

ANÁLISE TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DA INSERÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM UM TRECHO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO NO PARANÁ

Gabriel Brugues Soares¹, Rafael Giovanni Moraes Martins², Oswaldo Hideo Ando Júnio¹⁻³, Jorge Javier Gimenez Ledesma¹⁻²

¹ Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade (PPGIES), Universidade Federal da Integração Latino-Americana — UNILA, Foz do Iguaçu, Brasil

² Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território (ILATIT), Universidade Federal da Integração Latino-Americana — UNILA, Foz do Iguaçu, Brasil

³ Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes (LabREI), Centro de Energias Alternativas e Renováveis (CEAR), Universidade Federal da Paraíba — UFPB, João Pessoa, Brasil

Resumo: O estudo examina os impactos da inserção de uma usina fotovoltaica (UFV) de 400 MW em uma parte do sistema de transmissão, composto por quatro subestações localizadas no estado do Paraná. Motivado pela necessidade de integração de fontes alternativas para a redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂) e otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). O trabalho teve como objetivo avaliar o comportamento, tanto em condições normais de operação quanto com a inserção de uma UFV, buscando analisar (i) os parâmetros elétricos nodais, associando-os ao fluxo de potência, (ii) os custos de transmissão advindos da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e (iii) as emissões de CO₂. As simulações foram implementadas em linguagem Python, e os impactos econômicos e ambientais foram quantificados com base nas tarifas TUST e no fator médio de emissão de CO₂. Os resultados demonstraram que a inserção da UFV resultou em uma redução de 66,7 % no despacho energético do gerador convencional, a usina solar supriu uma parcela predominante da demanda ativa. Observou-se ainda queda de 34,4 % na corrente injetada no barramento de referência e aumento de 0,527 % na tensão do ponto de conexão da UFV. As perdas ativas tiveram expressivas diminuições de até 63,7 % em trechos críticos do sistema, refletindo-se em menores custos de transmissão e menores emissões de CO₂. Por outro lado, registrou-se aumento local de 19,3 % nas perdas reativas em trechos adjacentes, evidenciando a necessidade de estratégias adicionais de controle de fator de potência e regulação de tensão nestes pontos.

Palavras-chave: Sistema elétrico; Fluxo de potência; Usina Fotovoltaica; Créditos de Carbono; Emissões de Carbono.

INTRODUÇÃO

A crescente inserção de fontes renováveis de energia, especialmente a geração fotovoltaica, tem sido apontada como estratégia fundamental para a transição energética e a redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico (MCTI, 2024; BNDES, 2025). Em sistemas de potência, a integração de Usinas Fotovoltaicas (UFV's) impõe novos desafios operativos e de planejamento, demandando avaliações detalhadas de seu impacto sobre variáveis elétricas — tensões, correntes e potências nodais —, além de aspectos econômicos e ambientais associados às perdas em linhas de transmissão (Torres et al., 2021; Silva et al., 2023).

Entre março de 2023 e março de 2024, a participação da energia solar na matriz elétrica brasileira passou de 11,6 % para 17 % (Absolar, 2024) e, no Paraná, o crescimento de projetos solares — estimulado por políticas de incentivo e disponibilidade de áreas para usinas de grande porte (Governo do Estado do Paraná, 2023) —, aliado à topologia em malha das redes de transmissão com múltiplos barramentos, exige análises localizadas para quantificar alterações no fluxo de potência e seus impactos operacionais, como perdas por efeito Joule e sobrecarga de geradores, que comprometem a eficiência do transporte de energia, subsídio imprescindível para o planejamento e a operação do SIN e para a formulação de políticas públicas de expansão da energia renovável.

Sob essa perspectiva, Araújo (2025) conduziu um estudo que avaliou os impactos técnicos nas redes de distribuição elétrica decorrentes do aumento da penetração da geração distribuída fotovoltaica. Utilizando o modelo IEEE 8500 node em simulações realizadas no *OpenDSS*, o autor observou uma redução de perdas técnicas de até 32,4 % em relação ao cenário tradicional sem a presença da geração distribuída. Além disso, a queda de tensão nas linhas foi significativamente amenizada, evidenciando os benefícios da inserção de UFV's na rede elétrica.

O presente estudo visa analisar um trecho do sistema de transmissão composto por quatro subestações localizadas no estado do Paraná, sendo detalhado em seções posteriores. Esta configuração sintética de quatro barras simples, selecionada para refletir parte da malha de transmissão da região Oeste e Sudoeste, foi adotada para simplificar o sistema real e permitir o estudo focado nos efeitos da inserção de uma UFV de 400 MW no barramento intermediário.

Este estudo apresenta como objetivos específicos: analisar o sistema em função das tensões, correntes e potências nodais em ambos os casos, estudar os efeitos causados pela UFV por meio dos parâmetros elétricos em termos instantâneos, mensurar os custos associados às perdas — ativas e reativas — nas linhas de transmissão (LTs), quantificar os níveis de emissões associados às perdas em função dos créditos de carbono e custos totais, e realizar a remoção de uma barra após a análise comparativa dos cenários para avaliar o impacto desta alteração na confiabilidade e nos resultados operacionais.

Destas questões emergem as hipóteses provisórias que conduzem a pesquisa: a injeção da UFV reduzirá o despacho do gerador convencional e as correntes nos trechos a montante (Lopes Filho, 2024), haverá diminuição das perdas ativas e dos custos TUST associadas as linhas analisadas, consequentemente menores emissões de CO₂ e os custos associados com a operação da UFV.

A usina fotovoltaica operando com um fator de potência (FP) unitário poderá deslocar perdas reativas para trechos vizinhos, exigindo atenção ao desempenho de regulação de tensão (Ragnev, 2005). Os benefícios decorrentes da redução de emissões de CO₂ estendem-se além dos ganhos econômicos na operação do sistema, contribuindo para o cumprimento de metas nacionais e internacionais de mitigação de gases de efeito estufa e apoiando iniciativas de sustentabilidade regional.

Este trabalho está estruturado em cinco seções principais. A introdução apresenta o contexto da pesquisa e os objetivos do estudo. Em seguida, a seção de materiais e métodos descreve as fontes dos dados

utilizados e a abordagem metodológica adotada para simulação e análise do sistema elétrico. A seção de Resultados expõe e interpreta os principais achados obtidos na comparação entre os cenários sem e com a UFV. A conclusão sintetiza as contribuições do estudo, as implicações práticas dos resultados e sugere diretrizes para trabalhos futuros.

REFERENCIAL TEÓRICO

Nos estudos de fluxo de potência, o estudo de LTs recai prioritariamente sobre o comportamento estacionário das linhas, sendo o objeto de estudo principal o comportamento dos parâmetros observados nas extremidades da linha. Neste sentido, é suficiente utilizar um modelo que descreva as relações entre tensões e correntes nos terminais de uma linha de transmissão (Monticelli, 2011).

