.363	33,65%	-12,88%	11,71%		19.930	38,45%	15.544	29,99%
N	3.191	21,04%	-28,48%	-5,22%		4.462	29,66%	3.367	22,38%
SIN	65.625	22,68%	-15,59%	-19,77%		77.750	26,74%	81.795	28,18%

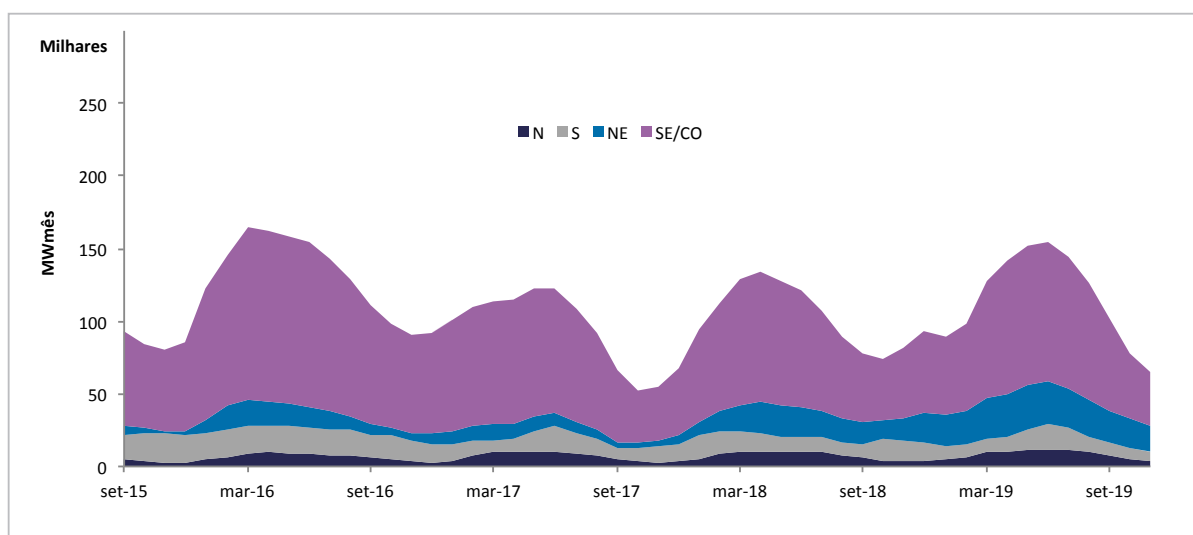
* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de outubro e novembro de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN diminuiu 15,59%, atingindo apenas 22,68% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os quatro subsistemas a variação foi negativa, indicando que o volume das afluições não está sendo armazenado, por mais que as afluições estejam aumentando nos últimos meses devido ao início do período úmido.

O Norte foi novamente o submercado com a maior variação observada: 28,48% de redução entre outubro e novembro. Na comparação anual é possível perceber que a EAR diminuiu 19,77% no SIN. É possível perceber que apenas o submercado NE apresentou um aumento na quantidade de energia armazenada em relação ao mesmo mês do ano passado. O Gráfico 4.1 apresenta a série histórica de armazenamento, indicando as variações nos submercados desde o final de 2015.

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

O Custo Marginal de Operação (CMO) representa o custo para atender à carga incremental, sem expansão da capacidade. Seu cálculo é realizado por meio de simulações da operação do sistema e a principal variável de decisão do modelo [NEWAVE] é a energia natural afluyente simulada.

Junto com o Custo Marginal de Expansão (CME)²¹, o CMO representa um parâmetro também impor-

tante na determinação da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Pois, com uma demanda crescente ao longo do tempo, a expansão do SEB acontecerá quando ambos os custos se igualarem [módulo do CMO for igual ao módulo do CME].





Observa-se na Tabela 4.6 que em novembro de 2019 os quatro subsistemas SE/CO, S, NE e N apresentaram CMOs iguais, com um valor aproximado de R\$ 302,01/MWh.

²¹ O cálculo do CME baseia-se nos resultados dos leilões de energia nova e na estimativa da disposição de investir dos agentes.

Em relação ao mês anterior [outubro de 2019], os quatro subsistemas registraram um CMO médio com crescimento de 13,9%. Já em comparação ao ano anterior [novembro de 2018], o crescimento foi bem mais expressivo, com uma taxa de 157,7%.

