



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
FACULDADE DE ENGENHARIAS ELÉTRICA E BIOMÉDICA

GUSTAVO SOARES QUARESMA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO HARMÔNICO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS NA REDE DE MÉDIA TENSÃO**

BELÉM - PA
2025

GUSTAVO SOARES QUARESMA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO HARMÔNICO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DA REDE DE MÉDIA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica, do Campus Universitário de Belém, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Dr(a). Thiago Mota Soares

Coorientador(a):

(Página destinada à inclusão da ficha catalográfica)

Acesse <http://bcficat.ufpa.br/> para gerar a ficha catalográfica

GUSTAVO SOARES QUARESMA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO HARMÔNICO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DA REDE DE MÉDIA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica, do Campus Universitário de Belém, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Data da aprovação: ____ / ____ / ____

Conceito: _____

BANCA EXAMINADORA

Nome completo do(a) orientador(a) precedido de titulação
Instituição a que pertence

Nome completo do(a) examinador(a) precedido de titulação
Instituição a que pertence

Nome completo do(a) examinador(a) precedido de titulação
Instituição a que pertence

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, pelo amor e suporte incondicionais, àqueles que comigo percorreram esta jornada acadêmica, por alimentar a minha resolução em continuar, àqueles que me ensinaram, pelo conhecimento que me permite conquistar meus sonhos, e, sobretudo, a Deus, por razões que somente Ele conhece

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me proporcionar a oportunidade de estar aqui em vida realizando essa conquista, aos meus pais, Sil e Silvane por me apoiar em seus ombros a cada passo do caminho, ao meu orientador, Professor Thiago por ter a graça e a paciência de me orientar ao longo desse processo, e a todos que de uma forma ou de outra fizeram parte dessa jornada que é o primeiro passo de uma jornada maior ainda.

"Não há nada nobre em ser superior ao seu semelhante. A verdadeira nobreza é ser superior ao seu antigo eu." (HEMINGWAY, ERNEST)

RESUMO

O trabalho a seguir analisa os impactos da penetração de sistemas fotovoltaicos sobre uma rede de distribuição de média tensão. Utilizando o Método de Monte Carlo para gerar cenários aleatórios e realistas, é realizada uma análise probabilística da rede para refletir a imprevisibilidade de um sistema real e desenvolver uma análise preditiva para as distorções harmônicas. Para a simulação da rede de 123 barras da IEEE, utiliza-se a integração entre o software OpenDSS e a linguagem Python para aplicar sobre o sistema diversas variações de carga, irradiância e níveis de penetração fotovoltaica. A investigação avalia o impacto das frequências harmônicas na rede, quantificando o limiar de penetração a partir do qual o sistema transita de um estado de conformidade para uma condição de violação sistemática dos limites normativos, e demonstrando que o risco de não conformidade se torna uma certeza estatística em cenários de alta densidade de geração distribuída.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos; Distorção Harmônica; Método de Monte Carlo; Qualidade de Energia; OpenDSS; Redes de Distribuição.

ABSTRACT

The following work analyzes the impacts of photovoltaic system penetration on a medium-voltage distribution network. Using the Monte Carlo Method to generate random and realistic scenarios, a probabilistic analysis of the network is performed to reflect the unpredictability of a real system and to develop a predictive analysis for harmonic distortions. For the simulation of the IEEE 123-bus test feeder, the integration between the OpenDSS software and the Python language is used to apply various load, irradiance, and photovoltaic penetration levels to the system. The investigation assesses the impact of harmonic frequencies on the network, quantifying the penetration threshold at which the system transitions from a state of compliance to a condition of systematic violation of regulatory limits, and demonstrating that the risk of non-compliance becomes a statistical certainty in scenarios with a high density of distributed generation.

Keywords: Photovoltaic Systems; Harmonic Distortion; Monte Carlo Method; Power Quality; OpenDSS; Distribution Networks.

SUMÁRIO

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	12
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	18
2.1.1 Definição e Relevância da Qualidade da Energia Elétrica (QEE).....	19
2.1.2 Fenômenos da Qualidade do Produto Elétrico.....	20
2.1.3 Distorções Harmônicas.....	21
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	23
2.2.1 Panorama da Geração Fotovoltaica.....	25
2.2.2 Princípio de Funcionamento e o Inversor como Fonte de Harmônicas.....	26
2.3 NORMAS TÉCNICAS APLICÁVEIS.....	26
2.3.1 Padrões Internacionais: A Norma IEEE 519-2014.....	27
2.3.2 Regulamentação Brasileira: O PRODIST – Módulo 8.....	28
2.3.3 Análise Comparativa e Implicações para o Estudo.....	29
2.4 METODOLOGIAS DE ANÁLISE.....	30
2.5 FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO.....	31
3 METODOLOGIA.....	32
3.1 ARQUITETURA DA SIMULAÇÃO.....	33
3.1.1 Ferramentas Computacionais e Integração.....	33
3.1.2 Objeto de Estudo e Modelagem dos Componentes.....	34
3.2 O ALGORITMO DE SIMULAÇÃO PROBABILÍSTICA.....	35
3.3 ANÁLISE DE DADOS.....	37
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	38
4.1 CENÁRIOS DE PENETRAÇÃO.....	39
4.2 ANÁLISE DA GERAÇÃO DE HARMÔNICAS.....	40
4.3 ANÁLISE DAS CONSEQUÊNCIAS.....	41
4.3.1 Estudo de Caso: A Evolução do Espectro Harmônico na Rede.....	41
4.3.2 Impacto Final: A Degradação da Tensão (THD _v).....	42

4.4 ESTUDOS DE CASO.....	43
4.4.1 Estudo de Caso 1: Harmônica Dominante vs. Efeito Agregado.....	43
4.4.2 Estudo de Caso 2: O Efeito da Superposição de Harmônicas na Rede.....	44
4.5 IMPLICAÇÕES PARA A CAPACIDADE DE ALOCAÇÃO.....	45
5 CONCLUSÃO.....	46
REFERÊNCIAS.....	48
APÊNDICE A – CÓDIGOS UTILIZADOS.....	50

1 INTRODUÇÃO

A transição da matriz energética global representa uma mudança de paradigma fundamental para a engenharia de sistemas elétricos, impulsionada pela urgência na descarbonização da economia e na mitigação das mudanças climáticas. Este processo marca o deslocamento do modelo centralizado, baseado em grandes usinas síncronas com fluxo de potência unidirecional, para um sistema descentralizado, dinâmico e complexo. Neste novo cenário, os Recursos Energéticos Distribuídos (DERs), protagonizados pela energia solar fotovoltaica (FV), assumem papel central. Atingir a marca de 1 Terawatt (TW) de capacidade FV instalada globalmente em 2022 não é apenas um marco quantitativo; representa o ponto de inflexão onde a geração distribuída deixa de ser um ator marginal para se tornar um agente determinante na dinâmica das redes elétricas. A contínua redução do Custo Nivelado da Energia (LCOE), a escalabilidade modular e a ausência de emissões diretas durante a operação consolidam a tecnologia FV como um pilar para a modernização dos sistemas de distribuição, impulsionando a arquitetura das futuras redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*), na figura 1 vemos diversos formatos de geração sustentável.

Figura 1 – Transição energética para um futuro sustentável

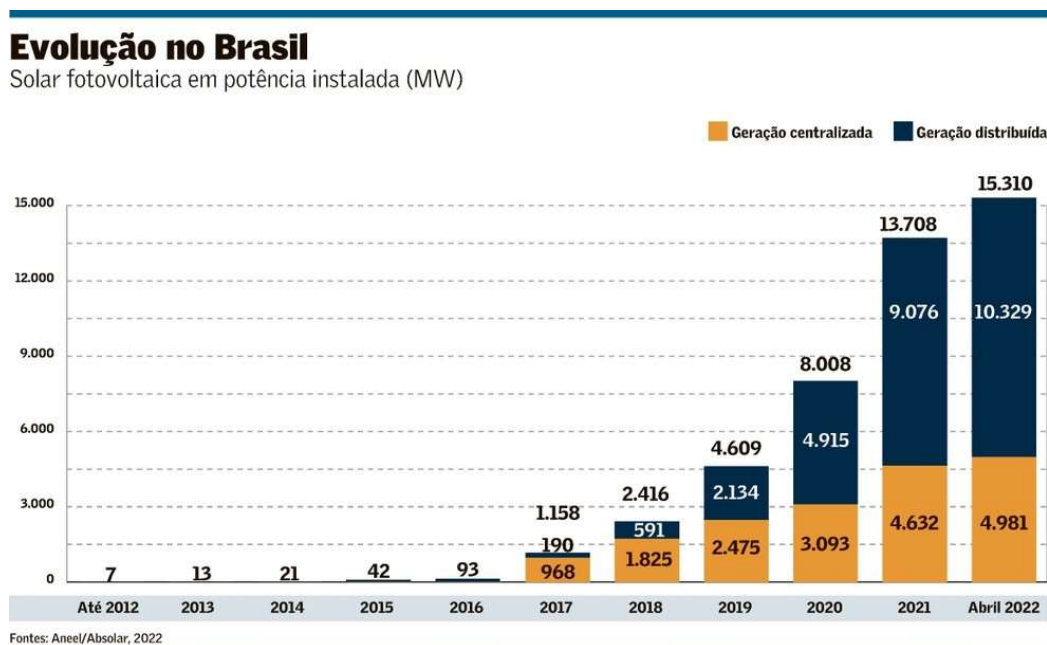


Fonte: Idec (2023).

A integração massiva de sistemas fotovoltaicos que vem sendo cada vez mais pronunciada ao longo da última década, como é mostrado na figura 2, caracterizados como Recursos Baseados em Inversores (IBRs), impõe desafios técnicos que extrapolam a capacidade de planejamento e operação das redes de distribuição legadas. O fluxo de potência, antes previsível e unidirecional, torna-se bidirecional e intermitente, acarretando fenômenos complexos como a elevação de tensão (*overvoltage*) em períodos de alta irradiação e baixa carga, a introdução de rápidas rampas de variação de potência que demandam respostas ágeis dos sistemas de controle, e o risco de ilhamento não intencional, que compromete a segurança operacional. Dentre os desafios, a degradação da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) devido à injeção de correntes harmônicas constitui uma das barreiras técnicas mais críticas. Os inversores FV, por sua natureza não linear baseada na comutação de semicondutores por Modulação por Largura de Pulso (PWM), introduzem na rede correntes com frequências múltiplas da fundamental, com destaque para as de ordem ímpar (3^a, 5^a, 7^a, etc.). A violação dos limites de distorção harmônica, definidos por normas como a IEEE 519 e o Módulo 8 do PRODIST, no Ponto de Acoplamento Comum (PCC), pode resultar em sobreaquecimento de equipamentos, perdas adicionais e mau funcionamento de dispositivos de proteção.

As abordagens tradicionais para mitigação harmônica, como filtros passivos ou dispositivos FACTS (a exemplo do STATCOM), embora eficazes, representam um aumento significativo no custo e na complexidade dos projetos, tornando-se economicamente inviáveis para aplicação pulverizada na média e baixa tensão. Adicionalmente, a análise destes impactos é comumente realizada de forma determinística, utilizando cenários de caso único que falham em capturar a natureza intrinsecamente estocástica da irradiação solar e do perfil de carga. Tal abordagem pode levar a superdimensionamentos onerosos ou, inversamente, subestimar a frequência e a duração das violações normativas. Diante disso, uma abordagem probabilística, que modele as incertezas por meio de suas funções de densidade de probabilidade, torna-se imperativa para uma avaliação de risco técnica e economicamente precisa. Nesse contexto, emerge o questionamento central sobre como desenvolver um método de avaliação probabilística para quantificar o impacto das distorções harmônicas de ordem ímpar em redes de média tensão e, simultaneamente, propor uma estratégia de controle integrada que utilize as capacidades intrínsecas dos próprios inversores inteligentes (*smart inverters*) para garantir a conformidade normativa de forma otimizada e sem a necessidade de hardware de mitigação adicional, explorando suas funcionalidades como filtros ativos distribuídos.

Figura 2 – Evolução da potência solar fotovoltaica instalada no Brasil de 2012 a 2022 (em MW).



Fonte: Adaptado de Aneel e Absolar (2022).

A relevância deste trabalho fundamenta-se na sua capacidade de oferecer uma resposta robusta a um desafio tecnológico premente no setor elétrico. A pesquisa se justifica sob duas vertentes complementares e indissociáveis. A primeira é a contribuição científica e metodológica, que reside no desenvolvimento de um *framework* de simulação probabilística avançada. Diferentemente das análises determinísticas convencionais, que se limitam a avaliar um número restrito de cenários estáticos (como o de "pior caso"), a abordagem proposta, baseada no método de Monte Carlo, permite a modelagem da natureza estocástica das fontes de incerteza do sistema notadamente a irradiância solar e a demanda de carga. Isso possibilita a transição de uma análise de "cenário-limite" para uma análise de risco, gerando não apenas um valor singular, mas uma distribuição de probabilidade dos níveis de distorção harmônica. Tal abordagem oferece uma visão fidedigna da performance da rede ao longo do tempo, quantificando a frequência e a magnitude das violações dos padrões de qualidade de energia. A segunda vertente é a relevância tecnológica e setorial, pois o algoritmo desenvolvido materializa-se como uma ferramenta de suporte à decisão de alto valor para concessionárias de energia e órgãos de planejamento, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ao permitir a avaliação probabilística da capacidade de absorção de harmônicos (*harmonic hosting capacity*) da rede, a ferramenta possibilita otimizar investimentos em reforços de infraestrutura, postergar ativos caros como filtros e

FACTS, e embasar a criação de novas políticas de conexão de DERs, garantindo a conformidade normativa e a segurança operacional do sistema elétrico de distribuição de forma mais eficiente e econômica.

- **O objetivo geral** deste trabalho é desenvolver e validar uma plataforma computacional de simulação probabilística para a análise quantitativa e estatística do impacto das distorções harmônicas de ordem ímpar em redes de distribuição de média tensão, considerando as incertezas inerentes à geração fotovoltaica e ao comportamento das cargas.
- Para alcançar este escopo, os seguintes **objetivos específicos** serão metodicamente perseguidos:
 - a) Implementar o modelo computacional do sistema de referência da rede de distribuição de média tensão de 123 barras do IEEE no *software OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*. Esta etapa incluirá a modelagem detalhada dos componentes da rede (transformadores, linhas, reguladores de tensão) e a sua resposta em frequência, fator essencial para estudos de fluxo de potência harmônico.
 - b) Desenvolver uma ferramenta computacional em linguagem Python para orquestrar o processo de simulação. Esta ferramenta será responsável pela interface de controle com o motor de simulação do OpenDSS, via interface COM (*Component Object Model*), automatizando a criação de cenários, a execução iterativa dos casos e a extração sistemática dos resultados.
 - c) Modelar as fontes de incerteza do sistema e implementar o método de Monte Carlo para a geração de cenários estocásticos. Serão utilizadas Funções de Densidade de Probabilidade (PDFs) apropriadas, como a distribuição Beta para a irradiância solar e a Normal para a variação das cargas, para gerar milhares de perfis instantâneos de geração e consumo, refletindo a variabilidade e a simultaneidade de um sistema real.
 - d) Executar simulações probabilísticas de fluxo de potência harmônico para múltiplos níveis de penetração fotovoltaica. Esta etapa quantificará os níveis de distorção harmônica total (THD) e as componentes individuais de ordem ímpar em pontos críticos da rede, gerando como resultado não valores únicos, mas distribuições estatísticas e curvas de probabilidade acumulada.

- e) Analisar e validar os resultados para aferir a robustez da metodologia proposta e correlacionar o aumento da penetração fotovoltaica com o risco de violação das normas vigentes (IEEE 519 e PRODIST Módulo 8). A análise incluirá a identificação dos barramentos mais vulneráveis e a avaliação da probabilidade de que os limites normativos de distorção harmônica sejam excedidos, fornecendo subsídios técnicos concretos sobre o impacto da geração distribuída na qualidade da energia da rede.

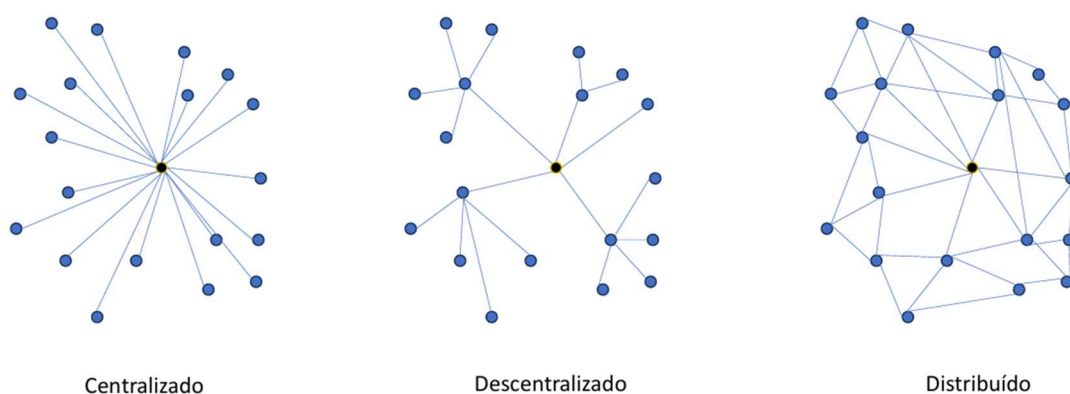
O núcleo da pesquisa consiste em um framework para Análise Harmônica Probabilística, implementado em Python. A cada iteração do laço de simulação, que representa um "retrato" do sistema em um instante de tempo, o script executa uma sequência de comandos. Primeiramente, emprega-se o método de Monte Carlo para amostrar valores das variáveis estocásticas a partir de suas respectivas Funções de Densidade de Probabilidade (PDFs). Com base nos valores de irradiância solar e demanda de carga amostrados, o estado da rede no OpenDSS é dinamicamente atualizado, definindo a potência ativa injetada pelos sistemas fotovoltaicos e o espectro de corrente harmônica de seus inversores, que varia conforme o nível de operação. Em seguida, é executada uma simulação de fluxo de potência harmônico no modo snapshot, e os resultados, como os níveis de tensão e as distorções harmônicas em barramentos estratégicos, são sistematicamente coletados e armazenados.