Neste estudo, devido às distâncias dos trechos entre as SEs do sistema proposto, a representação das LTs é formulada a partir do modelo de linha curto, ilustrado pela Figura 1 (Glover, 2017).

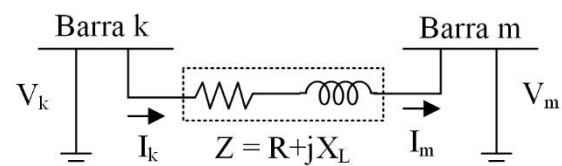


Figura 1. Modelo de LT curta.

O circuito é resolvido por meio das equações de corrente (1) e tensão (2)

$$I_k = I_m [A] \quad (1)$$

$$V_k = V_m + I_m Z [V] \quad (2)$$

onde Z é a impedância total em série da linha.

Em estudos de fluxo de potência aplicados a sistemas de transmissão, é comum utilizar a representação nodal, a qual se baseia na matriz de admitância (*Y-bus*) associada a cada barramento do sistema. Essa abordagem permite modelar as interações elétricas entre os barramentos, facilitando a análise do comportamento do sistema em regime permanente (Barthold, 1978).

Em geral, a construção matricial de um sistema elétrico considerando os fasores de tensão e corrente, e suas respectivas impedâncias, é regida pela equação (3)

$$[\hat{V}]_{nx1} = [Z]_{nxn} \cdot [\hat{I}]_{nx1} \quad (3)$$

onde $[\hat{V}]$ é a matriz das tensões nos barramentos; $[Z]$ a matriz das impedâncias; e $[\hat{I}]$ a matriz das correntes entregues/consumidos ao/do sistema.

A representação desta equação, em termos de admitância, resulta na equação (4)

$$[\hat{V}]_{nx1} = [Y]_{nxn} \cdot [\hat{I}]_{nx1} \quad (4)$$

onde $[Y]$ é descrito pela equação (5)

$$[Y]_{nxn} = [Z]_{nxn}^{-1} \quad (5)$$

Neste caso, a determinação da corrente de cada barramento pode ser obtida por propriedades matriciais, multiplicando-se ambos os lados da equação pela inversa da Y -bus.

A construção da Y -bus, fundamentada pela Lei de Kirchhoff, compõe-se dos elementos y_{km} dos barramentos, descritos pelas equações (6) – elementos da diagonal principal - e (7) – elementos mútuos.

$$y_{km} = \sum_{m \in N_k} y_{km}, (k = 1, \dots, N) \quad (6)$$

$$y_{km} = -\sum y_{km}, (k \neq m) \quad (7)$$

Segundo Barthold (1978), a potência aparente de cada barra, por definição, é apresentada pela equação (8)

$$[S]_k = [\hat{V}]_k \cdot [\hat{I}]_k^*, \forall k = 1, \dots, n \quad (8)$$

Outro aspecto abordado neste estudo é a quantificação das perdas ativas nas LTs. Essas perdas correspondem à energia dissipada na forma de calor devido à resistência dos condutores, durante o processo de transmissão. Além de reduzir a eficiência do sistema, tais perdas geram impactos ambientais, elevam os custos operacionais e afetam a operacionalidade do sistema (Sinapsis Inovação em Energia, 2023).

Conforme descreve Camargo (2009), devido às perdas na LT, as potências transmitidas e medidas em cada extremidade serão diferentes. Neste caso, a equação (9) determina a potência ativa da barra k para barra m :

$$P_{km} = \frac{1}{R^2 + X_L^2} (R \cdot |V_a|^2 - R \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \cos(\delta) + X_L \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \sin(\delta)) [W] \quad (9)$$

onde δ é o ângulo de potência, resultado da diferença entre as defasagens angulares entre as barras.

A potência reativa transmitida da barra k para barra m , é expressa na equação (10):

$$Q_{km} = \frac{1}{R^2 + X_L^2} (X_L \cdot |V_a|^2 - X_L \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \cos(\delta) - R \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \sin(\delta)) [MVar] \quad (10)$$

De forma análoga pode-se determinar as potências ativas e reativas da barra m para barra k .

O cálculo das perdas ativas (P_{per}) e reativas (Q_{per}) para uma LT são descritas nas equações (11) e (12).

$$P_{per} = P_{km} - P_{mk} [W] \quad (11)$$

$$Q_{per} = Q_{km} - Q_{mk} [MVar] \quad (12)$$

O custo associado às perdas ativas nas LTs é mensurado por meio da TUST, sendo uma tarifa que faz parte de um dos custos mensais de operação do SIN (Esfera Energia, 2023).

Para determinar o custo atrelado às perdas do sistema proposto, foram utilizados valores da TUST conforme estabelecido pela Resolução Homologatória N° 3.217, de 4 de julho de 2023 (ANEEL, 2023). A metodologia adotada consistiu no cálculo da média das tarifas nos períodos de Ponta (P) e Fora de Ponta (FP) associadas a cada barramento analisado no estudo. Os valores considerados estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Média dos valores TUST (ANEEL, 2023).

Subestações	Ponta [R\$/kW]	FP [R\$/kW]	Média [R\$/kW]
SOSORI-PR230	8,001	8,005	8,003
CASCAV-PR230	8,267	8,392	8,330
FCHOPI-PR230	8,221	8,321	8,271
REASUL-PR230	8,221	8,511	8,366
Média do sistema [R\$/kW]			8,242

A média final adotada e a equação utilizada para o cálculo, e na equação (13).

$$C_{per,TUST} = P_{per} [MW] \cdot TUST \left[\frac{R\$}{kW} \right] \cdot 1000 \quad (13)$$

Em termos de sustentabilidade, este estudo também avalia os níveis de emissão de CO₂ associados à geração de energia elétrica. Para estimar as emissões decorrentes das perdas ativas no sistema, utiliza-se o fator médio anual de emissão, que relaciona a quantidade de CO₂ emitida por megawatt-hora (MWh) de energia gerada. Esse valor, obtido do Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE), corresponde a 0,0385 toneladas de CO₂ por MWh (MCTI, 2024). Estes níveis de emissões, calculados para 1 hora de operação do sistema, são descritos pela equação (14)

$$E_{CO_2} = P_{per} [MW] \cdot 1[h] \cdot 0,0385 \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right] \quad (14)$$

Em conjunto com a quantificação dos níveis de emissões, também é avaliado o custo associado a essas emissões, considerando a importância de estimular o desenvolvimento de projetos que contribuam para a redução dos gases de efeito estufa, permitindo integrar a dimensão ambiental à análise técnica e econômica do sistema (BNDES, 2025).