O aumento nos valores do CMO são reflexo do aumento na carga combinado com a redução nas vazões dos quatro subsistemas.

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

	nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
SE/CO	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18
S	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18
NE	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18
N	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

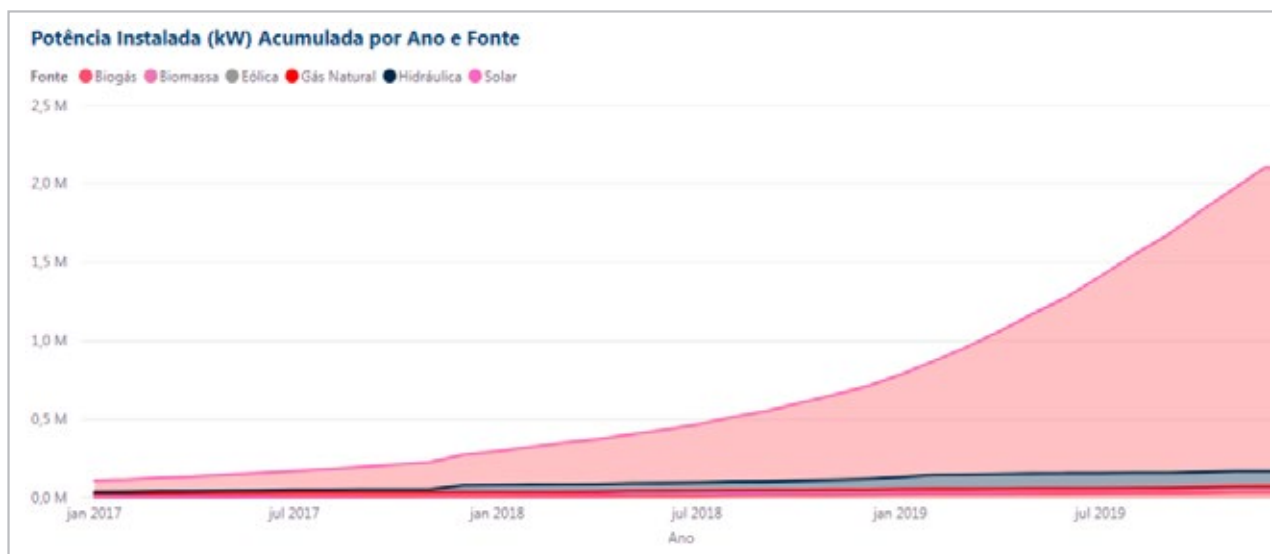
O aumento da competitividade das fontes renováveis tem beneficiado significativamente a mini e micro geração distribuída (MMGD) no mercado nacional. Inicialmente, sobretudo, os incentivos políticos favoreciam o avanço dessa modalidade no sistema, respaldados na REN 482/2012 da ANEEL. Mas, hoje a evolução desse cenário tem-se intensificado com a redução dos custos dos equipamentos associados a geração de energia, principalmente, solar fotovoltaica.

Além disso, aliado ao elevado custo da tarifa, consumidores com certo poder aquisitivo têm optado por gerar sua própria energia elétrica, adquirindo painéis fotovoltaicos e, dessa forma, tornando-se menos dependentes das distribuidoras. Diante desse poder de escolha, os consumidores podem decidir a forma como consomem, armazenam e

produzem eletricidade. No entanto, o sistema elétrico deve estar preparado para garantir o fornecimento do serviço com qualidade a todos os usuários conectados à rede.

Em dezembro de 2019, a capacidade instalada acumulada de MMGD ultrapassou a marca de 2 GW, atingindo 2,1 GW aproximadamente. O Gráfico 4.2 indica esse crescimento a partir das diversas fontes: biogás, biomassa, eólica, gás natural, hidráulica e, principalmente, solar. Do valor total, aproximadamente 92% corresponde a geração solar fotovoltaica, que teve um aumento de capacidade de quase 8% em relação ao valor de novembro de 2019. Dessa forma, pode-se concluir que o mercado de MMGD no Brasil é basicamente representado pela fonte solar fotovoltaica, com apenas 8% dele sendo compartilhado entre as outras fontes.

