

Geração fotovoltaica em redes de distribuição: Análise das perdas técnicas e do impacto nas emissões de CO₂

Cardeli, D. L. Jr., *Graduando, UNILA*, Ledesma, J.J.G., *Orientador, UNILA*.

Resumo— Este estudo avalia o impacto nas perdas técnicas e emissões de CO₂ da integração de geração fotovoltaica em redes urbanas de distribuição, utilizando o software OpenDSS para simular cenários sem e com sistemas solares. O objetivo principal é quantificar as perdas técnicas, em 8 medidores, associadas à inserção desordenada de energia fotovoltaica e estimar seu impacto nas emissões de CO₂. A metodologia envolveu quatro etapas: simulação de cenários, análise de perdas técnicas, comparação entre cenários e avaliação de créditos de carbono. Os resultados indicaram que a geração fotovoltaica aumentou as perdas ativas em 3,2% e as reativas em 5,1%. Pontos críticos, como o medidor 3, registraram aumento de 37,3% nas perdas reativas, evidenciando desafios operacionais. As perdas foram convertidas em emissões de CO₂, a fim de mensurar uma variação nos custos destacando o aumento associado à expansão não planejada da geração fotovoltaica, mostrando a necessidade de mitigação dessas perdas através de maior controle e planejamento da geração. O estudo propõe a utilização de créditos de carbono como incentivo econômico para projetos de eficiência energética, alinhando-se aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU.

Termos de índices — Technical Losses, OpenDSS, Photovoltaic Systems, Carbon Credits, Electrical Distribution Systems.

I. INTRODUÇÃO

Diante das mudanças climáticas e da crescente demanda por energia elétrica, a busca por soluções sustentáveis no setor energético tornou-se emergente. Entretanto, a inserção de novos pontos de geração de energia a partir de fontes sustentáveis pode causar geração de perdas no sistema de distribuição. No Brasil, esse desafio é amplificado pelo cenário de perdas técnicas e não técnicas na distribuição, que corresponderam a 14,1% da energia injetada no sistema no ano de 2023 [1]. Esses números não apenas refletem a ineficiência operacional, mas também impactam diretamente as tarifas pagas pelos consumidores e as emissões de gases do efeito estufa. Segundo a Agência Internacional de Energia [2], cada kWh perdido emite 27,2 gCO₂, o que significa que as perdas técnicas no Brasil resultaram em 1,14 milhões de toneladas de dióxido de carbono lançadas à atmosfera somente no ano de 2023.

A ascensão dos recursos energéticos não convencionais [3] como sistemas fotovoltaicos, eólicos, biomassa, entre outros,

representa uma transformação na matriz elétrica brasileira, caracterizados até então por unidades geradoras centralizadas. Contudo, a integração dessas fontes em redes de distribuição projetadas para operação unidirecional tem gerado desafios inesperados. Estudos recentes [4], [5] apontam que a inserção desordenada de geração distribuída pode aumentar as perdas técnicas devido à inversão dos fluxos de potência, flutuações de tensão e desequilíbrios entre geração e demanda local. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN-2024) [6], a geração de energia solar teve participação de 5,8% na capacidade instalada no ano de 2024. No ciclo 2025-2029, o Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PLEX) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) alertou que 11 estados brasileiros estão sob risco de sobrecarga em suas redes de distribuição, diretamente associados ao crescimento da geração fotovoltaica distribuída [7]. A atual capacidade instalada no Brasil em sistemas de micro e minigeração distribuída é de 33 GW, a maioria oriunda de geração fotovoltaica, é previsto para o ano de 2029 que a potência instalada atinja 49 GW.

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) tem ampla aplicação em estudos de redes de geração distribuída [8], [9], [10], destacando-se em estudos de integração com fontes fotovoltaicas e avaliação de perdas técnicas [11], [12]. Sua capacidade de modelar redes ativas reforça sua relevância no planejamento de redes sustentáveis [13]. O *software* pode ser utilizado para otimizar a alocação de geração fotovoltaica e eólica em redes desbalanceadas, estudos alcançaram reduções de 10,7% em custos e emissões de CO₂ [14]. Além disso, foi utilizado para realizar a modelagem de redes trifásicas com alta penetração fotovoltaica, identificando desafios em controles de inversores e subestimação de perdas [15]. O OpenDSS pode oferecer análises para integrar geração fotovoltaica [16], enquanto simulações estocásticas no *software* podem quantificar impactos de tensão em redes com alta penetração de geração distribuída [17].

A expansão da geração fotovoltaica é impulsionada por mecanismos que associam benefícios ambientais a incentivos econômicos [18]. Essa ação alinha-se ao Acordo de Paris, embora a efetividade dependa de políticas integradas para fontes renováveis e eficiência energética [19]. Mesmo com avanços tecnológicos, existem barreiras como custos iniciais do sistema [20].

Deste modo, o estudo analisa o impacto da inserção da geração fotovoltaica em redes urbanas de distribuição. O principal objetivo do presente trabalho é quantificar os impactos da inserção de geração distribuída em uma rede de distribuição urbana, considerando as perdas técnicas

decorrentes da operação e o custo ambiental correlacionado ao aumento das emissões de CO₂. Os objetivos específicos propostos para atingir este objetivo são:

- i. **Criar cenários** com e sem geração fotovoltaica, mediante a utilização do *OpenDSS*.
- ii. **Quantificar as perdas técnicas** (ativas e reativas) associadas à inserção desordenada de sistemas fotovoltaicos.
- iii. **Estimar as emissões de CO₂** geradas pelas perdas técnicas.
- iv. **Avaliar o potencial dos créditos de carbono** como mecanismo de compensação financeira para a melhoria da eficiência energética nas redes.

A relevância desse estudo reside na análise de redes com baixa capacidade de controle, realidade comum em países em desenvolvimento, onde a expansão de fontes renováveis nem sempre é acompanhada por atualizações na infraestrutura. A partir disto, a metodologia do trabalho foi estruturada em quatro etapas – (1) simulação dos cenários; (2) análise de perdas técnicas; (3) análise comparativa de perdas entre os cenários e; (4) avaliação de créditos de carbono.

Este artigo está organizado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta os fundamentos teóricos sobre sistemas fotovoltaicos, perdas técnicas e créditos de carbono; a Seção 3 detalha a metodologia e ferramentas utilizadas; a Seção 4 discute os resultados das simulações e suas implicações; a Seção 5 apresenta as conclusões do trabalho; e a Seção 6 sugere estudos futuros.

II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A. Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas de geração fotovoltaica podem ser considerados como recursos energéticos distribuídos (RED), que reúnem sistemas de geração não convencionais e descentralizados que estão conectados à rede de distribuição [21]. Esses sistemas são compostos por painéis solares, inversores e sistemas de monitoramento, podendo operar conectadas à rede ou de forma autônoma. A eficiência energética dos painéis fotovoltaicos atualmente varia entre 15% e 22% [22] e dependente da tecnologia utilizada (monocristalina, policristalina ou filme fino) além de ser influenciada por fatores ambientais e construtivos.

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos se destacam como o principal recurso energético distribuído [23], devido ao alto potencial solar e incentivos regulatórios como por exemplo a resolução normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) 482/2012 [24]. Embora a geração fotovoltaica apresente diversas vantagens, a natureza intermitente dessa fonte impõe uma série de desafios, como variações abruptas de geração e incompatibilidade com redes projetadas para operação centralizada.

A geração fotovoltaica, embora promova benefícios energéticos e ambientais, também impõe desafios técnicos, como o aumento das perdas no sistema elétrico. Para compreender melhor esse impacto, é essencial analisar as perdas de energia associadas ao transporte e à integração da

geração distribuída.