De acordo com Solar dos Pomares (2024), estudos indicam que, no Brasil, os valores podem atingir uma média de R\$26,50 por tonelada de CO₂ – ressalta-se, também, que 1 tCO₂ é equivalente a 1 crédito de carbono. Assim, a precificação dos níveis de emissão do sistema é descrita pela equação (15).

$$C_{E,CO_2} = E_{CO_2} [tCO_2] \cdot 26,50 \left[\frac{R\$}{tCO_2} \right] \quad (15)$$

De maneira sucinta, o custo associado às emissões permite mensurar, em valores monetários, o impacto ambiental indireto decorrente das perdas no sistema elétrico. Por outro lado, o custo relacionado à TUST representa o impacto direto sobre a operação e manutenção do sistema, refletindo os encargos financeiros da utilização da infraestrutura de transmissão.

A comparação dos resultados entre os estudos de caso é formulada a partir da diferença percentual dos valores obtidos. Isto é, considerando que os resultados obtidos no Caso 1 são considerados referenciais, a Variação Percentual (%) é descrita pela equação (16)

$$VP [\%] = \frac{P_{C2} - P_{C1}}{P_{C1}} \cdot 100\% \quad (16)$$

onde P_{C1} e P_{C2} são os parâmetros do Caso 1 e Caso 2, respectivamente.

SISTEMA ESTUDADO

O trecho do sistema de transmissão adotado é composto por quatro subestações interligadas no estado do Paraná, conforme ilustrado pelo mapa geolétrico da Figura 1. O sistema analisado inclui as SEs SOSORI-PR230 (Salto Osório), CASCAP-PR230 (Cascavel), FCHOPI-PR230 (Foz do Chopim) e REASUL-PR230 (Realeza).

Essa configuração sintética de quatro barras simples, representativa de uma pequena parcela da malha de transmissão da região Oeste e Sudoeste, foi concebida para simplificar o sistema real e permitir o estudo dos efeitos da inserção de uma UFV no barramento intermediário.

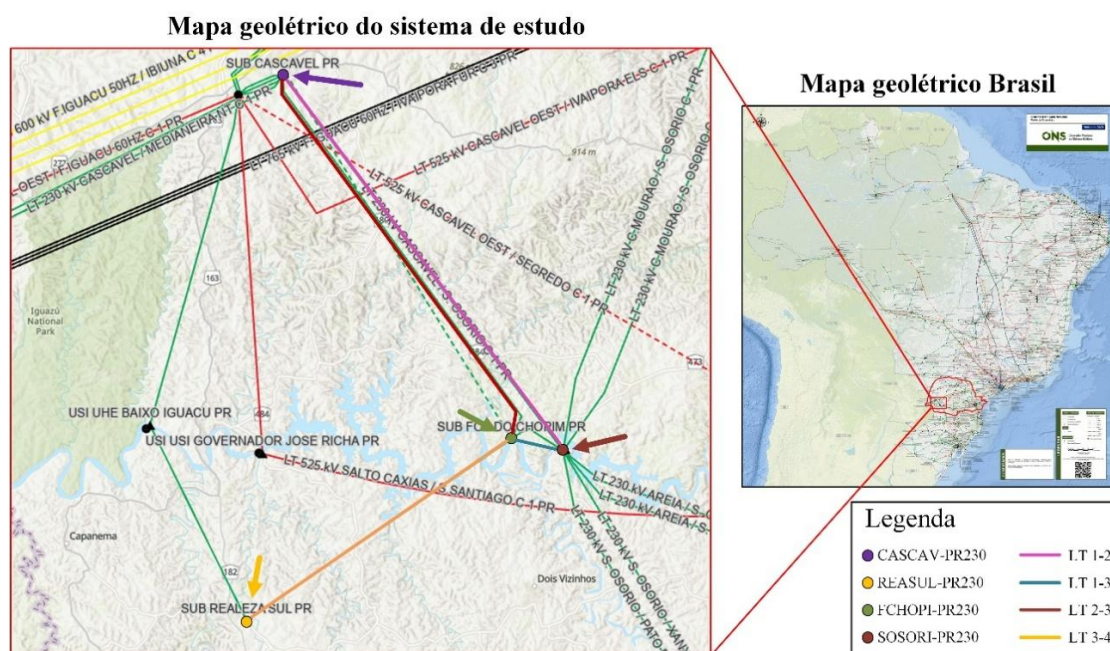


Figura 1. Mapa geolétrico brasileiro da rede de operação sul ampliado.

MATERIAL E MÉTODOS

As principais etapas da metodologia são ilustradas pela Figura 2, que descrevem desde a busca e extração de dados até o feedback obtido das análises. Conforme apresentado, a metodologia é desenvolvida em quatro partes estruturadas por processos e subprocessos.

A etapa preliminar consiste na definição do sistema de 4 barramentos, diante de uma avaliação do mapa

geolétrico do estado do Paraná. Em seguida, é realizada a busca e captação dos dados relacionados ao sistema proposto, sendo formulada por três fontes: pelo (i) software ANAREDE® (Cepel, 2025); (ii) portal Dados Abertos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2025 e 2022); e (iii) portal Dados Abertos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2025).

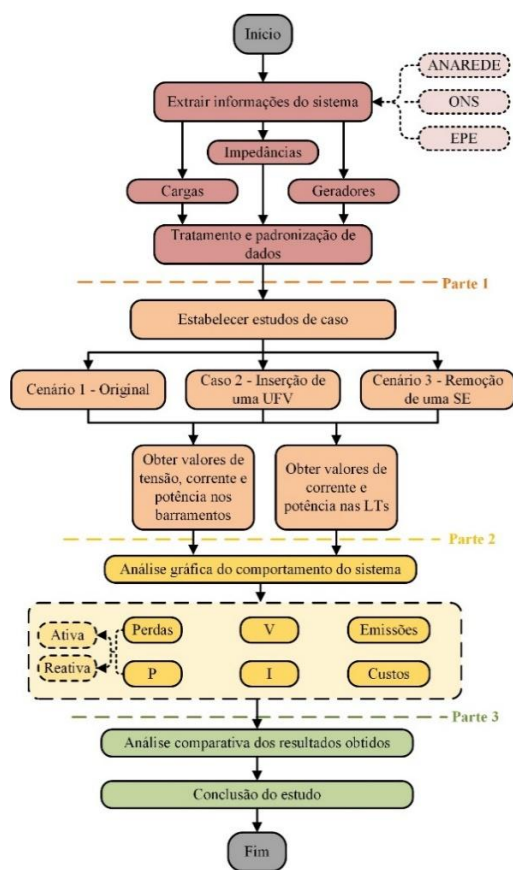


Figura 2. Fluxograma metodológico.

Parte 1: engloba o estabelecimento das hipóteses e condições de contorno para, posteriormente, formulação dos estudos de caso propostos. Neste trabalho, são estabelecidos dois estudos: o primeiro estudo, definido como estudo original – sendo adotado como referência –, avalia o sistema nas condições normais de operação; enquanto o segundo estudo avalia a inserção de uma UFV no sistema. Ao final, é removido um dos barramentos, transformando o sistema em um sistema radial.

