UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica

Lucas Rodrigues de Almeida

Uberlândia
2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica

Tese apresentada à Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

BANCA EXAMINADORA:

José Rubens Macedo Junior, **Dr – UFU (Orientador)**
José Carlos de Melo Vieira Júnior, **Dr – EESC USP**
Ricardo Augusto Souza Fernandes, **Dr – UFSCar**
Ernane Antônio Alves Coelho, **Dr – UFU**
Isaque Nogueira Gondim, **Dr – UFU**
Pedro Henrique Aquino Barra, **Dr – UFU**

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

A447 Almeida, Lucas Rodrigues de, 1989-
2024 Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica [recurso eletrônico] / Lucas Rodrigues de Almeida. - 2024.

Orientador: José Rubens Macedo Junior.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.te.2024.340
Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica. I. Macedo Junior, José Rubens ,1972-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica

Lucas Rodrigues de Almeida

Tese apresentada por Lucas Rodrigues de Almeida à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos parciais para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Prof. José Rubens Macedo Junior, Dr.	Prof. Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr.
Orientador	Coordenador do Curso de Pós-Graduação

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br

ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 335, PPGEELT				
Data:	Vinte e quatro de maio de dois mil e vinte e quatro	Hora de início:	14h00	Hora de encerramento:	18h15
Matrícula do Discente:	11923EEL002				
Nome do Discente:	Lucas Rodrigues de Almeida				
Título do Trabalho:	Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: José Rubens Macedo Junior. Título do projeto: Análise dos impactos da mini e microgeração distribuída com fonte fotovoltaica na qualidade da energia elétrica em redes de distribuição. Agência financiadora: P&D ANEEL – Light S.E.S.A.. Número do processo na agência financiadora: 4500-433844. Vigência do projeto: 10/2019 até 11/2021.				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Professores Doutores: Pedro Henrique Aquino Barra (UFU), Ernane Antônio Alves Coelho (UFU), Isaque Nogueira Gondim (UFU), José Carlos de Melo Vieira Junior (EESC-USP), Ricardo Augusto Souza Fernandes (UFScar) e José Rubens Macedo Junior, orientador do discente.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir o candidato. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o candidato:

APROVADO

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.

Documento assinado eletronicamente por **Pedro Henrique Aquino Barra**, **Professor(a) do Magistério Superior**, em 24/05/2024, às 18:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **José Rubens Macedo Junior**, **Professor(a) do Magistério Superior**, em 24/05/2024, às 18:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **José Carlos de Melo Vieira Júnior**, **Usuário Externo**, em 24/05/2024, às 18:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Ernane Antonio Alves Coelho**, **Professor(a) do Magistério Superior**, em 24/05/2024, às 18:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Isaque Nogueira Gondim**, **Professor(a) do Magistério Superior**, em 24/05/2024, às 18:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Augusto Souza Fernandes**, **Usuário Externo**, em 24/05/2024, às 18:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5387136** e o código CRC **E6278EAD**.

Referência: Processo nº 23117.030848/2024-37 SEI nº 5387136

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha esposa Carolina, pelo apoio, companheirismo, carinho e amor concedidos durante todos esses anos. Dedico, também, ao meu filho Hugo que, apesar de ainda não ter chegado ao mundo, já é muito amado.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pelo dom da vida e por me conceder proteção, força, saúde e todas as bênçãos presentes em minha vida.

Ao professor José Rubens Macedo Junior, pela orientação, confiança, paciência e apoio, fundamentais para a realização deste trabalho. Agradeço, também, pelas excelentes aulas ministradas, pela incrível dedicação à nobre arte de ensinar e pela grande contribuição na formação dos alunos que passam pelo Laboratório de Distribuição de Energia Elétrica (LADEE), sendo uma grande inspiração profissional.

Aos meus pais, José Roberto e Sônia, pelo amor, carinho, dedicação e por serem a base da minha educação, sempre incentivando meu crescimento pessoal e profissional. À minha irmã Roberta, pelas conversas, força e incentivo em meus projetos. À minha avó Iracy, por toda doçura, carinho e atenção. Agradeço a toda minha família, pelo apoio e torcida.

À minha esposa Carolina, pela constante motivação, ajuda, compreensão, companheirismo, que, juntamente com todo seu amor e carinho, me fizeram persistir nos meus objetivos, fortalecendo, cada vez mais, nossa união. Agradeço, também, a toda sua família.

Aos amigos do LADEE, pelo companheirismo, apoio, experiências e conhecimentos compartilhados. Passamos bons momentos no laboratório e, com certeza, essa caminhada foi mais leve ao lado de vocês.

Aos professores da Pós-Graduação pela contribuição em minha formação acadêmica. Agradeço, também, à Universidade Federal de Uberlândia, pelo acolhimento.

Expresso meus agradecimentos aos grupos Light, Energisa, Equatorial e ANEEL, pela parceria via Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo essencial para a realização deste trabalho, sobretudo no que se refere à estrutura laboratorial para execução dos ensaios práticos, publicações de artigos e suporte financeiro.

Aos professores, amigos e colegas do IFTM - *Campus* Paracatu, que sempre se dispuseram a me ajudar no que fosse possível para viabilizar a realização deste doutorado.

Por fim, agradeço ao *Electric Power Research Institute* (EPRI) pela oportunidade de estágio na etapa final do doutorado, onde pude aprender e me desenvolver bastante como pesquisador, além de estar em contato com diversos profissionais que são referência no setor elétrico mundial. Em especial, agradeço ao Paulo Radatz pela amizade, parceria e todo conhecimento compartilhado.

RESUMO

O crescimento da geração distribuída fotovoltaica trouxe desafios significativos tanto para a operação quanto para o planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Atualmente, são muito comuns problemas de operação, de qualidade da energia elétrica e de proteção, diretamente associados à alta penetração de sistemas de geração solar fotovoltaica. Entre os problemas mais comumente apresentados, destacam-se as transgressões dos limites de tensão em regime permanente, violações dos limites térmicos de transformadores e condutores, aumento dos indicadores de desequilíbrio de tensão e distorções harmônicas, além de elevação das perdas técnicas e atuações indevidas em sistemas de proteção de sobrecorrente. Nesse contexto, este trabalho de doutorado tem como objetivo apresentar contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de: (a) caracterização, por meio de ensaios experimentais, de inversores utilizados na microgeração distribuída fotovoltaica, em termos de emissividade harmônica e inter-harmônica, injeção de componente contínua e contribuição de curto-circuito, visto que tais informações são dificilmente encontradas em catálogo de fabricantes; (b) desenvolvimento e construção de um gerador de afundamentos de tensão para realização de ensaios de contribuição de curto-circuito dos inversores testados; (c) desenvolvimento de uma metodologia de análise de capacidade de hospedagem da microgeração distribuída fotovoltaica considerando uma abordagem de alocação estocástica em circuitos de baixa tensão envolvendo os impactos mais frequentemente encontrados no sistema de distribuição, assim como a aplicação de métodos de atenuação tradicionalmente adotados; (d) criação de uma ferramenta computacional com interface gráfica para o processamento das análises de capacidade de hospedagem; (e) desenvolvimento de uma metodologia para estudo do impacto da microgeração distribuída fotovoltaica na proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando uma abordagem no domínio do tempo. Como resultado, soluções e discussões importantes são apresentadas para auxiliar engenheiros no melhor planejamento e gerenciamento da microgeração distribuída, contribuindo para a sustentabilidade e eficiência das redes de distribuição diante do crescente uso de energia solar fotovoltaica.

Palavras-chave: microgeração distribuída fotovoltaica; qualidade da energia elétrica; sistemas de distribuição de energia elétrica; capacidade de hospedagem; sistemas de proteção.

ABSTRACT

The growth of photovoltaic distributed generation has introduced significant challenges to both the operation and planning of power distribution systems. Currently, operational problems, power quality issues, and protection concerns are very common, directly associated with the high penetration of solar photovoltaic generation systems. Among the most commonly faced problems are voltage violations, exceeding thermal limits of transformers and conductors, increased voltage unbalances and harmonic distortions, as well as high technical losses and improper operation of overcurrent protection systems. In this context, this work aims to present contributions to the analysis of the impacts of photovoltaic distributed generation on power distribution systems through: (a) characterization, through experimental tests, of inverters used in photovoltaic distributed generation, in terms of harmonic and inter-harmonic emissivity, injection of direct current, and short-circuit contribution, since such information is rarely found in manufacturer catalogs; (b) development and construction of a voltage sag generator for conducting short-circuit contribution tests of the tested inverters; (c) development of a methodology for analyzing the hosting capacity of photovoltaic distributed generation considering a stochastic allocation approach in low-voltage circuits involving the most frequently encountered impacts in the distribution system, as well as the application of traditionally adopted mitigation methods; (d) development of a computational tool with a graphical interface for processing hosting capacity analyses; (e) development of a methodology for studying the impact of photovoltaic distributed generation on the protection of power distribution systems, considering a time-domain approach. As a result, important solutions and discussions are presented to assist engineers in better planning and management of photovoltaic distributed generation, contributing to the sustainability and efficiency of distribution networks in the face of the growing use of photovoltaic solar energy.

Keywords: photovoltaic distributed generation; power quality; distribution systems; hosting capacity; protection system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Capacidade instalada global da fonte solar fotovoltaica [3]. 19
Figura 1.2 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil [5]. 20
Figura 1.3 - Expansão da geração distribuída no Brasil [10]. 21
Figura 1.4 - Capacidade de hospedagem. Adaptado de [14]. 37
Figura 2.1 - Conceito básico da GDFV aplicada a um consumidor residencial. Adaptado de [15]. 45
Figura 2.2 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal. 46
Figura 2.3 - Circuito equivalente do módulo fotovoltaico. 46
Figura 2.4 - Influência da variação de irradiância nas curvas características dos módulos fotovoltaicos. 47
Figura 2.5 - Influência da variação de temperatura nas curvas características dos módulos fotovoltaicos. 48
Figura 2.6 - Diagrama resumido de um inversor para sistema fotovoltaico monofásico. 49
Figura 2.7 - Inversor VSI em ponte H com filtro passa baixas LCL. 51
Figura 2.8 - Modulação PWM senoidal unipolar [81]. 52
Figura 2.9 – Modelagem harmônica de um inversor FV conectado à rede elétrica. Adaptado de [82] [83]. 52
Figura 2.10 – Topologias de inversores com e sem isolação galvânica. Adaptado de [15]. 55
Figura 2.11 – Limites operacionais de fator de potência para GDFV entre 3 kW e 6 kW [72] [88]. 57
Figura 2.12 – Limites operacionais de potência reativa para GDFV acima de 6 kW [72] [88]. 57
Figura 2.13 – Curvas de carga típicas de instalações residenciais e comerciais em redes de distribuição [15] [89] 59
Figura 2.14 - Curvas de carga típicas de instalações residenciais e comerciais com uma alta penetração da GDFV [15] [89]. 59
Figura 2.15 - Circuito de distribuição radial com sua geração e carga concentradas no final do trecho. 60
Figura 2.16 - Perdas na rede em relação à penetração da GD. Adaptado de [90]. 62
Figura 2.17 - Trecho de um circuito de distribuição radial genérico com dois nós. Adaptado de [91] [92]. 62
Figura 2.18 - Regulação de tensão em um circuito radial com presença de GDFV. Adaptado de [94]. 65
Figura 2.19 - Diagrama simplificado do trecho de circuito radial com presença de GDFV. 65
Figura 2.20 - Diagrama fasorial das tensões no sistema para as condições de fluxo direto (a) e reverso (b). 66
Figura 2.21 - Faixas de tensão em relação à de referência. Adaptada de [13]. 70
Figura 2.22 - Diagrama simplificado de um circuito radial trifásico com GDFV monofásica. 72
Figura 2.23 - Diagrama simplificado do trecho de circuito radial com presença de GDFV e tensão pré-distorcida. 73
Figura 2.24 - Diagrama simplificado para análise de curto-circuito (a) e comportamento da corrente de falta (b). Adaptado de [60]. 76
Figura 2.25 – Resumo dos principais impactos da alta penetração de GDs na proteção dos sistemas de distribuição. (a) Aumento da corrente de curto-circuito. (b) Perda de sensibilidade. (c) Atuação indevida. (d) Perda de coordenação. 78
Figura 3.1 – Diagrama funcional dos equipamentos utilizados para a realização dos ensaios experimentais. 81

Figura 3.2 – Estrutura laboratorial utilizada para realização dos ensaios experimentais. 83
Figura 3.3 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor A. 86
Figura 3.4 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor A. 86
Figura 3.5 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor A. 87
Figura 3.6 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor B. 89
Figura 3.7 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor B. 90
Figura 3.8 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor B. 90
Figura 3.9 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor C. 93
Figura 3.10 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor C. 93
Figura 3.11 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor C. 94
Figura 3.12 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor D. 96
Figura 3.13 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor D. 96
Figura 3.14 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor D. 97
Figura 3.15 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor E. 99
Figura 3.16 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor E. 100
Figura 3.17 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor E. 100
Figura 3.18 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor F. 103
Figura 3.19 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor F. 103
Figura 3.20 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor F. 104
Figura 3.21 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor G. 106
Figura 3.22 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor G. 107
Figura 3.23 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor G. 107
Figura 3.24 – Corrente CC injetada pelos inversores ensaiados. 108
Figura 3.25 – Corrente de 11ª ordem injetada pelos inversores ensaiados. 110
Figura 3.26 – Corrente harmônica total injetada pelos inversores ensaiados. 111
Figura 3.27 – Corrente de distorção total injetada pelos inversores ensaiados. 112
Figura 3.28 – Fator de potência dos inversores ensaiados. 113
Figura 3.29 – Perfis diários de irradiância e temperatura parametrizados no emulador de painéis fotovoltaicos. 115
Figura 3.30 – Potência ativa e distorção total de corrente injetada na rede para as condições de céu limpo, parcialmente nublado e intensamente nublado para os inversores ensaiados. 117
Figura 3.31 – Diagrama esquemático do gerador de afundamento de tensão. 118
Figura 3.32 – Princípio de funcionamento do GAT desenvolvido. (a) Estado inicial do GAT. (b) Estado de transição do GAT. (c) Estado final do GAT. 120
Figura 3.33 – Diagrama simplificado do circuito de acionamento dos TRIACS. 122
Figura 3.34 – Interface gráfica do GAT. 122
Figura 3.35 – Gerador de afundamento de tensão desenvolvido. 123
Figura 3.36 – Diagrama esquemático utilizado para realização dos ensaios de curto-circuito. 123