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



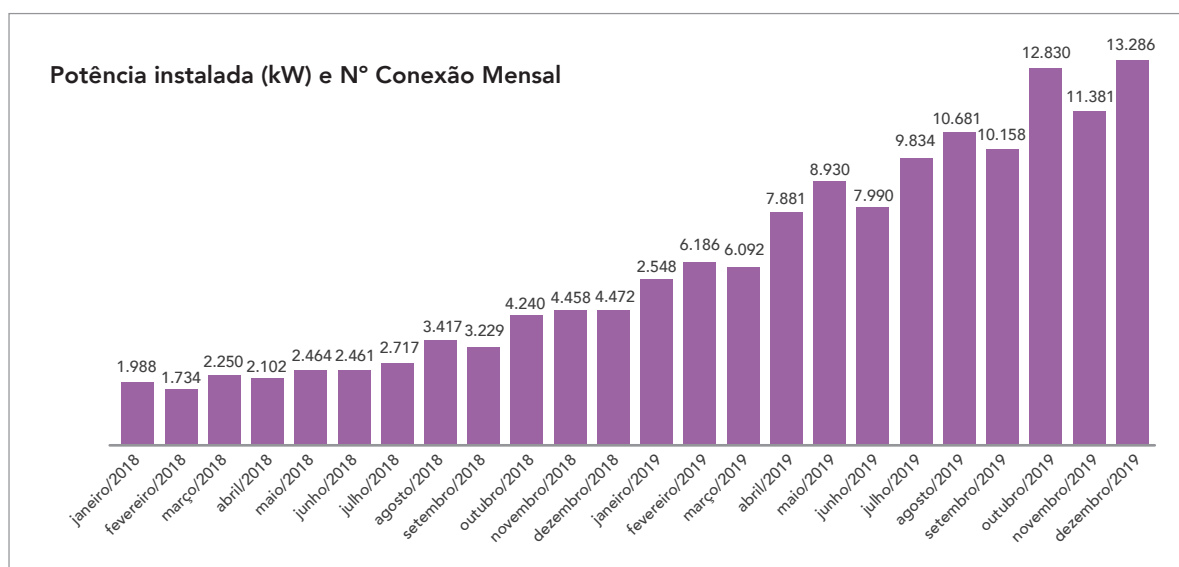
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019).

Fazendo uma pequena retrospectiva, vemos que o crescimento da MMGD atingiu níveis recorde em 2019. De janeiro de 2018 a dezembro de 2018 foram feitas 35.532 novas conexões, enquanto de janeiro de 2019 a dezembro de 2019 foram feitas 110.797 novas conexões. Uma diferença de 75.265 conexões ou um crescimento de quase 212% em relação a 2018.

O gráfico 4.3 mostra esse crescimento ao retratar o número de conexões mensal desde janeiro de 2018.

O gráfico 4.4 também mostra esse crescimento do número de conexões desde 2012, revelando como o ano de 2019 apresenta uma mudança na curva, que passa a crescer de maneira mais rápida.

Gráfico 4.3: Histórico do Número de Conexões de MMGD por mês desde 2018.



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

Gráfico 4.4: Histórico do Número de Conexões de MMDG desde 2012.