Parte 2: concentra-se na análise comportamental do sistema com base nos parâmetros elétricos nodais e de linha, sendo fundamentada nas relações entre corrente e tensão. Além disso, considera-se a avaliação dos custos e das emissões associadas às perdas no sistema, permitindo uma compreensão mais abrangente do desempenho da rede diante dos estudos de caso.

Parte 3: é dedicada à avaliação dos resultados obtidos, com a comparação entre os parâmetros elétricos calculados no caso original e na análise do impacto da inserção da UFV. Esse impacto é quantificado por meio das variações percentuais observadas nesses parâmetros, permitindo mensurar as alterações no comportamento do sistema.

Estes procedimentos metodológicos possibilitam avaliar a performance operacional do sistema diante a inserção de uma fonte de energia solar, validando se o impacto causado pode ser positivo ou negativo.

ANÁLISE DO SISTEMA

Os estudos de caso avaliados são fundamentados em um sistema composto por quatro barramentos, representando SES de transmissão localizadas em diferentes cidades do estado do Paraná. A seleção dessas SEs foi realizada com base na análise das conexões disponíveis no mapa geolétrico do sistema (Figura 1), priorizando aquelas que permitissem a configuração de um sistema em malha. A seleção destas SEs é apresentada na Tabela 2, cujo nível de tensão e potência base identificados foi de 230kV e 100 MVA, respectivamente.

Tabela 2. Associação dos barramentos.

Barra	SE	Município
1	SOSORI-PR230	Salto Osório
2	CASCAV-PR230	Cascavel
3	FCHOPI-PR230	Foz do Chopim
4	REASUL-PR230	Realeza

A topologia resultante – sendo o modelo referencial – é ilustrada pela Figura 3.

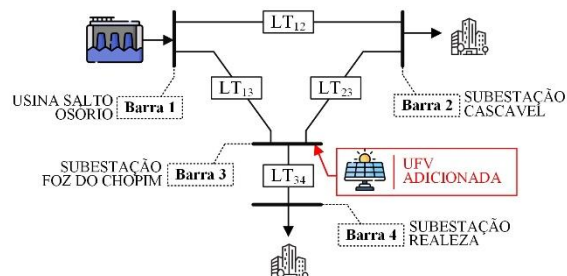


Figura 3. Sistema de 4 barramentos com a UFV.

Também são representadas as admitâncias das LTs e as cargas (e gerador) conectadas às SEs, informados na Tabela 3 e Tabela 4, respectivamente. Para esta análise, o Fator de Potência adotado foi de 0,92 (ANEEL, 2021) indutivo nas cargas.

Tabela 3. Dados das LTs entre as SEs.

De – Para	Distância (km)	Resistência (pu)	Reatância (pu)
2 – 3	78	0,01110	0,06920
2 – 1	80,3	0,01220	0,07690
3 – 1	14,3	0,00150	0,00890
4 – 3	53,0	0,00806	0,04785

Tabela 4. Dados de carga e gerador das SEs.

Conexão na SE	Barra	Potência (MVA)
Gerador (UHE)	1	230,82
Carga	2	450,00
Gerador (UFV)	3	400,00
Carga	4	300,00

O Cenário 1 avaliou o sistema em condições normais de operação, sem a inserção de geração solar.

O Cenário 2 analisa a inserção de uma UFV no barramento intermediário 3, correspondente à subestação FCHOPI-PR230. O objetivo é avaliar o comportamento do sistema composto por um único gerador localizado na Barra 1 e duas cargas conectadas às Barras 2 e 4. Considerando os níveis de demanda dos alimentadores associados a esses barramentos, foi estimada uma potência de geração da UFV em 400 MW — valor semelhante à capacidade bruta da usina fotovoltaica do município de Pirapora, localizada em Minas Gerais (EDF Renewables Brasil, 2025).

No Cenário 3, a subestação CASCAV-PR230 (barra 2) é removida, convertendo a malha original de quatro barras em um sistema radial de três barramentos, com a usina fotovoltaica permanecendo conectada à barra 3. Essa alteração topológica permite avaliar de forma coesa os efeitos sobre as variáveis elétricas nodais, a redistribuição do fluxo de potência, refletida nas correntes e potências ativas e reativas que percorrem os trechos remanescentes, bem como, as consequências econômicas e ambientais dessa mudança, por meio da quantificação comparativa das perdas ativas e reativas e dos encargos de transmissão (TUST). Além da estimativa das emissões de CO₂ associadas a essas perdas, monetizadas em créditos de carbono.

Para simplificação do estudo proposto, são adotadas algumas hipóteses simplificativas: (i) A UHE, originalmente equipada com uma SE própria que transmitia energia até a SE SOSORI-PR230, está atualmente conectada diretamente a essa SE; (ii) geração da UHE é obtida do relatório mensal do ONS, referenciado ao mês de Janeiro (ONS, 2025); (iii) As cargas atreladas à cada SE foram adotadas como sendo os alimentadores disponíveis nas respectivas SEs; (iv) Considera-se o modelo de linha curta para o sistema adotado, tendo em vista que atende aos requisitos de sua classificação (Stevenson, 1974); (v)

O sistema em malha apresentado foi simplificado em relação às demais conexões com outras SEs existentes;

e (vi) Considera-se um sistema equilibrado, com sua análise em regime estacionário e apenas 1 circuito analisado.

Em conjunto com estas hipóteses, o sistema proposto é resolvido por meio da análise de circuitos, possibilitando avaliar os parâmetros técnicos-ambientais.

RESULTADOS

Conforme estabelecido no fluxograma metodológico (Figura 2), foi possível estabelecer a topologia do sistema e elaborar a *Y-bus* da Figura 3, por meio da equação (6) e (7). Posteriormente, com base nas equações (3), (4) e (8), obtiveram-se as tensões (V), correntes (I) e potências (S), respectivamente, de cada barramento presente no sistema. Os resultados são apresentados na

Tabela 5 e Tabela 7.

A partir destes resultados, a comparação entre o cenário Original e o cenário com a inserção da UFV no barramento intermediário 3, em conjunto com a remoção da SE CASCAV-PR230, os efeitos da tensão, corrente e potência dominantes sobre o sistema, acompanhados de seu comportamento senoidal ilustrados pela Figura 4 e Figura 5, respectivamente.

Em termos individuais quantitativos por barramento, verificou-se que o barramento 1 (adotado como referência) permaneceu com sua tensão inalterada (1,000 pu), mas a corrente de linha, em módulo, reduziu sua injeção em 34,37 % e o despacho ativo do gerador recuou 66,7 % (de 600 MW para 200 MW). O ângulo de corrente recuou 29,17°, indicando menor componente ativo na potência fornecida.

