

OPINIÃO

Desafios e oportunidades no Setor Elétrico em 2020

*Por Adriana Gouvêa, Felipe Gonçalves e Gláucia Fernandes.**

A entrada de um novo governo fez de 2019 um ano de grandes expectativas quanto aos desdobramentos do aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico Brasileiro iniciado com a Consulta Pública do MME nº 33/2017 (CP-33). Nessa perspectiva, este texto propõe uma reflexão sobre os avanços alcançados e uma visão dos novos desafios para o ano de 2020.

No cenário atual, a escassez de projetos de grandes hidrelétricas com reservatórios se tornou fator crítico em consequência do aumento da participação de fontes intermitentes na matriz elétrica nacional. A descentralização da geração, impulsionada pelo aumento expressivo da geração solar distribuída, também exige transformações estruturais na rede e novos modelos de negócios que sustentem o setor. Além disso, ainda temos que superar as discussões sobre a alocação dos riscos hidrológicos, a definição de sinais econômicos de preços racionais e a avaliação dos impactos das políticas de incentivo e encargos frente ao objetivo principal de modicidade tarifária.

Perante esse modelo que, apesar do mérito de ter promovido a expansão do setor, se apresenta desgastado, 2019 justificou a enorme expectativa dos agentes com o redesenho do arcabouço regulatório e institucional.

Em paralelo às discussões regulatórias, o setor elétrico ainda observou com cautela as negociações para privatização da Eletrobras marco representativo para a consolidação da estratégia de desestatização da economia e estímulo ao livre mercado.

Esse ambiente em transformação em nada se beneficiou das incertezas políticas que demandaram maiores esforços do novo governo para aprovação das reformas econômicas prioritárias, como

a da previdência. As iniciativas de reforma no setor energético tiveram, portanto, que priorizar alterações que pudessem ser encaminhadas sem a participação do congresso.

Nesse passo, os temas tratados na CP-33 foram consolidados e passaram a figurar no plano de ação elaborado pelo Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico[1] (GTMSE), instituído por meio da Portaria MME nº187/2019, integrado entre diversas instituições: MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE. Desse modo, os objetivos do "GT da Modernização", buscaram o desenvolvimento dos seguintes temas:

I ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico;
II mecanismos de formação de preços;
III racionalização de encargos e subsídios;
IV Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;
V alocação de custos e riscos;
VI inserção das novas tecnologias; e
VII sustentabilidade dos serviços de distribuição., de melhores soluções que permitam a modernização do Setor Elétrico, fundamentada

O documento do GT da Modernização propôs um plano de ação desdobrado em 15 frentes de atuação com 87 ações dentre as quais destacamos algumas de grande impacto, encaminhadas em diferentes esferas ao longo do ano.

A FORMAÇÃO DO PREÇO DE CURTO PRAZO

Atualmente, o preço da energia não sinaliza os custos da operação tampouco reflete as expectativas dos agentes, sendo definido por patamar de carga a cada semana operativa. Diversos estudos foram conduzidos para que a partir de 2020 fosse possível a mudança para o preço horário racionalizando a formação do PLD.

A implantação desse modelo se dará em duas fases. Na primeira, a partir de janeiro de 2020, o Operador Nacional do Sistema Elétrico vai adotar o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (Dessem) na programação de operação. Em janeiro de 2021, se inicia a segunda fase quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica passa a utilizar o Dessem no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na contabilização e na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

SEPARAÇÃO LASTRO ENERGIA

Outra ação importante consistiu na análise das propostas para separação de lastro e energia no modelo de contratação. A proposta prevê a criação de mercados de energia, capacidade, potência e serviços ancilares, permitindo a melhor alocação dos custos da expansão e da confiabilidade sistêmica no contexto atual de transição.

A atual precificação conjunta de lastro e energia é prejudicial à precificação de novos empreendimentos, inviabilizando investimentos em tecnologia no país. Assim, essa proposta pode tornar os sistemas de armazenamento, ainda incipientes, mais competitivos no mercado.

Esse plano também sugere a retirada de barreiras à entrada de novas tecnologias. Destacam-se as soluções de armazenamento (baterias, hidrelétricas reversíveis e hidrogênio), usinas híbridas, energias dos oceanos, eólica *offshore* e recursos energéticos

[1] http://www.mme.gov.br/documents/1138763/0/Sum%C3%A1rio+Executivo_Relat%C3%B3rio+do+GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o+do+Setor+El%C3%A9trico+-+Sum%C3%A1rio+Executivo_v2.pdf/6fe65430-ca2e-490d-85fb-2a40007244ea

distribuídos (geração distribuída, veículos elétricos, resposta da demanda e eficiência energética), além de serviços ancilares. Em geral, as barreiras existentes, como regime tributário para cada tecnologia, impactam principalmente o segmento de geração.

A REVISÃO DOS INCENTIVOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Resolução Normativa ANEEL n°687/2015, além de revisar a política de incentivo introduzida pela sua antecessora RN n° 482/2012, já previa uma revisão das regras de compensação da energia não consumida e injetada na rede pelo prossumidor. Contudo, o ano de 2019 terminou com a indefinição das novas regras, estimulada pela comoção promovida pelo marketing da taxação do sol.