A execução de milhares de iterações resulta em um vasto conjunto de dados que representa a operação da rede sob um amplo universo de condições. Este conjunto de dados é então submetido a uma rigorosa análise estatística para quantificar o impacto das distorções harmônicas, gerando métricas probabilísticas como o valor esperado, a variância e os percentis (e.g., P95) da Distorção Harmônica Total (THD). Para validar a metodologia, a fidedignidade do modelo base do sistema IEEE 123 barras, mostrado na Figura 3, implementado no OpenDSS será aferida comparando-se resultados de fluxo de potência determinístico com benchmarks publicados na literatura. Subsequentemente, os resultados probabilísticos obtidos serão avaliados frente aos limites determinísticos estipulados por normas regulatórias, como os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL, garantindo que as conclusões sejam robustas e aplicáveis ao contexto brasileiro.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica necessária para a compreensão aprofundada dos desafios técnicos impostos pela integração em larga escala de sistemas fotovoltaicos (FV) às redes elétricas de distribuição. A transição de um sistema de potência dominado por máquinas síncronas para um com alta penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (DERs), conectados via conversores de eletrônica de potência, introduz novas e complexas dinâmicas que afetam a estabilidade e a qualidade do serviço, tendo as principais mostradas na Figura 4.

Figura 4 – Diagrama comparativo entre redes centralizada, descentralizada e distribuída.



Fonte: Adaptado de Baran (1964).

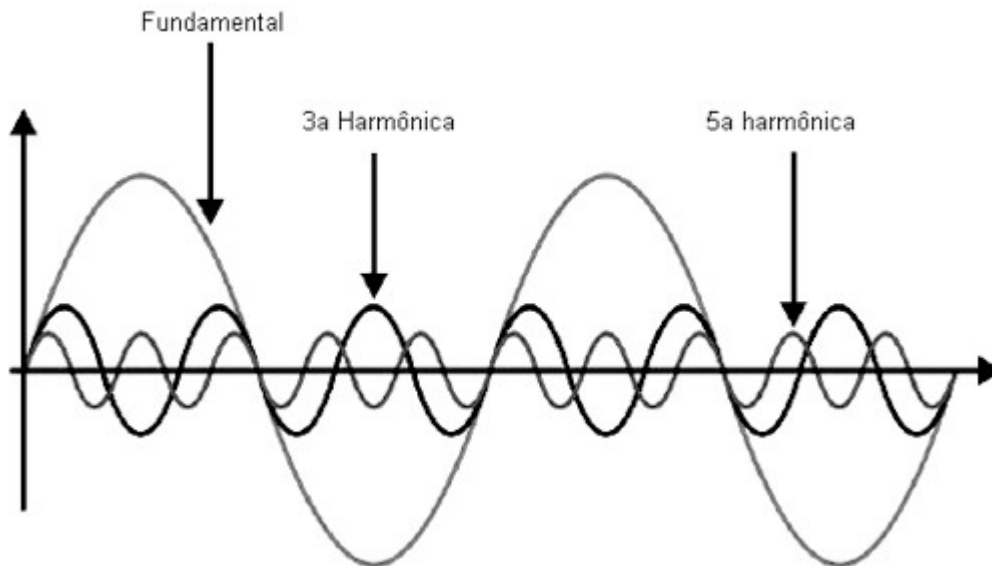
A revisão aqui proposta aborda os conceitos essenciais que sustentam a análise desenvolvida neste trabalho, partindo de uma discussão rigorosa sobre o conceito de Qualidade da Energia Elétrica (QEE), com foco especial no fenômeno das distorções harmônicas um dos distúrbios mais críticos associados a cargas não lineares. Em seguida, o capítulo avança para o detalhamento do princípio de funcionamento dos inversores fotovoltaicos, elucidando os mecanismos físicos, como a comutação em alta frequência por Modulação por Largura de Pulso (PWM), que os caracterizam como a principal fonte de emissão de harmônicos. Serão apresentadas as principais normas técnicas, notadamente a IEEE 519 e o Módulo 8 do PRODIST, que estabelecem os limites de conformidade e as responsabilidades no Ponto de Acoplamento Comum (PCC), servindo como o balizador regulatório para a análise. Por fim, discute-se o estado da arte das metodologias de simulação para análise de harmônicos, contrapondo a abordagem determinística tradicional com a abordagem probabilística, justificando por que a segunda é indispensável para capturar a natureza intermitente da geração

FV e a variabilidade das cargas, sendo, portanto, a metodologia escolhida para o desenvolvimento deste trabalho.

2.1 Qualidade da Energia Elétrica em Redes de Distribuição

A Qualidade da Energia Elétrica (QEE) é um campo de estudo da engenharia elétrica que se dedica a analisar um conjunto de parâmetros e descritores que caracterizam a conformidade da tensão e da corrente em um determinado ponto do sistema elétrico, em relação a uma referência ideal uma forma de onda perfeitamente senoidal, com amplitude e frequência constantes e, em sistemas polifásicos, simétrica. O tema tem adquirido crescente relevância para concessionárias, consumidores e órgãos reguladores, especialmente diante da reestruturação das redes de distribuição. Esta modernização, marcada pela inserção massiva de cargas não lineares e de fontes de geração baseadas em conversores de eletrônica de potência, como os sistemas fotovoltaicos, altera fundamentalmente a dinâmica do sistema e se torna uma causa de degradação da qualidade da energia, especialmente através de frequências harmônicas, mostradas na Figura 5.

Figura 5 – Representação gráfica da onda fundamental e suas componentes de 3ª e 5ª harmônicas.

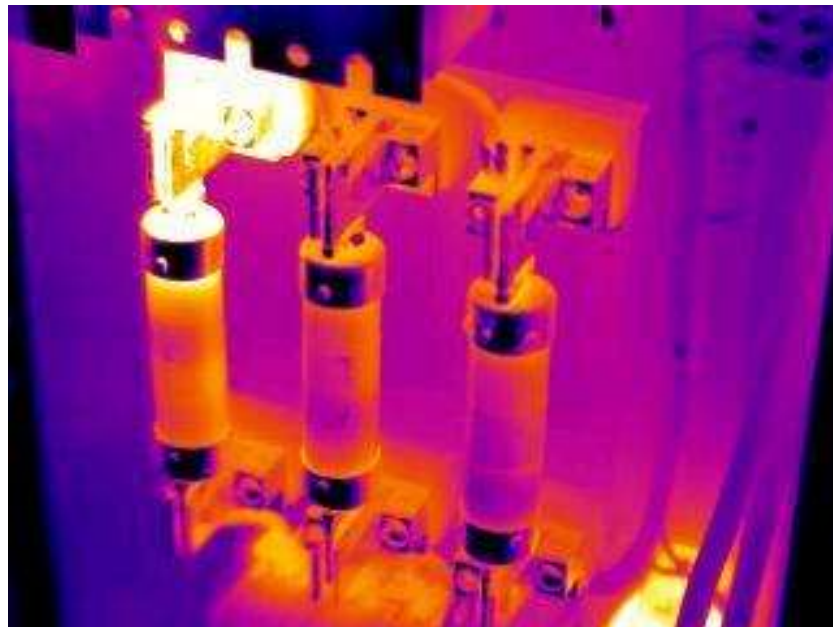


Fonte: Braga ([s.d.]).

A avaliação da QEE, portanto, transcende uma mera verificação de conformidade; ela é essencial para garantir a operação segura, confiável e eficiente do sistema elétrico e dos equipamentos a ele conectados. Desvios dos padrões ideais, como distorções harmônicas, flutuações de tensão, desequilíbrios e transitórios, podem acarretar consequências técnicas e

econômicas severas. Dentre elas, destacam-se o sobreaquecimento de condutores, como um exemplo mostrado na Figura 6 e transformadores, o envelhecimento prematuro de componentes, a atuação indevida de dispositivos de proteção, a ocorrência de ressonâncias perigosas e o aumento das perdas ôhmicas totais do sistema. É nesse contexto que órgãos reguladores, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no Brasil, através dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), estabelecem limites e metodologias de medição para os indicadores de QEE, criando um arcabouço normativo que visa assegurar os direitos e deveres de todos os agentes envolvidos e a integridade da infraestrutura elétrica.

Figura 6 – Análise termográfica de fusíveis indicando ponto de superaquecimento devido a mau contato.



Fonte: Adaptado de Ifell (2018).

2.1.1 Definição e Relevância da Qualidade da Energia Elétrica (QEE)

No contexto regulatório brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) normatiza os parâmetros de qualidade da energia por meio dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), notadamente no Módulo 8, que estabelece um arcabouço técnico e legal para os padrões de fornecimento. A regulamentação distingue dois domínios fundamentais: a qualidade do serviço, associada à continuidade do fornecimento e metrificada por indicadores como a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) e a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC); e a qualidade do produto, que se refere às características físicas da forma de onda de tensão entregue ao consumidor. A degradação da qualidade do produto pode acarretar consequências severas,

como o mau funcionamento de equipamentos eletrônicos sensíveis, a redução de sua vida útil devido a estresses dielétricos e térmicos, e o aumento das perdas ôhmicas no sistema de distribuição. Com a alta penetração de fontes de energia renováveis intermitentes, cuja interface com a rede é feita por meio de conversores de eletrônica de potência, a manutenção da qualidade do produto tornou-se um dos principais desafios técnicos para as operadoras de rede, exigindo análises mais sofisticadas e proativas.

2.1.2 Fenômenos da Qualidade do Produto Elétrico

A qualidade do produto elétrico é caracterizada por um conjunto de fenômenos que descrevem os desvios da tensão em relação à sua forma de onda ideal. De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, em alinhamento com normas internacionais como a IEEE 1159, os principais indicadores para avaliação contínua são:

a) Tensão em Regime Permanente: Avalia os níveis de tensão eficaz (RMS) em intervalos de tempo definidos (tipicamente 10 minutos), que devem se manter dentro de faixas regulamentadas (e.g., precária, adequada, crítica). A geração distribuída, como a fotovoltaica, pode causar sobretensões crônicas em alimentadores com baixa carga, devido ao fluxo reverso de potência.

b) Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs): Referem-se a desvios significativos e momentâneos na amplitude da tensão. Classificam-se principalmente como afundamentos de tensão (sags), quando a tensão cai para valores entre 0,1 e 0,9 pu por unidade (pu) por um período de meio ciclo a um minuto, e elevações de tensão (swells). São tipicamente causados por curtos-circuitos no sistema ou pela partida de grandes motores.

c) Flutuação de Tensão: São variações contínuas e repetitivas na amplitude da tensão, cujo principal efeito perceptível é a cintilação luminosa em lâmpadas, fenômeno conhecido como flicker. É quantificado pelo Índice de Severidade de Flicker e pode ser causado pela intermitência de fontes renováveis, como a variação de irradiância por passagem de nuvens.

d) Distorções Harmônicas: Correspondem à perda da senoidalidade da forma de onda, causada pela presença de componentes com frequências múltiplas da fundamental. Este fenômeno é um subproduto direto da operação de cargas e fontes não lineares, como os inversores fotovoltaicos.

Embora todos esses fenômenos sejam importantes para uma avaliação completa da QEE e possam ser influenciados pela geração fotovoltaica, este trabalho concentra seus esforços na análise das distorções harmônicas. A justificativa para este foco reside no fato de que,

enquanto a variação de tensão é um efeito macroscópico da injeção de potência, as distorções harmônicas são um fenômeno intrínseco e inerente ao processo de conversão de energia CC-CA realizado pelos inversores. Seu estudo demanda uma análise no domínio da frequência e envolve interações complexas com a impedância da rede, podendo levar a condições de ressonância e amplificação, o que o torna um dos desafios mais complexos e diretos da tecnologia fotovoltaica.

2.1.3 Distorções Harmônicas

Qualquer forma de onda periódica não senoidal em um sistema de potência pode ser decomposta, por meio da Série de Fourier, em uma soma de componentes senoidais. Este conjunto inclui uma componente na frequência fundamental (f_1 , tipicamente 60 Hz) e componentes com frequências que são múltiplos inteiros da fundamental, denominadas harmônicas, observamos de forma visual essa decomposição na Figura 7. A norma IEEE 519-2014 define formalmente um harmônico como "uma componente senoidal de uma onda periódica que possui uma frequência que é um múltiplo inteiro da frequência fundamental". A presença dessas componentes de ordem superior deforma a senóide pura, resultando no fenômeno da distorção harmônica. A principal causa do surgimento de harmônicos nas redes elétricas modernas é a proliferação de cargas e fontes não lineares, cujo dispositivo central são os conversores de eletrônica de potência, como os inversores fotovoltaicos.

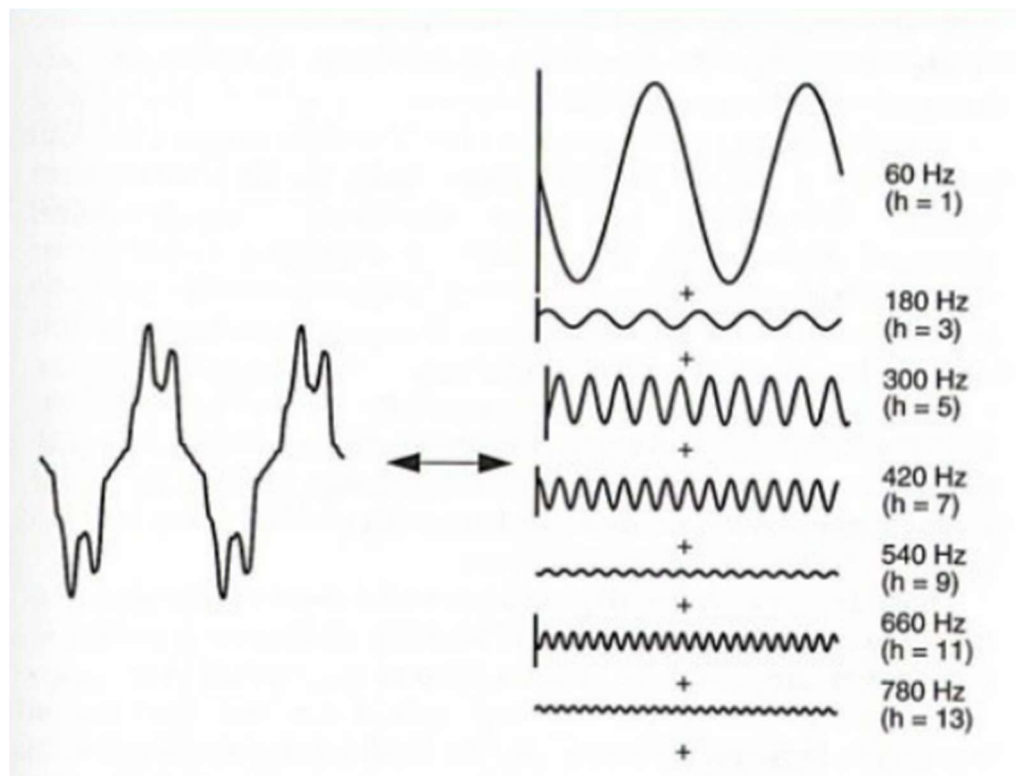
Para quantificar a magnitude da deformação da forma de onda, utilizam-se indicadores específicos. O mais comum é a **Distorção Harmônica Total (DHT)**, ou *Total Harmonic Distortion* (THD), que mede a razão entre o valor eficaz (RMS) da soma de todas as componentes harmônicas e o valor eficaz da componente fundamental. A DHT pode ser calculada tanto para tensão (THDV) quanto para corrente (THDI), conforme as equações abaixo, onde V_h e I_h são os valores eficazes da tensão e corrente na harmônica de ordem h , e V_1 e I_1 são os valores da componente fundamental.

$$THD_V(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad ; \quad THD_I(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H I_h^2}}{I_1} \times 100$$

É crucial ressaltar a relação de causa e efeito: cargas não lineares injetam correntes harmônicas (I_h) na rede. Essas correntes, ao circularem pela impedância do sistema (Z_h), que é dependente da frequência, geram tensões harmônicas ($V_h = I_h \times Z_h$), que se propagam e afetam todos os consumidores conectados ao mesmo barramento. A presença de harmônicas no sistema elétrico é indesejável, pois pode causar uma série de problemas técnicos, como o aquecimento

excessivo em transformadores e condutores devido ao efeito pelicular (*skin effect*) e às perdas no núcleo por correntes de Foucault; a operação incorreta de equipamentos eletrônicos sensíveis que dependem da passagem por zero da tensão para sincronismo; e a sobrecarga e potencial ressonância com bancos de capacitores, levando à sua falha prematura. Dado que os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos, por sua operação baseada em chaveamento de alta frequência, são uma fonte intrínseca e significativa dessas distorções, a análise aprofundada das harmônicas é um pilar fundamental para o planejamento e a operação segura de redes com alta penetração de geração distribuída.