No barramento 3, onde há o ponto de conexão da UFV, a tensão subiu 0,527 % e o ângulo passou de -1,87° para +0,12°. A corrente, antes residual (0,0002 pu), saltou para 4 pu, invertendo-se em sentido. Isto é, há a injeção de corrente no barramento. Nota-se, também, a entrega ≈ 389 MW e 0,8 Mvar, convertendo-se de carga quase nula para gerador PQ.

Observando-se o barramento 4, cujo possui uma carga de 300 MVA e PF igual a 0,8, houve uma elevação discreta na tensão (+0,137 %) e avanço de 2,23° do ângulo. A potência ativa demandada caiu 2,03 %, enquanto a reativa aumentou 7,348 %. Como o trajeto elétrico entre a UFV e essa carga é curto, parte da potência ativa passa a vir do barramento 3, reduzindo o fluxo ativo desde o slack, mas o fator de potência da carga permanece inalterado, exigindo maior transporte de reativo.

Tabela 5. Resultados obtidos referentes aos parâmetros V, I e S dos casos 1 e 2.

Barra	Cenário	Tipo	Tensão (pu)	Corrente (pu)	Potência (MVA)
1	Original	Geração	1.0000 $\angle$ 0.00°	6.7345 $\angle$ -31.38°	574.94+j350.69
	Com UFV	Geração	1.0000 $\angle$ 0.00°	3.8242 $\angle$ -62.34° ↓	177.51+j338.73 ↓
2	Original	Carga	0.8986 $\angle$ -8.31°	4.0435 $\angle$ -31.38°	334.27 + j142.40
	Com UFV	Carga	0.9015 $\angle$ -7.31° ↑	4.0566 $\angle$ -30.38° ↑	336.43 + j143.32 ↑
3	Original	Fluxo	0.9737 $\angle$ -1.82°	0.0000 $\angle$ -83.88°	0.00+j0.00
	Com UFV	Geração	0.9795 $\angle$ 0.10° ↑	4.0837 $\angle$ 0.10° ↑	400.03+j0.29 ↑
4	Original	Carga	0.8970 $\angle$ -8.31°	2.6910 $\angle$ -31.38°	222.07 + j94.60
	Com UFV	Geração	0.9024 $\angle$ -6.38° ↑	2.7072 $\angle$ -29.46° ↑	224.75 + j95.74 ↑

Tabela 6. Resultados obtidos referentes ao cenário três.

Barra	Cenário	Tipo	Tensão (pu)	Corrente (pu)	Potência (MVA)
1	Original	Geração	1.0000 $\angle$ 0.00°	3.8782 $\angle$ -33.91°	321.87+j216.33
	Com UFV	Geração	1.0000 $\angle$ 0.00°	2.2966 $\angle$ -106.71° ↓	-66.04+j219.96 ↓
2	Original	Fluxo	0.9762 $\angle$ -1.49°	0.0000 $\angle$ -88.21°	0.00+j0.00
	Com UFV	Geração	0.9815 $\angle$ 0.54° ↑	3.9737 $\angle$ 2.03° ↑	389.87+j-10.15 ↑
3	Original	Carga	0.8618 $\angle$ -10.83°	3.8782 $\angle$ -33.91°	307.50+j130.98
	Com UFV	Geração	0.8664 $\angle$ -8.81° ↑	3.8989 $\angle$ -31.88° ↑	310.79+j132.38 ↑

Conforme Figura 5, a UFV possibilita uma injeção de potência ativa no barramento 3, fazendo com que os fluxos ativos em direção ao barramento 1 diminuam. O resultado direto é a queda substancial de corrente e potência ativa no barramento 1 e a ligeira redução nas cargas aparentes dos demais barramentos.

Em termos qualitativos, validou-se que a fonte principal passou a suprir muito menos potência ativa quando com a UFV conectada ao barramento 3, mantendo praticamente o nível de potência reativa. Ou seja, a UFV forneceu a maior parte da demanda ativa da rede.

Além da análise dos barramentos, também foram obtidos os valores de corrente das LTs que conectam esses barramentos, sendo apresentados pela Tabela 7.

Tabela 7. Correntes nas LTs dos cenários 1 e 2.

De-Para	Cenário	Corrente (pu)
1→2	Original	2.1926 $\angle$ 148.52°
1→2	Com UFV	2.0041 $\angle$ 146.30° ↓
1→3	Original	4.5420 $\angle$ 148.67°
1→3	Com UFV	2.2788 $\angle$ 94.77° ↓

2→3	Original	1.8510 $\angle$ 148.74°
2→3	Com UFV	2.0592 $\angle$ 152.85° ↑
3→4	Original	2.6910 $\angle$ 148.62°
3→4	Com UFV	2.7072 $\angle$ 150.54° ↑

Legenda: Aumento/queda de corrente - ↑/↓.

Tabela 8. Correntes nas LTs dos cenários 3.

De-Para	Cenário	Corrente (pu)
1→2	Original	3.8782 $\angle$ 146.09°
1→2	Com UFV	2.2966 $\angle$ 73.29° ↓
2→3	Original	3.8782 $\angle$ 146.09°
2→3	Com UFV	3.8989 $\angle$ 148.12° ↑

Legenda: Aumento/queda de corrente - ↑/↓.

Em maior destaque, foi observado uma queda de 8 % no módulo de corrente no trecho 1-2 indica um menor fluxo ativo saindo do barramento 1.

