



O futuro das distribuidoras de energia elétrica¹

Nivalde de Castro²

Francesco Tommaso³

O setor elétrico está no início de um profundo e dinâmico processo de transformação, que se manterá ao longo das próximas décadas, derivado do contexto mundial da transição energética, pautada nos três D's: descarbonização, descentralização e digitalização.

O centro nervoso deste processo é, sobretudo, o segmento de distribuição de energia elétrica. O seu paradigma de operação clássico das distribuidoras, baseado em fluxos unidirecionais de energia, bem como na responsabilidade de planejar longos períodos, investir e realizar a manutenção da rede (também denominado de "*fit and forget*"), será alterado de forma radical.

Assim, com o acelerado ritmo exponencial da difusão da geração distribuída, o D da descentralização, em pouco tempo os fluxos bidirecionais e variáveis de energia serão regra e impõem desafios tecnológicos e regulatórios. A eletrificação dos meios de transporte irá impor outros desafios de planejamento e coordenação para evitar sobrecargas nos ativos da rede de distribuição. Além disso, é previsto que os prosumidores e proprietários de veículos elétricos possam, entre outras possibilidades, transacionar excedentes de energia, prover serviços de flexibilidade e escolher o tipo de energia sustentável que desejam consumir.

Os principais vetores condutores dessa metamorfose são os avanços tecnológicos e os novos arranjos e desenhos de mercado. A constante redução de custos e o aumento de eficiência dos sistemas fotovoltaicos tornam as economias de escala menos relevantes, especialmente quando é possível evitar os custos das redes de transmissão. Portanto, a geração distribuída se consolida, cada vez mais, como uma tecnologia com viabilidade econômica consistente sem a necessidade de subsídios, em especial os cruzados. Ademais, a redução do custo das baterias

¹ Artigo publicado no Broadcast Energia. Disponível em <https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/42993533>. Acessado em 03.11.2022

² Nivalde de Castro é professor do Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel-UFRJ).

³ Francesco Tommaso, CEO da consultoria Executamos.

já viabiliza parcela da eletrificação de veículos e, eventualmente, proverá flexibilidade operativa às redes de distribuição.

No que diz respeito ao D da digitalização, avanços da computação e da telecomunicação garantem cada vez mais a viabilidade econômica do conceito de *smart grid*, possibilitando que a comunicação ocorra próxima ao tempo real e em várias direções. Por fim, a existência de novos mecanismos de registro e verificação de transações, dos quais o mais famoso é a *blockchain*, irão permitir, em breve, que consumidores e prosumidores realizem transações, como compra e venda de energia entre si, por meio de contratos inteligentes, reforçando a tendência à criação dos mercados locais de energia.

Nos meios acadêmicos e entre os reguladores, existe um relativo consenso sobre como deverão, tecnicamente, operar as redes de distribuição no longo prazo. Do ponto de vista de infraestrutura física, tecnologias que constituem o conceito de *smart grid* ou, mais recentemente, a internet da eletricidade (*Internet of Electricity*), como medidores e eletrodomésticos inteligentes, tecnologias de geração inteligente, unidades de medição fasorial, e os microcomputadores de *edge computing* estarão difundidos massivamente pelas redes de distribuição. Essas tecnologias contarão com uma infraestrutura de comunicação de baixa latência e alta velocidade, como o 5G que permeará a troca de informações e a interação ativa de todos esses equipamentos.

Esse imenso fluxo de dados servirá de insumo estratégico para múltiplos procedimentos autônomos de análise computacional e processos decisórios, que compreenderão desde novos desenhos tarifários até o planejamento de expansão de rede de distribuição. Abre-se, assim, a possibilidade concreta de empregar essa ampla camada de processamento de dados para técnicas de aprendizado de máquina, em especial aprendizado profundo, cujo processamento não será confinado a grandes centros de dados, mas distribuído e otimizado para a redução do tempo de resposta e para uma maior capacidade de resiliência a falhas locais. Destaca-se que esses equipamentos, modelos computacionais e armazenamento dos dados ficarão sujeitos a rigorosos protocolos de segurança cibernética.

Dotados de todas essas camadas tecnológicas, arranjos econômicos para transações em tempo real por meio de contratos inteligentes utilizando técnicas de *distributed ledger*, como a *blockchain*, permitirão que prosumidores e consumidores comprem e vendam energia em transações *peer to peer* (P2P). Essas transações estarão sujeitas a condições de balanceamento de energia, que será providenciado por agentes capazes de oferecer flexibilidade por meio de redução ou aumento da demanda com o uso de armazenamento, geração distribuída ou resposta da demanda.

Do ponto de vista de gestão da rede, muitos protocolos operativos deverão ser acionados automaticamente com base em condições pré-estipuladas decorrentes de variáveis medidas pelos sensores ao longo da rede, possibilitando a compra de flexibilidade de recursos energéticos distribuídos através de contratos inteligentes e blockchain.

Em suma, nesse futuro tão longe, mas tão perto, a automação de procedimentos comerciais e operativos, atuando sobre uma ampla rede de tecnologias de telecomunicação e computacionais (*smart grid*), permitirá a integração tecno-comercial de todos os recursos energéticos da rede de distribuição, sinalizando custos locais e temporais e refletindo oferta e demanda por flexibilidade, capacidade da rede e geração de energia. Trata-se de um novo paradigma descentralizado, no qual a distribuidora atuará como facilitadora das relações bilaterais, com a responsabilidade da operação e da manutenção da rede física, o que irá exigir novos modelos tarifários.