Figura 7 – Decomposição de uma onda não senoidal em seus componentes harmônicos.



Fonte: Dugan et al. (2012).

2.2 Sistemas Fotovoltaicos: Panorama e Funcionamento

A energia solar fotovoltaica consolidou-se como um pilar da transição energética global, impulsionada por uma combinação de políticas de incentivo, uma drástica redução nos custos de fabricação dos módulos e inversores, e pela crescente demanda por uma matriz energética mais sustentável e resiliente. Esta seção aborda o panorama de crescimento da geração fotovoltaica em âmbitos global e nacional, e detalha o princípio de funcionamento desses sistemas, como o instalado mostrado na Figura 8, com ênfase no papel do inversor como a interface de eletrônica de potência e principal fonte de distorções harmônicas injetadas na rede elétrica.

Figura 8 – Sistema de energia solar fotovoltaica instalado em telhado residencial.



Fonte: Adaptado de SolarVolt (2021).

2.2.1 Panorama da Geração Fotovoltaica

A capacidade instalada de energia solar fotovoltaica tem crescido de forma exponencial na última década. Em escala global, segundo relatórios da Agência Internacional de Energia (IEA), a fonte fotovoltaica é a terceira renovável mais importante em capacidade, atrás apenas da hidrelétrica e da eólica, mas lidera em termos de novas adições anuais de capacidade. Esse crescimento acelerado reflete não apenas uma resposta às preocupações ambientais, como a redução da emissão de CO₂, mas também a notável viabilidade econômica da tecnologia, cujo Custo Nivelado da Energia (LCOE) tornou-se competitivo com, e em muitas regiões inferior

ao, de fontes fósseis convencionais. No Brasil, o avanço foi significativamente impulsionado pelo marco regulatório da geração distribuída, estabelecido inicialmente pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (net metering). A consolidação deste modelo pela Lei nº 14.300/2022 solidificou o direito de consumidores gerarem sua própria energia e fornecerem o excedente à rede, estimulando uma massiva adoção de sistemas fotovoltaicos em residências, comércios e indústrias.

Para quantificar a magnitude dessa expansão em redes de distribuição locais, utiliza-se o conceito de nível de penetração fotovoltaica. Este termo refere-se à proporção da geração FV em relação à capacidade do sistema elétrico ao qual está conectado. A severidade dos impactos na rede, como elevações de tensão em regime permanente e a injeção de correntes harmônicas, está diretamente correlacionada ao nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos. Embora existam múltiplas definições (baseadas em energia ou potência), para estudos de impacto em regime permanente, a definição mais comum é apresentada como a razão entre a somatória da potência nominal dos inversores fotovoltaicos instalados ($P_{FV,nom}$) e a capacidade nominal do transformador de distribuição ($S_{TRAFO,nom}$) que alimenta a rede, conforme a equação:

$$P_{level}(\%) = \frac{n_{pvis} \times n_{dist} \times S_{inv}}{S_{tx}}$$

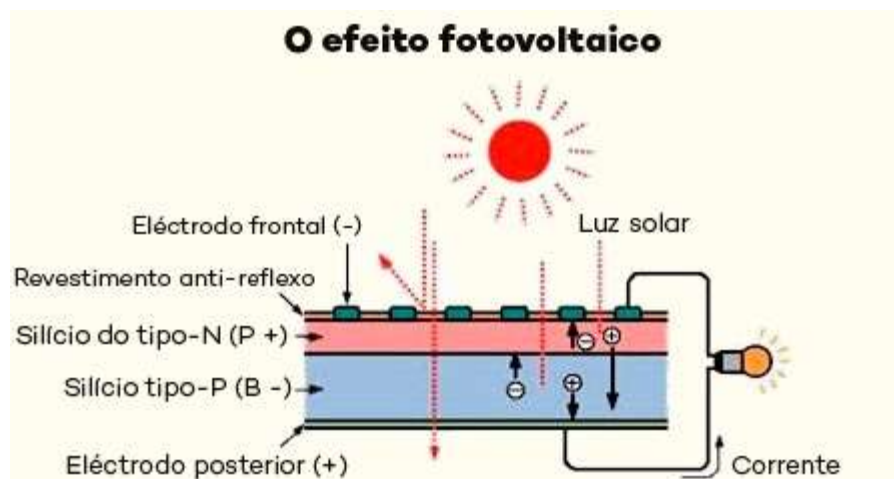
- n_{pvis} é o número total de inversores fotovoltaicos por distribuidor.
- n_{dist} é o número de distribuidores de baixa tensão conectados ao transformador.
- S_{inv} é a capacidade nominal da unidade do inversor fotovoltaico em MVA.
- S_{tx} é a capacidade nominal do transformador de distribuição (média/baixa tensão) em MVA.

Este indicador é uma métrica fundamental para as concessionárias de energia, servindo como um critério inicial para identificar alimentadores com maior probabilidade de apresentar problemas de qualidade de energia e estabilidade, e que, portanto, demandam análises técnicas mais aprofundadas, como o estudo probabilístico proposto neste trabalho.

2.2.2 Princípio de Funcionamento e o Inversor como Fonte de Harmônicas

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (grid-tie) opera em etapas sequenciais e controladas para converter e injetar energia. Primeiramente, o arranjo fotovoltaico, composto por múltiplos painéis ou módulos, mostrados na Figura 9, converte a irradiância solar diretamente em energia elétrica de corrente contínua (CC) através do efeito fotovoltaico. A potência CC gerada, no entanto, é intermitente e depende das condições atmosféricas (irradiância e temperatura). A função de otimizar essa geração é desempenhada pelo inversor, que, por meio de um algoritmo de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (Maximum Power Point Tracking - MPPT), ajusta continuamente sua impedância de entrada para extrair a máxima potência disponível do arranjo fotovoltaico.

Figura 9 – Diagrama do princípio de funcionamento do efeito fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de NeoSolar ([s.d.]).

A segunda e mais crítica função do inversor é a conversão da energia CC para corrente alternada (CA), em sincronia com a rede elétrica. Os inversores modernos, baseados na topologia de Fonte de Tensão (Voltage Source Inverter - VSI), realizam esta conversão utilizando técnicas de Modulação por Largura de Pulso (Pulse Width Modulation - PWM). Este processo consiste em chavear semicondutores de potência (tipicamente IGBTs) em altíssima frequência (da ordem de quilohertz), "fatiando" a tensão CC em uma sequência de pulsos retangulares de larguras variáveis. A média desses pulsos, ao longo de um ciclo, é projetada para emular uma forma de onda senoidal na frequência fundamental da rede (60 Hz).

É precisamente nesta operação de chaveamento de alta frequência que reside a origem intrínseca das distorções harmônicas. O processo PWM, por sua natureza, é não linear e, embora o seu objetivo seja criar uma componente fundamental senoidal, ele também gera um espectro de componentes de tensão e corrente em frequências múltiplas da fundamental. Este espectro é

tipicamente composto por: harmônicas de baixa ordem, que são as mais problemáticas para a rede (e.g., ordens ímpares como 3^a, 5^a, 7^a, etc., para inversores monofásicos); e harmônicas de alta ordem, agrupadas em torno da frequência de chaveamento e seus múltiplos. Para mitigar estas últimas, os inversores possuem filtros internos (tipicamente do tipo L, LC ou LCL), projetados para atenuar as componentes de alta frequência. Contudo, as harmônicas de baixa ordem não são completamente eliminadas e acabam sendo injetadas na rede. Portanto, o inversor é a principal fonte de emissões harmônicas do sistema fotovoltaico, e o espectro residual dessas emissões, após a filtragem, é o fator determinante para a avaliação do impacto na qualidade da energia.

2.3 Normas Técnicas Aplicáveis

A conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição, especialmente em larga escala, não pode ocorrer de forma indiscriminada. Ela deve seguir rigorosos padrões técnicos que visam garantir a segurança, a confiabilidade e a qualidade da energia do sistema elétrico como um todo. As normas estabelecem os limites aceitáveis para os múltiplos distúrbios que um gerador pode introduzir na rede, sendo as distorções harmônicas um dos pontos de maior atenção, devido à natureza não linear dos inversores.

2.3.1 Padrões Internacionais: A Norma IEEE 519-2014

A norma IEEE 519, intitulada "*IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*", é a principal referência internacional para o controle de harmônicas. A filosofia central da norma é a da responsabilidade compartilhada. Ela estabelece limites no Ponto de Acoplamento Comum (PCC) a interface entre o sistema da concessionária e a instalação do consumidor/gerador. De um lado, a concessionária é responsável por garantir que a distorção de tensão na rede não exceda certos limites (tipicamente 5% de Distorção Harmônica Total de Tensão - THDV para sistemas de distribuição).

Tabela 1 – Limites de distorção de corrente para sistemas de 120 V a 69 kV

I _{cc} /IL	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h < 50	DDT
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fonte: Adaptado de IEEE (2014).

Para a corrente, a norma introduz o conceito de Distorção de Demanda Total (*Total Demand Distortion* - TDD), um indicador mais robusto que a THDI, pois normaliza a corrente harmônica pela corrente de máxima demanda da carga (IL), e não pela corrente fundamental instantânea. Os limites de TDD e das componentes individuais de corrente são variáveis e dependem da "rigidez" da rede no PCC, quantificada pela razão entre a corrente de curto-circuito e a corrente de máxima demanda (Isc/IL). Redes mais robustas (com maior Isc/IL) admitem limites de injeção de corrente harmônica mais brandos.

2.3.2 Regulamentação Brasileira: O PRODIST – Módulo 8

No Brasil, a qualidade do produto de energia elétrica é regulamentada pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), emitido pela ANEEL. Diferentemente da abordagem da IEEE 519, o PRODIST foca primariamente na responsabilidade da distribuidora em manter a qualidade da tensão entregue. O documento define os limites para a Distorção Harmônica Total de Tensão (DHTV) que devem ser respeitados nos pontos de conexão com os consumidores. Para redes de baixa e média tensão, o limite de DHTV é de 5%, valor que deve ser atendido em pelo menos 95% do tempo durante qualquer período de uma semana.

Tabela 2 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão nominal $V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTTP95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTTI95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT395%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

A conformidade com os valores estabelecidos pelo PRODIST é compulsória e serve como o principal balizador legal para avaliar se a operação agregada de cargas e geradores, incluindo usinas fotovoltaicas, está comprometendo a qualidade da energia na rede. Embora não prescreva limites de injeção de corrente para os consumidores da mesma forma que a IEEE 519, a norma prevê que, caso os limites de tensão sejam violados, a distribuidora deve investigar as causas e pode exigir ações corretivas por parte dos consumidores cujas instalações estejam contribuindo significativamente para a distorção.

2.3.3 Análise Comparativa e Implicações para o Estudo

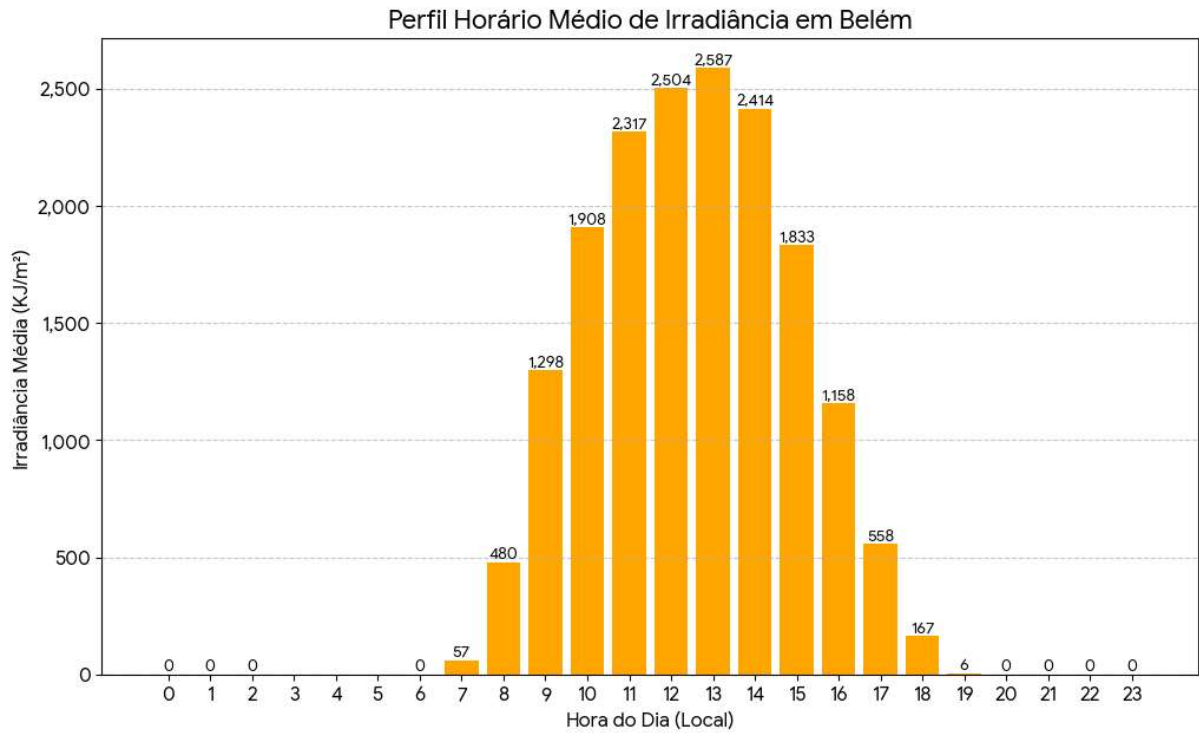
A análise comparativa entre as duas normas revela abordagens complementares. O PRODIST estabelece a obrigação legal no Brasil, focando no resultado final: a qualidade da tensão na rede. A IEEE 519, por sua vez, oferece um framework de engenharia detalhado para alcançar esse resultado, gerenciando as causas do problema ao limitar a "poluição harmônica" (correntes) na fonte. Para o propósito deste trabalho, essa distinção é fundamental. A metodologia proposta visa simular o impacto da injeção de correntes harmônicas pelos sistemas fotovoltaicos para, em última instância, verificar a conformidade com os limites de tensão do PRODIST. Contudo, os princípios da IEEE 519, como a análise no PCC e a avaliação das emissões de corrente, fornecem a base técnica e a justificativa para a modelagem detalhada das fontes de distorção, permitindo uma análise de causa e efeito robusta e alinhada com as melhores práticas internacionais.

2.4 Metodologias de Análise de Impacto

A avaliação dos impactos da geração distribuída na rede elétrica pode ser realizada por meio de diferentes abordagens de simulação. A escolha da metodologia é um fator determinante para a precisão e a utilidade prática dos resultados, especialmente em sistemas cuja operação é governada por fontes de natureza intermitente e por cargas com comportamento variável.

A análise determinística, abordagem mais tradicional, baseia-se na simulação de um ou poucos cenários específicos, tipicamente definidos como "pior caso" (e.g., máxima geração fotovoltaica coincidindo com a mínima carga do alimentador). Embora útil para análises de contorno e para verificar violações de limites em condições extremas, este método é inerentemente limitado. Ele falha em capturar a ampla variabilidade e a natureza estocástica da geração solar quando lidamos com variáveis de entrada imprevisíveis como a irradiância solar, como temos a variação da média ao longo do dia na Figura 10 e do consumo, e, crucialmente, não oferece qualquer informação sobre a probabilidade de ocorrência ou a duração dos eventos adversos. Um planejamento baseado unicamente em cenários de pior caso pode levar a investimentos superdimensionados e ineficientes.

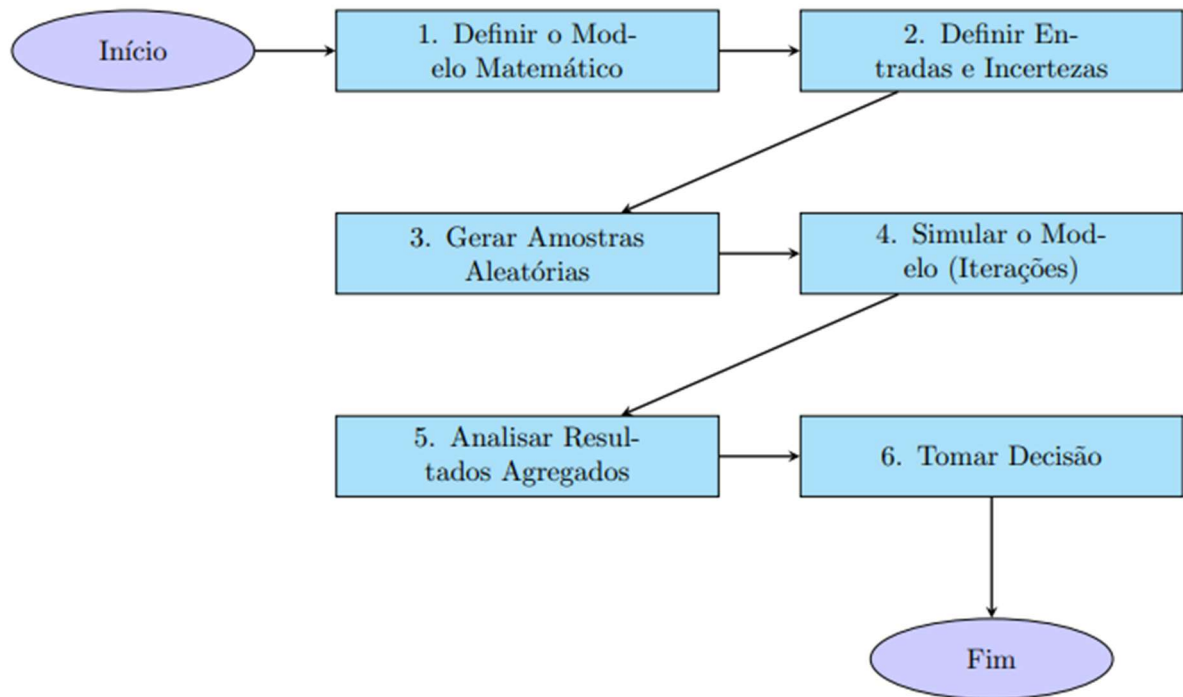
Figura 10 – Perfil Horário Médio de Irradiância em Belém.