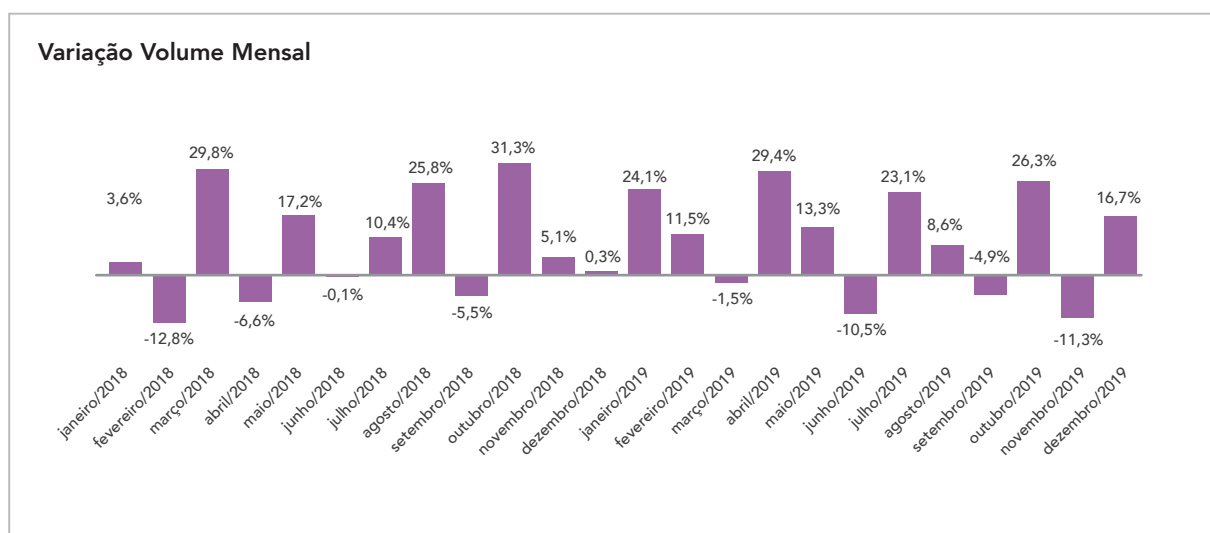


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

Em termos de variação de volume mensal no número de conexões, a maior variação ocorreu em outubro de 2018, com um crescimento de 31,3% em relação a setembro do mesmo ano. Contudo, em termos médios, percebe-se que

o ano de 2019 apresenta uma maior variação mensal, com crescimentos mais acentuados ao longo do ano. O gráfico 4.5 apresenta esses crescimentos mensais. Nele, o percentual de cada mês é relativo ao mês anterior.

Gráfico 4.5: Variação do volume mensal do número de conexões desde 2018.



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

Atualmente, a expansão da MMDG tem exigido uma revisão da regulação vigente devido as distorções que tem causado ao mercado. O sistema de compensação não é equitativo aos usuários finais de energia elétrica.

Ele foi previsto para incentivar a geração distribuída de pequeno e médio porte, mas, em paralelo, a regulação precisa ser adaptada para acompanhar a evolução desse recurso associada ao aumento da demanda.

Dessa forma, um dos possíveis motivos para o aumento do número de conexões ao longo de 2019 pode ser a realização da instalação antes das mudanças no marco regulatório. Uma vez que as alterações passam a valer inicialmente apenas

para novas conexões, enquanto que conexões já realizadas teriam um período maior até serem afetadas pelas alterações, muitas conexões possivelmente tentam aproveitar os benefícios existentes atualmente pela REN 482/2012 da ANEEL.

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Sem previsão	Total
UTE	97	22	13	7	2	1	6	148
UHE	-	1	-	1	-	-	7	9
CGH	3	2	-	-	-	-	-	5
PCH	17	31	35	20	5	1	28	137
UTN	-	-	-	-	-	-	1	1
UFV	16	33	100	20	7	-	-	176
EOL	56	56	39	23	32	-	30	236
Total	189	145	187	71	46	2	72	712

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.7, de 2020 até o final de 2025, para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), 640 novas usinas estão previstas para entrar em operação, e 72 usinas estão sem data de previsão. As novas usinas irão adicionar 26,9 GW de potência ao sistema, e as principais fontes responsáveis por esse adicional serão as térmicas [32% da potência total] e a eólica [28% da potência total].

As termelétricas fósseis, ao final de 2025, irão adicionar 6,6 GW ao sistema elétrico, principalmente por causa das novas usinas a gás natural. Nos próximos anos o Brasil deve mais que dobrar sua produção de gás natural devido aos avanços nas camadas de pré-sal²². O acréscimo dessas usinas tem estado com frequência em pauta, não só por causa das projeções de crescimento da produção do recurso, mas também por conta dos atributos da fonte, que agrega flexibilidade e previsibilidade ao sistema.

Além das térmicas, a expansão no país se dará por meio das renováveis, eólica e solar. Serão, no total, 412 novas usinas e 14,4 GW de potência. As usinas solares também se destacam pelo crescimento da geração distribuída, que teve uma expansão acima da esperada nos últimos anos, também viabilizada desde 2015 com a REN 687²³.

Também no período de 2020 a 2025 percebe-se que a expansão da fonte hídrica acontece majoritariamente com as pequenas centrais hidrelétricas, que somam 137 novas usinas e 1,8 GW de potência. Enquanto com relação as usinas hidrelétricas, está prevista a entrada de apenas 2 novas usinas, em 2021 e 2023. Essas usinas estão sendo construídas na região sul do país, onde ainda existe um potencial a ser explorado, sem restrições sociais e ambientais.