Frente a essas inovações tecnológicas disruptivas, as inovações regulatórias se mostram como o grande desafio e devem auxiliar na construção, gradativa, de um novo arcabouço legal, sobretudo no que diz respeito ao papel das distribuidoras. Essas definições são essenciais para estimular a atração dos investimentos necessários à viabilização deste novo ecossistema.

A infraestrutura física não surgirá uniformemente em um único momento, mas será resultado de um esforço contínuo de investimentos e treinamento de recursos humanos. Observa-se que alguns serviços, principalmente aqueles referentes à atenuação das perturbações de rede relacionadas à entrada massiva desses recursos energéticos distribuídos no médio prazo, deverão ser providenciados mesmo sem a existência de uma infraestrutura completa de telecomunicação e *edge computing*.

Um ponto importante é como deve ser realizado o *rollout* tecnológico. Uma alternativa a ser examinada é a mudança do atual modelo regulatório de remuneração pelo custo de investimento em ativos físicos, com incentivos para a eficiência de custos operacionais via *yardstick competition*, para um novo modelo totalmente baseado em resultados. Neste modelo, a distribuidora é livre para combinar investimentos físicos e soluções de cunho operacional associadas a recursos tecnológicos (computacionais ou energéticos) para atingir as suas metas regulatórias de preços e qualidade do serviço de fornecimento de energia. É o caso do RIIO ($Revenue = Incentives + Innovation + Outputs$), aplicado no Reino Unido.

Na experiência britânica, a gradual implementação do RIIO foi iniciada nos primeiros anos da década passada e somente agora começa a apresentar seus primeiros resultados. No entanto, o RIIO é apenas uma das diversas variações de modelos baseados em resultados. Na Itália, por exemplo, apenas uma parcela das medidas do RIIO está sendo implementada, de forma gradual como é de se esperar.

Para além das questões regulatórias de remuneração dos investimentos e dos custos operacionais das distribuidoras, em linhas gerais, os economistas e acadêmicos recomendam que as concessionárias de distribuição devem atuar como uma facilitadora das relações comerciais, que ocorrerão de maneira crescente em seu espaço físico coberto pela rede elétrica, e, em especial, o termo "neutralidade" é empregado. Neste sentido, a distribuidora deve atuar como o ponto central de relação dos agentes, mas, ao mesmo tempo, fomentar a competição nas várias esferas, como por exemplo:

- i. Na comercialização, com compra e venda da energia proveniente da geração distribuída;
- ii. Na oferta e remuneração de serviços de flexibilidade e ancilares, provendo dados transparentes das condições da rede e da capacidade de hospedagem; e
- iii. Na esfera técnica, orientando instaladores de estações de recarga de veículos elétricos.

Destaca-se que, de modo geral, as concessionárias de distribuição devem prover aos demais agentes transparência no acesso aos dados de rede coletados pelos seus equipamentos para estimular a competição e a criação de novos serviços.

No entanto, essas diretrizes não são ainda capazes de dar soluções para questões práticas de curto prazo. Na ausência de um mercado, decorrente da inexistência de um *smart grid*, como deveria ser orientada a contratação de serviços de armazenamento distribuído, com o objetivo de mitigar os impactos de um determinado local da rede que concentra geradores distribuídos fotovoltaicos? A distribuidora deve investir nesses sistemas, atuando como substitutos de reforços de rede e sendo detentora do ativo e operadora? Ou deve a concessionária realizar um leilão para a oferta do serviço, abrindo mão da detenção da propriedade e da operação? Alternativamente, a distribuidora poderia realizar o leilão apenas para investimento, operando ela o sistema de armazenamento? Outros exemplos seriam a gestão de congestionamentos de rede e o uso de energia reativa para controle de tensão, os quais também estariam sujeitos a este conjunto de indagações.

Desafios de mais curto prazo envolvem a decisão pela propriedade, operação, coordenação de oferta, coordenação de mercado, gestão de plataformas e provisão de dados para a oferta de postos de recarga para veículos elétricos. Embora seja consensual de que essa não deve ser uma atividade restrita às distribuidoras, não foi totalmente estabelecido, mesmo na Europa, qual deve ser a função delas. Em suma, muitas questões decorrem das inovações tecnológicas disruptivas em curso e devem ser ainda regulamentadas.

Nesta direção, atualmente, o Centro Regulatório Europeu está reunindo reguladores e agentes de mercado de diversos países com objetivo de examinar as vantagens e desvantagens das abordagens supracitadas para lidar com as necessidades de curto prazo decorrentes da inexistência de um ecossistema tecnológico-regulatório completo. Em linhas gerais, a recomendação é, sempre que possível, o emprego de mecanismos de mercado. Quando não for possível, por falta de liquidez, oferta ou viabilidade econômica, sugere-se o emprego de mecanismos que não dependem do mercado, como arranjos regulatórios para remuneração da oferta desses serviços pela própria distribuidora.

No Brasil, essa complexa temática já vem sendo discutida e ganhará mais espaço a partir de 2023. Neste sentido, seguindo a tradição do setor elétrico brasileiro, é fundamental criar espaços de diálogo entre os diversos agentes do setor sob a coordenação das instituições do marco institucional, notadamente Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), envolvendo a academia, via projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Elementos favoráveis a este necessário diálogo construtivo são a qualidade e diversidade dos agentes econômicos, a governança do

setor e a capacidade do capital humano que setor detém em todo o seu ecossistema.