Figura 3.37 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor A. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal. *125*
Figura 3.38 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor B. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal. *126*
Figura 3.39 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor C. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal. *127*
Figura 3.40 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor D. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal. *128*
Figura 3.41 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor E. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal. *129*
Figura 3.42 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor F. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal. *130*
Figura 3.43 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor G. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal. *131*
Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia de alocação de carga. *138*
Figura 4.2 – Tela para definição das pastas dos modelos DSS, das tabelas da BDGD e de resultados, para o alimentador considerado neste estudo. *139*
Figura 4.3 – Tela de apresentação do resumo das características do alimentador escolhido. *140*
Figura 4.4 – Tela de apresentação do resumo dos resultados do fluxo de potência do alimentador após o processo de alocação de carga para todos os meses. *140*
Figura 4.5 – Tela de apresentação dos gráficos de potência ativa e reativa no início do alimentador durante o período simulado. *141*
Figura 4.6 – Tela de apresentação do mapa do alimentador. *141*
Figura 4.7 – Fluxograma da implementação do fluxo harmônico no OpenDSS via Python. *143*
Figura 4.8 – Tela para definição da pasta que contém os arquivos de emissividade harmônica dos inversores, assim como a caixa de seleção para visualização dos espectros e forma de onda de um inversor específico. *144*
Figura 4.9 – Espectros harmônicos e formas de onda dos inversores para a faixa de 10% a 100% da potência nominal. *144*
Figura 4.10 – Botão de comando para geração dos arquivos DSS dos espectros harmônicos dentro da pasta do alimentador selecionado. *144*
Figura 4.11 – Exemplo de definição da mínima demanda anual como condição de operação do alimentador. *146*
Figura 4.12 – Tela de configuração dos filtros para os alimentadores. *147*
Figura 4.13 – Tela de configuração dos cenários de penetração da GDFV. *148*
Figura 4.14 – Tela de resumo das configurações para o estudo de planejamento. *149*
Figura 4.15 – Tela de configuração das métricas utilizadas na simulação. *150*
Figura 4.16 – Fluxograma simplificado do processo de cálculo da capacidade de hospedagem. *151*
Figura 4.17 – Fluxograma da metodologia adotada para cada métrica. *153*
Figura 4.18 – Exemplo de arquivos de resultado para o processo de capacidade de hospedagem. *154*
Figura 4.19 – Tela de configuração das estratégias de atenuação utilizadas na simulação. *155*

Figura 4.20 – Comprimentos de circuitos BT de uma distribuidora brasileira. *156*
Figura 4.21 – Circuito BT hipotético antes da subdivisão de circuito. *157*
Figura 4.22 – Circuito BT hipotético após a subdivisão de circuito. *158*
Figura 4.23 – Variação da CH dos circuitos BT para o caso base envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão. *163*
Figura 4.24 – Mapas da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso base. *164*
Figura 4.25 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a mudança de tap dos transformadores. *165*
Figura 4.26 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de alteração dos taps dos transformadores. *166*
Figura 4.27 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a subdivisão de circuitos. *167*
Figura 4.28 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de subdivisão de circuitos. *168*
Figura 4.29 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a alteração do fator de potência dos inversores. *169*
Figura 4.30 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de alteração do fator de potência dos inversores. *170*
Figura 4.31 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após o recondutoramento. *171*
Figura 4.32 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de recondutoramento. *172*
Figura 4.33 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após o aumento da capacidade dos transformadores. *173*
Figura 4.34 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de aumento da capacidade dos transformadores. *174*
Figura 4.35 – Tensões nas barras secundárias dos transformadores de distribuição, antes e depois do aumento da capacidade nominal. *175*
Figura 4.36 - Mapa da melhoria na CH dos circuitos BT para a métrica de sobrecarga após a aplicação da medida de atenuação de aumento da capacidade dos transformadores. *176*
Figura 4.37 - Variação da CH dos circuitos BT para o caso base de distorções harmônicas, sobrecarga e desequilíbrio de tensão. *177*
Figura 4.38 – Mapas da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso base de distorções harmônicas, sobrecarga e desequilíbrio de tensão. *177*
Figura 4.39 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de distorções harmônicas, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a alteração da emissividade dos inversores. *178*
Figura 4.40 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de para distorções harmônicas de tensão, após a alteração da emissividade dos inversores. *179*

Figura 4.41 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio de tensão e perdas técnicas, após medidas de atenuação – demanda mínima. *180*
Figura 4.42 – Mapa da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso 7 – demanda mínima. ... *181*
Figura 4.43 - Comportamento das perdas no alimentador para o caso 7– demanda mínima. *182*
Figura 4.44 – Mapa da melhoria na CH dos circuitos BT para o caso 7 – demanda mínima. *183*
Figura 4.45 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio de tensão e perdas técnicas, após medidas de atenuação – demanda máxima. *184*
Figura 4.46 – Mapa da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso 8 – demanda máxima. .. *185*
Figura 4.47 - Comportamento das perdas no alimentador para o caso 8– demanda máxima. *186*
Figura 4.48 – Mapa da melhoria na CH dos circuitos BT para o caso 8 – demanda máxima. *187*
Figura 4.49 – Tempo de processamento dos casos envolvendo o processo de medida de atenuação e CH. *188*
Figura 5.1 – Modelo do inversor para análises de falta. *191*
Figura 5.2 – Comparação entre os resultados medidos para o Inversor A e a simulação. *191*
Figura 5.3 –Modelo utilizado para avaliação dos impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição. *192*
(b) Figura 5.4 – Tempos de operação do DP-1 para as faltas F-1 (a) e F-2 (b) *197*
Figura 5.5 - Tempos de operação do DP-2 para as faltas F-3 (a) e F-4 (b)..... *198*
Figura 5.6 – Coordenação entre o DP-1 e DP-2. ..... *199*
Figura 5.7 – Tempos de operação do DP-3 para a falta F-7...... *199*

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Limites de distorção harmônica individual de corrente dos inversores [72]. *54*
Tabela 2.2 – Faixas de tolerância para o fator de potência (FP) da GDFV [15] [72]. *56*
Tabela 2.3 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) [13]. *75*
Tabela 3.1 – Inversores ensaiados. *82*
Tabela 3.2 – Características extraídas do catálogo do Inversor A. *84*
Tabela 3.3 – Características extraídas do catálogo do Inversor B. *87*
Tabela 3.4 – Características extraídas do catálogo do Inversor C. *91*
Tabela 3.5 – Características extraídas do catálogo do Inversor D. *94*
Tabela 3.6 – Características extraídas do catálogo do Inversor E. *97*
Tabela 3.7 – Características extraídas do catálogo do Inversor F. *101*
Tabela 3.8 – Características extraídas do catálogo do Inversor G. *104*
Tabela 3.9 – Resumo dos resultados de injeção CC dos inversores ensaiados. *109*
Tabela 3.10 – Resumo dos resultados de distorção harmônica de 11ª ordem (DHI_{11}) dos inversores ensaiados. *110*
Tabela 3.11 – Resumo dos resultados de distorção harmônica total (DHT_I) dos inversores ensaiados. *111*
Tabela 3.12 – Resumo dos resultados de distorção total de corrente (TRD) dos inversores ensaiados. *112*
Tabela 3.13 – Resumo dos resultados de fator de potência dos inversores ensaiados. *114*
Tabela 3.14 – Características do autotransformador. *119*
Tabela 3.15 – Características do TRIAC 2N5446. ..... *121*
Tabela 3.16 – Resumo das contribuições de curto-circuito dos inversores. *124*
Tabela 4.1 – Dados do alimentador adotado no estudo de caso. *138*
Tabela 4.2 – Resumo dos estudos de caso apresentados. *162*
Tabela 5.1 – Características dos circuitos de baixa tensão. *193*
Tabela 5.2 – Dados dos segmentos de média tensão. *195*
Tabela 5.3 – Constantes das curvas de tempo-inverso de relés de sobrecorrente conforme IEC 60255 ..... *196*
Tabela 5.4 – Parametrização dos relés de proteção. *196*
Tabela 5.5 – Tempos de operação dos dispositivos de proteção. *201*
Tabela 5.6 – Tempos de operação dos dispositivos de proteção para Rf = 100 Ω. *202*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 19

1.1 Contextualização do tema 19

1.2 Revisão bibliográfica 25
1.2.1 Inversão de fluxo, sobrecarga e perdas técnicas 25
1.2.2 Variação de tensão em regime permanente 26
1.2.3 Desequilíbrios de tensão 29
1.2.4 Distorções harmônicas 31
1.2.5 Flutuações de tensão 32
1.2.6 Variações de tensão de curta duração 34
1.2.7 Proteção do sistema de distribuição 35
1.2.8 Capacidade de hospedagem (CH) 36

1.3 Objetivo principal e delimitações da Tese 38

1.4 Objetivos específicos e contribuições da Tese 40

1.5 Estrutura do documento 41

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 44

2.1 Geração distribuída fotovoltaica 44
2.1.1 Gerador fotovoltaico 45
2.1.2 Inversor para sistemas fotovoltaicos 48
2.1.3 Emissividade harmônica de inversores para sistemas fotovoltaicos 51
2.1.4 Injeção de componente CC de inversores para sistemas fotovoltaicos 54
2.1.5 Fator de potência e potência reativa 56
2.1.6 Variações de tensão e frequência 58

2.2 Impacto da GDFV no carregamento do sistema 58

2.3 Impacto da GDFV nas perdas técnicas 61

2.4 Impacto da GDFV na variação de tensão em regime permanente 64

2.5 Impacto da GDFV no desequilíbrio de tensão 71

2.6 Impacto da GDFV nas distorções harmônicas de tensão 73

2.7 Impacto da GDFV no sistema de proteção 75

2.9 Considerações finais 78

3 ENSAIOS LABORATORIAIS PARA MODELAGEM DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (*GRID-TIE*) 80

3.1 Ensaios de obtenção de emissividade dos inversores 81
3.1.1 Metodologia para realização dos ensaios laboratoriais 81
3.1.2 Caracterização da emissividade dos inversores 83
3.1.3 Comparação dos resultados dos inversores ensaiados com normas técnicas 107

3.1.4 Análise da emissividade dos inversores para perfis diários específicos de irradiação e temperatura .. 114

3.2 Ensaios de obtenção de correntes de curto-circuito dos inversores 118
3.2.1 Metodologia para realização dos ensaios laboratoriais 118
3.2.2 Caracterização das correntes de curto-circuito dos inversores..... 124

3.3 Considerações finais.....132

4 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DA ENERGIA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....134

4.1 Metodologia para organização dos dados de entrada 136
4.1.1 Modelagem dos alimentadores..... 136
4.1.2 Modelagem da GDFV 142

4.2 Metodologia utilizada para estudos de capacidade de hospedagem.....145
4.2.1 Configurações dos alimentadores e simulações..... 145
4.2.2 Metodologia de implementação das métricas 149
4.2.3 Metodologia de implementação das estratégias de atenuação..... 155

4.3 Estudos de caso e resultados.....159
4.3.1 Caso 1: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por mudança de *tap* dos transformadores..... 162
4.3.2 Caso 2: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por subdivisão de circuitos 166
4.3.3 Caso 3: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por alteração do fator de potência dos inversores 168
4.3.4 Caso 4: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por recondutoramento 170
4.3.5 Caso 5: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por substituição de transformador de distribuição 172
4.3.6 Caso 6: Distorção harmônica, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por alteração da emissividade harmônica dos inversores..... 176
4.3.7 Caso 7: Sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio e perdas técnicas com atenuação por subdivisão de circuitos, recondutoramento e aumento da capacidade dos transformadores de distribuição para a condição de demanda mínima 179
4.3.8 Caso 8: Sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio e perdas técnicas com atenuação por subdivisão de circuitos, recondutoramento e aumento da capacidade dos transformadores de distribuição para a condição de demanda máxima 183
4.3.10 Análise dos tempos de processamento..... 187

4.4 Considerações finais.....188

5 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 190

5.1 Metodologia para modelagem dos inversores 190

5.2 Metodologia para modelagem do alimentador.....192

5.3 Metodologia para modelagem do sistema de proteção 194

5.4 Resultados das simulações.....196

5.5 Considerações finais.....202

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS ... 204

6.1 Propostas para trabalhos futuros ... 207

6.2 Projetos e publicações ... 209
6.2.1 Projetos via P&D e TED ... 209
6.2.2 Trabalhos publicados ... 209

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ... 211

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do tema

Historicamente, a matriz energética mundial é representada, em grande parte, por fontes altamente dependentes de combustíveis fósseis. Entretanto, ao longo dos últimos anos, se observa uma transição através da crescente inserção de fontes mais limpas e renováveis no sistema elétrico. Dentre os principais motivos dessa expansão, podem-se destacar o aumento da demanda mundial por energia elétrica, o iminente esgotamento dos combustíveis fósseis, uma maior conscientização ambiental por parte da população e a necessidade por diversificação da matriz energética [1].

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica se destaca por se tratar de uma fonte abundante, praticamente inesgotável, limpa, silenciosa, além de ser modular, facilitando a instalação, manutenção e expansão. Adicionalmente, o avanço tecnológico e a competitividade entre fabricantes de dispositivos para o setor fotovoltaico contribuem para o desenvolvimento de equipamentos cada vez mais eficientes a um custo mais atrativo que, aliado aos programas de incentivo governamentais, permite o crescimento desse mercado [2] [3].

A Figura 1.1 apresenta o crescimento exponencial da capacidade instalada global da fonte solar fotovoltaica entre os anos de 2012 e 2022, considerando instalações conectadas (*on-grid*) e isoladas da rede (*off-grid*), atingindo, em 2022, a marca de aproximadamente 1185 GW [3].

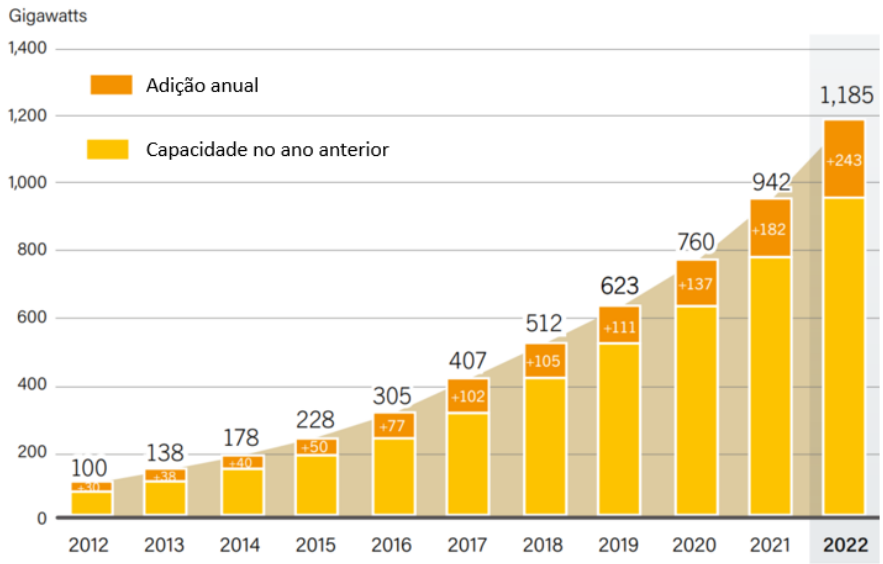


Figura 1.1 - Capacidade instalada global da fonte solar fotovoltaica [3].