²² CANAL ENERGIA, 2020. Enercom se estrutura de olho no mercado de gás. Notícia publicada em 23/01/2020.

²³ CANAL ENERGIA, 2020. Geração distribuída e centralizada conviverão por longo período no Brasil. Notícia publicada em 11/11/2019.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período entre 11 de dezembro de 2019 e 17 de janeiro de 2020, foi verificado o processo de proposição de reajuste tarifário de duas concessionárias. Ao calcular o reajuste, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, a aquisição e a trans-

missão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais.

A Tabela 4.8 apresenta as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

Tabela 4.8: Reajustes Tarifários.

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
Energisa Rondônia	Energisa Rondônia	Acre	0,24%	-0,27%	0,11%	13/dez	639 mil
Energisa Acre	Energisa Acre	Acre	-4,20%	-4,44%	-4,24%	13/dez	265 mil

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

No caso da Energisa Rondônia, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de um acréscimo de 0,11%. Os índices variam de acordo com o tipo de consumidor. Para quem recebe energia em alta tensão, como as indústrias, por exemplo, a redução será de 0,27%. Para quem recebe energia em baixa tensão, o acréscimo será de 0,24%. Com isso, a tarifa por MW/hora para as residências no Estado cairá dos atuais R\$ 581,37 para R\$ 576,82.

A Energisa Acre também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -4,24%. Nesse caso, a baixa e a alta tensão tiveram reajustes médios negativos de 4,20% e 4,44%, respectivamente. Com a diminuição, o valor da tarifa residencial no Estado cairá dos atuais R\$ 597,7 para R\$ 569,84.

J) LEILÕES

Entre o período de 11 de dezembro de 2019 a 17 de janeiro de 2020, cinco leilões tiveram resultados relevantes no mercado de energia elétrica, a saber: os Leilões A-4 e A-5 de 2020, destinados à contratação de energia existente, o Leilão nº4/2020, destinado ao desenvolvimento de ações de eficiência energética e os Leilões de Transmissão nº 1/2020 e nº 2/2019.

Com relação aos leilões de energia existente, a diretoria da ANEEL aprovou no dia 17/12/2019 abertura de consulta pública para receber contribuições à minuta de edital dos leilões de energia "A-4" e "A-5" de 2020, programados para serem realizados sequencialmente no dia 30 de abril de 2020. Nos certames, serão contratadas apenas usinas termelétricas a gás natural ou que usam carvão mineral nacional, com prazo de suprimento de 15 anos. Serão negociados apenas Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) na modalidade "disponibilidade". No caso do A-4, o período de suprimento da energia será de 1º de janeiro de 2024 até 31 de dezembro de 2038; no A-5, vai de 1º de janeiro de 2025 até 31 de janeiro de 2039. Poderão participar dos leilões termelétricas que estejam em operação comercial na data de publicação do edital ou com previsão de entrada antes do início da vigência dos contratos de fornecimento. Não serão habilitados empreendimentos com CVU superior a R\$ 300 por MWh. O período de consulta pública da minuta do edital vai de 19 de dezembro de 2019 a 3 de fevereiro de 2020.

Com relação ao leilão de eficiência energética, a ANEEL aprovou no dia 17/12 consulta pública para

debater proposta de edital do leilão nº4/2020 em Roraima. O leilão visa a contratação de Agente para o desenvolvimento de ações de eficiência energética com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica em Boa Vista, conforme montante definido pela ANEEL por meio de dois produtos: iluminação pública e ampla concorrência. Os produtos têm duração de 66 meses divididos em duas etapas: de implantação das Ações de Eficiência Energética (AEE), com duração de seis meses, iniciando-se na data de assinatura do contrato; e de efficientização, com duração de 60 meses, com início ao final do período de implantação. Pela proposta, o lote correspondente ao Produto Iluminação Pública é Lote único, composto por todos os pontos de iluminação do município de Boa Vista (RR), com montante de efficientização equivalente a 0,5 MWmédio. Já o produto Ampla Concorrência inclui AEE em um conjunto de subclasses de consumo classificadas como Residencial Normal, Residencial Baixa Renda Geral e Comercial Normal. Esse Produto terá 7 Lotes, organizados por conjuntos de bairros, cada qual com obrigação de redução de montante de energia consumida de 0,5 MWmédio. O vencedor do certame será denominado Agente Redutor de Consumo (ARC). Na consulta será avaliada a conveniência deste agente ser detentor de outorga de autorização.