B. Perdas de energia

As perdas de energia durante a transmissão e distribuição de eletricidade são inevitáveis e podem ser classificadas como técnicas e não técnicas [25]. As perdas técnicas são causadas principalmente pelo efeito Joule nos condutores e pela dissipação de energia em transformadores [26]. Podem ser divididas em perdas variáveis, que dependem da carga, e em perdas fixas, que são independentes da carga. Diversos métodos são utilizados para estimar as perdas técnicas, desde abordagens simples baseadas em dados de medição até modelos mais complexos, como redes neurais e simulações de fluxo de potência. A metodologia adotada pela ANEEL, por sua vez, tem como base simulações do fluxo de potência, considerando todos os componentes da rede, desde a subestação até os consumidores finais [8]. As perdas não técnicas são decorrentes de fatores externos, como fraudes, erros de medição e ligações clandestinas. Essas perdas geram um custo para as concessionárias e consumidores, além de comprometer a qualidade do serviço [27].

As perdas elétricas nos sistemas de distribuição são um problema significativo no mundo, podendo representar até 20% de toda a energia entregue [28]. Na América Latina, essas perdas representam um percentual significativo da energia gerada. Segundo o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) [29], a região perdeu em média 17% da energia gerada nas últimas três décadas. Na Figura 1 está apresentado as perdas no sistema elétrico brasileiro entre os anos de 2008 e 2023. Dados da ANEEL indicam que, em 2023, foram contabilizadas um total de 80,2 TWh de perdas no sistema, sendo 42,0 TWh referente às perdas técnicas e 38,2 TWh às perdas não-técnicas.

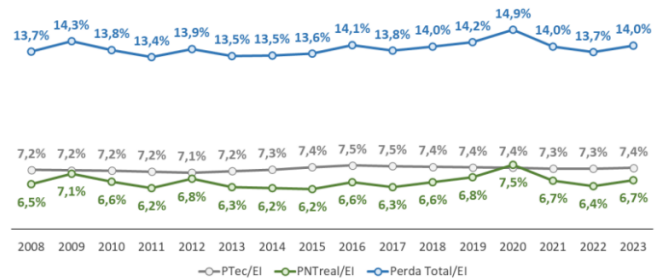


Figura 1 Perdas Técnicas na distribuição de energia 2008-2023 [1]

No Brasil, a ANEEL permite que as distribuidoras compensem as perdas de energia elétrica por meio de ajustes nas tarifas. Esse mecanismo, embora permita que as distribuidoras recuperem parte dos custos associados às perdas técnicas, pode elevar o valor das tarifas para os consumidores [11]. Além disso, os consumidores que cometem fraudes ou furtos de energia, ocasionando aumento das perdas não técnicas, impõem um custo adicional aos demais consumidores, que acabam arcando com a energia que não é contabilizada.

O aumento da penetração da geração distribuída pode

impactar diretamente as perdas técnicas da rede de distribuição, especialmente em cenários com alta densidade de geração. Para avaliar esses impactos e propor soluções eficientes, ferramentas computacionais como o OpenDSS são empregadas na simulação de cenários e análise de parâmetros críticos do sistema.

C. OPENDSS

O OpenDSS [30] é uma ferramenta útil para simular redes com geração distribuída e permite analisar o comportamento da rede ao longo de um determinado. Foi desenvolvido em 2008 pela *Electrical Power Research Institute* (EPRI) e sua principal função é analisar o comportamento de sistemas, permitindo estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade e proteção. A ferramenta emprega modelos detalhados de componentes como linhas, transformadores, cargas e geradores, além de possibilitar a criação de cenários personalizados (variações de demanda, penetração de REDs e perfis temporais).

A partir de 2014, a ANEEL adotou o OpenDSS em análises técnicas [31], destacando sua flexibilidade para simular cenários complexos de geração e demanda, bem como sua integração com linguagens como *Matlab*, *Python* e *Excel VBA* [32]. Essa integração possibilita a criação de interfaces gráficas personalizadas e a automatização de tarefas. No entanto, o OpenDSS apresenta limitações, como a complexidade para modelar sistemas de grande escala e a necessidade de simplificações nos modelos para garantir eficiência computacional.

O *software* oferece diferentes métodos para resolver o fluxo de potência. Embora o método de *Newton-Raphson* [9] seja um método padrão na análise de sistemas de potência, o OpenDSS também disponibiliza o método "Normal" [33], projetado para redes de distribuição radiais com uma única fonte. Este método opera por meio de iterações sucessivas: inicia com a estimativa das tensões nos nós, considerando apenas elementos passivos (linhas, transformadores). Em seguida, calcula as correntes de injeção de elementos ativos (geradores, cargas) e atualiza as tensões. O processo é repetido até que a solução convirja.

O *EnergyMeter* é um recurso que se baseia em registradores que acumulam valores de energia ativa, reativa e perdas. No início da simulação, esses registradores são zerados. Em cada iteração, o medidor coleta uma amostra e integra os valores ao longo do tempo, considerando o intervalo entre as soluções. A zona do medidor é definida automaticamente na primeira execução do fluxo de carga, abrangendo todos os elementos radiais conectados ao terminal do medidor. Essa funcionalidade permite analisar perdas, sobrecargas e distâncias relativas à subestação.

O OpenDSS tem sido amplamente aplicado em estudos de planejamento da expansão de redes de distribuição, avaliação de impactos da geração distribuída, implantação de micro redes e a análise de sistemas de proteção.

Destaca-se ainda a relevância do OpenDSS em avaliar os impactos da geração distribuída e otimizar a alocação desses recursos. Além das perdas técnicas, outro aspecto relevante da

geração distribuída é o seu impacto ambiental, especialmente no contexto dos créditos de carbono.

D. Créditos de Carbono

O crédito de carbono é um instrumento econômico criado para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Cada crédito de carbono representa uma tonelada de CO₂ que deixou de ser emitida ou foi capturado da atmosfera. Contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas, estes créditos são originados do Protocolo de Kyoto e são negociados em mercados específicos, permitindo que empresas e países compensem suas emissões [34]. No Brasil, projetos de energia renovável, eficiência energética e preservação florestal são os principais geradores desses créditos [35].

Para determinar a quantidade de créditos gerados por um projeto, é fundamental realizar uma análise do ciclo de vida (ACV) [36] que avalia as emissões em todas as etapas, desde a extração de matérias-primas até o descarte do produto ou equipamento.

Em 2024, o mercado global apresentou taxas de carbono variáveis, com destaque para Uruguai (US\$ 167), Suíça (US\$ 132), Liechtenstein (US\$ 132), Suécia (US\$ 127), Noruega (US\$ 107), Finlândia (US\$ 99) e Países Baixos (US\$ 71) [37]. No entanto, setores industriais e elétricos de países da OCDE e G20 [28] estão à mercê de mecanismos de precificação de carbono, como impostos ou sistemas de comércio de emissões. Essa lacuna na regulamentação é mais evidente nos setores onde subsídios aos combustíveis fósseis e a alocação de licenças enfraquecem os incentivos para a redução de emissões. A ausência de uma precificação consistente dos créditos de carbono dificulta a implementação de projetos de redução de emissões.