Os sistemas fotovoltaicos se apresentam como uma excelente alternativa para aplicação em geração distribuída (GD), contribuindo para o atendimento local da demanda dos consumidores e consequente redução na fatura de energia elétrica. Algumas formas de incentivar a GD são praticadas em diversos países, como, por exemplo, a adoção de sistemas *net metering*, que permitem a compensação de energia pelo valor integral da tarifa, ou tarifas *feed-in*, nas quais o preço pago pela energia excedente que é injetada na rede é superior ao da tarifa de energia elétrica da distribuidora de energia, a fim de cobrir, também, os custos da implantação dos equipamentos necessários. Tais incentivos têm contribuído, sobretudo, para a expansão da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) [4].

No Brasil, dentre as fontes presentes na geração distribuída, a solar fotovoltaica é a que possui maior expressividade, tendo, atualmente, 99,4% da potência instalada e 99,97% das conexões no sistema de distribuição, totalizando 3.509.679 unidades consumidoras. A Figura 1.2 ilustra a evolução da fonte solar fotovoltaica no País, possuindo, atualmente, 39,857 GW de potência instalada, sendo 27,561 GW (69%) representada pela GDFV [5]. Apesar de o gráfico da Figura 1.2 não apresentar a participação da GDFV antes do ano de 2013, ressalta-se que a geração distribuída já estava presente no cenário brasileiro.

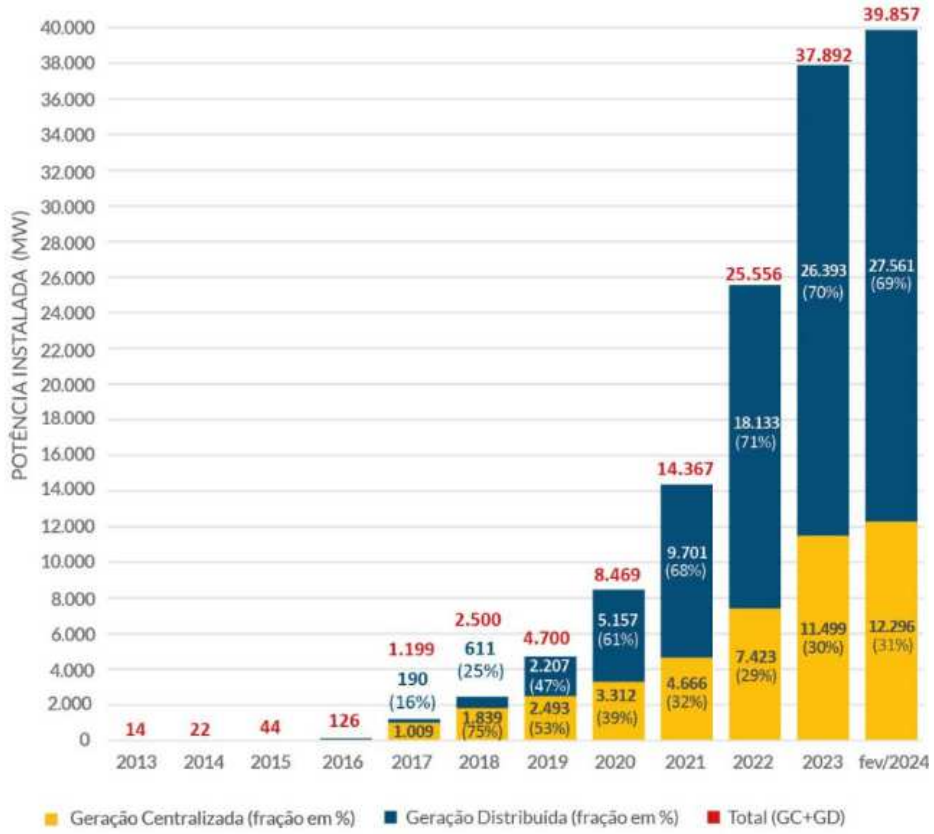


Figura 1.2 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil [5].

Um importante marco para a geração distribuída no Brasil, por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi a publicação da Resolução Normativa nº 482 de 2012 [6], atualizada pela Resolução Normativa nº 687 de 2015 [7], com objetivo de regulamentar as condições de conexão da microgeração (até 75 kW de potência instalada) e minigeração (superior a 75 kW até 5 MW de potência instalada) no sistema de distribuição de energia, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Dessa forma, o consumidor pôde fornecer o excedente para a rede através do sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), por meio de um crédito de energia a ser utilizado dentro de um prazo de 60 meses. Posteriormente, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 1000 de 2021 [8], que consolida as principais regras da ANEEL para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica e atualiza as normativas anteriormente citadas. Ademais, em janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300 que cria o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, tendo como principais alterações: limite da mini GDFV reduzido de 5 MW para 3 MW; permissão da utilização de sistemas de armazenamento por baterias; estabelecido o conceito de fontes despacháveis: hidro, biomassa, cogeração e GDFV com baterias.

Além das Resoluções Normativas, outros fatores contribuíram para o crescimento da GDFV no Brasil, como: a redução tributária de PIS/COFINS e ICMS; ajustes tarifários da energia elétrica acima da inflação, fazendo com que o tempo de retorno do investimento diminua; a queda dos preços dos sistemas fotovoltaicos; grande potencial solar do País [9].

A Figura 1.3 apresenta a projeção da expansão da geração distribuída no Brasil de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 [10], elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Percebe-se que a GDFV se mantém predominante em relação às demais fontes, além de apresentar uma perspectiva de grande crescimento no cenário nacional.

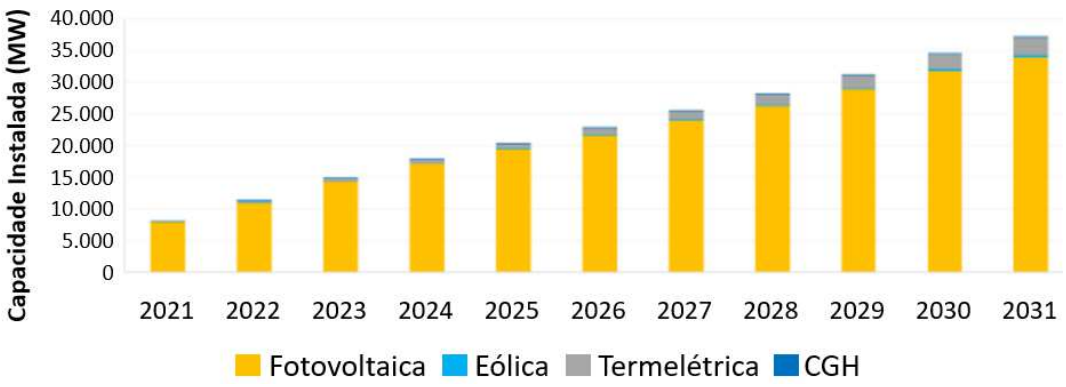


Figura 1.3 - Expansão da geração distribuída no Brasil [10].

A GDFV pode trazer benefícios importantes, como auxiliar na regulação de tensão em circuitos de média e baixa tensão, redução das perdas e o aumento da capacidade do sistema elétrico, adiando investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão. Por outro lado, o aumento da inserção dessas fontes de forma não planejada pode causar impactos na operação, proteção e na qualidade da energia elétrica (QEE) do sistema de distribuição. Originalmente, os sistemas de distribuição de energia elétrica em média e baixa tensão foram projetados para operarem de forma radial, com um fluxo de potência unidirecional, no sentido da fonte (subestação de distribuição) para a carga. Porém, com o aumento da inserção de geradores distribuídos pelo sistema de distribuição, aliado à característica intermitente dessas fontes de energia, podem surgir problemas relacionados à reversão do fluxo de potência, sobretensões de regime permanente, sobrecargas, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão, distorções harmônicas, aumento de perdas técnicas, má operação da proteção, além do aumento no número de operações de equipamentos automáticos responsáveis por regular a tensão, como bancos de capacitores automáticos e reguladores de tensão [11].

Com base no exposto, há uma preocupação por parte das distribuidoras em manter os níveis dos impactos dentro dos limites de operação de suas redes de distribuição, além de garantir o atendimento aos requisitos de QEE estabelecidos pelas agências regulatórias. Dessa forma, a difusão da GDFV acarreta desafios técnicos sob a perspectiva da distribuidora de energia elétrica, necessitando, em alguns casos, de investimentos em adaptação, reforço e expansão da rede de distribuição. Assim, é de suma importância a análise desses impactos de forma antecipada, a fim de identificar um limite máximo de inserção no qual o sistema é capaz de operar de forma satisfatória, sem a ocorrência de problemas técnicos. Esse limite máximo de inserção da GD em um sistema elétrico é definido como capacidade de hospedagem (CH) [11]. Dessa forma, faz-se necessário entender qual é aplicação específica para o estudo de capacidade de hospedagem, a fim de aplicar seus resultados da maneira mais proveitosa. As duas principais aplicações da CH são: estudos de interconexão e estudos de planejamento. Os estudos de interconexão têm como objetivo avaliar a capacidade de acomodação de uma GD (ou qualquer outro recurso energético distribuído) em um local específico, ao passo que os estudos de planejamento têm como objetivo avaliar a capacidade de acomodação de múltiplas unidades espalhadas pelo alimentador, tipicamente focado em um horizonte futuro.

Em termos de estudos de interconexão, a ANEEL, por meio do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [12], estabelece as condições de acesso da microgeração e minigeração distribuída ao sistema

de distribuição. Todavia, o referido documento não apresenta detalhes sobre os requisitos técnicos a serem atendidos pelo acessante, tampouco define os limites individuais para os diversos fenômenos da QEE, a serem observados durante a realização dos estudos para viabilidade de acesso. Cabe destacar que os estudos de viabilidade de acesso, realizados pelas distribuidoras, representam, em termos práticos, a principal etapa na minimização dos impactos decorrentes da inserção da GDFV nas redes de distribuição. Contudo, a inexistência de critérios técnicos adequados e limites individuais específicos faz com que eventuais impactos decorrentes da inserção da GDFV sejam verificados apenas durante a operação do sistema, recaindo sobre a distribuidora toda a reponsabilidade técnica e, consequentemente, imputando a todos os consumidores de uma mesma área de concessão, através de revisões e reajustes tarifários, os custos das soluções técnicas implementadas pelas distribuidoras para correção dos problemas verificados.

Dessa forma, estudos de capacidade de hospedagem podem ser aplicados para análises de pedido de acesso, desde que as características e condições analisadas estejam alinhadas com o pedido de interconexão. Entretanto, tais pedidos exigem análises complementares que às vezes vão além dos resultados tipicamente obtidos em estudos de capacidade de hospedagem. Por outro lado, em estudos de planejamento do sistema de distribuição, devido às incertezas intrínsecas, geralmente, a alocação da GDFV é feita de forma aleatória ao longo do alimentador, e vários cenários são analisados. Dessa forma, seus resultados também são apresentados de forma estatística. Assim, as distribuidoras de energia conseguem estimar os impactos de tais recursos distribuídos em um cenário futuro e se planejar para futuras ações de melhoria e investimento.

Independentemente se o estudo adotado é de interconexão ou de planejamento, as métricas de análise precisam ser definidas para realização do estudo de capacidade de hospedagem. Tais métricas geralmente estão relacionadas aos critérios de operação, proteção e QEE. Em termos de QEE, o Módulo 8 do PRODIST [13] é responsável por estabelecer os procedimentos, caracterizar os fenômenos e definir os indicadores e limites globais a serem atendidos pelas distribuidoras, referentes à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão. Dessa forma, a distribuidora acessada é a responsável pelos impactos decorrentes da inserção da GDFV em seus sistemas de baixa, média e alta tensão, devendo garantir o pleno atendimento aos valores de referência globais, ou operacionais, definidos em [13]. Para esse propósito, a distribuidora, através de critérios próprios, quando existentes, realiza análises a nível de planejamento, interconexão e operação

do sistema. Na grande maioria das vezes, as análises a nível de operação do sistema ocorrem após o recebimento de reclamações de unidades consumidoras associadas aos diversos fenômenos da QEE.

A quantificação dos impactos decorrentes da inserção da GDFV, assim como a determinação da capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição não é uma tarefa trivial, pois depende de particularidades de cada alimentador ou circuito secundário, além de fatores baseados em incertezas, como quantidade, localização, potência e tipo de conexão de cada unidade de GDFV em operação ou a ser instalada. Assim, com o aumento constante da adoção de GDFV nos sistemas de distribuição, aliado à inexistência de critérios específicos e limites individuais para os indicadores da QEE, os estudos de planejamento e interconexão, assim como as soluções a nível operacional, representa um grande desafio para os engenheiros das distribuidoras, impactando significativamente no tempo e no custo envolvido nas análises.

Buscando reduzir os esforços e aumentar a assertividade em tais análises, algumas práticas mais conservadoras são adotadas por distribuidoras de energia mundo afora, com base em considerações dos limites térmicos de transformadores e cabos, capacidade de curto-circuito e demanda dos alimentadores. Segundo [14], algumas distribuidoras estabelecem um limite de inserção de GD em 15% ou 20% da potência nominal do transformador da subestação de distribuição. Outras estabelecem seus limites com base nos transformadores ao longo da rede e circuitos secundários aos quais a GD está conectada, estando, na maioria dos casos, entre 25% e 75% de suas capacidades nominais. No que diz respeito à capacidade de curto-circuito, observam-se, em alguns casos, limites de inserção de GD abaixo de 10% da potência de curto-circuito no ponto de conexão comum (PCC) entre a distribuidora e o acessante, sendo que a capacidade total de curto-circuito proveniente pela GD deve estar abaixo de 25% da potência de curto-circuito no início do alimentador. Com base na demanda, observam-se limites entre 5% e 15% da demanda de pico anual dos alimentadores ou considera-se o valor da menor demanda anual.

Apesar de serem simples, os critérios apresentados anteriormente são conservadores e não conseguem representar a capacidade real do sistema de distribuição, podendo limitar a inserção da GDFV em um valor muito aquém do que poderia. Nesse contexto, simulações computacionais são fundamentais para permitir estudos mais elaborados e precisos. Portanto, com o objetivo de elucidar o assunto e permitir o desenvolvimento de uma metodologia adequada para a análise dos impactos da GDFV no sistema de distribuição, a seção seguinte

apresenta uma revisão bibliográfica acerca dos problemas, soluções e métodos de análise encontrados na literatura.