Fonte: O autor (2025).

Em contrapartida, a análise probabilística representa uma evolução metodológica. Ao invés de analisar cenários isolados, ela utiliza métodos estatísticos para simular um grande universo de cenários operativos possíveis, cada um com sua respectiva probabilidade. O resultado não é um valor singular, mas sim uma distribuição de probabilidades para as variáveis de interesse (como os níveis de tensão e de distorção harmônica), usualmente representadas por Funções de Densidade de Probabilidade (PDFs) e Funções de Distribuição Acumulada (CDFs). Esta abordagem oferece uma visão completa e realista dos riscos, permitindo um planejamento baseado em critérios de probabilidade e risco. O método de Monte Carlo, ilustrado abaixo na Figura 11 é a principal e mais robusta técnica de simulação probabilística. Ele consiste em resolver um problema complexo por meio da amostragem aleatória repetida das suas variáveis de entrada a partir de suas distribuições estatísticas. Ao executar um grande número de simulações (iterações), a distribuição dos resultados converge para uma solução estatisticamente representativa. Sua aplicação é ideal para analisar sistemas com alto grau de incerteza e não linearidades, como é o caso da operação de redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica.

Figura 11 – Fluxograma das etapas do Método de Monte Carlo.



Fonte: O autor (2025).

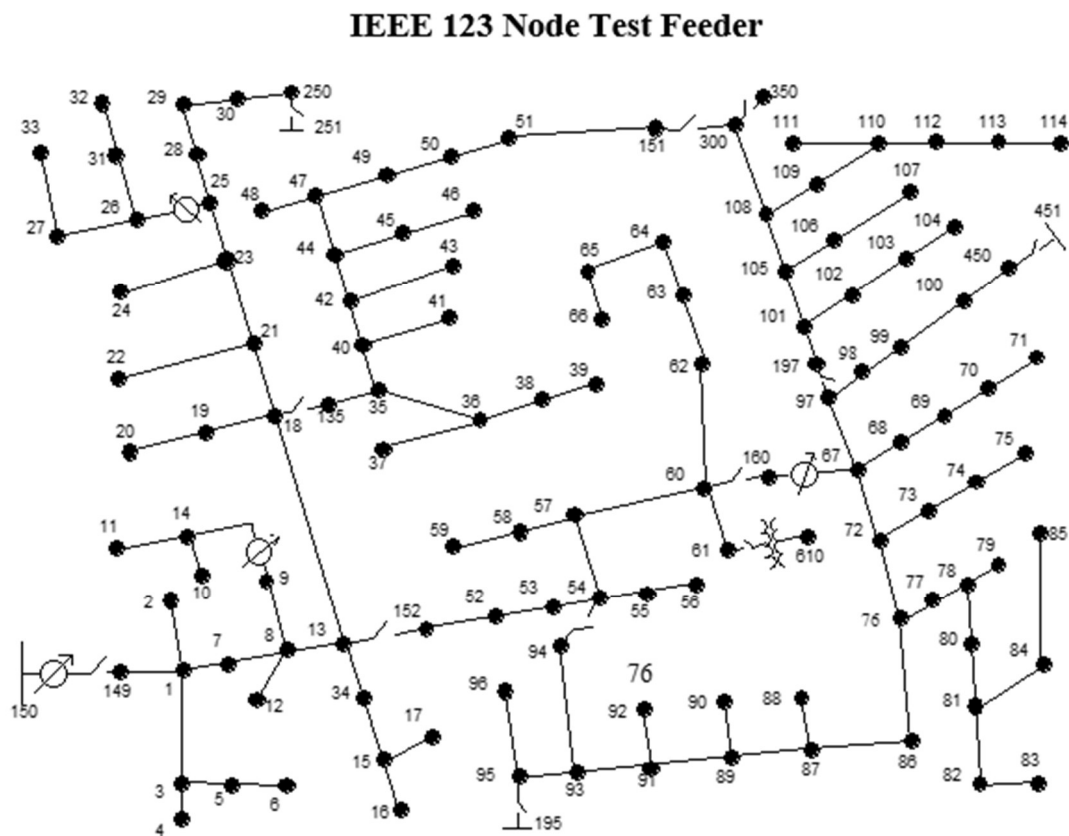
2.5 Ferramentas de Simulação e Sistema de Referência

A execução de análises probabilísticas complexas, como a proposta neste trabalho, depende de ferramentas computacionais robustas e de sistemas de referência validados, que garantam a fidedignidade, a reprodutibilidade e a comparabilidade dos resultados.

O OpenDSS (Open Distribution System Simulator) é um software de simulação de sistemas de distribuição de energia, desenvolvido pelo EPRI (Electric Power Research Institute), que se tornou um padrão de fato no meio acadêmico e na indústria. Suas principais vantagens são a capacidade de realizar análises de fluxo de potência em série temporal no modo quasi-estático e, fundamentalmente para este trabalho, seu robusto motor de fluxo de potência harmônico, que permite modelar a resposta em frequência dos componentes da rede. A sua arquitetura aberta, controlável via interface COM (Component Object Model), permite a integração com a linguagem Python, que atua como a camada de orquestração da análise. Essa sinergia viabiliza a automação de milhares de simulações, a geração de cenários estocásticos e o pós-processamento de grandes volumes de dados, sendo a base para a implementação do método de Monte Carlo.

Para garantir a validade e a relevância dos resultados, esta pesquisa utiliza o sistema de 123 barras do IEEE, diagramado abaixo, como objeto de estudo. Trata-se de um modelo de referência (benchmark) internacionalmente reconhecido que representa as características de uma rede de distribuição de média tensão real dos Estados Unidos. Suas características, como a topologia radial com ramificações, o desequilíbrio de cargas, a presença de linhas aéreas e subterrâneas e a existência de reguladores de tensão, tornam-no um caso de teste desafiador e completo, sendo frequentemente empregado na literatura científica para validar novas metodologias de análise de sistemas de distribuição.

Figura 12 – Diagrama unifilar do sistema de teste de 123 barras da IEEE.



Fonte: Adaptado de Reno et al. (2021).

3 METODOLOGIA

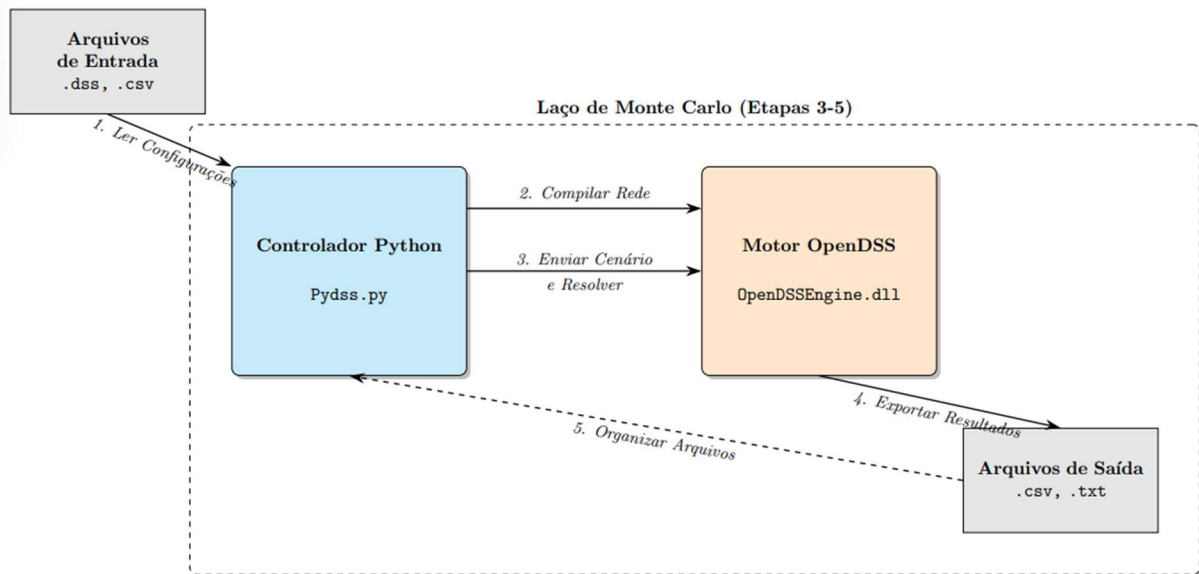
Este capítulo apresenta o arcabouço metodológico concebido e implementado para atingir os objetivos propostos neste trabalho. Visto que o desenvolvimento e a validação de um *framework* computacional para análise probabilística constituem uma das contribuições centrais deste trabalho, esta seção dedica-se a detalhar de forma sistemática e pormenorizada cada etapa do processo, desde a arquitetura da plataforma de simulação até os procedimentos para o tratamento e a análise dos resultados. O propósito é fornecer uma descrição clara, objetiva e, acima de tudo, reproduzível do método de pesquisa empregado. Para assegurar a transparência e permitir a validação por pares, os códigos-fonte dos algoritmos desenvolvidos para esta pesquisa encontram-se integralmente disponíveis no Apêndice A.

A metodologia está estruturada em três pilares fundamentais. O primeiro pilar consiste na arquitetura da plataforma de simulação, onde se detalham as ferramentas computacionais que dão suporte à análise, o motor de simulação de sistemas de distribuição *OpenDSS* e a linguagem de programação Python como orquestradora do processo e o objeto de estudo, a consolidada rede de referência IEEE de 123 barras. O segundo pilar, que representa o núcleo desta pesquisa, é o desenvolvimento do algoritmo de análise probabilística. Nesta seção, é apresentada a lógica do laço de Monte Carlo, explicando o processo de amostragem das variáveis estocásticas (irradiância solar e demanda de carga) a partir de suas distribuições de probabilidade, a modelagem dos componentes do sistema, com ênfase no espectro de emissão harmônica dos inversores, e a execução iterativa do fluxo de potência harmônico. Finalmente, o terceiro pilar aborda os procedimentos de análise e validação, detalhando as rotinas para coleta, pós-processamento e análise estatística do grande volume de dados gerado, garantindo assim o rigor científico e a robustez das conclusões que serão apresentadas nos capítulos subsequentes.

3.2.1 Ferramentas Computacionais e Integração

A plataforma de simulação desenvolvida nesta pesquisa é fundamentada em uma arquitetura computacional do tipo controlador-motor (*controller-engine*), que integra sinergicamente três componentes principais: o simulador de sistemas de potência *OpenDSS* como motor de cálculo, a linguagem de programação Python como o controlador da simulação, e a biblioteca `py_dss_interface` como a ponte de comunicação entre eles, cuja integração é ilustrada abaixo na Figura 13.

Figura 13 – Arquitetura computacional para Simulação de Monte Carlo via integração Python-OpenDSS.



Fonte: O autor (2025).

O Motor de Simulação OpenDSS: O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), é empregado como o núcleo de processamento numérico (*solver*) da plataforma. Trata-se de um *software* de alta performance, projetado especificamente para a simulação de sistemas elétricos de distribuição, capaz de realizar análises de fluxo de potência em regime permanente, harmônicas, curto-circuito, entre outras. Sua principal vantagem reside na capacidade de modelar com alta fidelidade as características intrínsecas das redes de distribuição, como topologias radiais, desequilíbrio de fases e a presença de equipamentos de controle. Nesta pesquisa, o OpenDSS é responsável pela modelagem matemática da rede de referência e pela solução das equações de fluxo de potência e de harmônicas para cada um dos milhares de cenários gerados pelo controlador.

A Camada de Controle em Python: A linguagem Python é utilizada como a camada de orquestração e inteligência, gerenciando todo o fluxo de simulação. Sua versatilidade e o robusto ecossistema de bibliotecas científicas como NumPy para operações numéricas, SciPy.stats para a geração de variáveis aleatórias, e Pandas para a manipulação de dados estruturados permitem a implementação de rotinas complexas de forma eficiente. No escopo deste trabalho, os *scripts* em Python são responsáveis por implementar a lógica do método de Monte Carlo, gerando os cenários estocásticos de geração e carga, parametrizando e enviando os comandos de simulação para o OpenDSS, e realizando o pós-processamento, a análise estatística e a visualização dos dados de saída.

A Interface de Comunicação `py_dss_interface`: Para que o controlador (Python) e o motor (OpenDSS) operem de forma integrada, a biblioteca `py_dss_interface` funciona como a Interface de Programação de Aplicações (API) que viabiliza a comunicação entre ambos. Ela expõe os objetos e as funções do motor do OpenDSS, controlado via COM (*Component Object Model*), permitindo que o *script* Python acesse e modifique programaticamente todos os parâmetros da rede e extraia quaisquer resultados da simulação. Essa comunicação de baixa latência é um componente essencial para a automação do método de Monte Carlo, que exige a execução sequencial de um grande volume de simulações de forma rápida e confiável.

3.2.2 Objeto de Estudo e Modelagem dos Componentes

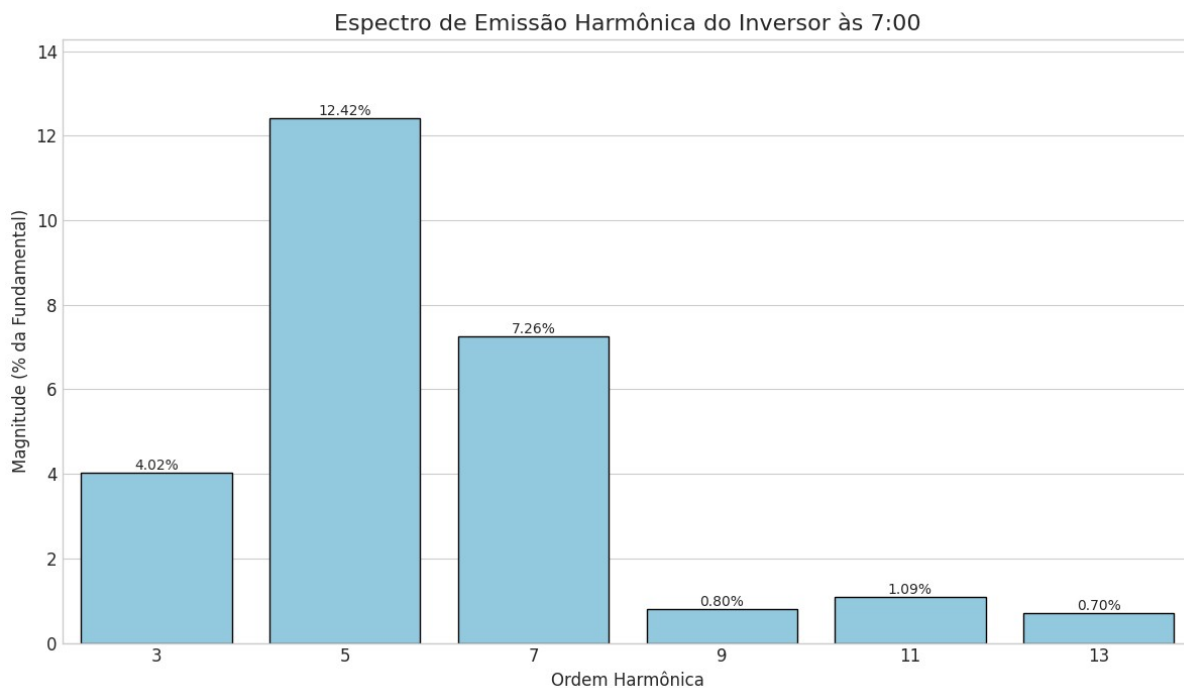
O objeto de estudo selecionado para esta pesquisa é o sistema-teste de 123 barras do IEEE, um *benchmark* internacionalmente reconhecido que emula as características de uma rede de distribuição de média tensão. A escolha deste modelo se justifica por sua complexidade e representatividade, incluindo cargas trifásicas desequilibradas, topologia radial com múltiplas ramificações, bancos de capacitores chaveados e reguladores de tensão. Essas características, em particular a presença de bancos de capacitores que podem criar condições de ressonância harmônica com a impedância da rede, tornam este sistema ideal para a validação de novas metodologias de análise de qualidade da energia em cenários que se aproximam de condições operacionais desafiadoras.

A implementação do sistema na plataforma de simulação ocorre na fase inicial do processo. O *script* em Python envia o comando `compile` para o motor do OpenDSS, referenciando o arquivo de texto `IEEE123Master.dss` que contém a declaração de todos os componentes do circuito. Durante esta etapa, o OpenDSS interpreta o arquivo, instancia em memória os objetos que representam cada elemento da rede (linhas, transformadores, cargas, etc.) e constrói a matriz de admitância nodal (Y_{bus}), que é a representação matemática fundamental do circuito elétrico e que, para estudos harmônicos, é recalculada para cada frequência analisada.