No Brasil, o avanço da Lei 15042 [39], sancionada em dezembro de 2024, estabelece mecanismos para segurança jurídica e transparência no mercado de créditos de carbono. A lei define parâmetros claros para mensurar emissões e calcular a Intensidade de Carbono da Fonte de Energia (ICE), permitindo comparar, por exemplo, emissões de usinas solares e termelétricas a gás. Essa padronização facilita a certificação de reduções de Gases de Efeito Estufa (GEE) e incentiva investimentos em tecnologias de baixa emissão, como energia solar e hidrogênio verde.

Essa lei mudou o cenário regulatório dos créditos de carbono no Brasil, abrindo uma nova era para projetos de eficiência energética e redução de emissões. Projetos que reduzem perdas técnicas em redes de distribuição podem se beneficiar dessa lei, isso os torna mais atrativos economicamente e alinha-se com os objetivos globais de mitigação das mudanças climáticas, ao quantificar os créditos em relação às reduções de emissões associadas à otimização da rede. Contudo, a regulamentação ainda não abrange setores críticos, como o agropecuário, responsável por 73% das emissões nacionais no ano de 2023 (Figura 2) [40]. A ausência de regras específicas para todos os setores limita a geração de créditos e a integração plena do Brasil ao mercado global de carbono.

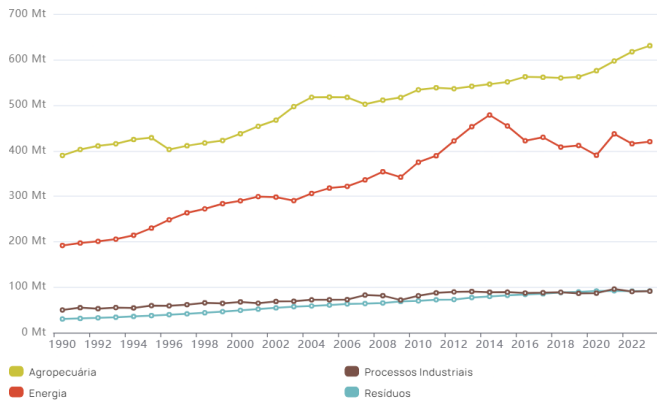


Figura 2 Estimativa de emissão de GEE por setor [30]

A expansão da geração distribuída, especialmente a fotovoltaica, pode contribuir para a redução de emissões de gases do efeito estufa e a geração de créditos de carbono. No entanto, para maximizar seus benefícios demanda um planejamento integrado adequado que harmonize a inserção de fontes renováveis com a melhoria da eficiência energética.

III. METODOLOGIA

Neste trabalho foi analisado o impacto da geração fotovoltaica nas perdas técnicas em redes de distribuição, utilizando o software OpenDSS e seguindo um fluxo sistemático de quatro etapas como mostra a Figura 3. No fluxograma, pode-se observar as etapas desenvolvidas, que incluíram a simulação dos cenários sem e com geração fotovoltaica, a análise das perdas em cada cenário, a comparação de perdas entre os cenários, e a avaliação do impacto da emissão de CO₂ na operação.

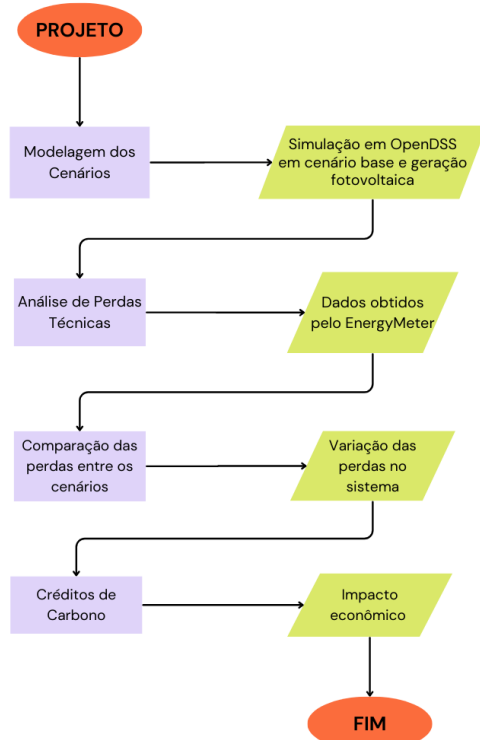


Figura 3 Fluxograma metodológico

A. Etapa 1 – Simulação dos Cenários

O objetivo desta etapa foi simular os cenários modelados para comparação. Estabeleceu-se uma referência operacional da rede de distribuição urbana sem a presença de geração fotovoltaica para utilização como cenário base. Para isso, modelou-se o sistema utilizando o circuito *ckt24*.

A escolha do circuito *ckt24* foi para garantir replicabilidade e a possibilidade de comparabilidade com estudos já publicados, bem como, para simplificar o modelo sem perder a representatividade essencial das redes de distribuição brasileiras. Apesar de suas limitações, o cenário base proporcionou uma referência para analisar os impactos da geração fotovoltaica nas perdas técnicas.

Para o segundo cenário, foi realizada a modelagem da geração fotovoltaica no sistema de distribuição. Para simular condições realistas, a modelagem considerou variáveis para a geração fotovoltaica, como a temperatura do painel e a irradiância solar, simulando a intermitência desta fonte de geração e seu impacto nas perdas técnicas.

A configuração no OpenDSS consistiu na aplicação de perfis de carga baseados em dados urbanos, considerando variações horárias. A simulação e o monitoramento foram realizados durante um período de 168 horas (equivalente a uma semana), abrangendo as variações operacionais típicas da rede.

B. Etapa 2: Análise de Perdas Técnicas

Esta etapa teve como elemento analisar as perdas técnicas antes e depois da inserção de geração fotovoltaica. Para tanto, foram utilizados dois indicadores principais: perdas ativas totais, que representam a energia dissipada na forma de calor nos condutores e transformadores (medida em kWh); e perdas reativas totais, associadas à magnetização dos transformadores e à reatância das linhas (medida em kvar).

O OpenDSS calcula perdas no circuito por meio da matriz de admitância, resolvendo o fluxo de potência pelo processo iterativo, considerando cargas e elementos lineares, conforme Figura 4. As perdas são somadas individualmente em cada elemento, consolidadas no *circuit summary*, oferecendo um balanço energético total do sistema [41].

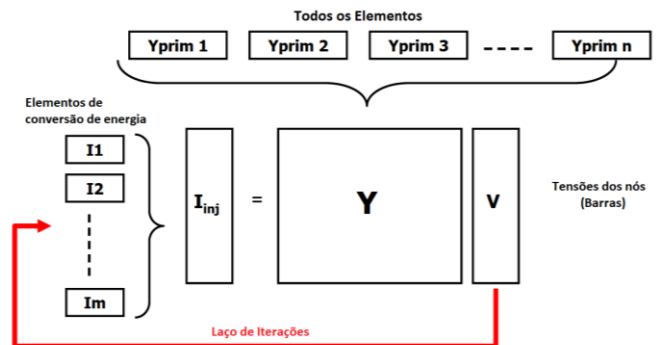


Figura 4 Esquema de cálculo das variáveis no OpenDSS [42]

Para a análise dos resultados, utilizou-se o elemento *EnergyMeter* do OpenDSS, que permite monitorar em tempo real o fluxo de potência ativa e reativa nos alimentadores. Além disso, o *EnergyMeter* oferece ferramentas para

acompanhar o consumo ao longo do tempo em cada ponto de consumo e as possíveis variações do sistema.

No quesito de monitoramento, o elemento *EnergyMeter* é um componente que atua como um medidor inteligente acoplado a um terminal do circuito. Esse medidor é capaz de coletar dados não apenas em seu ponto de instalação, mas também em toda a sua zona de medição, a região radial “jusante” definida a partir de sua localização [43].