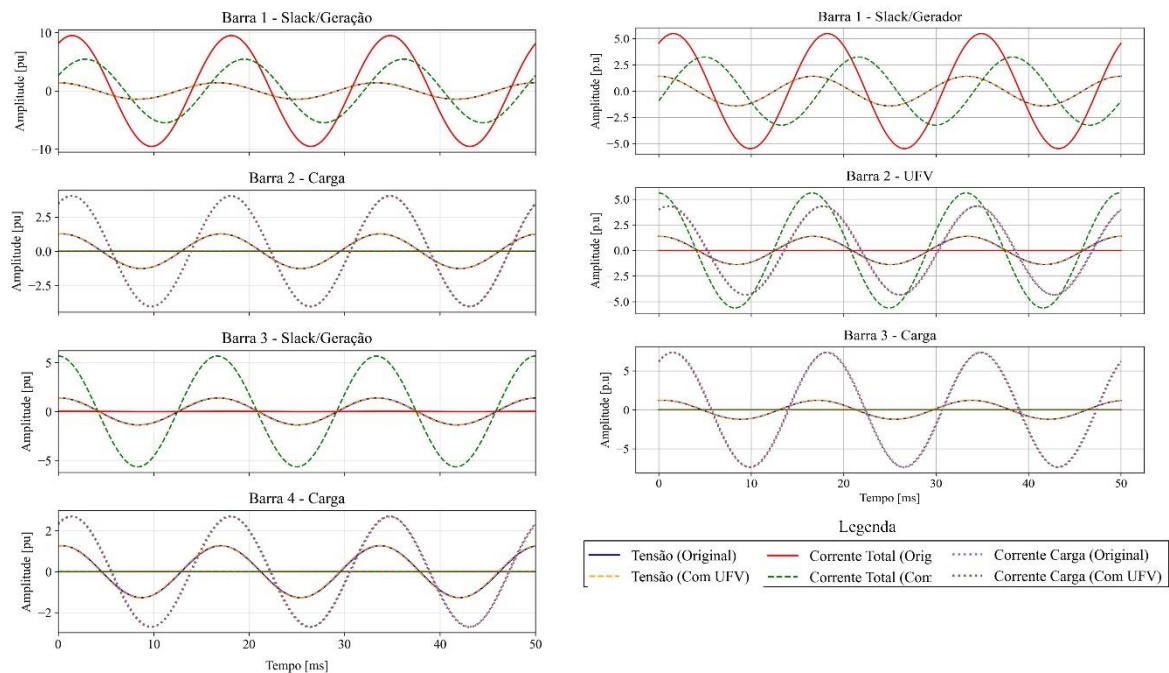


Figura 4. Comportamento senoidal das tensões e correntes nos barramentos.

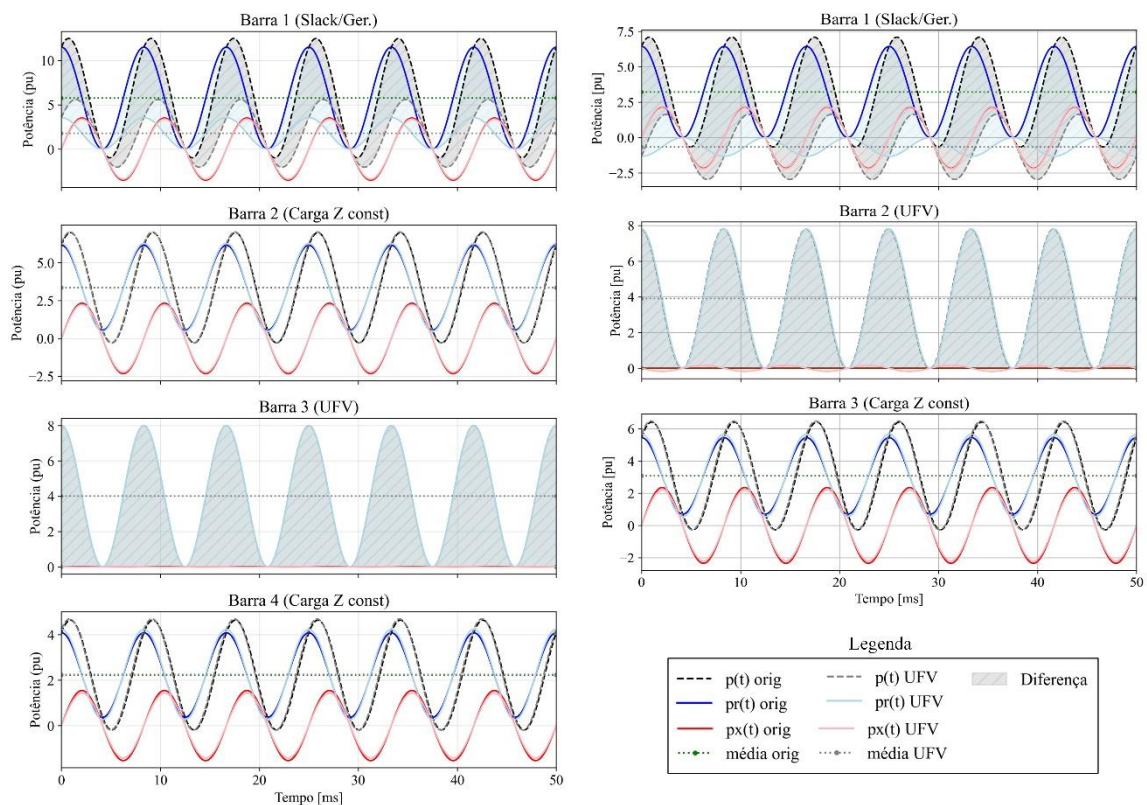


Figura 5. Comportamento senoidal da potência nos barramentos.

A UFV desloca parte da potência ativa localmente, reduzindo a corrente que percorre o trecho inicial do sistema. Em paralelo, a redução expressiva de 54,232

% no módulo da corrente do trecho 1-3, acompanhada de um avanço angular de quase $-47,9^\circ$, evidencia que o gerador do barramento 1 deixou de fornecer a maior

fração de potência ativa entre a fonte principal e o barramento 3. A UFV agora supre essa barra, invertendo o balanço de potência e alterando o componente reativo que domina o fasor de corrente.

No trecho 3-4, o módulo e o ângulo permanecem inalterados: a corrente continua a alimentar a carga na extremidade da rede, sem impacto direto da UFV (localizada antes desse trecho). Isso reforça que a UFV afeta, sobretudo, as linhas a montante de seu ponto de conexão.

Ao avaliar as perdas e emissões do sistema (Figura 6), foi possível identificar os principais impactos causados pela inserção da UFV no barramento 3. Este impacto é ilustrado pela Figura 7 em conjunto com a Tabela 9. Apesar do aumento de 19,25% das perdas no trecho 2-3, houve uma queda significativa no trecho 3-1 (-63,73%) e discreta no trecho 2-1 (-14,26%). Isto é justificado tendo em vista que o barramento 3 passou a exportar potência para o barramento 2. Além disso, com a inserção da UFV, a linha que antes levava potência da barra 1 para a barra 3 agora praticamente não é a única que transporta a potência para as cargas das barras 2 e 4.

Neste caso, o deslocamento do ponto de geração -isto é, a adição de um novo gerador no barramento

intermediário - reduz o ângulo de potência entre as barras, reduzindo a corrente e, portanto, perdas.

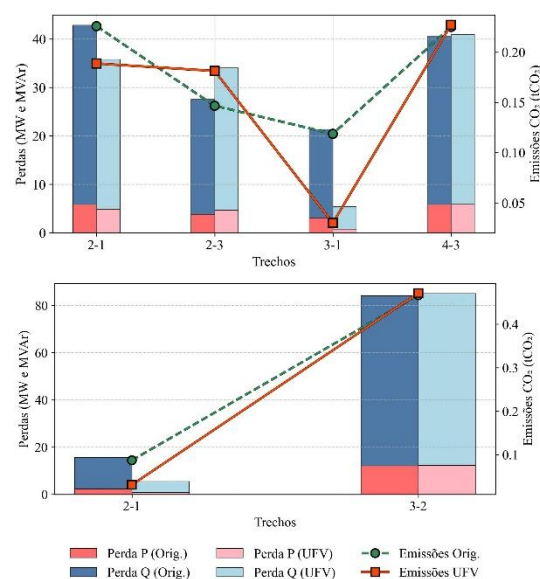


Figura 6. Perdas ativas e reativas associadas aos níveis de emissões.