1.2 Revisão bibliográfica

Diversos estudos vêm sendo publicados sobre os impactos e soluções relacionados à penetração da GDFV no sistema de distribuição. Assim, esta seção apresenta a revisão bibliográfica acerca dos principais tópicos relacionados ao tema desta Tese de Doutorado, enfatizando os principais problemas, soluções e métodos de análise de impactos da GDFV em sistemas de distribuição de energia elétrica, assim como análises de capacidade de hospedagem.

1.2.1 Inversão de fluxo, sobrecarga e perdas técnicas

Os sistemas de distribuição de energia, com características radiais, sem a presença de GDFV, são projetados para operarem com um fluxo de potência unidirecional. Geralmente, o dimensionamento da rede de distribuição de baixa tensão leva em consideração um fator de coincidência, visto que a demanda máxima individual dos consumidores não ocorrerá no mesmo tempo. No entanto, em um sistema de distribuição com presença de GDFV, o fator de coincidência para injeção de potência na rede não segue o mesmo perfil da curva de demanda, visto que a irradiação solar ocorre de forma simultânea para a mesma região. Essa condição pode limitar a penetração da GDFV nessas redes devido à sobrecarga eventualmente imposta aos condutores nos horários de máxima irradiação [15] [16].

Como a GDFV está localizada próxima às cargas no sistema de distribuição, em baixos níveis, pode contribuir para diminuir o carregamento dos alimentadores, melhorar a regulação de tensão, reduzir perdas e adiar investimentos em reforço de rede [17]. Porém, com o aumento da penetração da GDFV, inversões de fluxo podem ocorrer quando a geração ultrapassa o consumo da carga local [18]. Essas inversões de fluxo refletem na mudança de operação da rede em relação ao que tradicionalmente foi planejado, podendo causar sobrecargas em alimentadores e transformadores, além de má operação dos sistemas de proteção de sobrecorrente [19]. Como a GDFV prioriza a injeção de potência ativa na rede, é observada uma redução no consumo de potência ativa, ao passo que o consumo de potência reativa é mantido constante, implicando, portanto, em uma redução do fator de potência [9].

Em se tratando de perdas na rede, uma pequena penetração da GDFV pode contribuir com a redução das perdas técnicas, quando comparada a uma rede com ausência de GDFV. Ao mesmo tempo, em situações de alta penetração, com expressiva intensidade de inversões de fluxo, as perdas técnicas podem aumentar consideravelmente [18].

1.2.2 Variação de tensão em regime permanente

O impacto da inserção da GDFV no perfil de tensão é fundamentalmente dependente do fluxo de potência na rede elétrica estabelecido pelo balanço entre a geração e o consumo de energia. Na ausência da GDFV, a potência absorvida pela carga impacta na regulação da tensão ao longo dos alimentadores ao provocar quedas de tensão, podendo apresentar magnitudes inferiores aos valores de referência. Já em situações em que a GDFV não excede o consumo local, a potência absorvida do sistema reduz, diminuindo, também, as quedas de tensão e, portanto, contribuindo para uma melhor regulação de tensão ao longo dos alimentadores. Porém, em casos em que o aumento da penetração da GDFV provoca inversão de fluxo na rede de distribuição, podem ocorrer elevações de tensão nos alimentadores a níveis proibitivos, sobretudo em condições de baixo consumo com geração máxima [20]. Em [21], os autores apresentam as elevações de tensão em uma rede de distribuição de baixa tensão para condições de verão e inverno, porém, apesar de apresentarem perfis de irradiância e tensão diferentes, é percebido que ao meio-dia ambos os casos apresentam violação de tensão para uma penetração de 50% da GDFV.

Além do alto nível de penetração e a característica de alta injeção de potência em momentos de baixo consumo das cargas, outros fatores contribuem para a elevação de tensão na presença da GDFV. A baixa relação X/R da rede de distribuição afeta a elevação de tensão [22] [23], principalmente nas redes de baixa tensão [17] [24], onde essa relação pode se tornar ainda menor. Portanto, na rede de distribuição secundária, a magnitude da tensão nas barras não é apenas afetada pela potência reativa, mas, sobretudo, pela potência ativa [25]. A localização da GDFV também pode agravar a elevação da tensão à medida em que a geração se concentra em uma região mais distante da subestação, ou do transformador de distribuição, no caso dos circuitos secundários em baixa tensão [18]. Dessa forma, a própria configuração da rede, a forma que a GDFV está distribuída, assim como a quantidade e extensão dos alimentadores e circuitos secundários, podem impactar o perfil de tensão apresentado [26].

Nesse contexto, algumas soluções podem ser exploradas a fim de se reduzirem os impactos das sobretensões, tanto por meio de ações na própria rede de distribuição como através de funções adicionais dos inversores da GDFV. Alguns métodos típicos e tradicionais para solução de problemas de tensão em regime permanente, por parte da própria rede de distribuição, podem ser destacados. Em circuitos secundários de baixa tensão, é comum a realização de melhorias, considerando-se ações como: recondutoramento, divisão de circuitos, realocação dos transformadores de distribuição, conexão de bancos de capacitores fixos e, mais recentemente, de reguladores de tensão. No caso dos alimentadores de média tensão, por sua vez, verificam-se comumente a utilização de reguladores de tensão, seja em subestações ou nas próprias redes de média tensão, bancos de capacitores fixos ou chaveados, assim como a alteração de *taps* de transformadores. Adicionalmente, ainda no caso das redes de média tensão, são também comuns ações de remanejamento de carga, seja entre alimentadores ou entre subestações, para ajustes de tensão em determinados trechos da rede. As soluções de controle de tensão que dependem de chaveamentos automáticos, como reguladores de tensão, apesar de serem eficazes, têm sua vida útil comprometida à medida em que há um aumento na quantidade de operações. Em [27], é proposta uma abordagem de atenuação das variações de tensões por meio de compensação de reativo dos inversores da GDFV, contribuindo para a redução de chaveamentos de *tap* dos reguladores de tensão.

Diante do exposto, apesar dos bons resultados apresentados pelas soluções tradicionais, notadamente em problemas de subtensão, tais soluções precisam ser readequadas para a realidade das redes com alta penetração da GDFV [11] [24] [28] [29] [30]. Em [31] e [32], é mencionada a utilização de reatores de baixa tensão para controle de reativo em redes de distribuição secundárias. Apesar de ainda não ser muito comum, notadamente em função do incremento de perdas técnicas resultante, essa pode ser uma solução de baixo custo para contribuir com a redução das sobretensões geradas pela GDFV.O problema, nesse caso, é que a utilização de dispositivos fixos de compensação reativa, via de regra, pode ser uma solução para os problemas de sobretensão durante o dia e, ao mesmo tempo, um agravante para os problemas de subtensão ao final da tarde e início do horário de carga pesada. Esse cenário certamente será ainda mais desafiador com a eminente evolução das tecnologias de mobilidade elétrica, quando os sistemas de baixa e média tensão ficarão expostos a problemas de sobretensão durante o dia, devido ao excesso de geração dos sistemas de GDFV, ao mesmo tempo em que apresentarão problemas de subtensão durante a noite, em função dos processos de carregamento das baterias das diversas tecnologias de mobilidade elétrica.

Nesse sentido, além das soluções tradicionais de ajuste e regulação de tensão em regime permanente, tecnologias mais sofisticadas baseadas em eletrônica de potência vêm sendo desenvolvidas. Todavia, devido aos altos custos, ainda são pouco aplicadas em redes de distribuição. Em [33] e [34] são citados, por exemplo, os compensadores estáticos de reativo (SVC - *static var compensator*), os restauradores dinâmicos de tensão (DVR - *dynamic voltage restorer*) e os compensadores estáticos STATCOM (*static synchronous compensator*) e DSTATCOM (*distribution static synchronous compensator*). Em [35], é apresentada uma proposta de regulador estático de tensão capaz de realizar chaveamentos de *taps* com intervalos de tempo inferiores a 4 ciclos, podendo ser aplicado tanto para situações de variações de tensão de curta duração, quanto para situações em regime permanente.

Adicionalmente, diversos trabalhos têm sido publicados abordando a capacidade de inversores da GDFV contribuírem com o suporte de tensão das redes de distribuição, podendo fornecer ou absorver potência reativa ou até mesmo limitar a potência ativa fornecida. O controle de potência reativa pode ser realizado por meio da operação com um fator de potência fixo, não unitário, ou em um controle em malha fechada, no qual a potência reativa depende da tensão no ponto de conexão. As estratégias mais comumente utilizadas são: limitação de potência ativa em função da tensão no ponto de conexão (função "volt-watt"); absorção ou injeção de potência reativa em função da tensão no ponto de conexão (função "volt-var"); absorção ou injeção de potência reativa em função da potência ativa injetada (função "fator de potência fixo") [36].

De qualquer forma, várias funcionalidades podem ser incluídas nos inversores, porém, em se tratando de microgeração distribuída, algumas limitações podem ser destacadas. Apesar da possibilidade de controle da potência reativa, a característica de baixa relação X/R nas redes de baixa tensão implica em uma baixa eficiência na regulação da tensão. No que se refere à limitação de injeção de potência ativa de acordo com a tensão no ponto de conexão, tem-se que pode implicar em uma grande quantidade de energia não injetada e, consequentemente, perdida, principalmente em dias que apresentam uma alta irradiação, podendo causar um conflito de interesses entre os consumidores, que desejam injetar potência na rede, e a distribuidora de energia, que deseja manter a QEE em sua rede [24] [30].

Uma das alternativas para reduzir a quantidade de energia perdida no contexto anteriormente mencionado, é a utilização de armazenamento por baterias e sistemas de comunicação entre inversores dos consumidores e a distribuidora de energia no contexto das redes inteligentes (*smart grids*) [37]. Porém, devido ao alto custo dessas baterias e, visto que

no cenário atual não existe uma regulamentação que trate da utilização de armazenamento por baterias e do controle de reativo por parte do inversor, o uso massivo dessas soluções ainda fica limitado [30].

1.2.3 Desequilíbrios de tensão

O desequilíbrio de tensão é caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes e/ou defasagem angular de 120º entre as três tensões de fase na frequência fundamental de um determinado sistema trifásico, podendo ser quantificado pela razão entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da tensão [13].

A distribuição desigual de cargas monofásicas é a maior causa de desequilíbrios de tensão no sistema de distribuição e a adição de unidades monofásicas de GDFV pode ser uma fonte adicional desse fenômeno, impactando a QEE da rede [38]. Em se tratando de microgeração, geralmente a GDFV é representada por unidades monofásicas de baixa potência (poucos kW) concentradas, sobretudo, nas redes de baixa tensão. Com o aumento da penetração dessas unidades monofásicas ao longo da rede de distribuição e entre as três fases, pode ser observado um perfil de tensão diferente em cada uma das fases, provocando, consequentemente, um desequilíbrio de tensão [39].

De forma geral, os desequilíbrios de tensão provocam perdas adicionais em condutores e transformadores da rede elétrica. Em motores de indução trifásicos, um aumento no desequilíbrio de tensão pode ocasionar a elevação da temperatura de seus enrolamentos, causando um envelhecimento precoce da isolação e consequente redução de sua vida útil [40]. E, ainda nesse sentido, pode-se destacar também a má operação de conversores eletrônicos, a geração de harmônicas não-características [41] e a indevida operação de relés de falta à terra devido ao aumento de corrente no condutor neutro [19].

Em [42], o impacto no desequilíbrio de tensão de uma rede de distribuição é analisado considerando a inserção de unidades monofásicas e trifásicas de GD (geradores síncronos e fotovoltaicos). É observado que o sistema apresenta valores de desequilíbrio de tensão acima dos limites regulatórios (2%), porém, a conexão da GD provoca uma redução nos valores, com melhores resultados para os casos em que há inserção da GD trifásica. Contudo, é apresentado que, dependendo da fase em que as unidades monofásicas são conectadas, pode haver melhora no desequilíbrio de tensão. Por fim, os autores propõem uma solução para reduzir o desequilíbrio por meio do controle de reativo das unidades de GD.

No estudo realizado em [38], a capacidade de hospedagem para o desequilíbrio de tensão é avaliada em uma rede de distribuição de baixa tensão. Uma abordagem estocástica é utilizada para calcular o desequilíbrio de sequência negativa para cada localização da rede. O método foi aplicado em uma rede rural e uma rede urbana com inserção da GDFV monofásica. Através das comparações entre os melhores e piores casos, os resultados apontam que o desequilíbrio de tensão em ambas as redes provavelmente excede 1%, mas é improvável que alcance o limite regulatório de 2%.

Já no trabalho [39], são investigados os problemas de desequilíbrios de tensão causados pelo aumento da penetração da GDFV monofásica na rede de distribuição de baixa tensão. Os autores concluem que os problemas aumentam não apenas pela quantidade de unidades conectadas, mas, também, devido à distribuição pelas três fases, definindo um índice para quantificar o "fator de distribuição". Por fim, foram investigadas duas formas para atenuar os problemas. A primeira utiliza o recurso de o inversor trabalhar absorvendo reativo, porém, apesar desse recurso apresentar uma melhora na sobretensão, ele apresentou piores resultados para o desequilíbrio quando comparado com o inversor trabalhando com fator de potência unitário. A segunda proposta sugere alterar a configuração do alimentador radial por meio de uma configuração em anel, apresentando, assim, uma melhora nos resultados.

Uma análise do desequilíbrio de tensão é feita em [43] através da definição do local e da potência da GDFV por meio de uma avaliação estocástica baseada no método de Monte Carlo. Foi observado que a GDFV instalada no início do circuito de baixa tensão apresenta pouco efeito em relação ao desequilíbrio de tensão. Porém, esse valor é crescente à medida em que se aproxima do final do circuito, ultrapassando os limites regulatórios. Também foi provado que dependendo da carga da fase em que a GDFV é instalada, o desequilíbrio de tensão pode aumentar ou diminuir, a depender da potência e localização da GDFV. No geral, ao variar os fatores anteriormente mencionados, o desequilíbrio de tensão no início do circuito se apresenta inferior a 1%, porém, no final do mesmo circuito, pode ultrapassar 2% em 30,19% dos casos. Dessa forma, quatro métodos de atenuação são propostos: 1) aumento da seção dos condutores do alimentador, reduzindo a queda de tensão e, consequentemente, a diferença entre a amplitude das três fases; 2) instalação de capacitores apenas nas fases que apresentam menor amplitude de tensão, a fim de diminuir a diferença de amplitude entre as três fases; 3) a combinação dos dois métodos anteriores; 4) utilização da função de controle de reativo do inversor. Segundo os autores, todos os métodos apresentaram bons resultados, reduzindo o desequilíbrio de tensão tanto no início quanto no fim do circuito, porém, o método 4 (controle de reativo) foi o que

apresentou resultados mais expressivos. Ressalta-se, todavia, que nada foi falado sobre as condições resultantes do circuito após o período diurno, notadamente durante o período de carga pesada.