C. Etapa 3 – Análise Comparativa das Perdas Técnicas entre Cenários

Nesta etapa, foi realizada a comparação direta dos resultados obtidos nas simulações do cenário base e do cenário com geração fotovoltaica. O objetivo foi quantificar e analisar o impacto da geração fotovoltaica nas perdas técnicas do sistema. Para isso, foram utilizados os dados de perdas ativas (kWh) e reativas (kvar) totais, e os valores medidos em cada ponto de monitoramento (*EnergyMeter*) ao longo das 168 horas de simulação.

A análise consistiu em calcular a variação absoluta e percentual das perdas ativas e reativas entre os dois cenários, tanto nos valores médios totais do sistema quanto em cada ponto de medição individualmente. A variação percentual foi calculada conforme equação 1.

$$\Delta\% = \left(\frac{\text{Valor}_{5PV} - \text{Valor}_{Base}}{\text{Valor}_{Base}} \right) \cdot 100 \quad 1$$

Para garantir comparabilidade entre os medidores, os valores de perdas foram normalizados em relação aos valores máximos e mínimos (equação 2), foi considerado um fator ϵ (1e-8) para evitar que o denominador fosse zero.

$$X_{nor} = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min} + \epsilon} \quad 2$$

A normalização dos dados buscou eliminar distorções causadas por escalas distintas entre os medidores, garantindo uma comparação equitativa. Esse procedimento ajuda na identificação de padrões espaciais e temporais nas perdas.

D. Etapa 4: Análise de créditos de Carbono

O objetivo desta etapa foi relacionar as perdas técnicas com emissões de CO₂ e estimar o potencial de geração de créditos de carbono. Para tal, as perdas técnicas identificadas foram convertidas em emissões equivalentes de CO₂ utilizando o fator de 27,2 gCO₂(eq)/kWh, conforme diretrizes da Agência Internacional de Energia [2]. A partir da diferença de perdas entre os cenários com e sem geração fotovoltaica, calculou-se a variação das perdas entre os cenários, que foi então traduzida em emissões geradas devido ao desarranjo do sistema. Adicionalmente, considerou-se o valor médio do crédito de carbono para projetos de eficiência energética em 2024, estimado em USD 5,47 [44]. Esse valor foi aplicado para quantificar o custo de ter uma operação ineficiente. O índice de preços estimado para projetos de eficiência energética foi calculado como a média ponderada pelo volume das cotações de créditos de carbono, os preços e volumes representam uma combinação de transações concluídas e

ofertas, com maior peso atribuído a transações concluídas coletados pela corretora.

IV. RESULTADOS

A. Sistema de distribuição

O sistema de distribuição estudado baseou-se no circuito de referência *ckt24* do OpenDSS, que utiliza uma rede radial típica, caracterizadas por alta densidade de cargas residenciais e infraestrutura de distribuição convencional. A Tabela 1 detalha as características utilizadas como entrada para o *software*.

Sistema de distribuição analisado	
Tensão do sistema (kV)	34,5
Potência dos transformadores (kVA)	6.937
Potência reativa total do alimentador (kvar)	3.300
Extensão total do circuito (km)	119
Banco de capacitores	3
Percentual de carga residencial (%)	87
Nº de alimentadores no barramento da SE	2

Tabela 1 Dados EPRI 24ckt

A topologia do sistema, ilustrada na Figura 5, que destaca quatro componentes:

- Subestação (verde):** Ponto de conexão entre a rede de transmissão e distribuição.
- Pontos de medição (azul):** Posicionados ao longo do alimentador (codificados como Em1 a Em8), monitoram a tensão, os fluxos de potência e as perdas.
- Sistemas fotovoltaicos (amarelo):** Distribuídos em nós aleatórios selecionados para simular a geração fotovoltaica.
- Banco de Capacitores (vermelho):** Banco de capacitores de 120kvar provenientes do sistema padrão *ckt24*.

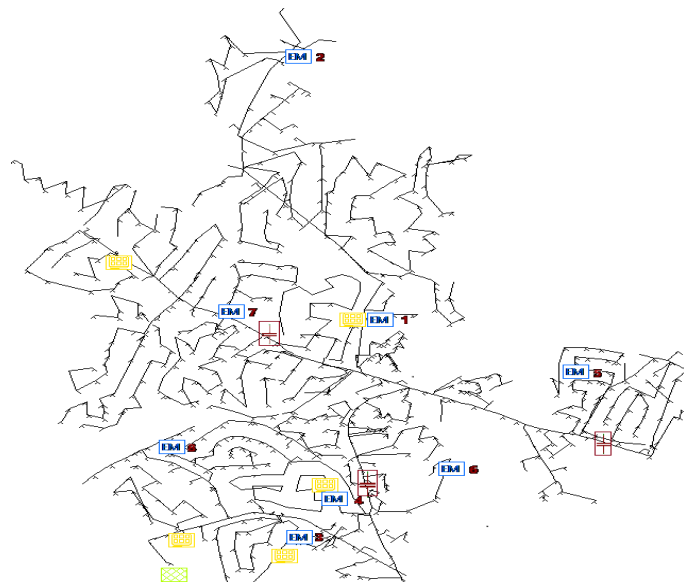


Figura 5 Circuito *ckt24* com posicionamento dos equipamentos

O perfil de consumo, predominantemente residencial (87%), foi modelado com base em dados de demanda horária, incorporando variações e picos de carga típicos de áreas urbanas, para avaliar o impacto da inserção de geração fotovoltaica.

B. Cenário Base

O cenário base foi simulado para representar a operação tradicional da rede de distribuição urbana sem a presença de geração fotovoltaica. Neste cenário, a rede opera de forma unidirecional, com a energia fluindo da subestação para os consumidores finais, sem a influência de fontes de geração fotovoltaica. Na Figura 6 está apresentada a distribuição das perdas ativas e reativas ao longo dos medidores.

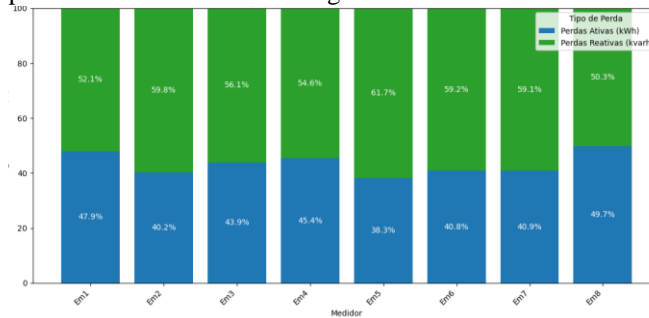


Figura 6 Distribuição das perdas por medidor no cenário base

A análise do cenário base revelou que as perdas ativas totais foram de 0,525 MW, enquanto as perdas reativas totais atingiram 3,540 Mvar. Além disso, a tensão mínima observada no cenário base foi de 0,873 pu. A análise do cenário base serviu como referência para avaliar os impactos da inserção de geração fotovoltaica, permitindo a comparação direta das perdas técnicas e da qualidade da energia entre os dois cenários.

I. Cenário Base + Sistemas Fotovoltaicos

A Figura 7 destaca o comportamento das perdas reativas ao longo da simulação para cada medidor, comparando o cenário base e o cenário com geração fotovoltaica. No cenário base, o comportamento das perdas reativas é semelhante ao das perdas ativas (Figura 8), com picos nas primeiras horas e quebra de padrão entre as horas 125 e 150. A principal diferença é a maior amplitude entre as curvas dos diferentes medidores. Isso sugere que a sensibilidade das perdas reativas à localização dos medidores é maior do que das perdas ativas.