Tabela 9. Resultados das perdas ativas e reativas, custos TUST e comparação percentual entre cenários.

Trecho	C _{per,TUST} (R\$)		P _{per} (MW)		Q _{per} (MVar)		VP [%]
	Com UFV	Original	Com UFV	Original	Com UFV	Original	
2-1	40398.07 ↓	48351.00	49.015 ↓	58.664	308.954 ↓	369.777	-16,45
2-3	38802.31 ↑	31392.14	47.079 ↑	38.088	293.500 ↑	237.450	+23,61
3-1	6423.32 ↓	25407.21	0.7793 ↓	30.827	46.241 ↓	182.904	-74,72
4-3	48634.97 ↑	48180.33	59.009 ↑	58.457	350.318 ↑	347.044	+0,94

Legenda: Aumento/queda de potencia ativa - ↑. Aumento/queda de potencia reativa - ↑.

Aumento/diminuição de custo - ↑.

Em síntese, o efeito dominante da UFV é nítido à montante do sistema, evidenciando menores custos TUST e menores emissões de CO₂ em trechos 2-1 e 3-1. Apesar disso, é identificado um aumento local de perdas que ocorre em trechos imediatamente vizinhos à usina (2-3), sobretudo quando ela opera a fator de potência unitário, pois o sistema ainda precisa transportar a potência reativa para cargas adjacentes.

Adicionalmente, tendo em vista que o fator de emissão está aplicado diretamente às perdas ativas, os trechos com maior redução de P_{per} exibem as maiores economias de CO₂ e, consequentemente, menores custos totais, conforme ilustra a Figura 7.

Tabela 10. Resultados das emissões de CO₂, custos associados e comparação percentual entre os cenários 1 e 2.

Trecho	C _{E,CO2} (R\$)		E _{CO2} (tCO2)		VP [%]
	Com UFV	Original	Com UFV	Original	
2-1	5,00 ↓	5,99	0,189 ↓	0,226	-16,45
2-3	4,80 ↑	3,89	0,181 ↑	0,147	+23,61
3-1	0,80 ↓	3,15	0,030 ↓	0,119	-74,72
4-3	6,02 ↑	5,6	0,227 ↑	0,225	+0,94

Legenda: Aumento/diminuição de custo - ↑. Aumento/queda de níveis de emissão: ↑.

Tabela 11. Resultados das emissões de CO₂, custos associados e comparação percentual para o cenário 3.

Trecho	C _{E,CO2} (R\$)		E _{CO2} (tCO2)		VP [%]
	Com UFV	Original	Com UFV	Original	
2-1	0,81 ↓	2.302	0,035 ↓	0,087	-64,93
2-3	12,5 ↑	12.368	0,472 ↑	0,468	+1,07

Legenda: Aumento/diminuição de custo - ↑. Aumento/queda de níveis de emissão: ↑.

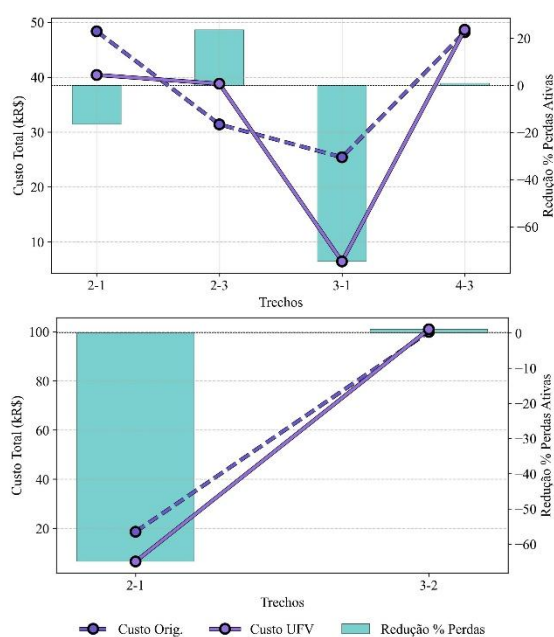


Figura 7. Custos e Emissões associados à variação percentual.

Ao analisar o aspecto sustentável, os resultados apresentados pela Tabela 10 corroboram as análises anteriores. Ou seja, com a UFV inserida no barramento intermediário, parte da carga é suprida a montante, reduzindo tanto as perdas quanto a energia despachada pelo gerador. Consequentemente, o carbono “incorporado” nas perdas e seu custo monetizado caem na mesma proporção.

Assim, os resultados demonstram que a UFV pode reduzir economicamente os custos das linhas principais e mitigar os níveis de emissões, mas exige atenção ao fator de potência e ao eventual deslocamento de perdas para ramais vizinhos.

CONCLUSÃO

O trabalho avaliou os impactos da inserção de uma UFV em um sistema de transmissão, com quatro subestações no Paraná, focando no despacho do gerador convencional, perdas elétricas, custos de transmissão (TUST) e emissões de CO₂ por meio de créditos de carbono. Os resultados positivos incluem redução de 66,7 % no despacho ativo do gerador de referência, queda de até 63,7 % nas perdas ativas no trecho 3–1, diminuição de custos TUST em até 63,7 % e economia equivalente em créditos de carbono. Estes ganhos comprovam que a geração fotovoltaica, quando bem dimensionada, traz benefícios concretos à eficiência e à sustentabilidade do sistema elétrico.

No nível nodal, observou-se que a UFV supriu a maior parte da demanda ativa local, reduzindo em 34,4 % a corrente no barramento 1 e elevando em 0,527 % a tensão no barramento 3, o que reforça o deslocamento eficiente de carga ativa. Em contrapartida, registrou-se aumento de 19,3 % nas perdas reativas no trecho 2–3, destacando a necessidade de estratégias de compensação reativa e ajustes na configuração dos fluxos de potência. Assim, embora a UFV otimize o uso das linhas e reduza encargos operacionais, impõe o desafio de gerenciar desequilíbrios e requisitos de regulação de tensão.



Reconhecem-se limitações quanto à topologia fixa e ao perfil único de geração solar, sem análise de variações dinâmicas de carga ou irradiância, o que recomenda cautela ao generalizar os achados. Para trabalhos futuros, propõe-se ampliar cenários de penetração solar, incorporar estudos dinâmicos e de contingência, explorar diferentes pontos de conexão e desenvolver controle reativo integrado. A integração criteriosa de geração fotovoltaica, acompanhada por essas medidas, constitui um passo decisivo rumo a redes elétricas mais resilientes, eficientes e ambientalmente responsáveis.

