

A Transmissão e a Busca pela Eficiência

A relação custo-benefício dos investimentos na transmissão de energia precisa ser avaliada sob a ótica da eficiência global. Uma análise integrada entre o mercado e a transmissão é essencial para maximizar o bem-estar da sociedade

A transmissão é o elo entre a produção e o consumo, composta por transformadores, linhas de transmissão e outros equipamentos. Permite que a eletricidade seja negociada no mercado entre geradores, comercializadores, autoprodutores e consumidores.

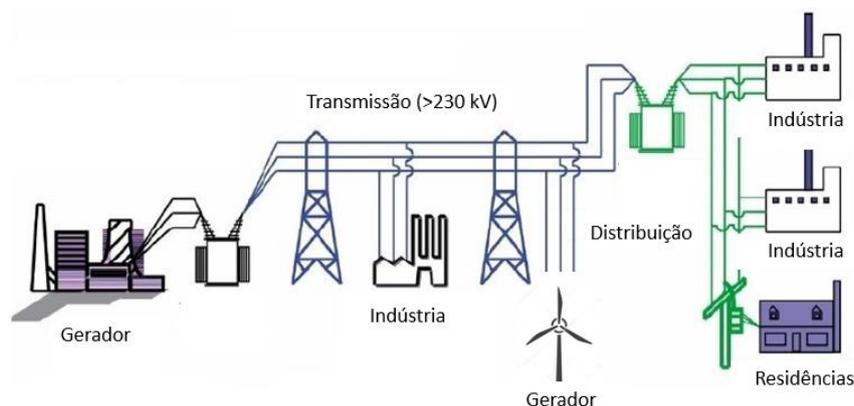


Figura 1 – Geração, Transmissão e Consumo.

O tamanho da transmissão tem papel especial para a eficiência global da energia elétrica no Brasil. Se por um lado os investimentos na transmissão proporcionam benefícios para o mercado, por outro, representam custos pagos por consumidores e geradores.

Após o racionamento de 2001, ficou evidente a necessidade de integração entre as regiões brasileiras. De 2000 a 2017, o tamanho da transmissão, medido em quilômetros das linhas de transmissão na Rede Básica (≥ 230 kV), dobrou, atingindo cerca de 142 mil km de linhas em operação.

Os investimentos ao longo desses dezessete anos reforçaram as interligações entre os submercados no SIN possibilitando o aproveitamento da complementariedade hidrológica das bacias. Ao longo do período, a soma dos limites de transmissão passou de menos de 5.000 MW para quase 15.000 MW. Enquanto isso, o uso do intercâmbio aumentou em menor intensidade: de 2.250 MWmed nos primeiros cinco anos para 4.847 MWmed nos últimos cinco anos. O percentual de uso dos intercâmbios, cujo ápice ocorreu em 2000 e 2001 com quase 50% dos limites, registrou queda no nível médio de uso até 2017 (31% em média nos dois últimos anos) indicando mais folga nos intercâmbios.

O reforço nas interligações proporcionou melhor alocação dos recursos energéticos. Entretanto, a queda no percentual de uso dos limites de intercâmbio observada nos últimos anos acende um alerta sobre o uso eficiente da rede transmissão.

Do ponto de vista de quem os paga (geradores e consumidores), os custos de transmissão podem ser divididos entre fixos e variáveis. Os primeiros se associam diretamente à remuneração dos ativos da rede; já o segundo (custos variáveis) depende da conjuntura energética e impacta diretamente o mercado de energia.

- **Custos fixos**, a Receita Anual Permitida (RAP) remunera o investimento nos equipamentos de transmissão (CAPEX), a Operação e Manutenção dos equipamentos (OPEX), além do lucro

em ambas as parcelas. Nos cinco ciclos tarifários de 2013-14 a 2017-18, o custo médio com a Receita Anual Permitida (RAP) foi de R\$ 12,8 bilhões.