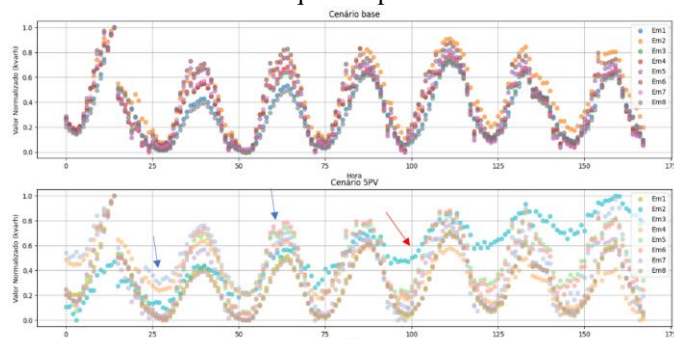


Figura 7 Perdas reativas nas cargas em cada cenário

A inserção da geração fotovoltaica tem um impacto mais pronunciado nas perdas reativas do que nas ativas. Isso é evidenciado pelo aumento das perdas reativas no medidor 2 (indicado na seta cor vermelha), localizado mais distante do alimentador, especialmente no final da simulação. Este resultado sugere problemas no trecho correspondente da rede. Por outro lado, no medidor 1, há uma redução nas perdas reativas na parte final da simulação em comparação ao cenário base. Os medidores 3 e 4 mostram um deslocamento vertical das curvas de perdas reativas, com vales e picos registrados em pontos superiores às curvas dos outros medidores (seta cor azul). Alguns medidores apresentam maiores oscilações nas perdas reativas no cenário com geração fotovoltaica, o que pode ser uma consequência da intermitência da geração solar e da falta de controle reativo dos inversores fotovoltaicos. Adicionalmente, observa-se aumento nos valores de perdas reativas nos medidores 3 e 4, onde os pontos e vales apresentam-se em pontos superiores às curvas dos demais medidores.

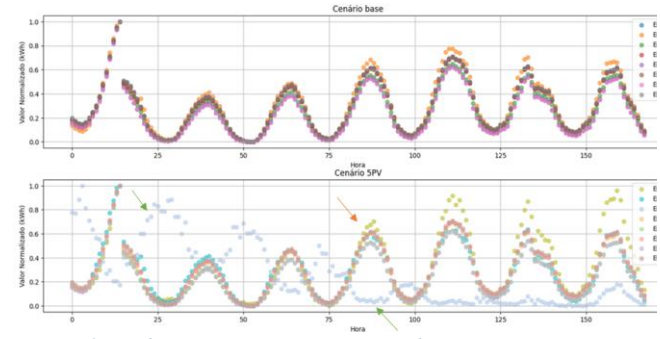


Figura 8 Perdas ativas nas cargas em cada cenário

A Figura 8 apresenta a evolução das perdas ativas em cada medidor para ambos os cenários. Em relação às perdas ativas, o medidor 1 apresenta as maiores perdas no cenário com geração fotovoltaica, destacando-se na segunda metade da simulação. Esse comportamento mostra uma relação direta entre a posição do medidor e a geração fotovoltaica, possivelmente devido a um fluxo de energia invertido ou sobrecarga no trecho (seta cor laranja). Por outro lado, o medidor 3 (seta cor verde) apresenta um comportamento deslocado das curvas de perdas ativas, com picos onde os outros medidores apresentam vales e vice-versa, com valores mais altos nas primeiras horas da simulação. Isso evidencia uma forte interação e provável desequilíbrio com os geradores fotovoltaicos instalados, reforçando a necessidade de compensação de potência reativa.

Os outros medidores demonstram uma redução moderada nas perdas ativas com a inserção da geração fotovoltaica, o que indica um efeito benéfico dessa inserção, pois a energia gerada localmente reduz a necessidade de transportar energia por longas distâncias.

C. Comparação das perdas técnicas

A Tabela 2 sintetiza os impactos operacionais da inserção de geração fotovoltaica. O aumento de 25,3% na tensão máxima (de 1,070 pu para 1,340 pu) reflete a injeção excessiva de energia solar em horários de baixa demanda,

enquanto a melhoria de 10,9% na tensão mínima (de 0,873 pu para 0,969 pu) indica benefícios para consumidores em extremidades da rede. Contudo, o aumento de 3,2% nas perdas ativas totais evidencia desafios operacionais, como fluxos reversos e desequilíbrios entre geração e demanda local.

	Cenário Base	Cenário fotovoltaico	Δ (%)
Tensão Max pu.	1,070	1,340	+25,3%
Tensão Min pu.	0,873	0,969	+10,9%
Total Potência Ativa (MW)	21,428	19,924	-7,0%
Total Perdas Ativa	2,453%	2,532%	+3,2%
Total Potência Reativa (MVar)	-3,551	-4,518	+27,2%
Total de Perdas Reativas (MVar)	-3,540	-3,720	+5,1%

Tabela 2 Resumo simulações cenários

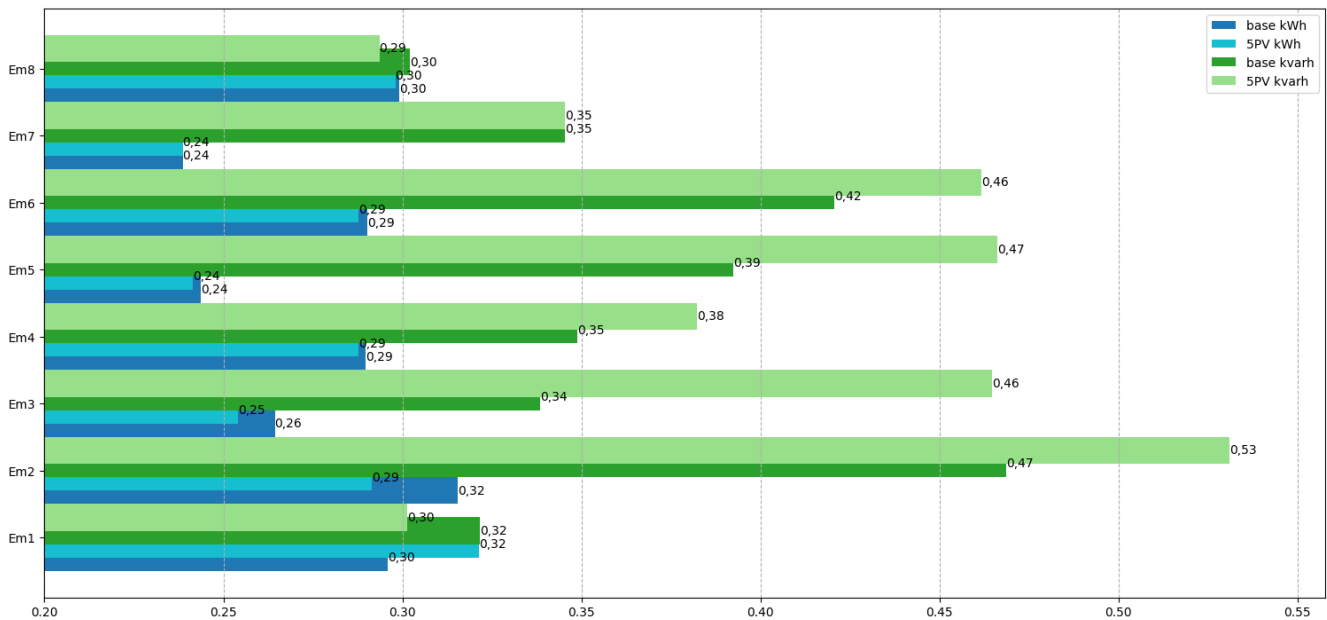


Figura 9 Perdas ativas e reativas para cada cenário

Enquanto isso, na Figura 10 apresenta-se a variação percentual de perdas ativas e reativas entre os cenários.