AGRADECIMENTOS

Agradecimentos à Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro, bem como à Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA) e ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade (PPGIES) pelo suporte institucional para a realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Homologatória nº 3.217, de 4 de julho de 2023.* Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional para o ciclo 2023-2024. Brasília, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.* Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, 2021.

ARAÚJO, D. L. *Análise do impacto nas redes elétricas de distribuição com o aumento da geração distribuída fotovoltaica: estudo de caso modelado no OPENDSS.* Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/80455?>. Acesso em: 26 Maio 2025.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). *Créditos de carbono.* BNDES, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/mercado-de-capitais/creditos-de-carbono>. Acesso em: 7 março 2025.

BARTHOLD, Lionel O.; REPPEN, N. D.; HEDMAN, D. E. *Análise de circuitos de sistemas de potência.* Tradução de Arlindo R. Mayer. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 1978.

CAMARGO, Celso C. de. Transmissão de energia elétrica. 4. ed. UFSC, Florianópolis, 2009. ISBN 978-8532804679.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. CEPEL, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>. Acesso em: 21 janeiro 2025.

EDF Renewables Brasil. Projetos solares. EDF Renewables Brasil, São Paulo, 2025. Disponível em: <https://edf-re.com.br/nossos-projetos/solares/>. Acesso em: 2 fevereiro 2025.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Estudo de atendimento elétrico ao Estado do Paraná: regiões Oeste e Sudoeste. (Relatório Técnico Nº EPE-DEE-RE-043/2022-rev0). EPE, Rio de Janeiro, junho 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Dados abertos: conjuntos de dados e publicações técnicas. EPE, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/dados-abertos>. Acesso em: 21 janeiro 2025.

Esfera Energia. *O que é TUST e TUSD? Entenda como funcionam as tarifas.* Esfera Energia, São Paulo, 2023. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/tust-tusd>. Acesso em: 15 março 2025.

FIGUEREDO, Igor Bardini. *Avaliação do impacto da geração distribuída fotovoltaica na reconfiguração de uma rede de distribuição.* Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/243546>.

GLOVER, J. Duncan; OVERBYE, Thomas J.; SARMA, Mulukutla S. *Power system analysis and design.* 6. ed. Cengage Learning, Boston, 2017. ISBN 978-1-305-63213-4.

ARAÚJO, D. L. *Análise do impacto nas redes elétricas de distribuição com o aumento da geração distribuída fotovoltaica: estudo de caso modelado no OPENDSS.* Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/80455?>. Acesso em: 26 Maio 2025.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). *Créditos de carbono.* BNDES, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/mercado-de-capitais/creditos-de-carbono>. Acesso em: 7 março 2025.



BARTHOLD, Lionel O.; REPPEN, N. D.; HEDMAN, D. E. *Análise de circuitos de sistemas de potência*. Tradução de Arlindo R. Mayer. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 1978.

CAMARGO, Celso C. de. Transmissão de energia elétrica. 4. ed. UFSC, Florianópolis, 2009. ISBN 978-8532804679.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. CEPEL, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>. Acesso em: 21 janeiro 2025.

EDF Renewables Brasil. Projetos solares. EDF Renewables Brasil, São Paulo, 2025. Disponível em: <https://edf-re.com.br/nossos-projetos/solares/>. Acesso em: 2 fevereiro 2025.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Estudo de atendimento elétrico ao Estado do Paraná: regiões Oeste e Sudoeste. (Relatório Técnico N° EPE-DEE-RE-043/2022-rev0). EPE, Rio de Janeiro, junho 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Dados abertos: conjuntos de dados e publicações técnicas. EPE, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/dados-abertos>. Acesso em: 21 janeiro 2025.

Esfera Energia. *O que é TUST e TUSD? Entenda como funcionam as tarifas*. Esfera Energia, São Paulo, 2023. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/tust-tusd>. Acesso em: 15 março 2025.

FIGUEREDO, Igor Bardini. *Avaliação do impacto da geração distribuída fotovoltaica na reconfiguração de uma rede de distribuição*. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/243546>. Acesso em: 26 maio 2025.

GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ. *Com RenovaPR, implantação de sistemas de energia limpa no campo dá um salto no Paraná*. Agência Estadual de Notícias, 3 abr. 2023. Disponível em: <https://www.aen.pr.gov.br/Noticia/Com-RenovaPR-implantacao-de-sistemas-de-energia-limpa-no-campo-da-um-salto-no-Parana>. Acesso em: 20 maio 2025.

ABSOLAR. Participação da energia solar na matriz elétrica sobe de 11,6% para 17% em um ano. Disponível em: [https://www.absolar.org.br/noticia/https-canalsolar-](https://www.absolar.org.br/noticia/https-canalsolar-com-br-participacao-da-solar-na-matriz-eletrica-sobe-de-116-para-17-em-um-ano)

[com-br-participacao-da-solar-na-matriz-eletrica-sobe-de-116-para-17-em-um-ano](https://www.absolar.org.br/noticia/https-canalsolar-com-br-participacao-da-solar-na-matriz-eletrica-sobe-de-116-para-17-em-um-ano)>. Acesso em: 27 maio. 2025.

LOPES FILHO, Gilberto. *Controle de potência reativa para adequação de valores de tensão e redução de perdas em redes elétricas com geração distribuída fotovoltaica*. 2024. 136 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2024. Disponível em: <https://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/13352>. Acesso em: 26 maio 2025.

Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). *Fator de emissão de CO₂ na geração de energia elétrica no Brasil em 2023 é o menor em 12 anos*. MCTI, Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/noticias/2024/02/fator-de-emissao-de-co2-na-geracao-de-energia-eletrica-no-brasil-em-2023-e-o-menor-em-12-anos>. Acesso em: 7 março 2025.

MONTICELLI, Alcir J.; GARCIA, Ariovaldo V. *Introdução a sistemas de energia elétrica*. Editora UNICAMP, Campinas, 2011.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Portal de Dados Abertos: dados históricos do setor elétrico brasileiro. ONS, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/>. Acesso em: 21 janeiro 2025.

RAGNEV, Walter. *Estudo de potência reativa, tensão, contingência e perdas em empresas de energia elétrica localizadas na Grande São Paulo*. 2005. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2005. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14659>. Acesso em: 26 maio 2025.

Solar dos Pomares. *Qual o valor do crédito de carbono? Como vender?* Solar dos Pomares, São Paulo, 2024. Disponível em: <https://solarospomares.com.br/qual-valor-do-credito-de-carbono-como-vendo/>. Acesso em: 8 março 2025.

Sinapsis Inovação em Energia. *Como lidar com as perdas técnicas na distribuição de energia?* Sinapsis Energia, São Paulo, 2023. Disponível em: <https://sinapsisenergia.com.br/como-lidar-com-as-perdas-tecnicas-na-distribuicao-de-energia/>. Acesso em: 5 fevereiro 2025.

STEVENSON, William. *Elementos de análise de sistemas de potência*. McGraw-Hill, São Paulo, 1974.