

OPINIÃO

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

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

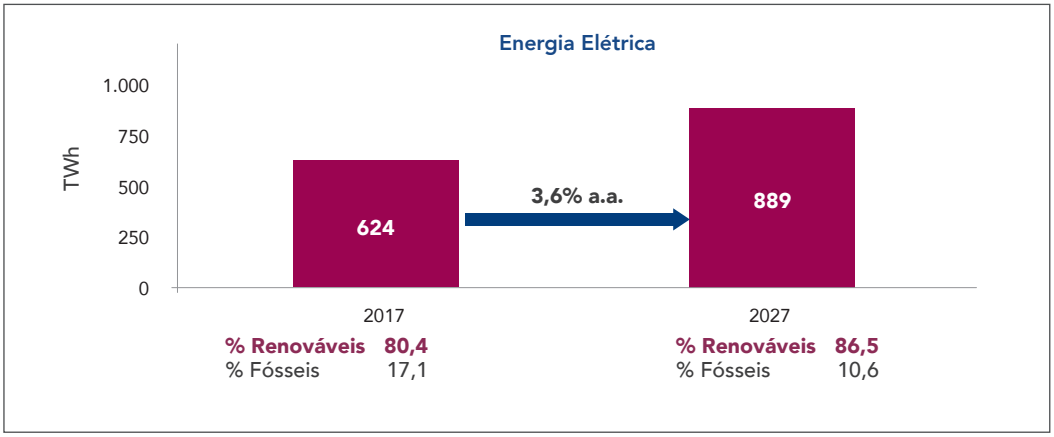
A matriz elétrica brasileira atual tem uma configuração bem diferente daquela do início deste século. No próximo decênio, essa configuração mudará ainda mais, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (EPE, 2018[1]). De acordo com esse plano, a participação da fonte hídrica na capacidade instalada do sistema reduzirá de 64%, em 2018, para 53%, em 2027. Já as fontes eólica e solar fotovoltaica deverão aumentar de 9%, em 2018, para 14%, em 2027.

No PDE 2027 fica evidente a eletrificação da economia brasileira intensificada por fontes renováveis. A evolução da oferta interna mostra que a participação de renováveis na matriz energética atingirá 47%. Destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados de 36%, em 2017, para 31%, no final do período; e a contribuição do gás natural devido ao aumento dos investimentos no setor, aproximadamente 13%.

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

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

Figura 1: Oferta de energia elétrica no SIN.



Fonte: MME (2019)[2].

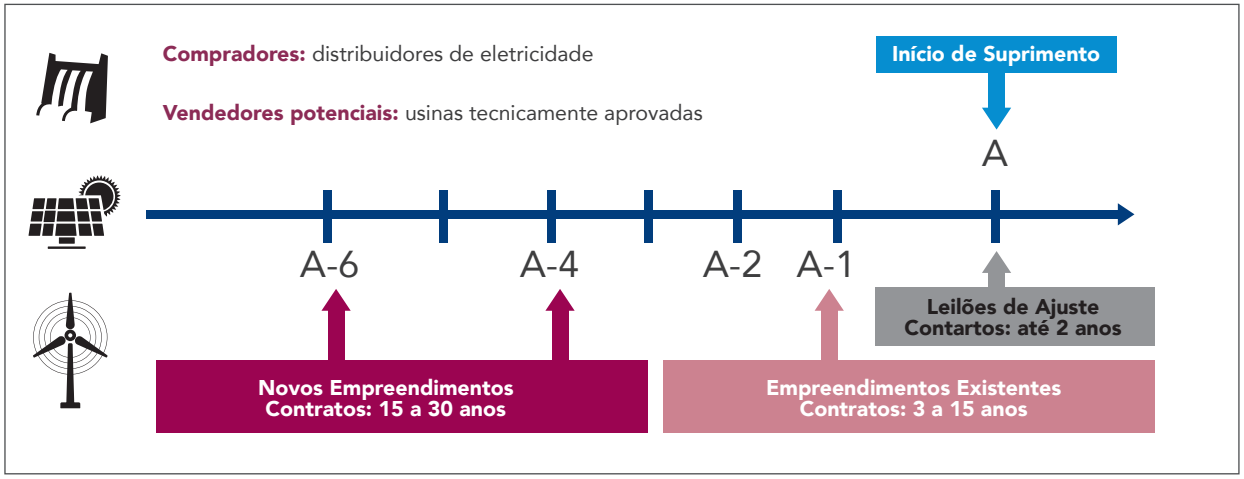
A regulação vigente foi planejada para atender a um sistema centralizado e de despacho hidrotérmico, com usinas hidrelétricas na base e térmicas na ponta. Para atender ao novo cenário que se constrói, o sistema regulatório deve passar por uma restruturação dinâmica e equilibrada, a fim de acomodar os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

Ainda hoje, o mercado de comercialização de energia elétrica é dividido nos ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL), conforme mostra a Figura 2. No ACR, os preços são resultantes dos leilões de empreendimentos novos e existentes, sendo o principal responsável pela expansão da oferta de energia no sistema.