Com relação ao sistema de transmissão, no dia 17/12/19 a ANEEL aprovou a realização de consulta pública para receber sugestões ao edital do leilão de transmissão nº 1/2020 e no dia 19 de dezembro de 2019 a Agência realizou o Leilão nº2/2019.

O Leilão de transmissão nº 1/2020 vai contratar 300 km de novas linhas de transmissão e 2.300 mega-volt-ampères (MVA) em capacidade de transformação. Há ainda a incorporação de aproximadamente 385 km de

linhas de transmissão em serviço e de 1.350 MVA de transformação em serviço, que não tiveram a concessão renovada pela Amazonas GT. O certame previsto para junho de 2020, terá investimento da ordem de R\$ 2,1 bilhões, com geração de 4.100 empregos diretos, e obras em seis estados do país. A minuta do edital ficará em consulta pública até o dia 03/02/2020. A previsão é de novas instalações de transmissão nos estados do Amazonas, Ceará, Goiás, Mato Grosso do Sul, Rio Grande do Sul e São Paulo.

O Leilão nº2/2019, para construção, operação e manutenção de 2.470 km de linhas de transmissão e subestações com capacidade de transformação de 7.800 MVA, terminou com deságio médio recorde de 60,30%, o maior da história dos leilões promovidos pela Agência. Isso significa que a receita dos empreendedores para exploração dos investimentos ficará menor que o previsto inicialmente, contribuindo para modicidade tarifária de energia. O certame propiciará ao país investimentos da ordem de R\$ 4,2 bilhões em obras de transmissão de energia elétrica, com estimativa de geração de 8.782 empregos diretos. As instalações de transmissão deverão entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses a partir da assinatura dos respectivos contratos de concessão.

O certame contou com uma média de aproximadamente 10 proponentes por lote. Foram negociados 12 lotes com empreendimentos localizados no Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e São Paulo. Os empreendimentos que compõem os Lotes de 1 a 9 e 12 são inéditos e serão ofertados pela primeira vez. Parte dos empreendimentos do lote 10 são oriundos de concessões extintas da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, que tiveram caducidades declaradas por meio da Portaria MME nº 176, de 25 de março de 2019.

Houve disputa acirrada pelos empreendimentos ofertados. Dos 12 lotes arrematados, quatro foram para a segunda fase em lances viva-voz. Os lotes 4, 9, 11, 12 por terem na primeira fase diferença menor que 5% nos valores de RAP apresentados, foram para à segunda fase em lances viva-voz. As empresas vencedoras terão direito ao recebimento da Receita Anual Permitida (RAP) para a prestação do serviço a partir da operação comercial dos empreendimentos. A RAP é a receita a que o empreendedor terá direito pela prestação do serviço de transmissão a partir da entrada em operação.

O lote 1 do leilão foi arrematado pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). O lote 1 é composto por linhas de transmissão com 169 quilômetros (km) de extensão e subestações com 2691 MVA de potência, localizadas no Estado do Rio Grande do Sul. A finalidade dos empreendimentos é o atendimento elétrico à Região Serrana do Estado do Rio Grande do Sul. A empresa apresentou oferta de R\$ 37,7 milhões, representando um deságio de 66,85% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R\$ 113,8 milhões.

O lote 2 do certame foi arrematado pela empresa Montago Construtora. O lote 2 possui 1,6 km de linhas de transmissão e 100 MVA de potência de subestação. As instalações visam atender as cargas da microrregião de Ribeira do Pombal, na Bahia. O valor ofertado pela empresa foi de R\$ 5,3 milhões representando um deságio de 56,73% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R\$ 12,4 milhões.

O terceiro lote do Leilão foi para a Zopone Engenharia e Comércio Ltda. O lote possui 238 km de linhas e 450 MVA de potência de subestações localizadas em Minas Gerais e Rio de Janeiro. O reforço tem o obje-

tivo de atender à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira. A RAP ofertada foi de R\$ 30,2 milhões, com deságio de 53,50% em relação à receita inicial estabelecida pela Agência de R\$ 64,9 milhões.