A necessidade de adaptar o sistema de compensação vem do impacto que este representa para os consumidores que não migram para o modelo de geração distribuída. A adesão a esse sistema beneficia o prossumidor residencial com a isenção da remuneração da infraestrutura de distribuição proporcionalmente à energia injetada na rede, onerando os demais consumidores.

Para manter a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de eletricidade, prevista na regulação, o custo é repassado aos demais consumidores conectados na rede. Com isso, a evolução da mini e micro geração distribuída (MMGD) no sistema tem contribuído para o elevado custo da tarifa do consumidor que não possui geração própria.

Estima-se para 2021 o custo adicional em torno de R$ 1 bilhão a ser dividido entre os consumidores no mercado cativo. Em 2027, esse valor pode alcançar R$ 4 bilhões se a regra vigente não for alterada. Portanto, o objetivo dessa revisão é manter o avanço da modalidade sem gerar danos passivos aos demais usuários da rede. As novas regras estão previstas para 2020, ademais os consumidores que já possuem MMGD permanecerão com o sistema de compensação em vigor até 2030.

AMEAÇA À ESTABILIDADE DAS DISTRIBUIDORAS PRIVATIZADAS

No âmbito institucional, manifestações contrárias à continuidade dos contratos de concessão impactaram as distribuidoras de energia que recentemente assumiram os contratos nos estados de Goiás e Rondônia.

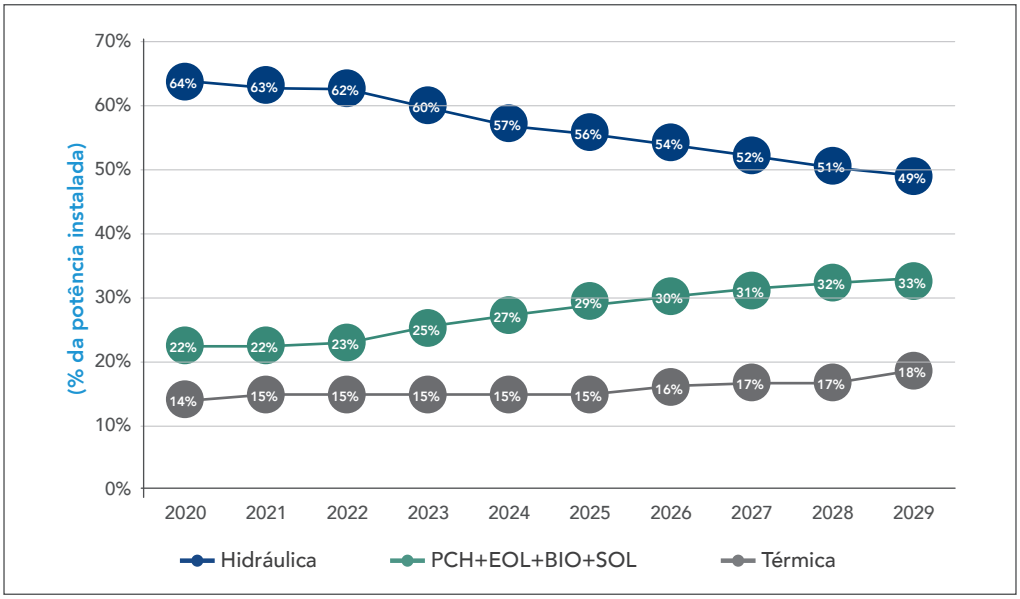
Apesar de os casos da ENEL e Energisa não configurarem instabilidade jurídica, dado que as regras do jogo foram mantidas, a constante judicialização pode parecer frágil na perspectiva de empreendedores.

Um evento de grande impacto poderia abalar a percepção de estabilidade regulatória que tem contribuído para o volume de investimentos privados necessários à expansão do setor.

PERSPECTIVA FUTURA DA EXPANSÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029) indica a importância de se manter um desenvolvimento do aproveitamento das fontes renováveis, destacando as energias eólica e solar fotovoltaica, de forma contínua e harmoniosa com o mercado. Observa-se na Figura 1 o desafio da expansão, com a perda da participação das hidrelétricas e o avanço das novas renováveis pelo seu mérito econômico. Numa abordagem sistêmica, a térmica segue num contínuo crescimento, sendo o gás natural o recurso bem posicionado para atender ao crescimento da demanda. Ainda assim, há preocupações com a integração e estabilidade da rede devido à ampla penetração das fontes renováveis (EPE, 2019).