No ACL, os preços são livremente negociados em contratos bilaterais, considerando regras e procedimentos de comercialização específicos. O ACL tem ampliado a sua parcela nas negociações, e atualmente corresponde a mais de um terço da expansão da oferta de eletricidade no país[3], indicando uma tendência de desenvolvimento de novos modelos de negócio e de descontinuação dos modelos tradicionais.

2 https://www.cnabrasil.org.br/assets/images/Painel-1-HELVIO-GUERRA-MME.pdf
3 Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/inicio?_adf.ctrl-state=16yt31n6hu_9&_afrLoop=1456478317561929#!.

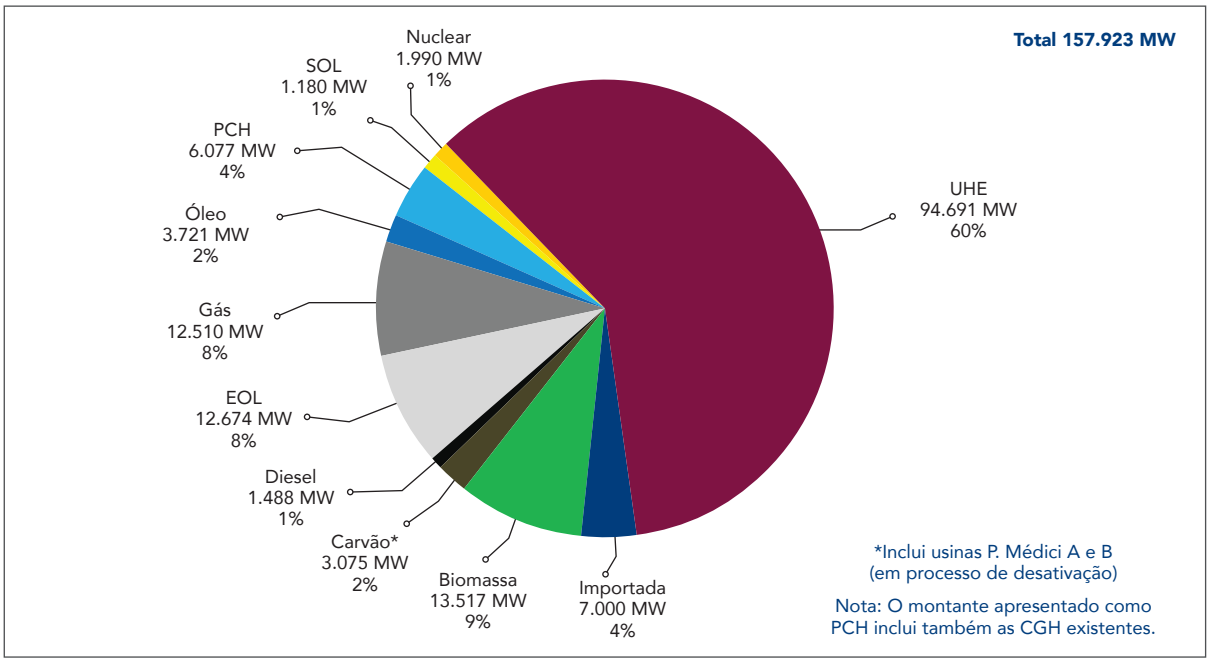
Figura 2: Leilões de geração do ACR.



Fonte: MME (2019)[4].

O PDE 2027 apresenta a projeção de nova oferta de eletricidade disponível no sistema elétrico no horizonte do estudo. A expansão da capacidade instalada para a operação comercial foi projetada com dados dos leilões realizados até 2018. A Figura 3 mostra a capacidade instalada no Sistema Integrado Nacional (SIN) no final de maio de 2018. O SIN conta com um acréscimo de mais de 22 GW de capacidade instalada já contratada. Desse total, aproximadamente 70% são de fontes renováveis.

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



Fonte: EPE (2019)[5].

4 Disponível em: https://www.cnabrasil.org.br/assets/images/Painel-1-HELVIO-GUERRA-MME.pdf.
5 http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027

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

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

Já para o leilão de energia nova A-6, realizado em outubro de 2019, foram cadastrados 825 projetos, que representam 30 GW de capacidade instalada, 29% do total do país. Nesse leilão, a energia solar - mais uma vez - apresentou o menor preço médio entre as fontes participantes - 84,39 R$/MWh. Esse valor representa uma queda de 60% em relação aos 209,00 R$/MWh registrados no primeiro leilão dessa fonte.

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

Com isso, a meta é substituir 35 usinas cujas potências totalizam perto de 3 GW de capacidade instalada e 2 GW de garantia física. Desse total, 21 usinas são térmicas a óleo combustível, totalizando aproximadamente 1 GW de capacidade instalada, algumas com custo de combustível que ultrapassa 1.200,00 R$/MWh[6].

O encerramento antecipado dos contratos das termelétricas a óleo combustível reduz as tarifas repassadas aos consumidores já em 2020. Desde 2001, as tarifas de energia subiram 239%, contra alta de 189% do IPCA no período[7]. Segundo a ANEEL, a iniciativa pode ter impacto negativo de 2% nas tarifas de energia elétrica[8].

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

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

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

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

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

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

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

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



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



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



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

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