1.2.4 Distorções harmônicas

A interface entre a GDFV e a rede de distribuição é feita por meio de inversores, que são considerados fontes de emissão de correntes harmônicas. A emissividade harmônica devido a apenas uma unidade de GDFV pode não ser significativa, porém, o aumento da penetração dessas fontes nos sistemas de distribuição pode impactar significativamente a QEE, com o aparecimento de distorções harmônicas de tensão com valores acima dos limites regulatórios [44].

As distorções harmônicas de corrente são geradas pelos inversores devido às características inerentes ao seu processo de operação, totalmente baseado em chaveamentos estáticos. Os equipamentos baseados em chaveamentos representam uma das três formas possíveis de surgimento de componentes harmônicas nos sistemas elétricos, além da operação de equipamentos associados a circuitos magnéticos ou arcos elétricos.

Atualmente, existe uma grande variedade de modelos de inversores para sistemas fotovoltaicos no mercado e, consequentemente, a emissividade harmônica desses equipamentos, em termos de amplitude e frequência, pode variar de acordo com a topologia de conversor e estratégia de controle utilizada. Devido à característica de injeção de potência diretamente proporcional à irradiação solar, é notado que a distorção total de corrente, em termos percentuais, tende a aumentar em condições de baixa potência injetada [44] [45] [46] [47]. Dessa forma, em condições em que não há irradiância suficiente para garantir a geração de energia, um inversor para sistema fotovoltaico pode ser considerado como uma carga com uma considerável distorção harmônica de corrente, ainda que em termos percentuais sobre a corrente fundamental. Outro fator que pode interferir sobremaneira na injeção de corrente harmônica de inversores, é a pré-distorção de tensão existente no ponto de conexão. Dependendo do ângulo de fase entre a corrente harmônica injetada e a tensão harmônica da rede, em cada frequência, os inversores podem atenuar, amplificar ou neutralizar as tensões harmônicas da rede [33] [48] [49].

O aumento da penetração da GDFV, e consequente aumento na injeção de correntes harmônicas, pode gerar vários impactos negativos nos sistemas de distribuição de energia

elétrica, como elevação das perdas técnicas na rede, aquecimento adicional de equipamentos e até mesmo ressonâncias, a depender da potência e da localização das unidades de GDFV na rede.

Os filtros L e LCL são comumente utilizados em inversores para filtrar as altas frequências de chaveamento empregadas em seus conversores estáticos. Contudo, com o aumento da utilização desses inversores conectados em paralelo, e sua interação com as impedâncias da rede de distribuição, problemas de ressonância podem ocorrer. Em alguns casos, a ressonância em circuitos secundários pode ocorrer em ordens harmônicas próximas das frequências de injeções de corrente dos inversores, a depender da quantidade de unidades consumidoras, da capacitância dos filtros e da impedância do sistema [33] [47] [48]. A utilização de um resistor de amortecimento no filtro pode ser uma forma de atenuar significativamente os efeitos da ressonância, porém, esse resistor implica em perdas adicionais, degradando a eficiência do inversor [48].

Uma forma muito comum de promover a atenuação das distorções harmônicas em sistemas elétricos é a utilização de filtros harmônicos. Porém, em se tratando da microgeração distribuída, em que a GDFV está localizada em grande quantidade nas redes de distribuição de baixa tensão, essa prática não é muito comum. Nesse contexto, alguns trabalhos exploram a possibilidade de utilizar os recursos dos inversores para a atenuação de distorções harmônicas de tensão no ponto de conexão. Em [48], [49] e [50], os recursos dos inversores são utilizados para a implementação de filtros ativos, injetando correntes harmônicas a fim de atenuar o nível de distorção do sistema. Apesar dessas técnicas serem promissoras e tecnologicamente possíveis, elas não são comumente encontradas nos inversores disponíveis comercialmente.

1.2.5 Flutuações de tensão

A flutuação de tensão pode ser caracterizada pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão ou pico da tensão instantânea [13]. Tradicionalmente, a flutuação de tensão está relacionada à operação de cargas com características de alterações rápidas e bruscas nas magnitudes das potências ativa e reativa, como por exemplo fornos a arco e laminadores. Porém, estudos recentes [51] demonstram que o fenômeno da flutuação de tensão pode também ocorrer em decorrência da injeção de correntes com frequências inter-harmônicas nas redes elétricas, a exemplo das correntes injetadas por alguns inversores utilizados em sistemas de GDFV.

Uma das particularidades da fonte solar fotovoltaica é sua intermitência devido às condições climáticas, podendo haver uma alta variação da irradiância ao longo do dia, sobretudo em dias nublados. Em [52], alguns fatores que impactam na variação da irradiância são mencionados, tais como, tipo, altura e tamanho das nuvens, além da velocidade do vento. Essas variações na irradiância podem ocasionar variações na potência ativa injetada na rede elétrica, causando, assim, flutuações de tensão [53] [54]. A alta penetração da GDFV na rede de distribuição, aliada à imprevisibilidade das variações climatológicas, pode ocasionar flutuações de tensão, sobretudo em circuitos longos de baixa tensão com pequena relação X/R [53] [55]. Dessa forma, percebe-se que a severidade de tal impacto depende da combinação de vários fatores, portanto, cada caso precisa ser avaliado de forma individualizada.

Em alguns casos, o fenômeno das flutuações de tensão pode provocar, ainda, a ocorrência do efeito da cintilação luminosa (*flicker*), fenômeno associado à sensibilidade do olho humano para percepção das variações luminosas de baixa frequência [51]. Em [55], é feita uma avaliação do *flicker* devido às flutuações de tensão presentes na rede, provenientes da conexão da GDFV em condições ensolaradas e nubladas. Após a validação do *flickermeter* de acordo com a IEC 61000-4-15, comprovou-se que as características irregulares da irradiação solar provocadas pelo movimento das nuvens, para algumas situações, podem produzir flutuações de tensão, ultrapassando o limite do indicador de severidade de *flicker* (Pst).

Dentre as opções mais usuais para a atenuação das flutuações de tensão nas redes de distribuição, destaca-se o reforço de rede, contribuindo com a elevação no nível de curto-circuito, diminuindo a amplitude da modulação de tensão [51] [53]. As flutuações de tensão não podem ser atenuadas por reguladores de tensão tipicamente utilizados na rede de distribuição, pois esses equipamentos apresentam baixa velocidade de resposta, além do número limitado de operações, o que impactaria bastante em sua vida útil [54].

Estudos apontam que o armazenamento por baterias pode ser uma boa opção, principalmente em casos em que a relação X/R é muito baixa. Já em casos em que a rede é predominantemente indutiva, as funções de controle de potência reativa dos inversores podem contribuir para reduzir a flutuação de tensão [52] [53]. Em [54], além do armazenamento de energia por baterias, são citadas soluções como compensadores estáticos de reativo (SVC - *static var compensator*) e capacitores chaveados por tiristores (TSC - *thyristor-switched capacitors*). De forma geral, muito embora essas soluções baseadas em armazenamento por baterias e funções adicionais dos inversores sejam promissoras, ainda apresentam altos custos ou esbarram em problemas de ordem regulatória [52].

1.2.6 Variações de tensão de curta duração

Os sistemas de distribuição estão sujeitos às variações de tensão de curta duração (VTCD), que, segundo o Módulo 8 do PRODIST [13], são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. Esses eventos, classificados em interrupção, afundamento e elevação de tensão, podem ser originados, principalmente, por curtos-circuitos, assim como pela energização e desenergização de grandes blocos de carga [56].

A ocorrência de uma VTCD na rede de distribuição pode fazer com que as tensões no ponto de conexão da GDFV atinjam valores acima ou abaixo da faixa de operação do inversor, fazendo com que ele se reinicie e, consequentemente, pare de injetar potência na rede elétrica por alguns instantes [57].

Com o aumento da penetração da GDFV, há uma tendência de usinas que utilizam fontes poluentes serem desativadas ou reduzirem sua capacidade de geração. Adicionalmente, devido à GDFV não apresentar inércia natural, a estabilidade transitória pode ser negativamente afetada. Em situações em que ocorre um afundamento de tensão, por exemplo, os inversores podem se desconectar, intensificando os efeitos observados na tensão. Caso isso ocorra em uma região com elevada penetração da GDFV, não apenas a estabilidade transitória de tensão poderá ser afetada, mas, também, a estabilidade de frequência [58]. Considerando-se um sistema interligado de transmissão de energia elétrica com as magnitudes do sistema brasileiro, tal situação é técnica e conceitualmente possível de ocorrer em um futuro próximo, com o aumento da participação da GDFV na matriz energética nacional. Em um cenário pessimista, um evento de VTCD originado em um sistema de 500 kV, por exemplo, poderia retirar instantaneamente de operação um grande bloco de GDFV em uma determinada região do país, culminando na atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) ou, no pior cenário, em um blecaute de grande abrangência.

Alguns métodos de atenuação desses riscos, a nível de média e alta tensão, têm sido investigados. As soluções geralmente são baseadas em controle de potência reativa, como chaveamento controlado de capacitores e reatores, SVC (*static var compensator*) e STATCOM (*static synchronous compensator*) [59]. A fim de se aumentar a imunidade dos sistemas às VTCDs, as distribuidoras de energia podem exigir a utilização de inversores que atendam à curva LVRT (*low voltage ride-through*), ou FRT (*fault ride-through*), garantindo que possuem uma boa capacidade de suportar os afundamentos momentâneos de tensão [58]. No entanto,

ainda hoje, pouco se sabe sobre a real sensibilidade dos diversos inversores disponíveis no mercado frente às ocorrências de VTCDs.

Apesar de a estabilidade transitória de tensão e frequência serem fenômenos de maior interesse a nível de transmissão, à medida em que a penetração da GDFV aumenta nos sistemas de distribuição, o tema não pode ser negligenciado, necessitando, assim, de mais estudos e modelos detalhados para que esse tipo de impacto seja analisado, possibilitando, desde já, a adoção de medidas preventivas [59].

1.2.7 Proteção do sistema de distribuição

Um aumento na penetração da GDFV pode contribuir para o aumento das correntes de curto-circuito durante as faltas no sistema de distribuição, podendo afetar a atuação do sistema de proteção. Alguns problemas de proteção podem ser observados na literatura, tais como: alteração do sentido do fluxo da corrente de falta, aumento ou diminuição da magnitude da corrente de falta em alguns trechos do sistema, perda de coordenação, perda de sensibilidade, atuações indevidas e ilhamento não intencional da GD [60].

A magnitude e duração das correntes de curto-circuito provenientes da geração distribuída dependem do tipo de GD empregada. Em comparação com geradores síncronos e de indução, a geração distribuída conectada por meio de inversores, como a GDFV, contribuem com uma corrente de falta menos significativa para o sistema de distribuição devido às características dos painéis fotovoltaicos e à operação do inversor [61] [62]. No entanto, a quantidade total de contribuição de corrente de falta pode se tornar inaceitavelmente alta para um sistema específico que tenha várias unidades de GDFV conectadas [62] [63].

Em alguns países, é necessário desconectar o sistema fotovoltaico, ou qualquer outra geração distribuída, quando uma falta é detectada no sistema de distribuição, minimizando o tempo de eliminação da falta. No entanto, em outros países, é exigido que os inversores da geração distribuída permaneçam conectados e forneçam suporte de tensão (LVRT / FRT) durante as faltas. Essa ação maximiza o uso da GD na rede, melhora a confiabilidade do sistema e garante uma restauração estável e rápida do sistema. Além disso, alguns inversores podem detectar a falta e alterar seu modo de controle para operar como uma fonte dinâmica de potência reativa e fornecer funções de suporte à rede [62] [64]. Por outro lado, tais inversores contribuem com as faltas, podendo impactar significativamente na atuação do sistema de proteção que foi projetado desconsiderando a geração distribuída.

Vários trabalhos já apresentaram os impactos da geração distribuída, incluindo a GDFV, na proteção do sistema de distribuição. Em [65], é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os valores das correntes de curto-circuito de inversores fotovoltaicos conectados à rede, destacando a divergência entre os valores encontrados na literatura, mas, em sua maioria, variando entre 1 e 3 vezes a corrente nominal. Em [66], é apresentado um estudo do impacto da penetração da GD na coordenação entre fusível e religador, considerando o sistema teste IEEE 37 nós / 4.8 kV, por meio de simulações computacionais com auxílio do MATLAB. Diferentes estudos de caso são analisados, variando a localização e o nível de penetração da GD para cada ponto de aplicação da falta. Para os casos em que a coordenação é perdida, os autores propõem soluções baseadas em reajuste dos parâmetros dos religadores, além de definir os melhores locais para instalação das GDs, melhorando a coordenação do sistema de proteção. Uma investigação sobre atuações indevidas da proteção, mais especificamente caracterizada como *sympathetic tripping*, é apresentada em [67]. Tal situação está relacionada à atuação indevida da proteção de um alimentador que não possui falta, proveniente da contribuição das suas próprias GDs, porém, devido à uma falta em um alimentador adjacente. As análises foram feitas considerando um sistema de distribuição real do Reino Unido, conectado em 11 kV, por meio do *software* PSCAD. Os resultados apontaram a atuação indevida da proteção para vários cenários estudados, porém, podendo ser minimizados por meio do ajuste dos parâmetros dos relés de proteção.

A fim de atenuar os impactos relacionados à penetração da GD na proteção do sistema de distribuição, várias estratégias de proteção já foram propostas na literatura, como, alteração de ajustes dos parâmetros e/ou do esquema de proteção, implementação de limitadores de correntes de curto-circuito no sistema de distribuição, limitação da correntes de curto-circuito ou desconexão rápida do inversor e, em alguns casos, a utilização de esquemas de proteção adaptativa [64] [68] [69].

1.2.8 Capacidade de hospedagem (CH)

Uma vez contextualizadas as vantagens e os impactos da penetração da GDFV no sistema de distribuição, percebem-se os desafios que as distribuidoras de energia possuem para definirem os limites de inserção dessas fontes em suas redes de distribuição. Assim, com o intuito de resolver possíveis conflitos entre acessantes e distribuidoras, métodos justos e transparentes para análise da capacidade de hospedagem (CH) precisam ser formulados para

tanto para auxiliar no parecer de pedidos de acesso de novas unidades de GDFV, quanto para uma análise a nível de planejamento futuro [14].

A capacidade de hospedagem pode ser definida como a máxima quantidade de geração que pode ser integrada em um sistema sem que seus parâmetros de desempenho ultrapassem os limites aceitáveis [11]. A Figura 1.4 [14] ilustra o conceito de capacidade de hospedagem, em que, à medida que há um aumento na penetração da GD, o parâmetro analisado tende a aumentar em direção ao valor limite, atingindo a CH. Porém, ao se implementar melhorias no sistema como um todo, é possível aumentar sua CH.