- **Custos variáveis**, compostos por:
 - Perda Ôhmica inerentes ao transporte de energia.
 - Restrições de transmissão segmentadas em:
 - restrição de intercâmbio entre submercados – são as perdas energéticas no sistema devido aos gargalos de transmissão entre submercados e resultam em diferença de preço entre submercados e exposições financeiras contratuais;
 - restrição elétrica – representa os custos da alteração do despacho na ordem de mérito por causa de restrições elétricas. Nesse caso, são despachadas termelétricas fora da ordem de mérito, adicionando custos remunerados pelo Encargo de Serviço de Sistema (ESS) por restrição elétrica.

Os três componentes variáveis de custo estão detalhados na Tabela 1. Nos últimos cinco anos o valor médio dos custos variáveis de transmissão foi de R\$ 12,6 bilhões, sendo que as restrições de transmissão representam 37% do total.

Tabela 1 – Custos variáveis da transmissão, em R\$ bilhões (data-base jan/2018).

Ano	Perda Ôhmica	Restrições de transmissão		TOTAL
		Restrição de Intercâmbio	Restrição Elétrica Redespacho	
Média de 2013 a 2017	8,0	3,0	1,6	12,6

Considerando os componentes fixos e variáveis, os custos de transmissão somam em média R\$ 25,4 bilhões por ano, sendo o componente fixo responsável por metade.

Box 1. Sinal regulatório da Portaria MME 120/2016

Em 20 de abril de 2016, a Portaria MME 120/2016 incluiu na RAP indenizações de mais de R\$ 60 bilhões. De acordo com a portaria, essas indenizações, que se referem à transmissão construída antes de 2000, serão pagas por meio da Tarifa de Uso do Sistema (TUS) de julho de 2017 a junho de 2025.

Com os efeitos da Portaria, houve aumento disruptivo da RAP¹, que passou de R\$ 12,4 para R\$ 19,1 bilhões no ciclo tarifário anual 17-18.

Esse aumento da TUS não é homogêneo entre geradores e consumidores. Existem mecanismos de estabilização¹ da TUS para o gerador, embora estes não assegurem em geral a estabilidade da tarifa por todo o período de concessão ou autorização. Já para os consumidores, a elevação da TUS foi abrupta desde o início do pagamento das indenizações, o que fez com que parte deles ingressassem na Justiça, obtendo liminar judicial que suspende parte do pagamento das indenizações.

Tal variação disruptiva do custo da transmissão causado pela Portaria gera insegurança regulatória imputando ineficiências ao mercado de energia elétrica, e coloca em risco os investimentos em geração.

Receita Anual Permitida vs. ESS restrição elétrica

No âmbito da transmissão é interessante constatar a coerência entre os custos fixos (decorrentes de reforços) da transmissão e os variáveis decorrentes de restrição de elétrica. Em tese, um aumento da RAP reduz ESS por restrição elétrica.

Nos últimos ciclos anuais de 2007/08 a 2017/18, embora a carga tenha crescido apenas 32%, o ESS por restrição elétrica e a RAP cresceram mais de 2.000% e 59%, respectivamente. Ao contrário do esperado, a correlação entre RAP e ESS por restrição elétrica foi positiva. Este efeito pode ter sido motivado pelas seguintes hipóteses:

- Aumento da folga no uso da transmissão, conforme apontado acima.
- Expansão da geração distante dos centros de carga, fator que aumenta a RAP e possivelmente o ESS por restrição elétrica.
- Agravo no critério de confiabilidade adotado na rede (por exemplo, superior a critério padrão N-1). Em princípio, esse fator aumenta o ESS por restrição elétrica.
- Tratamento ineficaz das restrições no planejamento e expansão da transmissão. Esse fator pode aumentar a RAP sem resolver as restrições de operação.

Seja qual for a conjunção de motivos – cada um deles merece ser avaliado com atenção – os geradores e consumidores experimentaram aumento de custo nos últimos anos: seja pelo ESS por restrição elétrica custeado apenas pelos consumidores seja na Tarifa de Uso do Sistema que custeia a RAP, paga por geradores e consumidores na conexão à rede de transmissão.

Custos Transmissão vs. Mercado

Os custos do mercado de energia elétrica em geral são bastante superiores aos custos de transmissão. No Mercado de Curto Prazo, operacionalizado pela CCEE, as exposições contratuais dos agentes são liquidadas ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Os contratos seguem também essa referência, por isso, para valorar o custo do mercado adotou-se como referência o PLD.