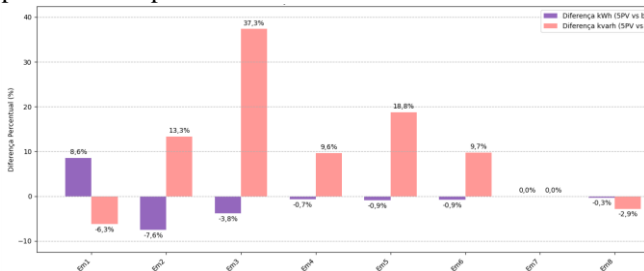


Figura 10 Variação percentual de perdas ativas e reativas entre os cenários por medidor.

Destaca-se o medidor 2 que apresentou redução de 7,6% nas perdas ativas, porém aumento de 13,3% nas reativas sugere que, embora a demanda por potência ativa seja suprida localmente, a inserção de geração fotovoltaica pode ter agravado a complexidade do fluxo de potência reativa. Outro destaque é o medidor 3 que registrou o maior aumento de

perdas reativas (+37,3%), sugerindo sobrecarga em trechos específicos do alimentador. O medidor 1 foi o único que apresentou aumento na perda ativa, mas apresentou redução da reativa, isso pode ser explicado pela realocação dos fluxos de potência na rede. Além disso, o medidor 7 apresentou mesmo comportamento em ambos os cenários, indicando a presença de um banco de capacitores no nó a montante do medidor e o medidor 8 o que pode ser atribuído à curta distância em relação à subestação e à ausência de geração fotovoltaica na área circundante, contribuindo para a melhoria da eficiência da região.

Esses resultados alinham-se a estudos [45], [46] que demonstram que a falta de coordenação na instalação de geração fotovoltaica pode prejudicar o desempenho do sistema.

D. Impacto econômico e créditos de carbono

O impacto das perdas técnicas no sistema de distribuição não se limita aos aspectos operacionais e técnicos, mas também se reflete em implicações econômicas e ambientais

significativas. Neste contexto, a integração de sistemas de geração pode gerar benefícios econômicos associados à geração de créditos de carbono, além de, contribuir para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa.

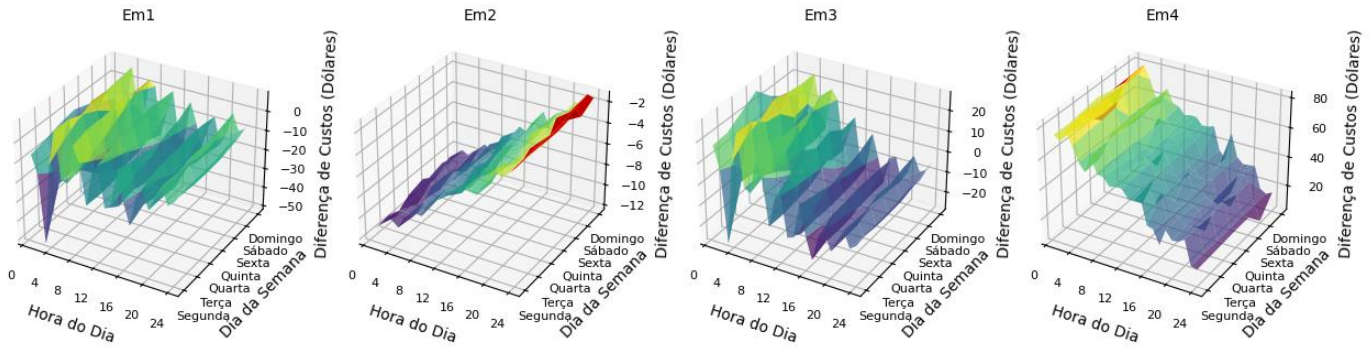


Figura 11 Estimativas de custos hora a hora para os medidores 1, 2, 3 e 4

Na Figura 12 estão demais medidores (5, 6, 7 e 8), observa-se que, devido à diferença nula entre ambas as perdas

Na Figura 11 está apresentado a variação de valores de créditos de carbono para os medidores 1, 2, 3 e 4 em cada ponto ao longo da simula

no medidor 7, não houve estimativa de valor de crédito de carbono neste ponto.

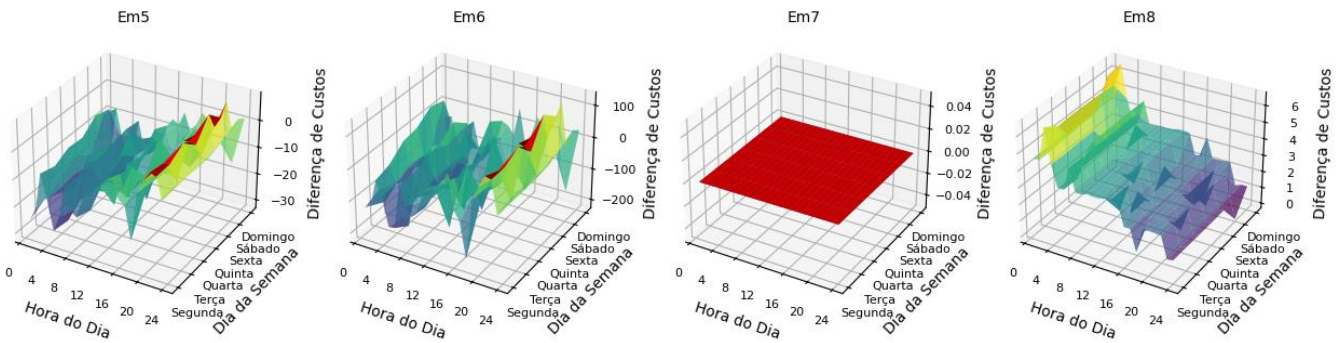


Figura 12 Estimativas de custos hora a hora para os medidores 5, 6, 7 e 8.

As perdas técnicas durante a distribuição representam custos financeiros significativos para as concessionárias de energia elétrica, que podem resultar em tarifas mais altas para os consumidores. Para ilustrar, o aumento de 3,2% nas perdas ativas e 5,1% nas perdas reativas, conforme mostrado na Figura 13, gera um ônus financeiro adicional para as concessionárias.

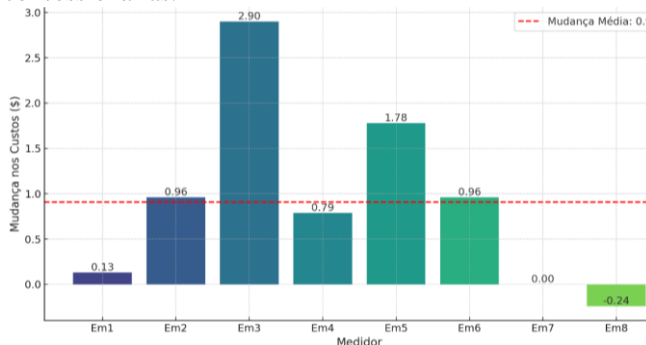


Figura 13 Diferença de emissões entre os cenários para cada medidor

As perdas técnicas também têm repercussões ambientais significativas. Todo quilowatt-hora perdido durante a distribuição exige a geração adicional de energia para atender a demanda, especialmente em sistemas que dependem de

combustíveis fósseis. Por exemplo, o aumento de perdas ativas em 37% observado no Medidor 3, conforme destacado na Figura 10 causa um aumento nas emissões de CO₂, e isso sublinha a necessidade de mitigação de perdas técnicas.