Em [70], é apresentada uma revisão da literatura sobre os métodos determinístico, estocástico e de série temporal para quantificar a capacidade de hospedagem da GDFV em sistemas de distribuição de baixa tensão.

O método determinístico utiliza dados de entrada conhecidos e fixos para analisar o impacto e, consequentemente, a capacidade de hospedagem do sistema, assumindo que a potência, a localização e demais características das unidades de GDFV são conhecidas. Segundo os autores, o método determinístico possui a desvantagem de não representar as incertezas envolvidas nas análises [70] [71].

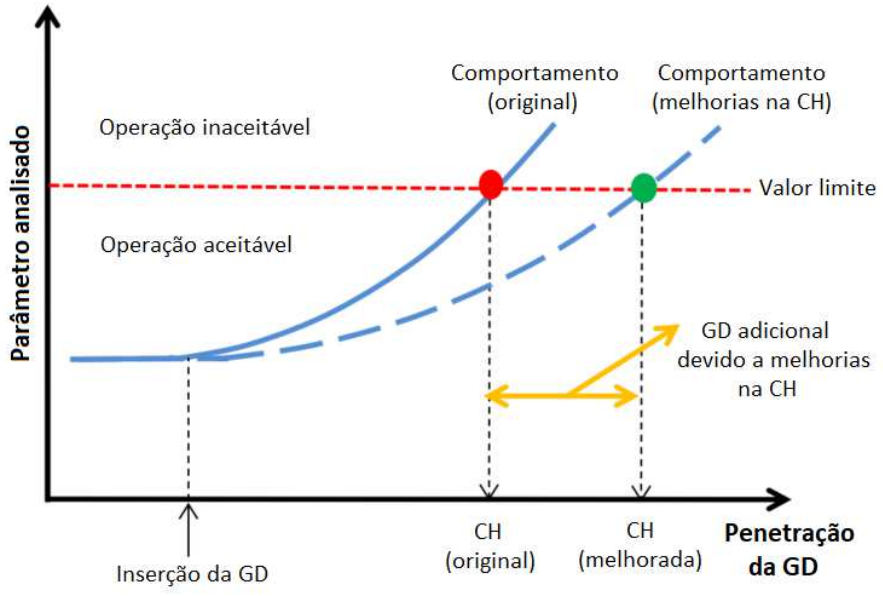


Figura 1.4 - Capacidade de hospedagem. Adaptado de [14].

Já no método estocástico, são incluídas as incertezas como irradiação solar, demanda dos consumidores, tamanho do sistema fotovoltaico, localização geográfica, entre outros. Dessa forma, as diversas combinações possíveis são analisadas e as saídas são dadas por uma função

de densidade de probabilidade, tornando a determinação da capacidade de hospedagem uma tarefa mais complexa. Ademais, um grande esforço computacional se faz necessário à medida em que a rede de distribuição e as incertezas aumentam [70] [71].

O último método apresentado no estudo é o de série temporal, que considera as dependências e correlações no tempo. Esse método necessita de medições reais da demanda dos consumidores e da geração fotovoltaica como entrada para os cálculos da capacidade de hospedagem. Sua implementação é complexa, pois requer muitos dados de medições para construção das séries temporais, geralmente obtidas por meio de campanhas de medição feitas pelas distribuidoras de energia. Outra limitação do método é a suposição de que o comportamento atual do sistema, obtido por meio das medições, se mantém no futuro, para o qual a capacidade de hospedagem foi calculada [70] [71].

1.3 Objetivo principal e delimitações da Tese

As seções 1.1 e 1.2 apresentaram uma contextualização geral sobre a geração distribuída por fonte fotovoltaica, assim como os diversos impactos e soluções relacionados à sua alta penetração no sistema de distribuição. Esta seção, por sua vez, apresenta o objetivo principal desta Tese de Doutorado, além de delimitar o assunto e as abordagens adotadas.

Esta tese tem o objetivo de apresentar contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto em termos de ensaios experimentais, quanto em termos de metodologias de análise dos impactos. Inicialmente são realizados ensaios laboratoriais de inversores para sistemas fotovoltaicos de diferentes fabricantes e modelos a fim de se obter a emissividade harmônica e inter-harmônica, injeção de componente contínua e contribuições para curtos-circuitos, para diferentes condições de operação. Na sequência, os resultados experimentais permitem a adequada representação dos inversores para sistemas fotovoltaicos, visando sua modelagem e implementação computacional. Por fim, a análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica no sistema de distribuição é feita por meio de duas abordagens distintas. Uma com o objetivo de avaliar o impacto na operação, perdas técnicas e qualidade da energia elétrica, e outra com o objetivo de avaliar o impacto na proteção do sistema de distribuição.

Em relação aos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos, sobretudo aplicados à microgeração distribuída, percebe-se, em seus manuais, uma carência de informações sobre topologias, estratégias de controle e demais informações que possibilitam modelar o

comportamento desses equipamentos em diversas condições de operação e faltas no sistema de distribuição. Dessa forma, este trabalho visa preencher essa lacuna com ensaios laboratoriais que permitam obter características de emissividade harmônica, inter-harmônica, injeção de corrente contínua e contribuições para correntes de curto-circuito, a fim de auxiliar na compreensão do comportamento desses equipamentos, permitindo modelagens mais precisas em estudos de impacto da geração distribuída no sistema de distribuição.

Em termos de tipo de geração distribuída, este trabalho se delimita à microgeração distribuída por fonte fotovoltaica, sendo abreviada por GDFV neste documento. Portanto, tanto os ensaios experimentais quanto as abordagens metodológicas estão direcionadas para a aplicação da GDFV com valores nominais de 1 a 3,3 kW.

Em relação aos tipos de estudo tipicamente utilizados para sistemas de distribuição de energia elétrica, destacam-se, nesta tese, os estudos de fluxo de potência e os estudos de curto-circuito. Os estudos de fluxo de potência estão relacionados às análises de impactos da GDFV na operação, perdas técnicas e qualidade da energia elétrica do sistema de distribuição, vinculados às análises de capacidade de hospedagem. Já os estudos de curto-circuito estão vinculados às análises de impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição.

Para as análises de capacidade de hospedagem, devido às características intrínsecas à microgeração distribuída, optou-se por uma abordagem a nível de planejamento, com alocação aleatória, tanto em termos de localização no alimentador quanto em termos de potência nominal. Ademais, utiliza-se a criação de vários cenários de penetração e apresentam-se os resultados de forma estatística. As métricas adotadas para análise são: sobrecarga, sobretensão, desequilíbrio de tensão, distorção harmônica de tensão e perdas técnicas. Já as estratégias utilizadas para atenuação de problemas são: alteração de *taps* de transformadores de distribuição, substituição de transformadores de distribuição, recondutoramento, subdivisão de circuitos de baixa tensão, alteração do fator de potência dos inversores e alteração da emissividade harmônica dos inversores. Ressalta-se que para as análises de capacidade de hospedagem, simulações no domínio da frequência são realizadas por meio do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*).

Para as análises de curto-circuito, vinculadas às análises de impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição, as simulações no domínio do tempo são realizadas por meio do *software* Matlab-Simulink.

Por fim, em termos de generalização dos resultados, destaca-se que a maioria dos sistemas de distribuição são compostos por centenas, e, em alguns casos, milhares, de

alimentadores, e cada um possui suas características específicas. Assim como impressões digitais, nenhum alimentador é igual a outro, portanto, os resultados apresentados nesta tese são específicos para cada alimentador estudado. Ressalta-se, também, que os estudos de caso apresentados nesta tese utilizam modelos de alimentadores reais.

1.4 Objetivos específicos e contribuições da Tese

A partir da contextualização, delimitação e dos desafios apresentados, esta Tese de Doutorado apresenta contribuições no contexto da análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição. De forma mais específica, destacam-se os seguintes objetivos e contribuições:

- Realizar ensaios laboratoriais de inversores para sistemas fotovoltaicos de diferentes fabricantes e modelos a fim de se obter a emissividade harmônica e inter-harmônica, injeção de componente contínua e contribuições para curtos-circuitos, para diferentes condições de operação.
- Desenvolver e construir um gerador de afundamento de tensão para realização dos ensaios de contribuição de curto-circuito dos inversores para sistemas fotovoltaicos, apresentando informações detalhadas sobre a topologia, princípio de operação e características construtivas do equipamento.
- Desenvolver uma metodologia de análise, no domínio da frequência, da capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição, considerando uma distribuição estocástica das unidades de GDFV, para diferentes condições de operação do sistema e métricas de análise por meio do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*). Para isso, a modelagem e implementação computacional da GDFV é baseada nos ensaios experimentais de emissividade dos inversores para sistemas fotovoltaicos.
- Desenvolver uma interface gráfica em linguagem de programação Python, a fim de facilitar a manipulação de dados e parametrização de todas etapas de simulação, assim como auxiliar na visualização de resultados dos estudos no domínio da frequência. Ademais, tal interface visa permitir análises automatizadas de qualquer alimentador modelado no *software* OpenDSS que tenha o mesmo padrão estabelecido pela ANEEL

para o cálculo de perdas técnicas, podendo ser disponibilizada livremente para a comunidade acadêmica e profissionais do setor.

- Realizar estudos no domínio da frequência para um alimentador real, apresentando os resultados da metodologia de capacidade de hospedagem proposta, assim como explorar soluções para atenuação dos problemas técnicos por meio de estratégias voltadas a melhorias na rede e/ou alterações relacionadas às características dos inversores da GDFV.
- Desenvolver uma metodologia de análise, no domínio do tempo, do impacto da GDFV na proteção do sistema de distribuição, por meio do *software* Matlab-Simulink. Para isso, a modelagem e implementação computacional da GDFV é baseada nas características de tensão-corrente e duração das correntes de curto-circuito extraídas dos resultados experimentais de contribuição para a falta dos inversores para sistemas fotovoltaicos.
- Realizar estudos no domínio do tempo para um alimentador real, apresentando os resultados da metodologia de análise das contribuições dos inversores para as correntes de curto-circuito durante situações de falta no sistema de distribuição de energia elétrica. Tais resultados permitem percepções sobre o potencial impacto da massiva integração da GDFV na proteção dos sistemas de distribuição.

1.5 Estrutura do documento

A fim de atingir os objetivos e contribuições propostos, este documento se encontra estruturado da seguinte maneira:

- Capítulo 2 – Apresentação dos fundamentos teóricos que envolvem a GDFV, abordando, inicialmente, sobre o princípio de funcionamento e as particularidades dos geradores fotovoltaicos e inversores para sistemas fotovoltaicos, assim como, as características de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção de corrente contínua na rede elétrica, inerentes a esse tipo de geração distribuída. Na sequência, são destacados os principais requisitos de interface de conexão da GDFV com a rede elétrica, com base na norma ABNT NBR 16149:2013. Por fim, são apresentados, de forma analítica, os principais

impactos que podem ser gerados na operação, QEE e proteção do sistema de distribuição devido à alta penetração da GDFV.

- Capítulo 3 – Apresentação da metodologia e resultados dos ensaios laboratoriais de sete inversores para sistemas fotovoltaicos (1 kW a 3,3 kW), de diferentes fabricantes e modelos, disponíveis comercialmente e amplamente utilizados junto às distribuidoras de energia elétrica do Brasil, a fim de se obter as características de emissividade harmônica e inter-harmônica, injeção de corrente contínua e contribuição para correntes de curto-circuito. Ademais, é apresentada a metodologia de desenvolvimento de construção de um gerador de afundamentos de tensão para realização dos ensaios de contribuição de curto-circuito dos inversores para sistemas fotovoltaicos. Ressalta-se que os resultados provenientes dos experimentos permitem a adequada representação dos inversores para sistemas fotovoltaicos, visando sua modelagem e implementação computacional para análise dos impactos na QEE e na proteção dos sistemas de distribuição.
- Capítulo 4 – Apresentação da metodologia para análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica na QEE do sistema de distribuição por meio de estudos de capacidade de hospedagem e simulações no domínio da frequência, utilizando o software OpenDSS. Inicialmente, apresentam-se as estratégias de modelagem dos alimentadores, inversores e demais componentes utilizados nas simulações. Na sequência, é apresentada a metodologia de implementação dos estudos de capacidade de hospedagem e estratégias de atenuação dos problemas encontrados, com base nas métricas adotadas. A fim de facilitar a manipulação de dados e parametrização de todas as etapas de simulação, uma interface gráfica foi desenvolvida. Por fim, estudos de caso são implementados, permitindo uma melhor compreensão e validação de todo o processo desenvolvido.
- Capítulo 5 – Apresentação da metodologia de análise do impacto da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica na proteção do sistema de distribuição de energia elétrica, por meio do software Matlab-Simulink. Inicialmente, apresenta-se a modelagem e implementação computacional da GDFV, no domínio do tempo, baseada nas características de tensão-corrente e duração das correntes de curto-circuito extraídas dos resultados experimentais. Na sequência, a fim de analisar o impacto da alta penetração da GDFV no sistema de proteção, são realizados estudos de caso envolvendo a modelagem de um alimentador real.

- Capítulo 6 – Apresentação das considerações finais sobre o trabalho desenvolvido, assim como sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Uma vez apresentados a contextualização, desafios e objetivos desta Tese de Doutorado, este capítulo se propõe a discutir e fundamentar, de forma analítica, os conceitos teóricos acerca dos principais impactos provocados pela GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica. Assim, inicialmente, é apresentada uma fundamentação sobre as particularidades da GDFV, enfatizando o gerador fotovoltaico e sua dependência em relação aos fatores climáticos, sobretudo irradiação solar e temperatura. Na sequência discute-se sobre o princípio básico de funcionamento do inversor para sistemas fotovoltaicos, assim como, suas características de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção de corrente contínua na rede elétrica, além de requisitos de interface de conexão estabelecidos na norma ABNT NBR 16149:2013 [72].

Após a conceituação teórica envolvendo as características fundamentais dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, são destacados os principais impactos que podem ser gerados na operação, proteção e QEE do sistema de distribuição devido à alta penetração da GDFV, tais como: carregamento do sistema, perdas técnicas, variação de tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas e sistema de proteção. Ademais, são apresentados os limites relacionados aos indicadores dos fenômenos de QEE de acordo com o Módulo 8 do PRODIST [13].

2.1 Geração distribuída fotovoltaica

A GDFV pode ser caracterizada por unidades de geração de energia elétrica por meio da fonte solar, conectadas ao longo do sistema de distribuição de energia, contribuindo para o atendimento local da demanda dos consumidores e consequente redução na fatura de energia elétrica. A Figura 2.1 ilustra o conceito básico da GDFV aplicada a um consumidor residencial alimentado pela rede secundária de baixa tensão, indicando o fluxo de potência ativa e reativa entre o sistema de distribuição e a unidade consumidora que possui um sistema fotovoltaico. Dessa forma, em momentos de geração de energia pela GDFV, há uma contribuição na redução da energia registrada no medidor bidirecional, sendo que, em certos momentos, a energia gerada pode exceder a energia consumida, promovendo um fluxo de energia da unidade consumidora para a rede de distribuição.