Após a compilação da rede-base, o *script* Python adiciona programaticamente os componentes de geração específicos para esta análise. Os geradores fotovoltaicos são representados no simulador pelo objeto `PVSystem`, que é modelado como uma fonte de corrente controlada. Os parâmetros-chave deste objeto como potência nominal (kVA), fator de potência (pf), e, crucialmente, a irradiância de operação (`irrad`) e o espectro harmônico associado (`spectrum`) são controlados e modificados dinamicamente pelo *script* a cada iteração do laço de simulação. O objeto `spectrum` define a "assinatura harmônica" do inversor, especificando a

magnitude percentual, como exemplificado no gráfico da Figura 14 e o ângulo de fase de cada componente de corrente harmônica em relação à componente fundamental.

Figura 14 – Espectro de Emissão Harmônica do Inversor às 7:00.



Fonte: O autor (2025).

Para a extração dos dados, são instanciados objetos do tipo Monitor, que funcionam como dispositivos de medição virtual no ambiente de simulação. Cada monitor é estrategicamente alocado no terminal de um PVSystem e configurado com o Mode=1 para registrar as componentes harmônicas de tensão e corrente. A correta alocação e configuração desses monitores são essenciais para a posterior análise de distorção harmônica no Ponto de Acoplamento Comum (PCC) de cada gerador. Este processo resulta em um modelo-base parametrizado, uma representação completa do sistema pronta para ser submetida ao laço iterativo da simulação de Monte Carlo, onde seus estados operativos serão dinamicamente alterados para refletir a natureza estocástica do problema.

3.3 O Algoritmo de Simulação Probabilística: O Laço Iterativo

O núcleo desta pesquisa consiste em um algoritmo de simulação probabilística, implementado em Python, que gerencia iterativamente o motor do OpenDSS para gerar e analisar múltiplos cenários operacionais. A lógica do algoritmo reflete o fluxo de execução do código, desde a geração de um estado estocástico do sistema até a solução do fluxo de potência

harmônico e a subsequente coleta de dados. Este processo iterativo é o que materializa a aplicação do método de Monte Carlo para uma análise robusta dos impactos harmônicos. A seguir, detalha-se a sequência de operações executadas a cada iteração do laço de simulação.

1. Geração do Cenário Estocástico: Cada iteração do laço de simulação, controlada pelo *script* principal, inicia-se com a geração de um cenário aleatório único. Esta tarefa é delegada a um módulo específico que, utilizando funções da biblioteca `numpy.random`, realiza a amostragem de variáveis a partir de suas respectivas Funções de Densidade de Probabilidade (PDFs). Para a irradiância solar, utiliza-se uma distribuição Beta, adequada para modelar variáveis contidas em um intervalo, enquanto para a variação da carga, emprega-se uma distribuição Normal. Este procedimento gera valores de `irrad_aleatoria` e um `df_espectro_aleatorio` que, embora aleatórios, são estatisticamente realistas e representam uma condição operacional plausível e distinta para a iteração corrente.

2. Parametrização do Modelo no OpenDSS: Com os dados do cenário aleatório em mãos, o *script* principal assume a função de atualizar o estado da rede no OpenDSS. Por meio da interface programática, ele constrói e envia comandos de edição (Edit) para modificar as propriedades dos objetos PVSystem e Spectrum previamente instanciados. É nesta etapa que ocorre a normalização dos dados, como a conversão do valor de irradiância (W/m^2) para a potência por unidade (p.u.) que o modelo do PVSystem utiliza, garantindo que os dados estocásticos sejam corretamente interpretados pelo motor de simulação.

3. Solução do Fluxo de Potência Fundamental: Uma vez que o modelo da rede é atualizado, o *script* envia o comando Solve. A solução é realizada em duas etapas sequenciais. Primeiramente, em `mode=snapshot`, o motor resolve o fluxo de potência na frequência fundamental (60 Hz), tratando os sistemas fotovoltaicos como fontes de potência ativa (e reativa, se aplicável) e convergindo para uma solução que estabelece os fasores de tensão e corrente em todas as barras da rede. Esta etapa é crucial, pois define as condições operacionais de base e os valores de tensão nos terminais, que são referência para a análise subsequente.

4. Solução do Fluxo de Potência Harmônico: Imediatamente após a convergência da solução fundamental, o modo de simulação é alterado para `mode=harmonic`. Utilizando a solução de 60 Hz como ponto de partida, o OpenDSS trata os objetos `PVSystem` como fontes de corrente harmônica conforme o espectro aleatório definido para a iteração e resolve o fluxo de potência linearizado para cada frequência harmônica de interesse (e.g., 180 Hz, 300 Hz, 420 Hz, etc.). Durante este processo de dupla solução, os objetos `Monitor` previamente alocados registram os resultados. A combinação dessas quatro etapas constitui uma única iteração do método de Monte Carlo, que é repetida centenas ou milhares de vezes para construir o conjunto de dados estatisticamente significativo necessário para a análise probabilística.

3.4 Coleta, Pós-Processamento e Análise de Dados

A conclusão de cada iteração do laço de simulação probabilística aciona uma sequência de procedimentos de pós-processamento, projetada para extrair, organizar e consolidar os dados gerados pelo motor do OpenDSS. Esta etapa é fundamental para transformar os resultados brutos de milhares de simulações individuais em um conjunto de dados estatisticamente significativo, que servirá de base para a análise probabilística.

O primeiro passo na coleta de dados ocorre imediatamente após a conclusão da análise harmônica de um cenário. O *script* principal emite o comando `Export monitors` para o OpenDSS, que transcreve os dados armazenados em cada `Monitor` para arquivos de texto em formato CSV (*Comma-Separated Values*). Em seguida, uma rotina de tratamento de dados lê estes arquivos, calcula os indicadores de interesse como a Distorção Harmônica Total de Tensão (THDV) e a magnitude das componentes harmônicas individuais de corrente (I_h) e armazena esses valores em uma estrutura de dados consolidada, como um *DataFrame* da biblioteca `Pandas`, onde cada linha representa uma iteração do método de Monte Carlo e cada coluna, uma variável de resultado.

Após a execução de todas as iterações, o conjunto de dados consolidado é submetido à análise estatística e à visualização. A principal forma de apresentação dos resultados desta metodologia é a análise de distribuição de probabilidade, conforme ilustrado nas figuras de referência. Para cada variável de interesse (e.g., THDV em um barramento específico), o conjunto de resultados é utilizado para gerar duas representações gráficas fundamentais:

a) A Função de Densidade de Probabilidade (PDF): Gerada a partir de um histograma de frequência dos resultados, a PDF ilustra a probabilidade de ocorrência de cada faixa de valor da variável. Esta visualização permite identificar os valores mais prováveis e a dispersão dos resultados.

b) A Função de Distribuição Acumulada (CDF): Derivada dos mesmos dados, a CDF mostra a probabilidade de que a variável de interesse seja menor ou igual a um determinado valor. A CDF é uma ferramenta poderosa para a análise de risco, pois permite quantificar diretamente a probabilidade de que os limites normativos (e.g., $\text{THDV} < 5\%$) sejam atendidos ou violados.

A forma final dos dados de saída desta metodologia consiste, portanto, em um conjunto de distribuições de probabilidade para as principais variáveis de qualidade da energia nos pontos críticos da rede. A análise aprofundada destas distribuições e o cálculo de seus descritores estatísticos (média, mediana, percentis) serão detalhados no capítulo subsequente.

4 – ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta a análise detalhada dos resultados provenientes da aplicação do framework de simulação probabilística. A magnitude desta investigação reside em sua abrangência: foram modelados 5 níveis distintos de penetração fotovoltaica, com o comportamento do sistema elétrico monitorado em 8 pontos estratégicos (sistemas fotovoltaicos e monitores de linha). Para cada um dos 5 macro-cenários, uma simulação de Monte Carlo com 200 iterações foi executada, totalizando 8.000 simulações harmônicas completas.

O objetivo desta análise é construir uma linha de raciocínio lógico e inquestionável que conecte a causa fundamental (a injeção de correntes harmônicas) à consequência final (a degradação da qualidade da tensão na rede). Demonstraremos como a metodologia adotada permite não só diagnosticar problemas, mas quantificar o risco e, em última instância, redefinir o conceito de capacidade de alocação (hosting capacity) de uma métrica determinística para um espectro de probabilidade.

A análise a seguir é apresentada de forma a construir uma cadeia causal, partindo da fonte da emissão (os inversores), passando pela consequência sistêmica (a distorção de tensão) e concluindo com as implicações práticas para a operação da rede. Gráficos de análise probabilística são utilizados no corpo do texto para sustentar as conclusões principais, enquanto estudos de caso com perfis harmônicos individuais (gráficos de barras) são usados para ilustrar exemplos específicos.

4.1 Delineamento Experimental e Cenários de Penetração

A análise foi conduzida sobre o sistema de distribuição de referência IEEE de 123 barras (4,16 kV), cuja carga total é de aproximadamente 3,5 MVA. Os níveis de penetração foram definidos pela adição progressiva de usinas fotovoltaicas (UFV) de 0,5 MVA. A Tabela 3 detalha os cinco cenários macro de análise.

Tabela 3 – Cenários de Simulação por Nível de Penetração Fotovoltaica

Cenário	Nº de UFVs	Capacidade FV Total (MVA)	Nível de Penetração (%)
1 - Baixa Penetração	1	0,5	~14%
2 - Média-Baixa Penetração	2	1,0	~28%
3 - Média Penetração	3	1,5	~43%
4 - Média-Alta Penetração	4	2,0	~57%
5 - Alta Penetração	5	2,5	~71%

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

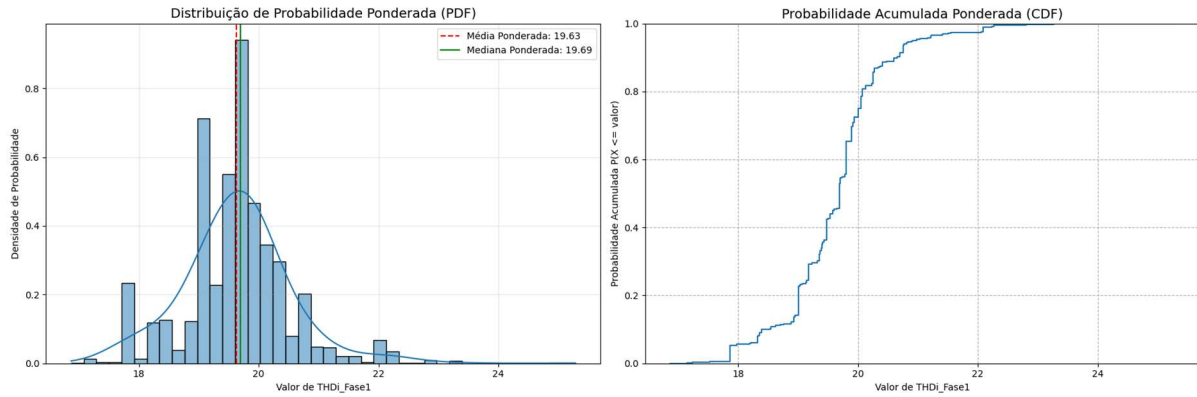
4.2 Análise da Causa: A "Assinatura Harmônica" dos Inversores

A origem do fenômeno da distorção harmônica reside na injeção de correntes não senoidais pelos inversores. A simulação valida uma premissa fundamental: nem todos os equipamentos são criados iguais, e cada um possui uma "assinatura harmônica" distinta. Para investigar esta variabilidade, realizou-se um estudo de caso comparativo no cenário de maior estresse (5 PVs), focando no sistema de melhor desempenho (PV2) e no de pior desempenho (PV4).

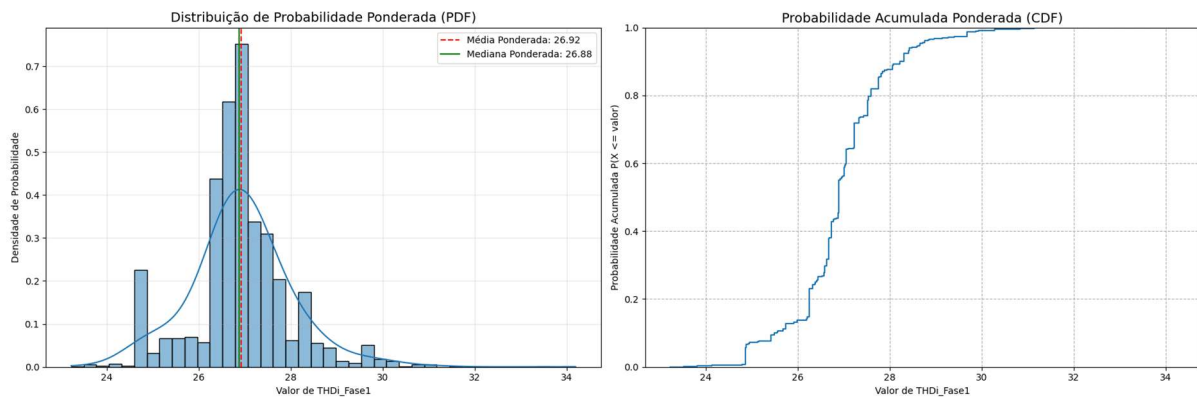
A Figura 15 apresenta a distribuição de probabilidade da THDi para ambos. A conclusão é imediata e visualmente impactante. A distribuição do PV4 é maciçamente deslocada para a direita, com uma média ponderada de 43.7% contra 28.9% do PV2. A curva larga do PV4 indica uma operação errática e de alta variabilidade, enquanto a curva estreita do PV2 denota um comportamento estável e previsível.

Figura 15 – Análise Probabilística Comparativa da THDi (PDF e CDF) para os Monitores PV2(a) e PV4(b) no Cenário de 5 PVs

Análise Probabilística Ponderada para THDi_Fase1 - Monitor PV2



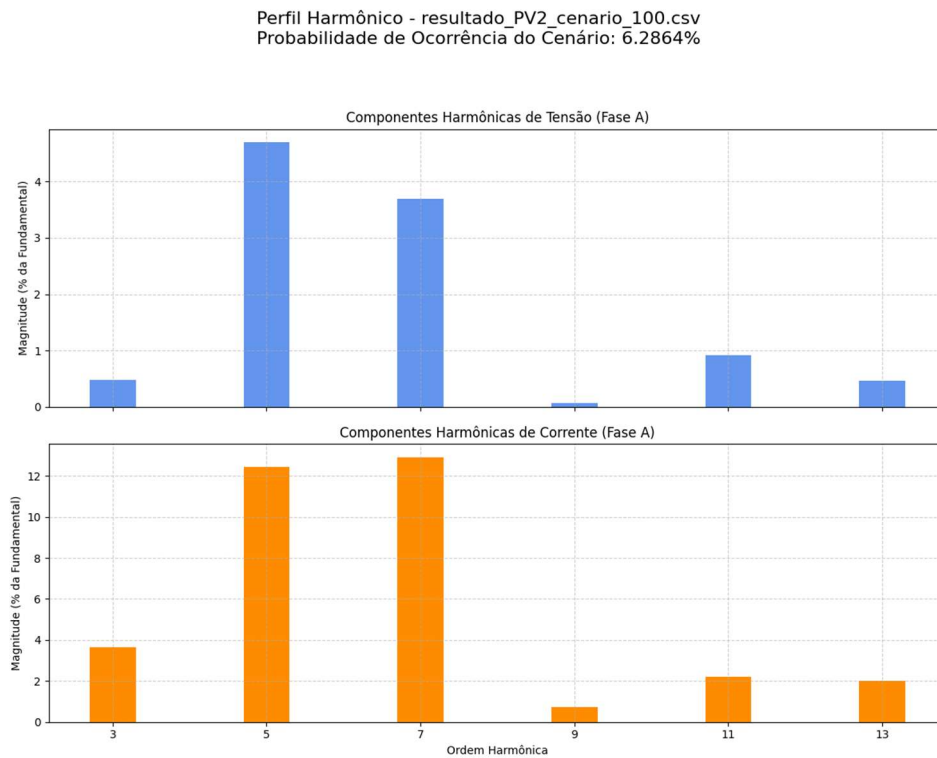
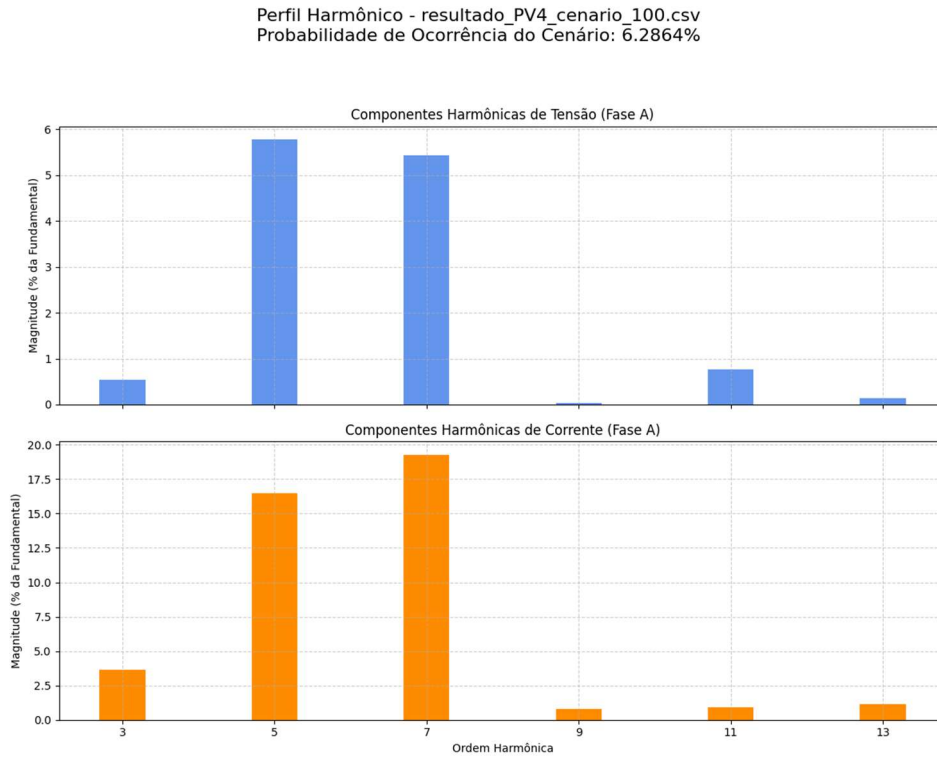
Análise Probabilística Ponderada para THDi_Fase1 - Monitor PV4



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para materializar essa diferença estatística, a Figura 16 apresenta os perfis harmônicos individuais (gráficos de barras) para PV2 e PV4, extraídos da mesma iteração da simulação. Este gráfico serve como um estudo de caso concreto que ilustra a conclusão estatística da Figura 15. É visualmente claro que, para o PV4, a magnitude das harmônicas de 5ª e 7ª ordem (como % da fundamental) é significativamente maior.