A análise dos impactos econômicos e ambientais deste estudo vai de encontro com tópicos elencados na ODS 7 (Energia Acessível e Limpa), 13 (Ação contra a Mudança Climática) e 9 (Indústria, Inovação e Infraestrutura) das Nações Unidas [47]. A redução de perdas técnicas e a promoção de fontes de energia limpa são essenciais para alcançar a energia acessível e sustentável, além de contribuir para a mitigação das mudanças climáticas.

Os resultados do estudo permitem identificar áreas e pontos críticos da rede onde as perdas técnicas são mais significativas. Por exemplo, os dados coletados na Figura 10 e na Tabela 2 mostraram que o Medidor 3 registrou um aumento de 37% nas perdas reativas após a integração de geração fotovoltaica.

V. CONCLUSÕES

Este estudo analisou os impactos da inserção de geração fotovoltaica em redes de distribuição urbanas, por meio da modelagem de dois cenários no OpenDSS para comparar cenários sem e com integração desordenada de sistemas

solares. As simulações de 168 horas permitiram comparar parâmetros operacionais, como tensão nodal e fluxo de potência, revelando aumento de 25,3% na tensão máxima da rede.

A integração não planejada elevou as perdas ativas em 8,6% no Medidor 1, enquanto em outros pontos houve redução de até 7,6%, corroborando a dualidade de impactos da geração distribuída. As perdas reativas seguiram padrão similar, com picos em horários de baixa irradiação solar, o que reforça a necessidade de estratégias dinâmicas para controle de reativos.

A melhoria de 10,9% na tensão mínima (descrita na Tabela 2) indica uma redução na necessidade de maior transporte de energia, visto que as perdas técnicas são menores, entretanto o aumento de 25% na tensão máxima aponta para outros problemas de sobretensão em trechos da rede, que também está associado ao aumento de perdas técnicas.

A relação entre perdas técnicas e emissões de CO₂, foi quantificada por um fator de 27,2 gCO₂/kWh. Os resultados indicam que a desorganização de redes de distribuição leva a um aumento nas perdas técnicas levando a consequentemente aumento de CO₂ emitido.

Em conclusão, o estudo apresenta a necessidade da criação de mecanismos que incentivem a redução de perdas técnicas e de políticas para a determinação de créditos de carbono. Este desenvolvimento político pode ser reconhecido a partir de incentivos fiscais ou financiamento para projetos que melhoram a eficiência da rede de distribuição e reduzem perdas técnicas. Além de destacarem a importância de otimizar a integração de fontes renováveis, como a geração fotovoltaica, para minimizar as perdas técnicas, dado que foram observadas um aumento de perdas em alguns medidores, enquanto houve redução em outros. Políticas que promovam a coordenação entre geração distribuída e a rede de distribuição podem levar a uma transição energética mais eficiente e sustentável.

VI. TRABALHOS FUTUROS

Estudos futuros devem explorar (i) modelos de otimização multiobjetivo que busquem alocar distribuídos sistemas fotovoltaicos e (ii) sistemas de armazenamento de forma eficiente. Além disso, (iii) é essencial investigar o impacto da tarifação dinâmica, (iv) de mecanismos de resposta à demanda na redução de perdas, avaliando como incentivos financeiros podem ajustar o consumo em horários críticos e otimizar a infraestrutura e (v) aplicação em sistemas de distribuição reais, a fim de trazer resultados mais representativos que possam embasar o desenvolvimento e aplicação de políticas eficientes. Essas iniciativas podem pavimentar caminhos para redes mais preparadas para integrar fontes sustentáveis sem comprometer segurança ou eficiência.

VII. CONHECIMENTOS ADQUIRIDOS

Esta seção tem como objetivo destacar os principais conhecimentos adquiridos com o trabalho de conclusão de curso, dentre eles podemos citar:

[1] Desenvolvimento de projeto e simulação em

OpenDSS

- [2] Programação em linguagem *Python*
- [3] Interpretação e Análise de dados de perdas técnicas em sistemas elétricos
- [4] Construção de fluxograma
- [5] Compreensão do impacto da geração fotovoltaica em redes de distribuição
- [6] Metodologia de pesquisa científica
- [7] Impacto da distribuição de energia em aspectos econômicos
- [8] Legislação de créditos de carbono no Brasil
- [9] Conversão de valores de energia em créditos de carbono
- [10] Precificação de carbono

VIII. AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de expressar minha gratidão à minha família e amigos, cujo apoio incondicional foi fundamental para a conclusão dessa etapa. Um agradecimento especial à Rafaela Faust Meyer, cuja parceria, incentivo e compreensão foram essenciais em momentos desafiadores.

Ao Prof. Jorge Javier Gimenez Ledesma, meu orientador, dedico meu reconhecimento pela orientação, paciência e disponibilidade durante todo o processo. Suas contribuições críticas foram determinantes para o aprimoramento desta pesquisa

À UNILA, agradeço a oportunidade de formação acadêmica.

Por fim, registro minha gratidão a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para esta jornada. Cada apoio, por menor que pareça, fez parte da construção deste resultado.

IX. REFERÊNCIAS

- [1] A. N. de E. E. ANEEL, “Perdas de Energia.” Accessed: Nov. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>
- [2] I. E. A. IEA, “Life Cycle Upstream Emissions Factors 2024,” 2024. Accessed: Nov. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/life-cycle-upstream-emissions-factors-2024-2>
- [3] MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, “Nota Técnica PR 08/18 - Recursos Energéticos Distribuídos.” [Online]. Available: www.mme.gov.br
- [4] N. Kang, R. Bhattarai, J. T. Reilly, and S. Ahmed, “Impact of High Penetration Distributed Energy Resources on the Bulk Electric System,” United States, 2021. doi: 10.2172/1784528.
- [5] T. K. Gimenes, M. P. C. da Silva, J. J. G. Ledesma, and O. H. Ando, “Impact of distributed energy resources on power quality: Brazilian scenario analysis,” *Electric Power Systems Research*, vol. 211, p. 108249, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eprsr.2022.108249>.
- [6] “Balanço Energético Nacional 2024: Ano base 2023,” Rio de Janeiro, 2024. [Online]. Available:

- <http://www.epe.gov.br>
- [7] A. Nunes Zucarato, “PAR / PEL 2024-PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO DO SIN.”
- [8] T. Barbosa *et al.*, “Assessment of the technical loss calculation method used in brazilian distribution systems,” *2020 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America, T and D LA 2020*, Sep. 2020, doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326128.
- [9] S. Nie *et al.*, “Analysis of the impact of DG on distribution network reconfiguration using OpenDSS,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303390.
- [10] A. S. A. Awad, D. Turcotte, and T. H. M. El-Fouly, “Impact Assessment and Mitigation Techniques for High Penetration Levels of Renewable Energy Sources in Distribution Networks: Voltage-control Perspective,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 450–458, Mar. 2022, doi: 10.35833/MPCE.2020.000177.
- [11] J. C. H. PAYE and U. H. BEZERRA, “Cálculo De Perdas Técnicas E Não Técnicas Nas Redes De Distribuição De Energia Elétrica Usando a Definição De Impedância Equivalente De Perdas,” *Ufpa.br*, 2018, doi: <http://repositorio.ufpa.br/jspui/handle/2011/10347>.
- [12] J. P. Assunção de Souza, J. Klock Ferreira, and G. Esteves Mendes Campos, “Uso do OpenDSS em Aplicações Reais para Concessionárias de Energia,” *Sociedade Brasileira de Automatica*, Dec. 2020. doi: 10.48011/asba.v2i1.1582.
- [13] L. C. Ribeiro, F. L. Vieira, B. D. Bonatto, A. C. Z. De Souza, and P. F. Ribeiro, “Modeling and simulation of active electrical distribution systems using the OpenDSS,” *Decision Making Applications in Modern Power Systems*, pp. 121–152, Jan. 2020, doi: 10.1016/B978-0-12-816445-7.00005-0.
- [14] T. D. Pham, L. C. Kien, and T. T. Nguyen, “Minimize renewable distributed generator costs while achieving high levels of system uniformity and voltage regulation,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 15, no. 6, p. 102720, Jun. 2024, doi: 10.1016/J.ASEJ.2024.102720.
- [15] I. A. Ibrahim and M. J. Hossain, “A benchmark model for low voltage distribution networks with PV systems and smart inverter control techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 166, p. 112571, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112571.
- [16] F. M. dos S. Monteiro, J. V. de Souza, and E. N. Asada, “Analytical method to estimate the steady-state voltage impact of Non-Utility Distributed Energy Resources,” *Electric Power Systems Research*, vol. 218, p. 109190, May 2023, doi: 10.1016/J.EPSR.2023.109190.
- [17] D. Almeida, S. Abeyasinghe, M. P. Ekanayake, R. I. Godaliyadda, J. Ekanayake, and J. Pasupuleti, “Generalized approach to assess and characterise the impact of solar PV on LV networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 121, p. 106058, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.IJEPES.2020.106058.
- [18] Z. Luo *et al.*, “Optimal operation of PV prosumer-based community considering carbon credit and energy sharing,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 41, p. 101612, Mar. 2025, doi: 10.1016/J.SEGAN.2024.101612.
- [19] M. Murshed, N. Apergis, M. S. Alam, U. Khan, and S. Mahmud, “The impacts of renewable energy, financial inclusivity, globalization, economic growth, and urbanization on carbon productivity: Evidence from net moderation and mediation effects of energy efficiency gains,” *Renew Energy*, vol. 196, pp. 824–838, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.RENENE.2022.07.012.
- [20] H. Mourão, “The impact of carbon policy news on the national energy industry,” *Energy Econ*, vol. 134, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.eneco.2024.107596.
- [21] *IEEE Guide for Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) Functional Specification*. IEEE, 2021. doi: 10.1109/IEEESTD.2021.9447316.
- [22] Center for Sustainable Systems, “Photovoltaic Energy Factsheet,” 2024.
- [23] R.-A. M. Dayapera and R. A. Aguirre, “Determination of Penetration Limit of Solar Distributed Generation (DG) Considering Multiple Bus Integration,” in *2018 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2018, pp. 508–513. doi: 10.1109/APPEEC.2018.8566493.
- [24] “Micro e Minigeração Distribuída,” <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>.
- [25] D. Antonelli, “UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O CÁLCULO SIMPLIFICADO DE PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS EM REDES OTIMIZADAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA,” 2014.
- [26] J. V. dos R. Alves *et al.*, “Análise da Influência do Fator de Potência no Cálculo de Perdas Técnicas em Redes de Distribuição,” *Sociedade Brasileira de Automatica*, Feb. 2021. doi: 10.48011/sbse.v1i1.2393.
- [27] L. Oliveira, V. Botelho, M. V. B. Mendonça, A. J. P. Rosentino, and F. A. M. Moura, “Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica: Uma Abordagem Introdutória Sobre As Perdas Técnicas Em Um Contexto De Disseminação De Recursos Energéticos Distribuídos.”
- [28] W. J. Mcdonald and H. N. Hickok, “Energy Losses in Electrical Power Systems,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 21, no. 4, doi: 10.1109/TIA.1985.349501.
- [29] A. G. de Souza, “Coordenação Da Proteção De Um Sistema De Distribuição De Energia Elétrica Em Uberlândia - MG Usando BDGD, QGIS E OpenDSS,”

- Repositorio.ufu.br*, 2021, [Online]. Available: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/32246>
- [30] M. da S. Carneiro, “UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE OPENDSS PARA CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO,” 2019. Accessed: Oct. 28, 2024. [Online]. Available: https://repositorio.ifsc.edu.br/bitstream/handle/123456789/1235/Marlon_TCC_final.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [31] A. N. D. E. E. E. – ANEEL, *Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL*. 2014.
- [32] A. D. da C. Silva, “Desenvolvimento De Interfaces Para O Software OpenDSS,” *Ufcg.edu.br*, 2017, doi: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/handle/riufcg/21004>.
- [33] C. C. Martins, R. S. de Souza, and M. Sperandio, “Sensitivity Analysis of the Brazilian Methodology of Calculation of Technical Losses in the Electric Energy Distribution System,” in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895270.
- [34] K. Kizzier, K. Levin, and M. Rambharos, “What You Need to Know About Article 6 of the Paris Agreement.” Accessed: Nov. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.wri.org/insights/what-you-need-know-about-article-6-paris-agreement>
- [35] D. B. Vargas, “MERCADO DE CARBONO VOLUNTÁRIO NO BRASIL NA REALIDADE E NA PRÁTICA.”
- [36] C. D. Willers, L. B. Rodrigues, and C. A. da Silva, “Life cycle assessment in Brazil: A research in the major national bases scientific,” *Producao*, vol. 23, pp. 436–447, 2013, doi: 10.1590/S0103-65132012005000037.
- [37] World Bank Group, “State and Trends of Carbon Pricing Dashboard.” Accessed: Nov. 09, 2024. [Online]. Available: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>
- [38] T. B. SANTIAGO, “ANÁLISE REGULATÓRIA E CONTÁBIL-TRIBUTÁRIA DA NATUREZA JURÍDICA DO CARBONO,” 2024. Accessed: Sep. 30, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.fgv.br/items/17e4e3a2-2e5c-4d68-8423-bebdd9a06f88>
- [39] “LEI Nº 15.042, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2024,” <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2024/lei-15042-11-dezembro-2024-796690-publicacaooriginal-173745-pl.html>. Accessed: Jan. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2024/lei-15042-11-dezembro-2024-796690-publicacaooriginal-173745-pl.html>
- [40] “Emissões Totais,” <https://plataforma.seeg.eco.br/?highlight=br-emissions-by-sector-energy>.
- [41] matheus D. Lucena, V. L. S. Brito, M. R. de C. junior Paes, and nubia S. D. Brito, “View of Análise comparativa do fluxo de potência no ANAREDE e no OpenDSS para a modelagem de um sistema de distribuição de energia elétrica real com a presença de uma usina fotovoltaica.” Accessed: Feb. 20, 2025. [Online]. Available: https://sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sba/article/view/3789/3317
- [42] R. C. Dugan, D. montenegro, and A. Ballanti, “Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS),” 2020. Accessed: Oct. 28, 2024. [Online]. Available: https://opendss.epri.com/opendss_documentation.html
- [43] R. Dugan, “OpenDSS Level 2 Training,” 2009.
- [44] “Carbon Markets,” <https://www.msci.com/our-solutions/climate-investing/carbon-markets>.
- [45] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, pp. 1401–1407, 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [46] M. F. Akorede, H. Hizam, I. Aris, and M. Z. A. Ab Kadir, “Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, pp. 276–287, 2011, doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0199.
- [47] “Objetivos de Desenvolvimento Sustentável,” <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>.