O custo médio do mercado nos últimos cinco anos¹ foi de R\$ 215 bilhões. A comparação dos custos de transmissão e do mercado, dissociada da conjuntura energética de cada ano, revela que a transmissão corresponde a cerca de 11% do total. Essa proporção de transmissão em relação ao mercado é relativamente alta quando comparada a outros países². O fato torna os custos da transmissão especialmente relevantes para a eficiência global do mercado de eletricidade no Brasil.

Box 2. Consulta Pública sobre diretrizes para o planejamento da Transmissão

Em 12 de setembro de 2018 o MME abriu a Consulta Pública 056/2018, a ser finalizada em 15 de outubro, definindo diretrizes para o planejamento da transmissão desde a concepção dos estudos de planejamento até a realização dos leilões. Não existia, antes dessa CP, ato normativo que estabelecesse tais diretrizes. No que se refere à eficiência da transmissão, dois pontos merecem destaque:

- “A proposta de programação de estudos de planejamento deverá contemplar estudos de economicidade para eliminação ou redução de restrições de transmissão que tenham originado pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços dos sistemas, os quais deverão ser realizados em articulação com o ONS e com a CCEE” (§6º do art. 3º).
- A atualização dos estudos deve buscar: “I – soluções de mínimo custo global para o Sistema Interligado Nacional – SIN” e “II – racionalidade econômica do planejamento da transmissão, considerando-se, inclusive, alternativas de implantação de geração local” (§ 1º, art. 7º).

Note-se que os custos de transmissão decorrentes de restrição de intercâmbio e da perda ôhmica não foram tratados explicitamente no ato normativo. Não há referência também ao monitoramento dos custos de transmissão, o que deve ocorrer já na fase de planejamento.

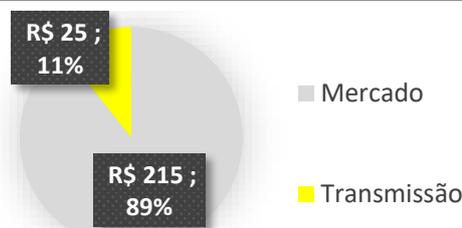


Figura 2 - Custos de mercado e transmissão no SIN, em R\$ bilhões por ano.

¹ O montante negociado de 2013 a 2017 variou de no mínimo R\$ 63 bilhões (2016) a no máximo R\$ 486 bilhões (2014).

² Nos países da Europa o custo da transmissão corresponde, em geral, a até 5% do mercado.

Conclui-se, portanto, que os custos de transmissão – computados os componentes fixos remunerados pela RAP e aqueles variáveis como as perdas ôhmicas e as restrições de transmissão – representam cerca de R\$ 25,4 bilhões por ano. A cifra corresponde a cerca de 11% do custo total de energia elétrica, considerando mercado e transmissão. Haja vista a elevada magnitude do custo da transmissão, a expansão da transmissão no SIN merece ser especialmente avaliada sob o ponto de vista da eficiência.

Do ponto de vista dos usuários da transmissão, é de se esperar um dos dois cenários: i) baixa RAP e elevados custos de restrição de transmissão, ou ii) elevada RAP e mínimos custos de restrição de transmissão. Entretanto, o aumento do ESS por restrição elétrica nos últimos anos, concomitante ao crescimento da RAP, acende um alerta sobre a eficiência do planejamento e da operação da transmissão.

Os custos fixos e variáveis da transmissão são os sinais de eficiência a ser monitorados na expansão da transmissão. É importante que o planejamento do sistema busque a eficiência global envolvendo os custos de transmissão e do mercado de energia elétrica. Para tanto, uma análise integrada de ambos é etapa indispensável para a maximização do bem-estar da sociedade proporcionado pela energia elétrica.

Nesse sentido, a abertura da Consulta Pública MME 056/2018 é uma oportunidade única para discussão dos aspectos de eficiência da transmissão tratados neste artigo. É primordial, portanto, que seja estabelecido o sinal correto de eficiência nas diretrizes de planejamento da transmissão para que a eficiência seja levada em conta na concepção dos estudos.

PEDRO PRESCOTT, DA ABIAPE
Especialista em Energia da Abiape