Figura 16 – Perfis Harmônicos de Corrente para (a) PV2 e (b) PV4 em um Cenário de Simulação Individual



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.3 Análise da Consequência: Propagação e Distorção Sistêmica na Rede

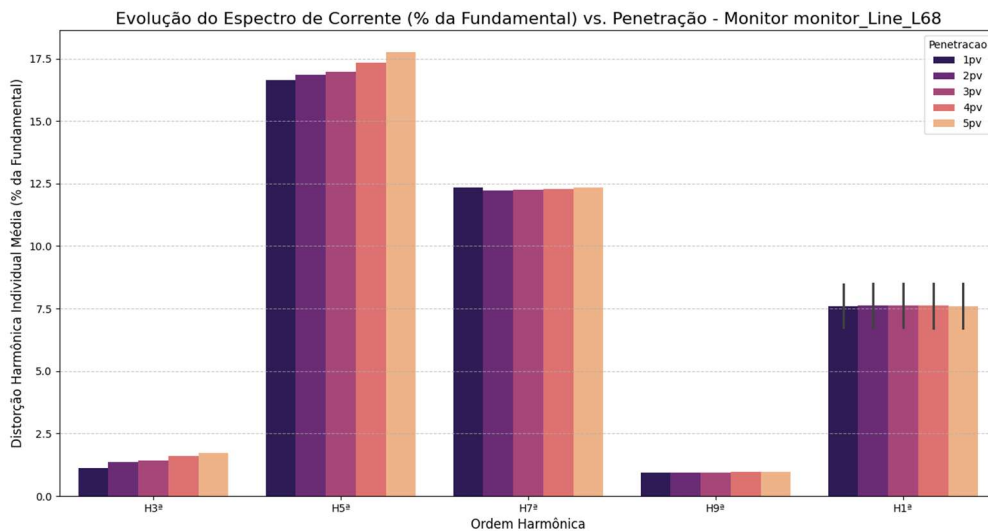
Após estabelecido que os inversores são as fontes primárias de emissão, a análise se volta para a consequência: o impacto cumulativo na rede de distribuição.

4.3.1 Estudo de Caso: A Evolução do Espectro Harmônico na Rede

A Figura 17 apresenta a análise de espectro para o monitor_Line_L68, um ponto da rede distante das fontes emissoras, permitindo avaliar o impacto sistêmico da superposição das correntes harmônicas. É crucial ressaltar que este resultado não é uma simples soma aritmética das emissões individuais, mas sim o resultado da superposição vetorial das correntes de todas as fontes FV, que considera tanto a magnitude quanto o ângulo de fase de cada componente. Como os ângulos de fase foram gerados aleatoriamente em cada cenário da simulação para refletir a realidade, o impacto final na rede é um balanço complexo entre o reforço harmônico, quando as correntes estão em fase, e o cancelamento harmônico, quando estão defasadas.

Este fenômeno de cancelamento parcial explica por que o aumento da distorção não é linearmente proporcional ao número de inversores. Apesar desta complexidade, a tendência observada na figura é inequívoca: a magnitude resultante de cada componente harmônica individual aumenta sistematicamente com a penetração. A 5ª harmônica, por exemplo, que representa menos de 4% da fundamental no cenário de 1 PV, passa a representar quase 8% no cenário de 5 PVs. Este dobramento de sua participação relativa demonstra que, mesmo considerando os efeitos de cancelamento de fase, o aumento no número de fontes emissoras resulta em uma degradação líquida e significativa da qualidade da corrente na rede.

Figura 17 – Evolução do Espectro de Corrente (% da Fundamental) no Monitor de Linha L68 vs. Penetração.



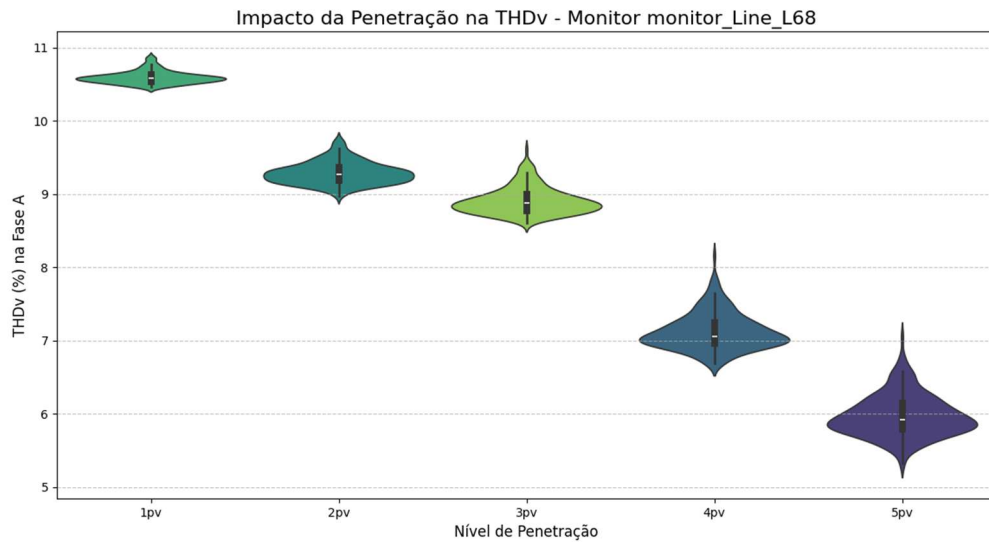
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.3.2 Impacto Final: A Degradação da Tensão (THDv)

É a circulação das correntes harmônicas, com o espectro ilustrado na Figura 17, que causa a distorção de tensão na rede, cuja evolução é demonstrada pelos gráficos de violino na Figura 18. Embora a tendência geral seja um aumento da magnitude e da imprevisibilidade da DHTV com a penetração, uma análise atenta revela que este aumento não é estritamente monotônico. Este fenômeno ocorre devido ao cancelamento harmônico, pois a distorção resultante é consequência da soma vetorial das correntes injetadas por múltiplos inversores. Como os ângulos de fase de cada harmônica são aleatórios entre si, a diversidade de fases leva a um cancelamento parcial, fazendo com que a distorção total seja frequentemente menor que a soma aritmética das contribuições individuais.

Este efeito complexo de superposição, que a metodologia de Monte Carlo é singularmente capaz de capturar, explica por que, em certos níveis de penetração, a adição de um novo sistema fotovoltaico pode, contraintuitivamente, resultar em uma redução marginal da DHTV em pontos específicos. A validação desta análise que considera os ângulos de fase é crucial, pois demonstra que uma abordagem determinística que assume o pior caso (soma de magnitudes) superestimaria o impacto real na tensão, levando a conclusões incorretas sobre a capacidade de alocação da rede.

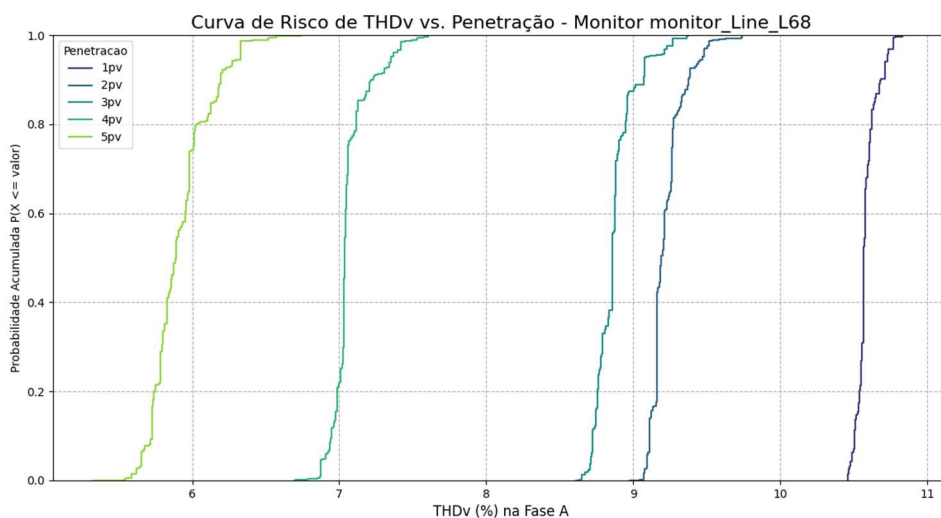
Figura 18 – Distribuição Probabilística (Violino) da THDv no Monitor de Linha L68 vs. Penetração



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A análise de risco associada é apresentada na Figura 19, que sobrepõe as curvas de CDF para cada cenário, quantificando o aumento da probabilidade de violação de limites de tensão com o aumento da penetração.

Figura 19 – Curvas de Risco Acumulado (CDF) da THDv no Monitor de Linha L68 vs. Penetração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Tabela 4 resume os resultados, identificando o ponto de inflexão da rede, onde os limites normativos de tensão (PRODIST) são violados.

Tabela 4 – Tabela Comparativa do Impacto na Tensão por Nível de Penetração

Nível de Penetração	Nº de PVs	Cap. Total (MVA)	5ª Harmônica Máx. (%)	THDv Máxima (%)	Conformidade Normativa
Baixa	1	~1.2	1.57	Conforme	
Média-Baixa	2	1.0	~2.5	3.13	Conforme
Média	3	1.5	~2.8	4.39	Conforme
Média-Alta	4	2.0	~3.5	5.58	Não Conforme
Alta	5	2.5	~4.1	6.78	Não Conforme

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.4 Análises Probabilísticas Avançadas e Estudos de Caso

Com o comportamento geral estabelecido, a metodologia probabilística permite aprofundar a análise em fenômenos mais complexos.

4.4.1 Estudo de Caso 1: Diagnóstico do Risco - Harmônica Dominante vs. Efeito Agregado

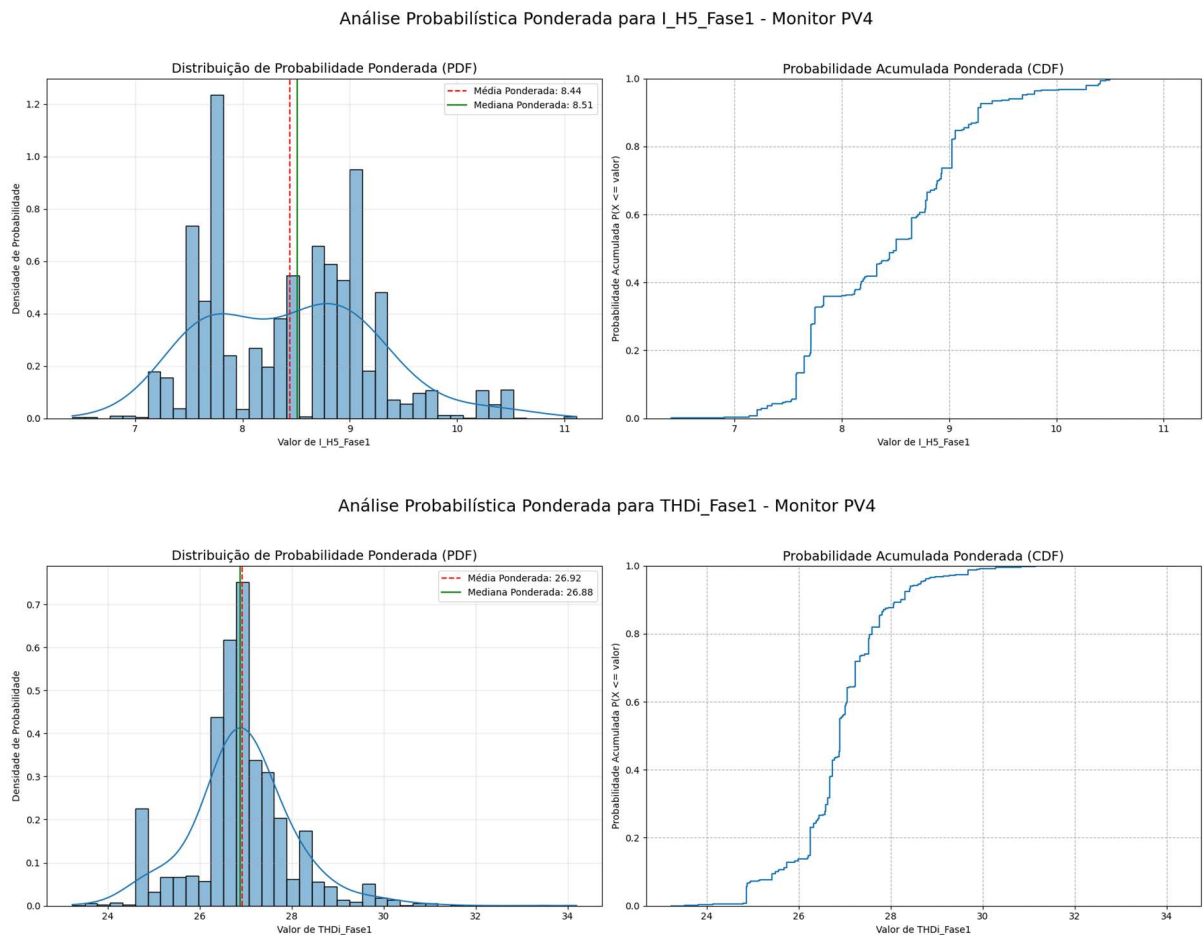
Uma questão crítica em qualquer análise de não conformidade é diagnosticar a sua origem: o problema é causado por uma única harmônica de grande magnitude ou pelo efeito somado de várias componentes menores? A análise probabilística nos permite responder a isso de forma conclusiva.

A Figura 22 compara as distribuições de probabilidade para a THDi total e para a 5ª harmônica individual de corrente para o inversor de pior desempenho (PV4) no cenário de 5

PVs. A análise da CDF (gráfico à direita) é particularmente reveladora. Observa-se que a probabilidade de a 5ª harmônica exceder seu limite normativo individual (ex: 4%) é relativamente baixa. No entanto, a probabilidade de a THDi total exceder seu limite agregado (ex: 5%) é altíssima.

Conclusão do Estudo de Caso: O risco de não conformidade para o PV4 não se deve a uma única harmônica "descontrolada", mas sim ao efeito sinérgico e agregado de múltiplas componentes (3ª, 5ª, 7ª, etc.) que, individualmente, poderiam estar dentro de seus limites, mas cuja soma resulta em uma distorção total excessiva.

