

Planejamento da Transmissão: em excesso ou insuficiente?

REGO, Erik. "Planejamento da Transmissão: em excesso ou insuficiente?". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 03 de julho de 2020.

Responsável pelo planejamento de ampliações das instalações da Rede Básica, a EPE já recomendou ao Poder Concedente 74.000 km de linhas de transmissão e 196.000 MVA de subestações que estão em operação comercial e/ou já foram licitados, representando, em termos de extensão de linhas de transmissão, pouco menos da metade de todo o SIN atualmente em operação.

Se por um lado o modelo de negócios demonstrou ser um grande sucesso, mitigando riscos a investidores e financiadores, a custos adequados aos consumidores, por outro lado levantou-se a discussão se o planejamento não estaria projetando mais linhas do que o sistema precisa, na avaliação do equilíbrio entre custo e segurança, ainda que com o custo da transmissão representando menos de 8% da tarifa do consumidor cativo. E, na contramão dessa discussão, a EPE também foi questionada se não haveria insuficiência de capacidade de transmissão, limitando a expansão da geração a locais mais competitivos.

Em função dessas provocações legítimas, a EPE debruçou-se nos estudos, e traz aqui suas principais conclusões.

A primeira avaliação foi com relação ao questionamento sobre a excessiva ampliação na malha de transmissão, cabendo lembrar que essa rede de transmissão é projetada para proporcionar, dentre outros aspectos, confiabilidade de suprimento às cargas, o escoamento da geração e, através das interligações regionais, adequada flexibilidade operativa ao Operador para a gestão otimizada da disponibilidade dos reservatórios do sistema e para a adequada alocação da reserva operativa.

O critério básico de dimensionamento da rede pressupõe redundância intrínseca (N-1), de modo que o sistema tenha desempenho adequado, sem cortes de carga, mesmo na saída intempestiva de qualquer componente da Rede Básica, em diferentes cenários críticos de despacho das usinas e de intercâmbios regionais, nos diversos patamares de carga. Nessas condições, estando a rede preparada para funcionar adequadamente, mesmo com a possibilidade de ocorrência de desligamentos de quaisquer elementos da Rede Básica, é de se esperar que sejam verificados carregamentos médios abaixo da capacidade nominal das linhas e equipamentos, o que também pode ser explicado pelo próprio funcionamento variável, seja sazonal ou diário, dos diversos tipos de fontes de geração e da curva de carga diária dos subsistemas.

Como consequência desse critério básico e determinístico de dimensionamento da rede de transmissão, obtêm-se adequada flexibilidade operativa e índices satisfatórios de confiabilidade e segurança, tais como o RRB – Índice de Robustez da Rede Básica, que melhorou 6% de 2014 a 2018, e a CISPER – Carga Interrompida por Perturbação, que reduziu 46% no mesmo período.

Além disso, para medir a importância da transmissão como integradora ao sistema de fontes com energia mais competitiva, e uso otimizado dos recursos disponíveis no sistema, foram comparados os resultados do planejamento indicado pelo PDE 2029 versus planejamento indicativo da geração sem a presença das obras de interligação previstas. As diferenças foram medidas pelos valores presentes obtidos para os gastos com geração e transmissão nas duas hipóteses, sendo o benefício para o consumidor pela expansão da transmissão resumido pela seguinte equação:

Benefício = VP (Custo total da geração com despacho otimizado pela expansão da Rede mais RAP da expansão) – VP (Custo total da geração com despacho a partir da rede sem novas interligações e sem RAP adicional)

Considerando-se as linhas projetadas pelo PDE 2029, o benefício a valor presente para o consumidor é da ordem de R\$ 8 bilhões.

Com essa primeira avaliação nega-se a hipótese inicial de que haveria planejamento de sistemas de transmissão em excesso. Pelo contrário, o consumidor está sendo beneficiado com a expansão dos sistemas de transmissão. Ou seja, não se pode analisar o custo da transmissão isoladamente, mas computar o valor total de Geração + Transmissão, o que permite caracterizar o benefício para o consumidor trazido pela transmissão ao propiciar o aproveitamento das fontes mais competitivas, flexibilidade operativa e gestão otimizada dos recursos.