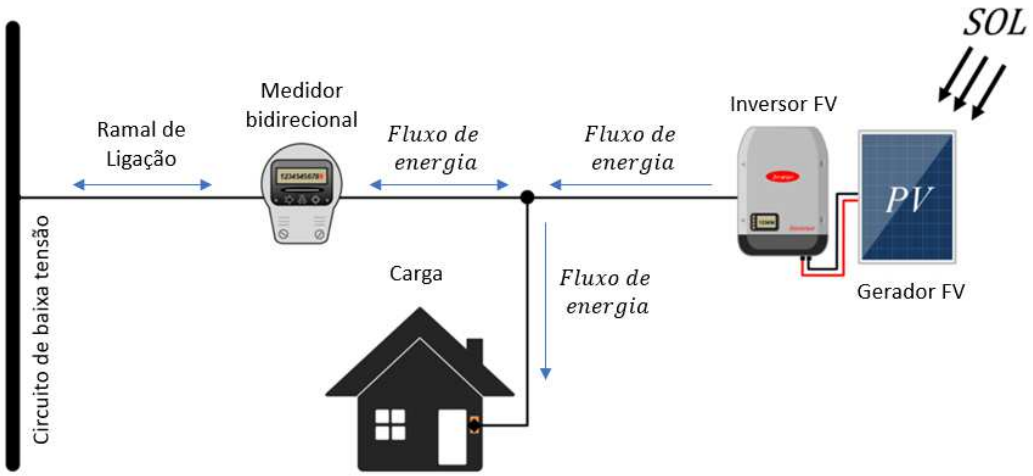


Figura 2.1 - Conceito básico da GDFV aplicada a um consumidor residencial. Adaptado de [15].

O sistema fotovoltaico é composto, basicamente, por um gerador fotovoltaico (FV), que converte a energia solar em energia elétrica em corrente contínua (CC), e um inversor, responsável pela conversão estática da energia elétrica CC em energia elétrica em corrente alternada (CA), a ser injetada na rede de distribuição. Algumas particularidades da GDFV serão melhor detalhadas nos tópicos seguintes.

2.1.1 Gerador fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas que convertem a radiação solar em energia elétrica CC por meio do efeito fotovoltaico. Basicamente, uma célula fotovoltaica é constituída por uma junção *p-n* de material semicondutor, predominantemente o silício, cuja incidência de energia luminosa libera portadores de carga que dão origem a uma corrente elétrica quando o dispositivo está em um circuito fechado [73] [74]. A Figura 2.2 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal, cuja característica I-V pode ser representada pela equação (2.1) [74] [75].

$$I = I_{pv} - I_d = I_{pv} - I_0 \left[exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] \tag{2.1}$$

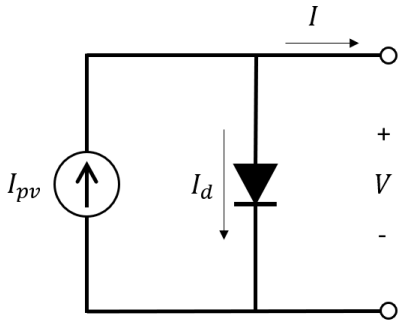


Figura 2.2 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal.

Onde: I_{pv} é a corrente gerada pela incidência de luz, I_d é a equação de Shockley, I_0 é a corrente de saturação reversa o diodo, q é a carga elementar do elétron ($1{,}60217646\text{x}10^{-19}$ C), k é a constante de Boltzmann ($1{,}3806503\text{x}10^{-23}$ J/K), T é a temperatura da junção *p-n* e a é a constante de idealidade do diodo.

Apesar de (2.1) ser a equação básica da teoria de diodos semicondutores, ela não representa as características reais de um módulo fotovoltaico prático. Dessa forma, a Figura 2.3 apresenta o circuito equivalente de um módulo fotovoltaico, considerando as perdas internas por efeito *Joule* através de uma resistência em série (R_s) e as perdas oriundas das correntes de fuga por meio de uma resistência em paralelo (R_p). Assim, a equação (2.1) pode ser reescrita por meio da equação (2.2), sendo $V_t = N_s kT/q$ a tensão térmica do módulo com N_s células conectadas em série [74].

$$I = I_{pv} - I_0 \left[exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \tag{2.2}$$

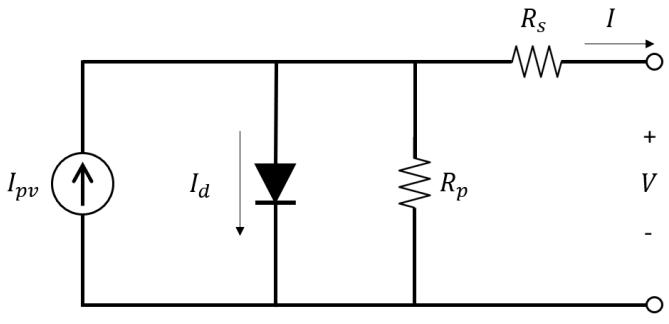


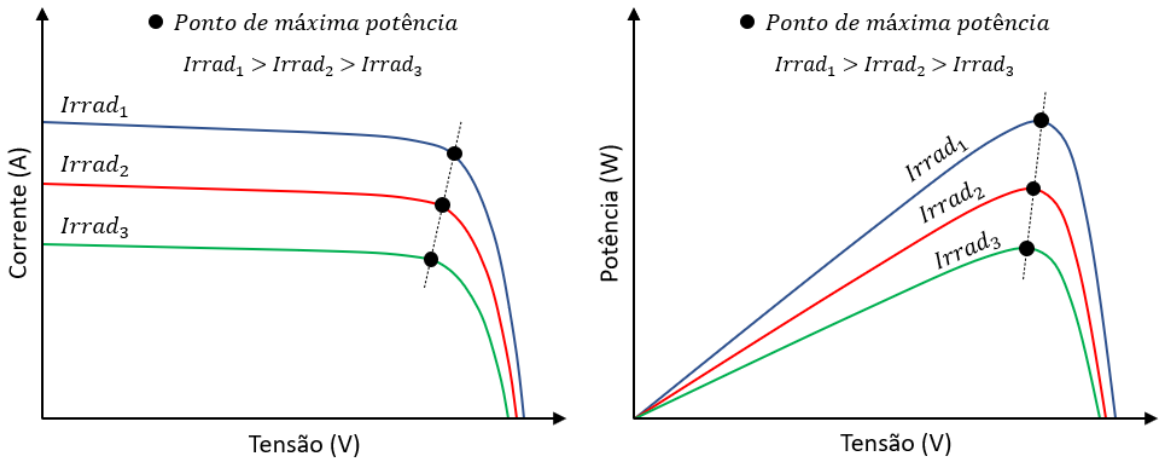
Figura 2.3 - Circuito equivalente do módulo fotovoltaico.

Com base no circuito equivalente do módulo fotovoltaico e sua respectiva equação característica, as curvas I-V e P-V podem ser traçadas a fim de avaliar o comportamento dos geradores fotovoltaicos em diferentes condições de irradiância e temperatura. De forma genérica, a Figura 2.4 e a Figura 2.5 mostram o comportamento dos módulos fotovoltaicos para as condições de irradiância (*Irrad*) e temperatura (*T*) estabelecidas em (2.3) e (2.4), respectivamente.

$$Irrad_1 > Irrad_2 > Irrad_3 \tag{2.3}$$

$$T_1 > T_2 > T_3 \tag{2.4}$$

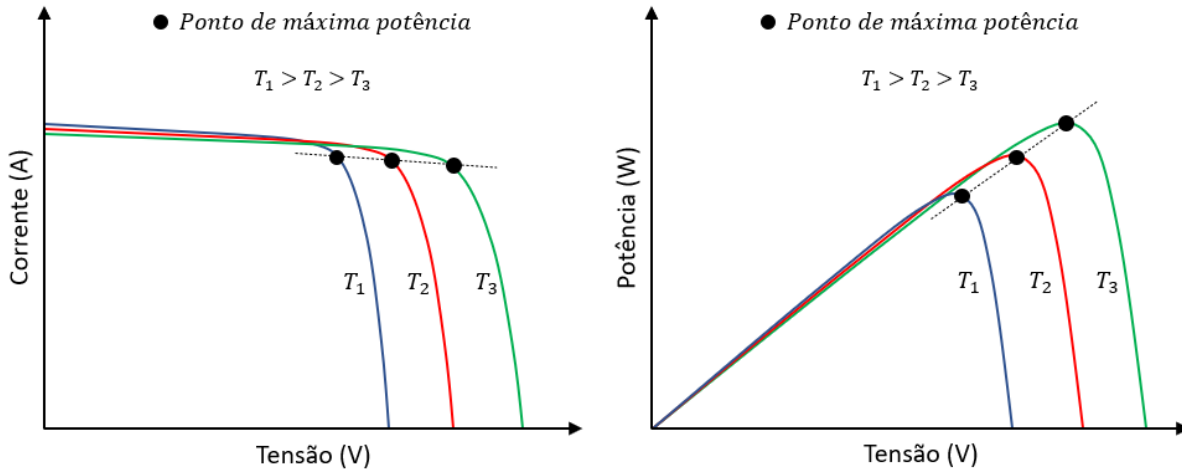
Percebe-se, por meio da Figura 2.4, que a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos é diretamente influenciada pela irradiação solar, fazendo com que uma irradiância maior provoque uma potência de saída mais elevada também. Por outro lado, a Figura 2.5 deixa claro que a tensão dos módulos fotovoltaicos possui uma maior dependência da temperatura, influenciando na redução da potência de saída à medida em que a temperatura aumenta.



(a) Curva I-V

(b) Curva P-V

Figura 2.4 - Influência da variação de irradiância nas curvas características dos módulos fotovoltaicos.



(a) Curva I-V

(b) Curva P-V

Figura 2.5 - Influência da variação de temperatura nas curvas características dos módulos fotovoltaicos.

Com base no exposto, fica evidente que a geração fotovoltaica é altamente dependente das condições climáticas, sobretudo no que diz respeito à irradiação solar e temperatura das células fotovoltaicas. Alguns outros fatores ligados à instalação dos painéis fotovoltaicos podem interferir na geração de energia, como: a posição geográfica, ângulo de inclinação dos módulos, sombreamento, obstrução por poeira e folhas de árvores, além de passagem de nuvens. Portanto, pode-se concluir que a geração fotovoltaica apresenta um padrão característico com base nas horas do dia e estações do ano, além de intermitências devido a fatores aleatórios como a passagem de nuvens. Por fim, ressalta-se a importância de simulações de séries temporais considerando as variações climáticas a fim de se obter resultados condizentes com a realidade.

2.1.2 Inversor para sistemas fotovoltaicos

A interface entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição é feita por meio de inversores, que são responsáveis pela conversão estática da potência elétrica em corrente contínua (CC), fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência elétrica em corrente alternada (CA). Além da conversão, o inversor é responsável por condicionar a energia em conformidade com as características da rede elétrica, para a correta operação em paralelo. Assim, esses equipamentos são compostos por complexos sistemas de controle e eletrônica de potência, a fim de garantir a operação segura e adequada em termos de tensão, frequência, forma de onda, sincronismo, proteção e QEE [44] [76].

Um diagrama resumido de um inversor para sistema fotovoltaico monofásico, tipicamente utilizado nas instalações de GDFV, pode ser ilustrado pela Figura 2.6, composto por um conversor CC-CC, um elo CC, um conversor CC-CA (inversor), um filtro LCL e seus respectivos sistemas de controle CC-CC, MPPT, CC-CA e PLL, discutidos na sequência.

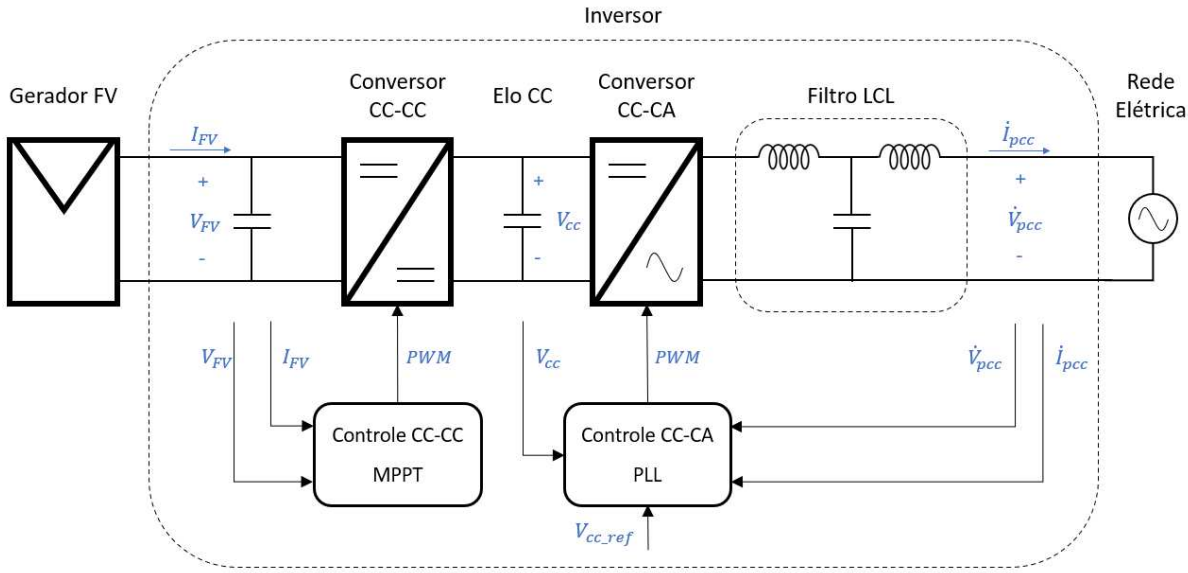


Figura 2.6 - Diagrama resumido de um inversor para sistema fotovoltaico monofásico.

- **Conversor CC-CC**: visto que a tensão de entrada proveniente do gerador fotovoltaico pode estar dentro de uma faixa de tensão em função da quantidade de módulos fotovoltaicos de uma determinada instalação, o conversor CC-CC tem o objetivo de controlar a tensão de entrada (V_{FV}) por meio de um conversor elevador de tensão (*boost*) utilizando a técnica de modulação por largura de pulsos (*Pulse-Width Modulation* - PWM) [77].