Figura 20 – Análise de Risco Comparativa entre a THDi e a 5ª Harmônica Individual para o Monitor PV4 (Cenário 5 PVs)



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

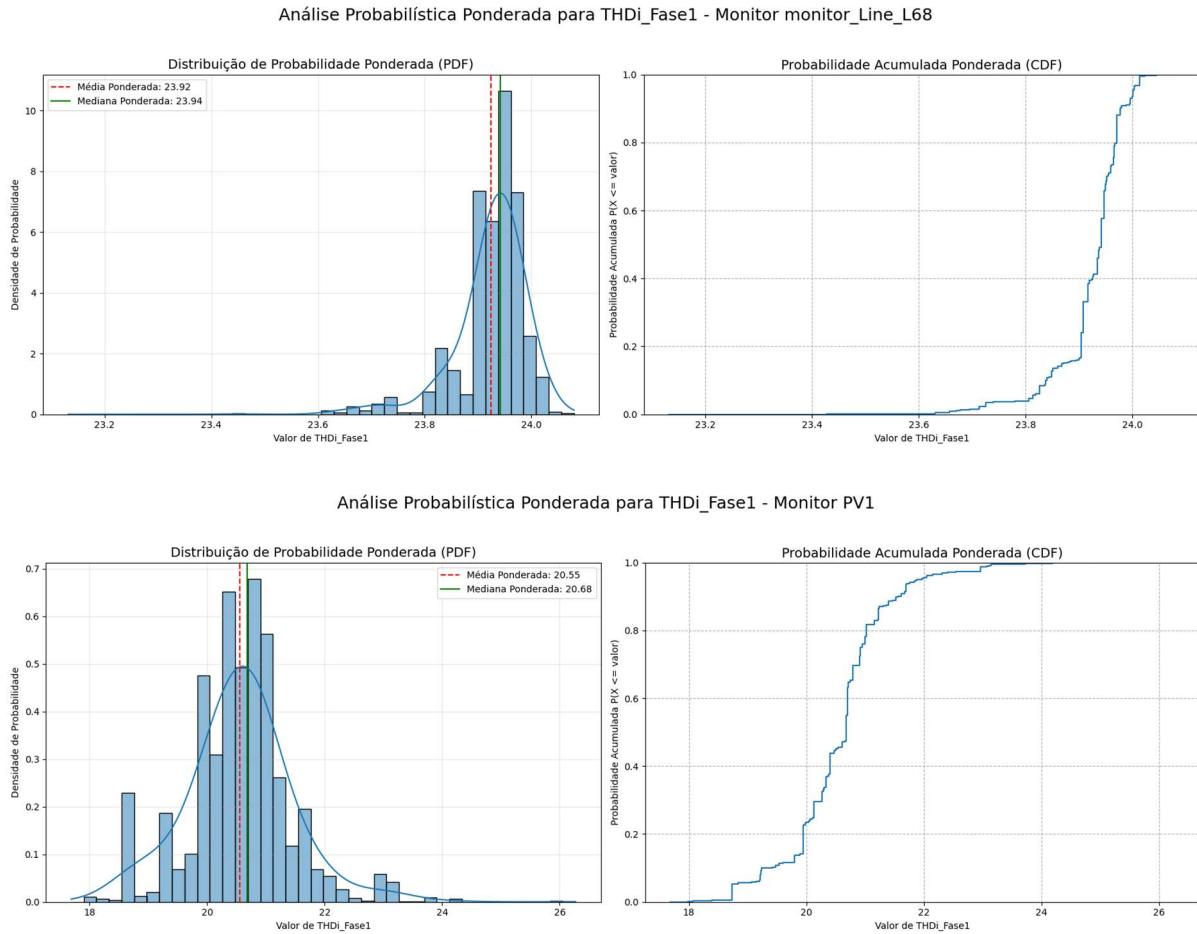
4.4.2 Estudo de Caso 2: O Efeito da Superposição de Harmônicas na Rede

A disparidade observada entre as distribuições de probabilidade da distorção harmônica em fontes individuais e em um ponto agregado da rede elétrica é um fenômeno cujo mecanismo fundamental reside no princípio da superposição de ondas. Cada um dos 200 cenários analisados representa uma instância do sistema na qual as componentes harmônicas, originadas em múltiplos inversores, apresentam magnitudes e, de forma crucial, ângulos de fase distintos. Durante sua propagação pela rede, estas ondas se combinam vetorialmente, resultando em interferências que podem ser tanto construtivas (reforço) quanto destrutivas (cancelamento).

A Figura 21 evidencia empiricamente este efeito ao contrastar a distribuição do THDi em uma única fonte (PV1) com a de um ponto de monitoramento na rede (monitor_Line_L68). Nota-se que a distribuição na fonte possui um perfil mais irregular e assimétrico. Em contrapartida, a distribuição resultante na rede, que reflete a soma de múltiplas fontes com variações aleatórias, converge para uma forma mais suave e tende à simetria. Este comportamento é análogo ao previsto pelo Teorema do Limite Central, onde a soma de um número suficiente de variáveis aleatórias independentes aproxima-se de uma distribuição normal.

Portanto, a análise probabilística se revela essencial para capturar adequadamente este efeito de diversidade e cancelamento. Uma abordagem determinística, baseada na soma das piores emissões de cada fonte, levaria a uma superestimação grosseira do impacto real na rede, uma vez que desconsidera o efeito fundamental da defasagem angular entre as componentes harmônicas.

Figura 21 – Comparativo da Forma da Distribuição de THDi entre uma Fonte Emissora (PV1) e um Ponto da Rede (monitor_Line_L68)



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.5 Conclusões Finais e Implicações para a Capacidade de Alocação

A linha de raciocínio construída ao longo desta análise, partindo da assinatura individual do inversor e culminando no impacto sistêmico na tensão, valida a robustez da metodologia. Fica evidente que a capacidade de uma rede em acomodar geração distribuída (hosting capacity) não é um valor determinístico único, mas sim uma superfície de risco probabilístico que depende da quantidade, qualidade e localização dos geradores. A metodologia aqui empregada permite a criação de "mapas de risco" para a rede, mostrando a probabilidade de não conformidade em qualquer ponto para um dado cenário, uma ferramenta de planejamento e operação muito mais poderosa do que as análises determinísticas tradicionais.

5 CONCLUSÃO

A transição para uma matriz energética de baixo carbono, impulsionada pela massiva integração de recursos energéticos distribuídos, representa o desafio mais significativo para as redes de distribuição de energia elétrica neste século. Este trabalho partiu da premissa de que a crescente penetração de sistemas fotovoltaicos, embora essencial, introduz complexidades técnicas que as metodologias de análise tradicionais, de natureza determinística, são incapazes de avaliar adequadamente. O foco foi direcionado ao fenômeno da distorção harmônica, um subproduto intrínseco da operação dos inversores fotovoltaicos, cujo impacto cumulativo ameaça a qualidade da energia e a conformidade com as normas regulatórias.

Para enfrentar este desafio, o objetivo central deste trabalho foi o desenvolvimento e a validação de um *framework* de simulação probabilística. Através da integração entre a linguagem Python e o simulador OpenDSS, e da aplicação do método de Monte Carlo, foi criada uma ferramenta capaz de analisar o impacto da injeção de harmônicas de ordem ímpar na rede de referência IEEE de 123 barras, considerando a natureza estocástica da irradiância solar e das cargas. A análise dos resultados, realizada em múltiplos cenários de penetração, permitiu extrair conclusões robustas e quantificáveis sobre a relação de causa e efeito entre a capacidade fotovoltaica instalada e a degradação da qualidade da tensão.

A análise quantitativa dos resultados da simulação estabelece, de forma inequívoca, uma correlação direta e progressiva entre o aumento da penetração fotovoltaica e a severidade da distorção harmônica. A investigação identificou o limiar da capacidade de absorção harmônica da rede em estudo, que se situa entre 43% e 57% de penetração. A partir deste ponto de inflexão, a rede transita de um estado de conformidade para uma condição de violação sistemática dos limites estabelecidos pelo PRODIST e pela norma IEEE 519. A principal validação da abordagem metodológica reside na sua capacidade de transcender a análise de "piores casos". O *framework* de Monte Carlo foi crucial para demonstrar que, em cenários de alta penetração, a violação das normas não é uma eventualidade, mas uma consequência estatisticamente provável, cujo risco pode ser quantificado através da Função de Distribuição Acumulada (CDF) dos resultados.

As contribuições deste trabalho, portanto, são multifacetadas e interconectadas. A contribuição metodológica reside na criação de um framework de simulação probabilística robusto, de código aberto e reprodutível, que integra de forma eficiente o motor de cálculo do OpenDSS com a capacidade de orquestração e análise da linguagem Python. Cientificamente, a pesquisa avança o conceito de capacidade de alocação (hosting capacity), tratando-o não como um valor determinístico estático, mas como uma superfície de risco probabilístico. Demonstrou-se que a superposição de harmônicas com ângulos de fase aleatórios é um fenômeno complexo, e que a análise probabilística é essencial para capturar os efeitos de cancelamento e reforço que governam o impacto final na rede.

Finalmente, na esfera tecnológica e setorial, a plataforma desenvolvida materializa-se como uma ferramenta de suporte à decisão de alto valor. Ela capacita concessionárias e órgãos de planejamento a realizarem estudos de impacto mais fidedignos e a transitarem de um planejamento reativo para uma gestão de risco proativa. Ao permitir a quantificação da probabilidade de não conformidade, a ferramenta oferece subsídios técnicos para otimizar investimentos em infraestrutura e para definir critérios de conexão para novos geradores distribuídos, garantindo a integração segura e econômica dos crescentes recursos energéticos renováveis ao sistema elétrico. Reconhece-se, contudo, as limitações inerentes a este estudo. Os resultados quantitativos são específicos para a topologia e as características elétricas do sistema IEEE de 123 barras, e a generalização para outras redes deve ser feita com cautela. A análise foi conduzida em regime permanente quasi-estático, não abrangendo fenômenos dinâmicos de curta duração. Adicionalmente, os modelos de inversores, embora baseados em perfis realistas, não incorporaram estratégias avançadas de controle, como a capacidade de filtragem ativa.

As limitações deste estudo, no entanto, abrem caminhos promissores para pesquisas futuras, dentre as quais se destacam:

- Aplicação em alimentadores reais: Sugere-se a aplicação da metodologia aqui desenvolvida em modelos de alimentadores de concessionárias brasileiras, utilizando dados medidos de carga e irradiância para calibrar as distribuições de probabilidade e validar os resultados em campo.
- Expansão para análise em série temporal: Outra linha de pesquisa relevante seria a expansão do *framework* para incluir simulações ao longo de períodos mais longos (24 horas ou anuais), permitindo capturar a variabilidade diária e sazonal dos impactos harmônicos e sua correlação com o perfil de carga da rede.
- Teste de estratégias de mitigação: Uma evolução natural deste trabalho seria utilizar a plataforma de simulação para desenvolver e testar estratégias de mitigação, como o controle coordenado de inversores inteligentes (*smart inverters*), avaliando probabilisticamente sua eficácia em expandir a capacidade de alocação harmônica da rede.

Conclui-se, portanto, que a abordagem probabilística não é apenas uma alternativa, mas uma necessidade para o planejamento e a operação segura e confiável das redes de distribuição do futuro.

REFERÊNCIAS

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf. Acesso em: 8 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL); ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Dados sobre a evolução da potência solar fotovoltaica instalada no Brasil. [S. l.], 2022.

AL-SHETWI, A. Q. et al. Power Quality Assessment of Grid-Connected PV System in Compliance with Grid Codes. *IEEE Access*, v. 8, p. 164091-164107, 2020.

BARAN, Paul. On Distributed Communications: I. Introduction to Distributed Communications Networks. Santa Monica: RAND Corporation, 1964. Relatório RM-3420-PR.

BRAGA, Newton C. Distorção Harmônica (INS014). Instituto Newton C. Braga, [s.d.]. Disponível em: <https://www.newtoncbraga.com.br/index.php/instrumentacao/129-principios-de-instrumentacao/10719-distorcao-harmonica-ins014.html>. Acesso em: 8 set. 2025.

DUGAN, Roger C. et al. *Electrical Power Systems Quality*. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 2012.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). OpenDSS Logo. [S.l.]: EPRI, 2025. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/openss>. Acesso em: 8 set. 2025.

ENTRE NÓS TODOS. A Janela de Johari e o Eneagrama. Entre Nós Todos, 8 set. 2016. Disponível em: <https://entrenostodos.wordpress.com/2016/09/08/a-janela-de-johari-e-o-eneagrama/>. Acesso em: 8 set. 2025.

IDEC – INSTITUTO BRASILEIRO DE DEFESA DO CONSUMIDOR. Transição energética para um futuro sustentável. São Paulo: Idec, 2023.

IFELL ENGENHARIA. Análise Termográfica. Ifell, 2018. Disponível em: <https://www.ifell.com.br/analise-termografica/>. Acesso em: 8 set. 2025.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 519-2014: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York: IEEE, 2014.

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 594-605, 2016.

NEOSOLAR. O que é o Efeito Fotovoltaico? NeoSolar, [s.d.]. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/blog/o-que-e-efeito-fotovoltaico/>. Acesso em: 8 set. 2025.

NUMPY. NumPy Logo. [S.l.]: NumPy, 2025. Disponível em: <https://numpy.org/brand/>. Acesso em: 8 set. 2025.

PANDAS. Pandas Logo. [S.l.]: Pandas, 2025. Disponível em: <https://pandas.pydata.org/about/index.html>. Acesso em: 8 set. 2025.

PYTHON SOFTWARE FOUNDATION. Python Logo. [S.l.]: Python Software Foundation, 2025. Disponível em: <https://www.python.org/community/logos/>. Acesso em: 8 set. 2025.

RENO, Matthew J.; BELLIDO-LEON, Jose-Maria; ELLIOTT, Ryan T. Leveraging Smart Inverter Control to Mitigate Over-Hosting Capacity Issues in Distribution Systems. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2021. Relatório Técnico SAND2021-8935. DOI: 10.2172/1814324.

SCIPY. SciPy Logo. [S.l.]: SciPy, 2025. Disponível em: <https://scipy.org/>. Acesso em: 8 set. 2025.

SOLARVOLT. Energia Solar para Empresas. SolarVolt, 2021. Disponível em: <https://solarvolt.com.br/>. Acesso em: 8 set. 2025.

VASCONCELOS, F. M. de. Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2017.

APÊNDICE A – Códigos utilizados

1. Código de simulação principal

```
import os
import shutil
import time
import pandas as pd
import py_dss_interface
import Montepython as mc

HORA_DA_SIMULACAO = 11
NUMERO_DE_CENARIOS = 200

PV_SYSTEMS = [
    {"nome": "PV1", "barra": "61", "kV": "4.16", "kVA": 500},
]

MONITORES_ADICIONAIS = [

    {"elemento": "Line.Sw1", "terminal": 2},

    {"elemento": "Line.L24", "terminal": 1},

    {"elemento": "Line.L68", "terminal": 2},

    {"elemento": "Line.L63", "terminal": 2},
]

CAMINHO_BASE = r"C:\Users\gusso\Downloads\ceamazon\123Bus"
CAMINHO_MASTER_DSS = os.path.join(CAMINHO_BASE, "IEEE123Master.dss")
PASTA_RESULTADOS_GERAIS = os.path.join(CAMINHO_BASE,
f"resultados_montecarlo_{HORA_DA_SIMULACAO}h")
PASTA_VARIAVEIS = os.path.join(CAMINHO_BASE, f"variaveis_montecarlo_{HORA_DA_SIMULACAO}h")
ARQUIVO_PERFIS_HARMONICOS = os.path.join(CAMINHO_BASE, "perfis_harmonicos_horarios.csv")
ARQUIVO_PERFIL_IRRADIANCIA = os.path.join(CAMINHO_BASE, "perfil_horario_irradiancia.csv")
NOME_DO_CIRCUITO = "iee123"
NOME_SPECTRUM = "spect_mc"

def executar_simulacao_monte_carlo():
    print(f"--- INICIANDO SIMULAÇÃO MONTE CARLO PARA {HORA_DA_SIMULACAO}:00 ---")
```

```

os.makedirs(PASTA_RESULTADOS_GERAIS, exist_ok=True)
os.makedirs(PASTA_VARIAVEIS, exist_ok=True)

try:
    df_harmonicos_horarios = pd.read_csv(ARQUIVO_PERFIS_HARMONICOS)
    df_irradiancia_diaria = pd.read_csv(ARQUIVO_PERFIL_IRRADIANCIA)
    irradiancia_base = df_irradiancia_diaria.loc[df_irradiancia_diaria['hora'] == HORA_DA_SIMULACAO,
'irradiancia'].iloc[0]
    df_espectro_base = df_harmonicos_horarios[df_harmonicos_horarios['hora'] ==
HORA_DA_SIMULACAO]
except Exception as e:
    print(f"ERRO CRÍTICO ao carregar arquivos de dados base: {e}")
    return

dss = py_dss_interface.DSS()
dss.text(f'compile "{CAMINHO_MASTER_DSS}"')

dss.text(f'New Spectrum.{NOME_SPECTRUM} NumHarm=1 harmonic=[1] %mag=[100] angle=[0]')

for pv in PV_SYSTEMS:
    nome_pv, barra_pv, kv_pv, kva_pv = pv["nome"], pv["barra"], pv["kV"], pv["kVA"]
    nome_monitor = f'Monitor_{nome_pv}_{HORA_DA_SIMULACAO}h'
    dss.text(f'New PVSystem.{nome_pv} phases=3 bus1={barra_pv} kV={kv_pv} kVA={kva_pv}
spectrum={NOME_SPECTRUM} irrads=0.5")
    dss.text(f'New Monitor.{nome_monitor} Element=PVSystem.{nome_pv} Terminal=1 Mode=0")

print(f'Adicionando {len(MONITORES_ADICIONAIS)} monitores adicionais...")
for monitor_info in MONITORES_ADICIONAIS:
    elemento = monitor_info["elemento"]
    terminal = monitor_info["terminal"]
    nome_monitor_extra = f'Monitor_Adicional_{elemento.replace('.', '_')}_{HORA_DA_SIMULACAO}h"
    print(f' -> Criando monitor para Elemento: {elemento}, Terminal: {terminal}")
    dss.text(f'New Monitor.{nome_monitor_extra} Element={elemento} Terminal={terminal} Mode=0")

cenarios_sucesso, cenarios_falha = 0, 0
lista_probabilidades_brutas = []

print(f'Processando {NUMERO_DE_CENARIOS} cenários... ")

for cenario_num in range(1, NUMERO_DE_CENARIOS + 1):