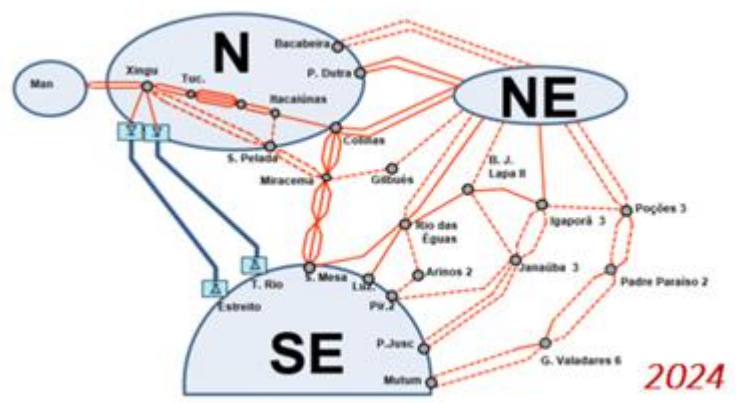
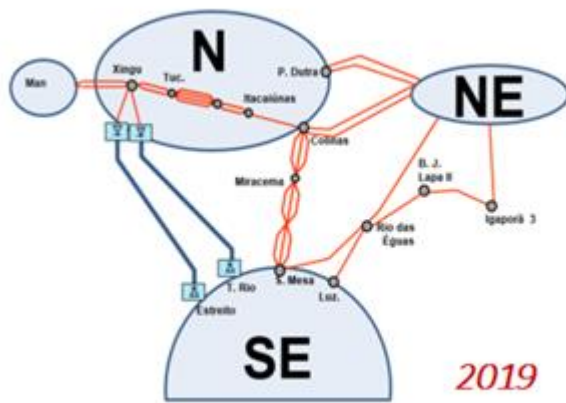
Cabe ainda mencionar que o planejamento da transmissão procura também acompanhar a dinâmica do mercado de energia, particularmente para o escoamento das novas fontes de geração (solares, eólicas) que têm cada vez mais sido voltadas para o atendimento a consumidores que estão migrando para o mercado livre. Em decorrência, observa-se muitas vezes a necessidade de desenvolvimento de novos reforços de transmissão no sistema interligado, ainda que num cenário de retração da demanda como o que estamos atualmente vivenciando.

Já para as contratações de energia para o mercado regulado, há a necessidade de se proporcionar as devidas margens de escoamento para o processo competitivo dos leilões, com reforços na rede atrelados a visão prospectiva da expansão do portfólio de geração visualizado no horizonte decenal.

E antagônico ao primeiro, a EPE foi então também questionada se há escassez de sistemas de transmissão planejados, ou mesmo dúvidas quanto à confiabilidade desses sistemas, o que provocaria a necessidade de medidas heterodoxas, como a realização de leilões regionais de contratação de energia.

Os estudos da EPE indicam que apenas com a expansão da transmissão até o horizonte 2024, considerando os empreendimentos já licitados e em construção, há aumento significativo da resiliência do sistema, o que permite que a rede acompanhe a evolução da matriz e seja capaz de suportar perda de grandes blocos de transmissão, inclusive de bipolos em corrente contínua, sem impactar de forma proibitiva o desempenho do SIN.

De forma a melhor visualizar esse aumento de robustez do sistema, são apresentadas as figuras a seguir, que ilustram a expansão dos grandes troncos de transmissão até 2024. No caso das interligações do sistema Nordeste com os sistemas Norte e Sudeste, a primeira e a segunda figura ilustram, respectivamente, a situação de parte da rede interligada ao fim de 2019 e a previsão para 2024. Destaca-se o expressivo aumento de seis para treze linhas de Rede Básica, somente no nível de tensão de 500 kV que interligam a região Nordeste com as demais regiões, o que representa, como um dos efeitos, a ampliação da capacidade de exportação da Região Nordeste de 5.550 MW para 15.000 MW.



Os resultados dessa segunda avaliação também negam a hipótese de haver número insuficiente de linhas de transmissão planejadas, ou mesmo de baixa confiabilidade dos troncos de interligação, enfraquecendo assim os argumentos quanto a realização de leilões de geração regionais. As preocupações que levaram ao questionamento, provavelmente se devem a situações conjunturais, originadas de atrasos na conclusão de obras de interligação importantes, bem como de reforços nas chegadas dos novos elos de corrente contínua, ocorridos por diversas razões, assim como do baixo nível dos reservatórios da região Nordeste nos últimos anos, que reduziram a capacidade de geração hidráulica local.

Em resumo, a transmissão tem desempenhado papel fundamental no desenvolvimento de uma matriz que requer o equilíbrio de todos os recursos necessários para um sistema elétrico confiável: segurança, flexibilidade, qualidade no fornecimento, diversificação de fontes e custos globais adequados para o consumidor final.

Por fim, destaca-se que, não obstante o esforço de se adequar às grandes mudanças da matriz, caracterizada por significativa penetração de fontes renováveis, com elevada concentração na região Nordeste, o planejamento da transmissão pode ainda não ter atingido o seu ponto ótimo, dado que sempre há oportunidade para melhorias, buscando, dentre outros aspectos, o aprimoramento do ferramental, donde se incluem os modelos de planejamento da expansão, de tal forma que estes permitam maior integração dos processos de geração/ transmissão, incluindo, por exemplo, a possibilidade de simulações horárias, bem como modelagem mais detalhada de rede de transmissão. Contudo, entende-se que as duas abordagens realizadas demonstram que há claro equilíbrio entre o custo e a segurança no planejamento da expansão da transmissão para o consumidor.

Erik Rego é diretor de estudos de energia elétrica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)