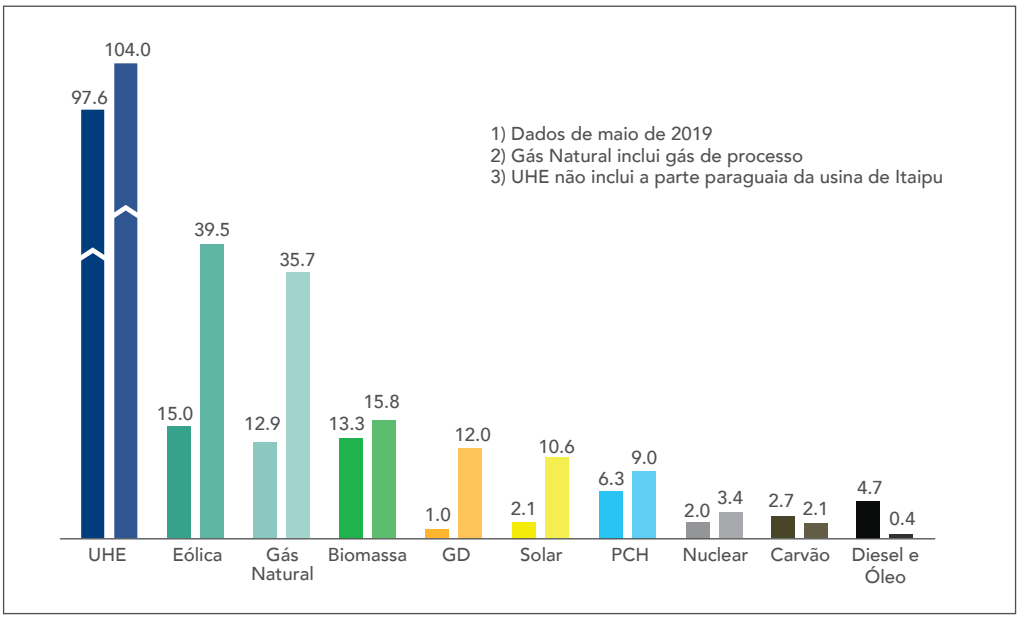
Figura 1: Participação das fontes no desafio de expansão.



Fonte: EPE, 2019[2].

De modo geral, pode-se dizer que uma das principais discussões para a definição de uma nova configuração do portfólio de oferta no Brasil esbarra nos desafios relacionados à intermitência no curto prazo, ao atendimento de ponta, à capacidade transmissão de grandes blocos de energia e em questões vinculadas à confiabilidade da rede. Conforme Figura 2, a expansão referência do período decenal apresenta uma oferta de geração de eletricidade predominantemente renovável.

Figura 2: Capacidade instalada 2019 e 2029 (GW).



Fonte: EPE, 2019

[2] http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029

A projeção da capacidade instalada de MMGD alcançará 12GW em 2029, dos quais aproximadamente 90% correspondem à geração solar fotovoltaica, principalmente na baixa tensão. Segundo o cenário adotado pela EPE (2019), 1,3 milhão de consumidores deverão adotar esse recurso distribuído, o que representará em torno de 2,3% da carga total nacional.

O plano decenal prevê a participação de 45% de energias renováveis na matriz energética em 2030, com 33% de fontes renováveis, excluindo as hídricas; além da expansão do uso doméstico dessas fontes, aumentando a parcela de energias renováveis no fornecimento de eletricidade para ao menos 23% até 2030. Numa análise complementar na expansão de oferta de eletricidade, o PDE 2019 considera a possibilidade de energia solar térmica nas indústrias, nesse caso com o foco no aproveitamento calor.

Ainda no plano decenal, vale mencionar que o Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá crescer 43%, alcançando 142 mil quilômetros de linhas de transmissão. Com as descobertas de petróleo e gás na área do pré-sal espera-se grandes desafios no âmbito de exploração e logística de escoamento, considerando a profundidade e distância da costa dos campos a serem explorados.

Em resumo, o ano de 2019 foi de muitas realizações e de continuidade do projeto de reestruturação do marco legal. As perspectivas de continuidade nas reformas, expansão de um mercado mais livre e mais competitivo além da ampliação das novas fontes renováveis na matriz reforçam os desafios para o ano que se inicia.

Diante da expectativa de retomada do crescimento econômico e do movimento global de transição energética, o consumidor de energia deve cada vez mais se apropriar das novas tecnologias como a da geração distribuída, redes inteligentes e módulos de armazenamento, bem como buscar maior autonomia diante da expansão do mercado livre para o varejo.

O setor elétrico brasileiro se depara com uma tarefa bastante ambiciosa que se reveste de grande oportunidade para o país.



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



Felipe Gonçalves é doutorando em Sistemas Computacionais da Engenharia Civil e Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ. Engenheiro de Produção com mais de 15 anos de experiência na gestão de operações, otimização de sistemas produtivos e planejamento estratégico organizacional. Após atuação no setor de varejo – onde participou do projeto desenvolvimento do Arranjo Produtivo Sul Fluminense em convênio com o Governo do Estado do RJ – atuou como Engenheiro de Processos do Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS, gerenciando projetos de Business Intelligence e de automação do acompanhamento da integração de usinas e linhas de transmissão ao SIN. Em 2010 se tornou Superintendente da Rede de Conveniadas da FGV, sendo responsável pela gestão da rede cursos de educação executiva e MBA com mais de 1.000 turmas simultâneas e um total de 40.000 alunos. Desde 2014 participa da criação e implantação do Think Tank FGV Energia, Centro de Estudos em Energia da FGV.



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

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