```

```

cenario_ok = True
try:
    semente = int.from_bytes(os.urandom(4), 'big')
    irrad_aleatoria, df_espetro_aleatorio, probabilidade_cenario =
mc.gerar_cenario_aleatorio(irradiancia_base, df_espetro_base, semente)
    lista_probabilidades_brutas.append({'cenario': cenario_num, 'prob_bruta': probabilidade_cenario})
try:
    caminho_espetro = os.path.join(PASTA_VARIAVEIS, f'cenario_{cenario_num}_espetro.csv')
    df_espetro_aleatorio.to_csv(caminho_espetro, index=False, float_format='%.4f')
    caminho_irradiancia = os.path.join(PASTA_VARIAVEIS, f'cenario_{cenario_num}_irradiancia.txt')
    with open(caminho_irradiancia, 'w') as f:
        f.write(str(irrad_aleatoria))
except Exception as e_save:
    print(f"\n!!! ERRO ao salvar variáveis intermediárias: {e_save}")

num_harmonicos = len(df_espetro_aleatorio)
harm_str, pmag_str, pang_str = str(df_espetro_aleatorio['harmonico'].tolist()),
str(df_espetro_aleatorio['%mag'].tolist()), str(df_espetro_aleatorio['angulo'].tolist())
dss.text(f"Edit Spectrum.{NOME_SPECTRUM} NumHarm={num_harmonicos} harmonic={harm_str}
%mag={pmag_str} angle={pang_str}")
for pv in PV_SYSTEMS:
    dss.text(f"Edit PVSystem.{pv['nome']} irrad={irrad_aleatoria / 3600}")
dss.text("Set mode=Snapshot")
dss.solution.solve()
if not dss.solution.converged:
    cenario_ok = False
    continue
dss.text("set mode=harmonic")
dss.solution.solve()
if not dss.solution.converged:
    cenario_ok = False
    continue

for pv in PV_SYSTEMS:
    nome_pv, nome_monitor = pv["nome"], f"Monitor_{pv['nome']}_{HORA_DA_SIMULACAO}h"
    dss.text(f"Export monitors {nome_monitor}")
    nome_arquivo_exportado = os.path.join(dss.text("get datapath"),
f"{NOME_DO_CIRCUITO.lower()}_Mon_{nome_monitor.lower()}_1.csv")
    time.sleep(0.05)
    if os.path.exists(nome_arquivo_exportado):

```

```

        caminho_destino_final = os.path.join(PASTA_RESULTADOS_GERAIS,
f"resultado_{nome_pv}_cenario_{cenario_num}.csv")
        if os.path.exists(caminho_destino_final): os.remove(caminho_destino_final)
        shutil.move(nome_arquivo_exportado, caminho_destino_final)
    else:
        cenario_ok = False

for monitor_info in MONITORES_ADICIONAIS:
    elemento = monitor_info["elemento"]
    nome_monitor_extra = f"Monitor_Adicional_{elemento.replace('.',
'_' )}_{HORA_DA_SIMULACAO}h"
    dss.text(f"Export monitors {nome_monitor_extra}")
    nome_arquivo_exportado = os.path.join(dss.text("get datapath"),
f"{NOME_DO_CIRCUITO.lower()}_Mon_{nome_monitor_extra.lower()}_1.csv")
    time.sleep(0.05)
    if os.path.exists(nome_arquivo_exportado):
        nome_final = f"resultado_monitor_{elemento.replace('.', '_')}_cenario_{cenario_num}.csv"
        caminho_destino_final = os.path.join(PASTA_RESULTADOS_GERAIS, nome_final)
        if os.path.exists(caminho_destino_final): os.remove(caminho_destino_final)
        shutil.move(nome_arquivo_exportado, caminho_destino_final)
    else:
        cenario_ok = False

except Exception as e:
    cenario_ok = False
finally:
    if cenario_ok:
        print(".", end="", flush=True)
        cenarios_sucesso += 1
    else:
        print("F", end="", flush=True)
        cenarios_falha += 1

print("\nCalculando e salvando pesos de probabilidade dos cenários...")
if lista_probabilidades_brutas:
    max_prob = max(item['prob_bruta'] for item in lista_probabilidades_brutas)
    if max_prob > 0:
        for item in lista_probabilidades_brutas:
            cenario_num, prob_bruta = item['cenario'], item['prob_bruta']
            peso_normalizado = prob_bruta / max_prob

```

```

try:
    caminho_prob_txt = os.path.join(PASTA_RESULTADOS_GERAIS,
f"cenario_{cenario_num}_probabilidade.txt")
    with open(caminho_prob_txt, 'w') as f:
        f.write(f"{peso_normalizado:.8f}")
except Exception as e_txt:
    print(f"\n!!! ERRO ao salvar arquivo de probabilidade: {e_txt}")
print("Pesos de probabilidade salvos com sucesso.")
else:
    print("Nenhum cenário bem-sucedido para calcular os pesos.")

print("\n" + "="*50)
print(f"RESUMO DA SIMULAÇÃO PARA {HORA_DA_SIMULACAO}:00")
print(f"-> Cenários processados com sucesso: {cenarios_sucesso}")
print(f"-> Cenários com falha: {cenarios_falha}")
print(f"-> Resultados salvos em: {PASTA_RESULTADOS_GERAIS}")
print(f"-> Variáveis intermediárias salvas em: {PASTA_VARIAVEIS}")
print("="*50)
print(f"--- SIMULAÇÃO MONTE CARLO CONCLUÍDA ---")

if __name__ == "__main__":
    executar_simulacao_monte_carlo()

```

2. Código de geração de dados (algoritmo de Monte Carlo)

```

import pandas as pd
import numpy as np
import os
from scipy.stats import norm

DESVIO_PADRAO_IRRADIANCIA_PERC = 0.05
DESVIO_PADRAO_MAGNITUDE_PERC = 0.05
DESVIO_PADRAO_ANGULO_GRAUS = 5.0

pasta_base = r"C:\Users\gusso\Downloads\ceamazon\123Bus"

def gerar_cenario_aleatorio(base_irradiancia, df_espetro_base, semente):
    np.random.seed(semente)

```

```

probabilidade_cenario = 1.0

desvio_irradiancia = base_irradiancia * DESVIO_PADRAO_IRRADIANCIA_PERC
irradiancia_aleatoria = max(0, np.random.normal(loc=base_irradiancia, scale=desvio_irradiancia))

if desvio_irradiancia > 0:
    pdf_irradiancia = norm.pdf(irradiancia_aleatoria, loc=base_irradiancia, scale=desvio_irradiancia)
    probabilidade_cenario *= pdf_irradiancia

resultado_espectro = []
for _, row in df_espectro_base.iterrows():
    mag_base = row['%mag']
    desvio_mag = mag_base * DESVIO_PADRAO_MAGNITUDE_PERC
    mag_simulada = np.random.normal(loc=mag_base, scale=desvio_mag)

    ang_base = row['angulo']
    desvio_ang = DESVIO_PADRAO_ANGULO_GRAUS
    ang_simulado = np.random.normal(loc=ang_base, scale=desvio_ang)

    if desvio_mag > 0:
        pdf_mag = norm.pdf(mag_simulada, loc=mag_base, scale=desvio_mag)
        probabilidade_cenario *= pdf_mag
    if desvio_ang > 0:
        pdf_ang = norm.pdf(ang_simulado, loc=ang_base, scale=desvio_ang)
        probabilidade_cenario *= pdf_ang

    resultado_espectro.append([row['harmonico'], mag_simulada, ang_simulado])

df_espectro_aleatorio = pd.DataFrame(resultado_espectro, columns=['harmonico', '%mag', 'angulo'])

return irradiancia_aleatoria, df_espectro_aleatorio, probabilidade_cenario

```

3. Código para geração de gráficos individuais

```
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
import os
import numpy as np
import re
from tkinter import filedialog, Tk

def gerar_grafico_individual(caminho_arquivo_entrada, caminho_arquivo_saida, probabilidade):

    try:
        df = pd.read_csv(caminho_arquivo_entrada)
        df.columns = df.columns.str.strip()
        if 'Harmonic' not in df.columns:
            raise KeyError("Coluna 'Harmonic' não encontrada.")

        fundamental_values = df[df['Harmonic'] == 1.0].iloc[0]
        harmonics_df = df[df['Harmonic'] != 1.0].set_index('Harmonic')

        v1_fundamental = fundamental_values.get('V1', 0)
        i1_fundamental = fundamental_values.get('I1', 0)

        if v1_fundamental > 0:
            harmonics_df['V1_percent'] = (harmonics_df.get('V1', 0) / v1_fundamental) * 100
        else:
            harmonics_df['V1_percent'] = 0

        if i1_fundamental > 0:
            harmonics_df['I1_percent'] = (harmonics_df.get('I1', 0) / i1_fundamental) * 100
        else:
            harmonics_df['I1_percent'] = 0

        fig, axes = plt.subplots(2, 1, figsize=(12, 10), sharex=True)
```

```

titulo_arquivo = os.path.basename(caminho_arquivo_entrada)
fig.suptitle(f'Perfil Harmônico - {titulo_arquivo}\nProbabilidade de Ocorrência do Cenário:
{probabilidade:.4%}', fontsize=16)

axes[0].bar(harmonics_df.index, harmonics_df['V1_percent'], color='cornflowerblue', width=0.6)
axes[0].set_title('Componentes Harmônicas de Tensão (Fase A)')
axes[0].set_ylabel('Magnitude (% da Fundamental)')
axes[0].grid(True, linestyle='--', alpha=0.6)

axes[1].bar(harmonics_df.index, harmonics_df['I1_percent'], color='darkorange', width=0.6)
axes[1].set_title('Componentes Harmônicas de Corrente (Fase A)')
axes[1].set_ylabel('Magnitude (% da Fundamental)')
axes[1].set_xlabel('Ordem Harmônica')
axes[1].grid(True, linestyle='--', alpha=0.6)
axes[1].set_xticks(harmonics_df.index)

plt.tight_layout(rect=[0, 0.03, 1, 0.93])
plt.savefig(caminho_arquivo_saida)
plt.close(fig)
print(f'-> Gráfico individual (em %) salvo em: {caminho_arquivo_saida}")

```

except Exception as e:

```

print(f'Ocorreu um erro ao processar o arquivo {caminho_arquivo_entrada}: {e}")

```

```

def extrair_dados_completos(caminho_arquivo_entrada):

```

```

    try:

```

```

        df = pd.read_csv(caminho_arquivo_entrada)

```

```

        df.columns = df.columns.str.strip()

```

```

        fundamental = df[df['Harmonic'] == 1.0].iloc[0]

```

```

        harmonics = df[df['Harmonic'] != 1.0]

```

```

        resultados = {}

```

```

        for i in range(1, 4):

```

```

            v_fundamental = fundamental.get(f'V{i}', 0)

```

```

            if v_fundamental > 0:

```

```

                v_harmonics_rms = np.sqrt(np.sum(harmonics.get(f'V{i}', 0)**2))

```

```

                resultados[f'THDv_Fase{i}'] = (v_harmonics_rms / v_fundamental) * 100

```

```

            else:

```

```

                resultados[f'THDv_Fase{i}'] = 0

```

```

            i_fundamental = fundamental.get(f'I{i}', 0)

```

```

    if i_fundamental > 0:
        i_harmonics_rms = np.sqrt(np.sum(harmonics.get(f'I{i}', 0)**2))
        resultados[f'THDi_Fase{i}'] = (i_harmonics_rms / i_fundamental) * 100
    else:
        resultados[f'THDi_Fase{i}'] = 0
ordens_harmonicas = [3, 5, 7, 9, 11, 13]
harmonics_filtrado = harmonics[harmonics['Harmonic'].isin(ordens_harmonicas)]
for ordem in ordens_harmonicas:
    linha_harmonica = harmonics_filtrado[harmonics_filtrado['Harmonic'] == ordem]
    if not linha_harmonica.empty:
        for i in range(1, 4):
            resultados[f'V_H{ordem}_Fase{i}'] = linha_harmonica.iloc[0].get(f'V{i}', 0)
            resultados[f'I_H{ordem}_Fase{i}'] = linha_harmonica.iloc[0].get(f'I{i}', 0)
        else:
            for i in range(1, 4):
                resultados[f'V_H{ordem}_Fase{i}'] = 0
                resultados[f'I_H{ordem}_Fase{i}'] = 0
    return resultados
except Exception as e:
    print(f"Erro ao extrair dados de {os.path.basename(caminho_arquivo_entrada)}: {e}")
    return None

def plotar_analise_probabilistica_ponderada(df, variavel, monitor, dir_saida):
    dados_filtrados = df[df['Monitor'] == monitor].copy()
    if dados_filtrados.empty or 'Probabilidade' not in dados_filtrados.columns:
        print(f"AVISO: Nenhum dado ou coluna de probabilidade encontrada para '{variavel}' do monitor '{monitor}'.")
        return
    dados_filtrados['Probabilidade'] /= dados_filtrados['Probabilidade'].sum()
    fig, axes = plt.subplots(1, 2, figsize=(18, 7))
    fig.suptitle(f'Análise Probabilística Ponderada para {variavel} - Monitor {monitor}', fontsize=18)
    sns.histplot(data=dados_filtrados, x=variavel, weights='Probabilidade', kde=True, ax=axes[0],
stat='density', bins=40)
    axes[0].set_title('Distribuição de Probabilidade Ponderada (PDF)', fontsize=14)
    axes[0].set_xlabel(f'Valor de {variavel}')
    axes[0].set_ylabel('Densidade de Probabilidade')
    media_ponderada = np.average(dados_filtrados[variavel],
weights=dados_filtrados['Probabilidade'])
    df_sorted = dados_filtrados.sort_values(variavel)
    cumsum_weights = df_sorted['Probabilidade'].cumsum()

```

```

median_idx = (cumsum_weights >= 0.5).idxmax()
mediana_ponderada = df_sorted.loc[median_idx, variavel]
axes[0].axvline(media_ponderada, color='red', linestyle='--', label=f'Média Ponderada:
{media_ponderada:.2f}')
axes[0].axvline(mediana_ponderada, color='green', linestyle='-', label=f'Mediana Ponderada:
{mediana_ponderada:.2f}')
axes[0].legend()
axes[0].grid(True, alpha=0.3)
sns.ecdfplot(data=dados_filtrados, x=variavel, weights='Probabilidade', ax=axes[1])
axes[1].set_title('Probabilidade Acumulada Ponderada (CDF)', fontsize=14)
axes[1].set_xlabel(f'Valor de {variavel}')
axes[1].set_ylabel('Probabilidade Acumulada P(X <= valor)')
axes[1].grid(True, which='both', linestyle='--')
nome_arquivo = f'distribuicao_ponderada_{monitor.replace(' ', '_').replace('/', '_')}_{variavel}.png"
caminho_saida = os.path.join(dir_saida, nome_arquivo)
plt.tight_layout(rect=[0, 0.03, 1, 0.95])
plt.savefig(caminho_saida)
plt.close(fig)
print(f'-> Gráfico de distribuição PONDERADA salvo em: {caminho_saida}')

if __name__ == "__main__":
    root = Tk()
    root.withdraw()
    dir_entrada = filedialog.askdirectory(title="Selecione a pasta com TODOS os arquivos CSV e TXT")

    if not dir_entrada:
        print("Nenhuma pasta selecionada. O programa será encerrado.")
    else:
        dir_pai = os.path.dirname(dir_entrada)
        nome_pasta_entrada = os.path.basename(dir_entrada)
        dir_saida_base = os.path.join(dir_pai, f'analise_probabilistica_ponderada_{nome_pasta_entrada}')
        os.makedirs(dir_saida_base, exist_ok=True)
        dir_saida_individuais = os.path.join(dir_saida_base, 'graficos_individuais')
        os.makedirs(dir_saida_individuais, exist_ok=True)

        print("Iniciando consolidação dos dados e probabilidades...")

        lista_de_resultados = []
        padrao_nome_arquivo = re.compile(r"resultado_(.*?)_cenario_(\d+)\.csv")

```

```

arquivos_csv = [f for f in os.listdir(dir_entrada) if f.endswith('.csv')]

for i, nome_arquivo in enumerate(arquivos_csv):
    match = padrao_nome_arquivo.match(nome_arquivo)
    if not match:
        print(f"AVISO: O arquivo '{nome_arquivo}' não segue o padrão esperado e será ignorado.")
        continue

    monitor_id, cenario_id_str = match.groups()
    cenario_id = int(cenario_id_str)
    caminho_csv = os.path.join(dir_entrada, nome_arquivo)

    caminho_prob = os.path.join(dir_entrada, f"cenario_{cenario_id}_probabilidade.txt")
    if not os.path.exists(caminho_prob):
        print(f"\nAVISO: Arquivo de probabilidade para cenário {cenario_id} não encontrado.
Pulando arquivo '{nome_arquivo}'.")
        continue

    with open(caminho_prob, 'r') as f:
        probabilidade = float(f.read().strip())

    nome_arquivo_saida = f"perfil_{monitor_id.replace(' ', '_').replace('/',
'_'})_cenario_{cenario_id}.png"
    caminho_completo_saida = os.path.join(dir_saida_individuais, nome_arquivo_saida)
    gerar_grafico_individual(caminho_csv, caminho_completo_saida, probabilidade)

    dados_do_arquivo = extrair_dados_completos(caminho_csv)

    if dados_do_arquivo:
        dados_do_arquivo['Monitor'] = monitor_id
        dados_do_arquivo['Cenario'] = cenario_id
        dados_do_arquivo['Probabilidade'] = probabilidade
        lista_de_resultados.append(dados_do_arquivo)

    print(f"Processado arquivo {i+1}/{len(arquivos_csv)}: {nome_arquivo}", end='\r')

print("\nConsolidação de dados concluída. Gerando gráficos de análise ponderada...")

if not lista_de_resultados:
    print("Nenhum dado foi processado. Encerrando.")

```

```
else:
    df_consolidado = pd.DataFrame(lista_de_resultados)
    df_consolidado.to_csv(os.path.join(dir_saida_base, 'dados_consolidados_ponderados.csv'),
index=False)

monitores = df_consolidado['Monitor'].unique()
variaveis_interesse = ["THDi_Fase1", 'THDv_Fase1', 'I_H5_Fase1']

for monitor in monitores:
    df_monitor = df_consolidado[df_consolidado['Monitor'] == monitor].copy()
    for variavel in variaveis_interesse:
        plotar_analise_probabilistica_ponderada(df_monitor, variavel, monitor, dir_saida_base)

print("\nAnálise probabilística PONDERADA completa!")
```