O consórcio Nordeste (composto pelas empresas Sollo Participações S/A, Sollo Energia S/A, DISBE-NOP - Distribuidora de Bebidas Ltda e VYAS Energia Participações S/A) arrematou o lote 4. A linha do lote 4, de 15 km de extensão em Alagoas, visa o escoamento de geração na subestação Suape II. O valor ofertado pelo consórcio foi de R\$ 2,8 milhões representando um deságio de 50,93% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R\$ 5,8 milhões.

O consórcio VSF Transmissoras do Brasil (composto pelas empresas KF Participações Ltda e JAP Participações Ltda) levou o lote 5, com o valor de R\$ 38 milhões. O que representa deságio de 62,51% em relação à RAP prevista pela Agência de R\$ 101,3 milhões. O lote 5 possui 505 km de linhas e 850 MVA de potência de subestações. Os empreendimentos localizados no Mato Grosso e no Pará visam suprir a Região de Novo Progresso.

A CTEEP arrematou o Lote 6, com o valor de R\$ 5,3 milhões, representando o maior deságio do leilão de 68,12% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R\$ 16,6 milhões. O lote 6 é composto por 37 km de linhas de transmissão localizadas em Mato Grosso do Sul e São Paulo. As obras vão auxiliar o escoamento do potencial de usinas fotovoltaicas e movidas à biomassa na Região Nordeste do Estado de São Paulo.

O lote 7 do certame foi arrematado pela CTEEP. A empresa apresentou oferta de R\$ 32,8 milhões, representando um deságio de 65,40% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R\$ 95 milhões.

O lote 7 tem 173 quilômetros de linhas de transmissão e 1600 MVA de potência de subestações, localizadas no Estado de Minas Gerais, que visam o atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Parnaíba.

O lote 8 foi arrematado pela Engepar Engenharia e Participações Ltda.. A empresa apresentou oferta de R\$ 7,9 milhões, representando deságio de 53,29% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R\$ 17 milhões. O lote 8 é composto por trechos de linha de transmissão com 68 km e subestação e com 300 MVA de potência, localizadas no Estado do Ceará. Os empreendimentos de transmissão servirão para o atendimento às cargas da subestação Milagres

A Neenergia S/A venceu o lote 9 do certame. A empresa apresentou oferta de R\$ 18 milhões, representando um deságio de 64,04% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R\$ 50 milhões. O lote 9 possui uma linha de transmissão com 210 km e subestações com 1000 MVA de potência localizadas no Estados da Bahia. As obras têm o objetivo de atender a região oeste da Bahia.

O lote 10, composto de duas linhas de transmissão e duas subestações da Bahia, foi arrematado pela Barollo Participações Ltda. O valor ofertado pela empresa foi de R\$ 37 milhões, representando um deságio de 58,35% em relação à RAP inicial

estabelecida pela Agência de R\$ 88,9 milhões. O lote 10 contém 185 km de linhas de transmissão e 660 MVA de potência de subestações localizadas na Bahia. As obras visam o atendimento da Região Metropolitana de Salvador.

O lote 11 com a maior RAP inicial ofertada do leilão ficou com o Consórcio Norte (composto pelas empresas Zopone Engenharia e Comércio Ltda e Sollo Participações S/A). O valor ofertado pela empresa foi de R\$ 58,1 milhões representando um deságio de 52,85% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R\$ 123,2 milhões. O lote 11 apresenta 672 km de linhas de transmissão e 140 MVA de potência de subestações localizadas no Acre. As instalações buscam integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional. A subestação Feijó atenderá as cargas dos municípios de Tarauacá e Feijó e a subestação Cruzeiro do Sul atenderá as cargas do município de Cruzeiro do Sul, Rodrigues Alves, Mancio Lima e Guajará, este último no Estado do Amazonas.

O consórcio VSF Transmissoras do levou o último lote (12) do certame, com o valor de R\$ 12,2 milhões. O que representa deságio de 59,62% em relação à RAP prevista pela Agência de R\$ 30,2 milhões. O lote 12 possui uma linha de transmissão de 193 km localizada na Bahia. A linha irá propiciar o atendimento ao Extremo Sul da Bahia.



Mantenedores FGV Energia

Ouro



Prata



Bronze



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia