

## Usinas obsoletas, linhas de transmissão com mais de 50 anos: quais são os desafios do Brasil na transição energética<sup>1</sup>

Roberto Rockmann<sup>2</sup>

Por 11 meses, no ano passado, helicópteros e drones mudaram a paisagem do parque estadual da Serra do Mar, no litoral paulista. O relevo sinuoso e a mata atlântica fizeram com que a obra de modernização da linha de transmissão Baixada Santista-Tijuco Preto, entre Santo André e Cubatão, fosse feita com o uso intensivo de tecnologia aérea.

Com investimento de R\$ 45 milhões, foram renovados cerca de 10 quilômetros de linhas de transmissão e recolocadas 22 torres de energia de transmissão, com o objetivo de modernizar a conexão, construída na década de 1970 e com alto risco de erosão devido aos efeitos climáticos. Responsável por 94% da energia transmitida no estado de São Paulo, a concessionária ISA Cteep deve investir R\$ 5 bilhões entre 2023 e 2027 em projetos de modernização de sua malha de transmissão, parte construída na década de 1970. Conduzir o processo exige superar dois gargalos: a capacidade de planejar o desligamento das linhas de transmissão, o que envolve diálogo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e antecipar a compra de equipamentos.

Em paralelo, a empresa contratou a Way Carbon para analisar os efeitos climáticos sobre sua área de concessão até 2050. A ideia é mapear as áreas mais sensíveis, entender os potenciais impactos e poder discutir como criar uma regulação para tratar da resiliência climática. “Temos de entender se pode ter de haver uma reconfiguração do traçado das linhas ou se é preciso ter algum reforço não previsto”, diz o presidente da empresa, Rui Chammas.

---

<sup>1</sup> Artigo publicado em Valor Econômico. Disponível em:

<https://valor.globo.com/eu-e/noticia/2024/04/12/usinas-obsoletas-linhas-de-transmissao-co-m-mais-de-50-anos-quais-sao-os-desafios-do-brasil-na-transicao-energetica.ghtml>

Acessado em 12.04.2024

<sup>2</sup> Jornalista do Valor Econômico

Atenta aos impactos das mudanças climáticas no setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) abriu uma tomada de subsídios sobre a resiliência das redes e os efeitos climáticos, cujo recebimento de propostas terminava nesta semana.

O caso da ISA Cteep ilustra um desafio que o Brasil terá pela frente em sua transição energética: o envelhecimento dos ativos energéticos - uma questão que abrange usinas de geração, linhas de transmissão, redes de distribuição e refinarias de petróleo. É um tema bilionário que movimentará a indústria de energia, construtoras e fornecedores. Apenas em transmissão, as estimativas do governo apontam investimentos de R\$ 56 bilhões na substituição de 90 mil aparelhos nessa década e na próxima. Com a demanda estagnada no setor elétrico, térmicas e hidrelétricas enxergam na modernização uma saída para destravar mais de R\$ 20 bilhões em investimentos.

“Essa questão da modernização de ativos é um problema global e se torna mais relevante com os efeitos adversos das mudanças climáticas, que demandam ativos e redes mais resilientes. Essa discussão, que deve ser pautada por critérios técnicos, também remete a como financiar essa evolução”, sintetiza o presidente da consultoria PSR, Luiz Barroso. O debate cria dilemas: quais tecnologias devem ser priorizadas? Como ficará o custo de adoção das tecnologias, mais caras?

Hoje, 12,5% da conta de luz, segundo dados do governo, são subsídios e encargos. Um levantamento da Associação dos Grandes Consumidores de Energia apontou que em 2022 o Brasil teve o maior custo residencial com energia elétrica na comparação com 34 países da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE). A carga tributária em energia, que acaba no bolso de estados e União, supera 30%.

Fazer a modernização caber no bolso dos consumidores é um desafio. Na área de transmissão, estimativas do governo apontam que até 2032 deveriam ser investidos R\$ 37,6 bilhões em atualizações. Boa parte das linhas de transmissão nas regiões Sudeste e Sul tem mais de 50 anos de idade. Levantamento do ONS apontou que existiriam 96.740 equipamentos com vida útil regulatória até 2022. Isso não implica que eles precisariam ser imediatamente substituídos até 2022, mas que os equipamentos estariam completamente depreciados a partir da data. Estariam em substituição cerca de 15% do total, pouco mais de 16 mil equipamentos, mas não há informações precisas sobre o tema.

“O ONS não realiza sistematicamente este tipo de acompanhamento das substituições dos equipamentos citados, visto que a gestão dos ativos é realizada pelas transmissoras e só elas possuem informações com as reais condições dos equipamentos para que seja possível avaliar a necessidade da troca do equipamento”, informou a assessoria de imprensa da entidade.

“As linhas a serem modernizadas foram concebidas em um momento em que o setor era hidrelétrico e não havia tantas fontes variáveis no sistema, como

eólicas e solares, assim como não se falava em cibersegurança”, diz o presidente da Siemens Energy, André Clark.

Modernizar os ativos do setor elétrico traz a discussão de padronização da tecnologia a ser adotada. A transmissão hoje se tornou o principal vetor de investimentos no país, com sucessivos leilões recordes que movimentam em cada certame semestral mais de R\$ 15 bilhões de previsão de aplicação de recursos em novas linhas.

“Em tecnologia, o céu é o limite, então será realizado pelo governo um seminário para debater qual padronização seria necessária para que possamos ter uma rede mais moderna e encontrarmos a melhor equação para que essa modernização aconteça”, diz Thiago Prado, presidente da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), órgão estatal de planejamento. Outro desafio é fazer com que as concessionárias dessas linhas de transmissão no Sul e Sudeste façam esse programa de modernização de forma coordenada, já que os projetos envolvem desligamento de empreendimentos no principal centro de consumo do país.

O gerente de tecnologia em automação de rede da Hitachi Energy no Brasil, Julio Oliveira, destaca que a modernização do sistema elétrico ocorrerá em diversas vertentes, de equipamentos primários, como transformadores, até os sistemas de automação. “Novas tecnologias como a indústria 4.0 tornam o sistema elétrico mais integrado, mais inteligente e mais seguro quanto à operação, uma vez que a quantidade de dados gerados é transformada em informações para o planejamento e tomada de decisão para evitar falhas com o uso de algoritmos preditivos ou aplicação de inteligência artificial.”

Em geração de energia elétrica, o dilema do envelhecimento dos ativos abrange principalmente hidrelétricas e usinas térmicas a gás natural e óleo diesel. Ocorre diante de uma nova realidade, com as fontes ocupando um novo papel. Há 20 anos respondiam por quase toda eletricidade gerada no país. Hoje, eólicas e solares já respondem por quase um terço.

Isso trouxe mudanças na operação do sistema: quando o sol para de brilhar no céu, no fim da tarde, se verifica a queda da geração solar e um aumento da carga, já que as mais de 2 milhões de instalações de geração distribuída solar deixam de gerar energia e passam a consumir da rede. No jargão do setor, assiste-se a uma rampa, como se milhões de aparelhos de ar-condicionado e chuveiros fossem ligados a todo o tempo.

Essa rampa hoje chega em alguns momentos a 33 GW de capacidade - cerca de um terço da potência usada. Estima-se que possa chegar a 50 GW em 2027, segundo projeções do ONS. Isso tem influenciado, em dias de calor, aumento de preços horários da energia no mercado livre no fim da tarde e noite. “O preço está mostrando que, em dia de calorão, não está mais grátis fazer esse atendimento da ponta do final do dia”, afirma Alexandre Zucarato, diretor do ONS.

Atender a essa demanda cria reflexões e acirra lobbies diante do envelhecimento da matriz em um momento em que: 1) o Brasil irá se tornar um dos quatro maiores produtores de petróleo do mundo até 2030, segundo estimativas da Rystad Energy, sendo que boa parte do óleo extraído do pré-sal é associado a gás natural; 2) o setor hidrelétrico perde participação na geração elétrica do país e a última grande hidrelétrica licitada - Belo Monte - foi licitada há mais de uma década; 3) demanda estagnada no Brasil.

Boa parte das térmicas teve o início de sua operação no começo dos anos 2000, diante do racionamento de 2001. Cerca de 10 GW em capacidade - quase a mesma potência da hidrelétrica de Itaipu, a segunda maior do mundo - terá contratos concluídos até 2028. São mais de R\$ 15 bilhões. Não são apenas usinas a gás natural, mas algumas também movidas a óleo diesel. Poderiam receber novas tecnologias para reduzir emissões. A Eneva, que adquiriu uma térmica no Ceará cujo contrato foi descontratado em 2023, está com o ativo “hibernando” à espera de uma solução regulatória.

“Em um cenário de mudanças climáticas, a energia térmica passa a ser importante, ainda mais quando as fontes variáveis, como solar e eólica, ganham espaço e o país precisa despachar eletricidade em alguns momentos de forma rápida e confiável. As térmicas hoje representam um papel importante e podem ser acionadas no horário de ponta ou reduzir as pressões sobre o momento em que a geração distribuída solar deixa de contribuir”, observa Marcelo Lopes, diretor de comercialização e novos negócios da Eneva.

Em paralelo, o Brasil deve quase dobrar a sua produção de gás nacional, para quase 150 milhões de metros cúbicos diários, com o avanço da exploração do pré-sal. Usar o gás para térmicas seria uma forma de diversificar a matriz, mas esse argumento é contestado pelos empresários de renováveis.

No entanto, atender à demanda do horário de ponta, hoje no meio da tarde e início da noite em razão do acionamento de ar-condicionado nos escritórios, não poderia ser feito apenas por térmicas, mas também por hidrelétricas e novas tecnologias, como armazenamento, que poderia ser também incluído em usinas solares e eólicas. “As hidrelétricas hoje não apenas geram eletricidade, elas são baterias de água e podem ajudar a regular a tensão ou contribuir para a rampa, desde que sejam remuneradas para isso”, diz a diretora de assuntos regulatórios da Auren, Priscila Lino.

A remuneração em contratos de longo prazo reduziria riscos, facilitaria captação de crédito e poderia destravar o setor hidrelétrico, que não tem assistido à construção de novos empreendimentos. A Auren avalia adicionar quatro máquinas em sua usina hidrelétrica de Porto Primavera, a depender de um leilão de reserva de capacidade que o governo pretende fazer. Nesse certame, térmicas e hidrelétricas devem competir para oferecer funções novas ao sistema, como atendimento do horário de ponta e regulação da tensão. No

setor hidrelétrico, mais de 7 GW no total poderiam ser repotenciados, o que poderia movimentar mais de R\$ 10 bilhões em investimentos.

Para a presidente da Associação Brasileira da Energia Eólica (Abeeólica), Elbia Gannoum, a modernização da geração tem de ser avaliada sob prisma mais amplo: o lado internacional, de olho na pegada ambiental. “O Brasil pretende investir em hidrogênio verde, mas a União Europeia discute certificação de importação do energético. Trabalha-se por exemplo com a noção de que o hidrogênio verde, que teria o maior impacto sobre a descarbonização, teria de vir de uma rede com 90% de eletricidade renovável.”

O envelhecimento de ativos é um fenômeno global. Um quinto das 90 mil turbinas de geração eólica em operação na Europa têm pelo menos 15 anos, de acordo com a associação WindEurope, que reúne empresas europeias. Países que lideraram o avanço da energia eólica no fim dos anos 1990, como Espanha e Dinamarca, discutem repotenciação de projetos ou encerramento de usinas sem possibilidade de melhorias.

Nos Estados Unidos, também há discussões nesse sentido, já que a política do Inflation Reduction Act (IRA), lançada por Joe Biden em 2022, prevendo US\$ 369 bilhões para a indústria verde americana, pode qualificar usinas com mais de dez anos de operação para modernizar suas máquinas e ganhar benefícios fiscais por dez anos, se o projeto for feito majoritariamente no país.

Isso pode abrir um mercado para fabricantes de equipamentos no Brasil, que já avaliam oportunidades de atender a pedidos. “Esse é um nicho de mercado interessante que pode se abrir e que dependerá das condições em que essas máquinas poderão ser repotenciadas”, afirma o presidente da Aeris, Alexandre Negrão, que estima que esse segmento pode criar no mundo mais de 1,5 GW de demanda anual. A Aeris produz pás para as turbinas eólicas.

Hoje muito se fala no Brasil de eólicas e solares, que têm nos últimos anos liderado os investimentos, mas ainda estamos longe de discutir o envelhecimento dos ativos. No Brasil, as eólicas começaram a dar os primeiros passos no início dos anos 2000, mas ganharam densidade apenas na década seguinte. Estima-se que entre 2026 e 2030 cerca de 1 GW de projetos, principalmente na região Sul do país, que liderou os investimentos há 20 anos, possam ser repotenciados.

Em energia solar, a micro e minigeração distribuída, que hoje soma quase 30 GW de potência, ganhou corpo a partir de 2019. “Hoje a idade média dos ativos é de três anos, essa não é uma preocupação grande. A garantia é de que os módulos cheguem a 25 anos com no mínimo 80% da capacidade de geração”, afirma Barbara Rubim, vice-presidente da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica.

O setor de petróleo é outro que assiste à discussão, de olho no conceito da refinaria do futuro, ou seja, modernizar não é sinônimo de atualizar, mas de

desbravar novas áreas. Grande parte das refinarias brasileiras foi construída entre 1950 e 1970, quando o país não era produtor expressivo, importava grande parte do que consumia e o mundo não falava em descarbonização nem buscava o fim dos combustíveis fósseis. Esse parque de refino é o oitavo maior do mundo, com capacidade de processar pouco mais de 2 milhões de barris por dia em diesel, querosene de aviação e outros petroquímicos. O país hoje importa pouco mais de 600 mil barris por dia, em 2022 viveu sob a ameaça de falta de diesel no Nordeste, sendo que um quarto do consumo do combustível país é importado.

“O Brasil é um país continental, carente de cada vez mais energia para seu crescimento. Ou amplia-se a capacidade de processamento do petróleo cru e agrega-se valor a ele no Brasil ou vai se estar desembolsando cifras bilionárias para importar cada vez mais derivados, apesar da transição energética ser uma realidade no Brasil há décadas, com investimentos em etanol, biodiesel, eólica etc.”, pondera a ex-diretora geral da Agência Nacional do Petróleo Magda Chambriard em recente artigo sobre o tema.

“Muito se fala em fim do petróleo, mas transformar uma indústria de US\$ 10 trilhões em 25 anos é um período muito curto”, ponderou Daniel Yergin, vice-presidente da S&P Global, em recente evento da empresa.

A modernização dos ativos ocorre sob a perspectiva das mudanças climáticas e de que o país se torne um dos quatro maiores produtores de petróleo do mundo até 2030, segundo projeção da Rystad Energy. Qual será a estratégia do país - agregar valor ao óleo extraído do pré-sal, seja para o mercado interno, seja para o externo, e desenvolver novos produtos, como o combustível sustentável de aviação, uma maneira de o setor aéreo de reduzir suas emissões? Como ficará a posição da Petrobras no tabuleiro? Responsável por mais de 80% da produção de petróleo e derivados no país, a Petrobras tem dado sinais de que pretende investir de olho na nova realidade do mercado.

A estatal pretende investir até R\$ 8 bilhões na expansão da Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco - a mesma cuja construção foi objeto de denúncias de superfaturamento e controvérsias na década passada. Abreu e Lima é hoje responsável por uma fatia considerável do diesel no Brasil, e os investimentos devem ampliar em até 40% a produção nacional do combustível. Segundo a estatal, as obras de ampliação aumentarão em até 13 milhões de litros diários a produção de diesel com menor teor de enxofre. Com previsão de término em 2028, a obra pretende aumentar a carga, melhorar o escoamento de produtos leves e ampliar a capacidade de processamento do petróleo da camada pré-sal.

Em paralelo, setores como o de aviação estão trabalhando com metas de redução da emissão de poluentes globais, buscando combustíveis alternativos ao querosene de aviação, derivado do petróleo. Uma das saídas para a descarbonização é o SAF (combustível sustentável de aviação), que polui até 80% menos do que o querosene tradicionalmente usado pelas companhias aéreas.

De olho nessa demanda, a Petrobras prevê concluir a instalação de unidades dedicadas à produção de bioquerosene de aviação e diesel renovável em refinarias já existentes, como na RPBC (Refinaria Presidente Bernardes), em Cubatão (SP), e no Gaslub, antigo Comperj (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro). Somada, a futura capacidade de 34 mil barris por dia vai representar até 30% do mercado atual brasileiro, segundo o diretor de transição energética da Petrobras, Mauricio Tolmasquim. O plano estratégico da Petrobras até 2028 prevê investimento de US\$ 1,5 bilhão em negócios de biorrefino.

O movimento rumo a novos produtos verdes também atrai outros gigantes, como a Raizen, união entre a Cosan e a Shell. Maior produtora global de etanol da cana-de-açúcar, o combustível sustentável de aviação é outra aposta do grupo, que se tornou o primeiro no mundo a obter passado certificação internacional que comprova que o etanol produzido no parque de bioenergia Costa Pinto, em Piracicaba (SP), cumpre os requisitos internacionais para a produção do biocombustível voltado ao setor aéreo.