- **Controle CC-CC e MPPT**: o sistema de controle, por meio do chaveamento por PWM, atua na tensão V_{FV} a fim de extrair a máxima potência do gerador fotovoltaico. Conforme já visto na Figura 2.4 e Figura 2.5, a corrente e a potência do gerador fotovoltaico variam de acordo com a irradiância e a temperatura, alterando, assim, seu ponto de operação. Para isso, o sistema de controle conta com um algoritmo que permite o rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT). Uma das técnicas mais comuns para esse fim é o método Perturba e Observa (*Perturb and Observe* – P&O), que consiste em aplicar perturbações (incrementos ou decrementos) na tensão V_{FV} e comparar se a potência ($V_{FV} \times I_{FV}$)

resultante da alteração é maior ou menor do que a potência medida em um passo de amostragem anterior, a fim de se observar se a tendência de atingir a máxima potência está relacionada com o incremento ou com o decremento na tensão V_{FV}. Ao encontrar essa tendência, o algoritmo continua a ajustar o ponto de operação nesse sentido até que, em um determinado momento, o valor de potência resultante seja menor que a potência medida em um passo de amostragem anterior, fazendo com que o ponto de operação passe a ser ajustado em sentido oposto [78].

- **Conversor CC-CA (inversor)**: responsável por converter a tensão do elo CC (V_{cc}) em tensão CA, geralmente, por meio de uma ponte H, ou ponte completa (*full-bridge*), controlada por modulação PWM. Os inversores podem ser classificados, quanto à fonte de entrada, em fonte de tensão (*Voltage Source Inverter* - VSI) e fonte de corrente (*Current Source Inverter* - CSI) e quanto ao modo de controle, em modo de controle de tensão (*Voltage Control Mode* - VCM) e modo de controle de corrente (*Current Control Mode* - CCM). Os inversores mais comumente aplicados em microgeração distribuída são os VSI-CCM, sendo representados por uma entrada em fonte de tensão e controle em modo de corrente [79] [80].

- **Controle CC-CA e PLL**: o sistema de controle da etapa inversora consiste em garantir o balanço de energia entre a potência CC gerada e a potência CA injetada na rede elétrica. A tensão do elo CC (V_{cc}) tende a ser um valor constante definido por um valor de referência (V_{cc_ref}), porém, quando há um aumento ou diminuição na potência CC gerada, há, respectivamente, um aumento ou diminuição na tensão V_{cc}, gerando um erro para o sistema de controle CC-CA. Dessa forma, o sistema de controle atua no chaveamento PWM da ponte H, a fim de diminuir ou aumentar a injeção de potência CA na rede elétrica e reestabelecer o balanço de energia, fazendo com que V_{cc} se iguale novamente à V_{cc_ref}. Ademais, a malha de captura de fase (*Phase Locked Loop* - PLL) tem a função medir a tensão (V_{pcc}) no ponto de conexão comum (PCC) da rede elétrica a fim de ajustar o ângulo de fase da corrente injetada (I_{pcc}) por meio da modulação PWM e garantir o sincronismo entre os dois sistemas [15] [77] [78].

- **Filtro LCL**: como o conversor CC-CA utiliza uma modulação PWM senoidal com um chaveamento em alta frequência, necessita-se de um filtro passa baixas a fim de não poluir a rede elétrica com altas frequências. Dessa forma, o filtro de acoplamento

indutivo-capacitivo-indutivo (LCL) é tipicamente utilizado para conectar o inversor à rede elétrica por ser um filtro de terceira ordem eficiente, além de possuir um volume menor, quando comparado a um filtro indutivo (L) [77].

2.1.3 Emissividade harmônica de inversores para sistemas fotovoltaicos

Os circuitos inversores contam com um chaveamento PWM em alta frequência no processo de conversão da energia CC para CA, implicando uma emissividade harmônica. A Figura 2.7 apresenta um inversor VSI em ponte H para a exemplificar a modulação PWM senoidal unipolar, tipicamente utilizada em inversores para sistemas fotovoltaicos. As chaves superiores (S_1 e S_2) e inferiores (S_3 e S_4), em um mesmo braço, operam de forma complementar. Um sinal senoidal é usado como sinal modulante do primeiro braço do inversor, e um segundo sinal senoidal, com 180º de defasagem em relação ao primeiro, é gerado para a modulação do segundo braço do inversor.

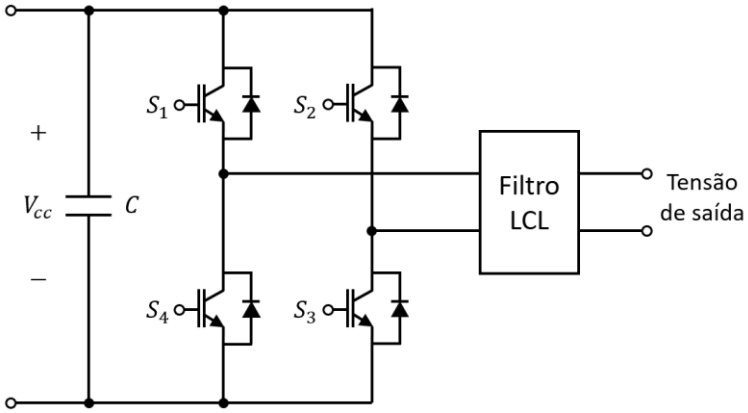


Figura 2.7 - Inversor VSI em ponte H com filtro passa baixas LCL.

Dessa forma, conforme ilustrado na Figura 2.8, a largura de pulso do chaveamento é dada com base na comparação de uma referência senoidal (moduladora) e uma onda triangular (portadora) de alta frequência. A tensão de entrada do filtro de saída é unipolar (0V, +V_{cc}, 0V, -V_{cc}), assim, após a passagem por um filtro passa baixas (LCL), obtém-se um sinal senoidal na saída.

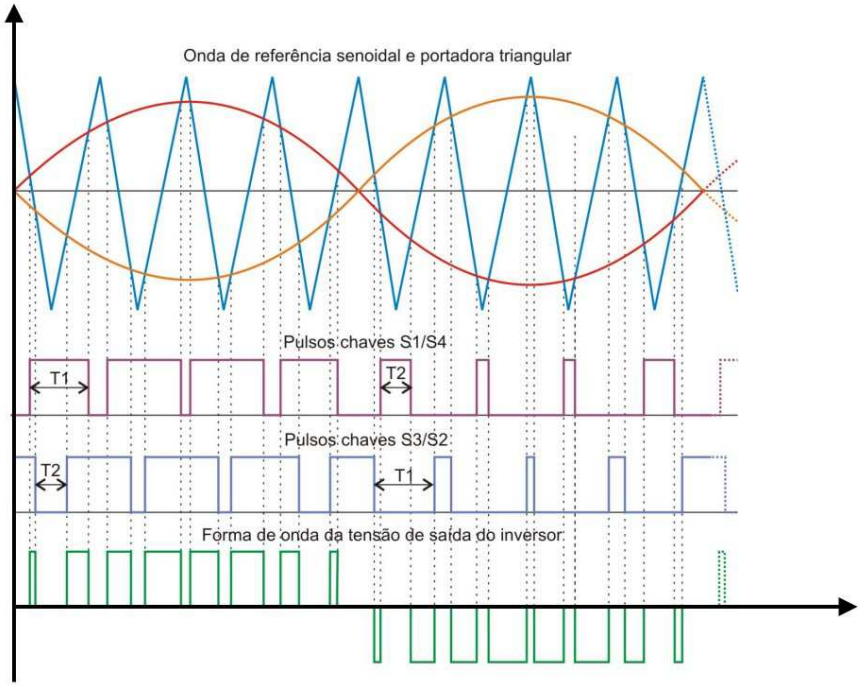


Figura 2.8 - Modulação PWM senoidal unipolar [81].

A fim de elucidar alguns conceitos sobre a emissividade harmônica de um inversor, a tensão de saída PWM do inversor em ponte H pode ser representada pela equação (2.5), obtida a partir de sua transformada de Fourier, conforme discutido em [82] [83].

$$V_{pwm}(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2}\, V_{h_pwm}\, \text{sen}\,(h\omega t + \varphi_h) \tag{2.5}$$

Dessa forma, para cada ordem harmônica (h), a tensão de saída PWM do inversor poderia ser representada como uma fonte de tensão independente de magnitude V_{h_pwm} e ângulo φ_h. Assim, o acoplamento do inversor com a rede elétrica por meio de um filtro passa baixas LCL pode ser visualizado por meio da Figura 2.9.

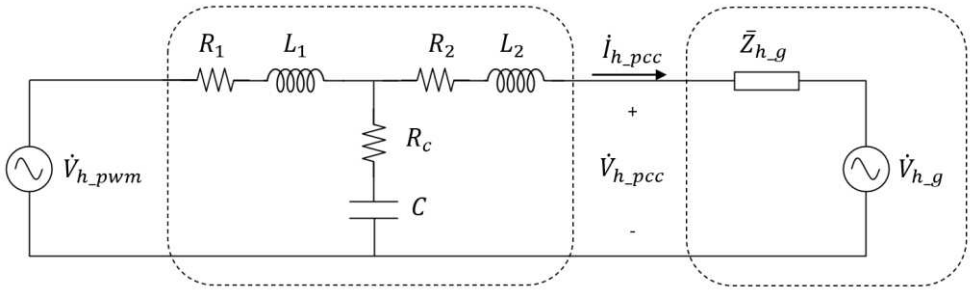


Figura 2.9 – Modelagem harmônica de um inversor FV conectado à rede elétrica. Adaptado de [82] [83].

Aplicando o teorema da superposição entre as fontes de tensão da saída PWM do inversor ($\dot{V}_{h_pwm}$) e da rede ($\dot{V}_{h_g}$), a injeção harmônica de corrente na rede ($\dot{I}_{h_pcc}$) pode ser obtida por meio da equação (2.6):

$$\dot{I}_{h_pcc} = \frac{\dot{V}_{h_pwm}}{\bar{Z}_{h_1} + \bar{Z}_{h_c} || \left(\bar{Z}_{h_2} + \bar{Z}_{h_g}\right)} \times \frac{\bar{Z}_{h_c}}{\bar{Z}_{h_c} + \left(\bar{Z}_{h_2} + \bar{Z}_{h_g}\right)} - \frac{\dot{V}_{h_g}}{\bar{Z}_{h_1} || \bar{Z}_{h_c} + \left(\bar{Z}_{h_2} + \bar{Z}_{h_g}\right)} \quad (2.6)$$

onde $\bar{Z}_{h_1} = R_1 + jh\omega L_1$, $\bar{Z}_{h_c} = R_c + \frac{1}{jh\omega C}$, $\bar{Z}_{h_2} = R_2 + jh\omega L_2$ e $\bar{Z}_{h_g} = R_g + jh\omega L_g$.

Essa modelagem reflete tanto a característica de injeção harmônica de um inversor, quanto sua característica de impedância harmônica. Pode-se concluir que, mesmo se a tensão da rede elétrica for perfeitamente senoidal, o inversor pode injetar correntes harmônicas na rede. Ademais, percebe-se que a injeção de corrente harmônica também é afetada pela impedância da rede e sua pré-distorção de tensão.

A injeção de correntes harmônicas de um inversor para sistemas fotovoltaicos vai depender da topologia e demais características construtivas e de controle. Portanto, a fim de se obter uma melhor filtragem pelo filtro passa baixas e reduzir a emissividade harmônica, adota-se uma frequência de chaveamento tão alta quanto possível, limitando-se às perdas devido ao chaveamento, que aumentam proporcionalmente com a frequência [80].

Ainda, segundo [84], outros fatores práticos podem contribuir com a emissividade harmônica dos inversores. Durante o processo de comutação das chaves presentes no mesmo braço da ponte H, é necessário haver um tempo morto, em que nenhuma das chaves esteja em condução, a fim de evitar a ocorrência de um curto-circuito. Esse tempo morto introduzido entre a comutação das chaves contribui para o surgimento de distorções harmônicas de baixa frequência na corrente injetada na rede elétrica. Além do tempo morto, as próprias quedas de tensão nas chaves durante o período de condução também causam um efeito similar, porém em menor proporção.

É conveniente que a corrente injetada na rede de distribuição pela GDFV tenha baixos níveis de distorção harmônica. Dessa forma, a NBR 16149:2013 [72] estabelece os valores limites de emissividade harmônica dos inversores. A Tabela 2.1 apresenta os limites individuais de distorção harmônica de corrente, cuja distorção harmônica total deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor.

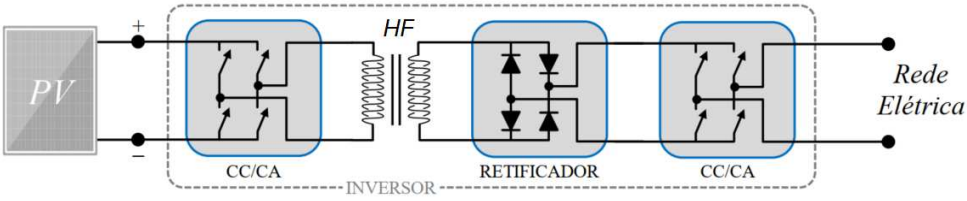
Tabela 2.1 – Limites de distorção harmônica individual de corrente dos inversores [72].

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3ª a 9ª	< 4,0 %
11ª a 15ª	< 2,0 %
17ª a 21ª	< 1,5 %
23ª a 33ª	< 0,6 %
Harmônicas pares	**Limite de distorção**
2ª a 8ª	< 1,0 %
3ª a 9ª	< 0,5 %

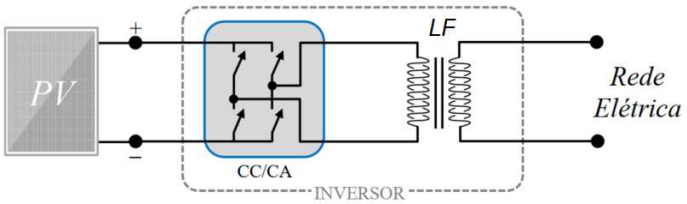
2.1.4 Injeção de componente CC de inversores para sistemas fotovoltaicos

Além da injeção de correntes harmônicas, os inversores também podem injetar componentes contínuas na rede elétrica. Falhas no sincronismo das chaves estáticas causadas pela assimetria dos tempos de condução e bloqueio fazem com que a corrente de saída dos inversores possua um valor médio não nulo, contribuindo para o surgimento de componentes contínuas na corrente injetada na rede elétrica, sobretudo em inversores que não possuem insolação galvânica. Ademais, os inversores sem isolação galvânica estão sujeitos a correntes de fuga para terra em determinados momentos do chaveamento PWM, além das correntes de modo comum devido às capacitâncias parasitas presentes entre os painéis fotovoltaicos e a terra. Tais correntes podem aumentar as perdas, além de gerar problemas de QEE e interferências eletromagnéticas [15] [85].

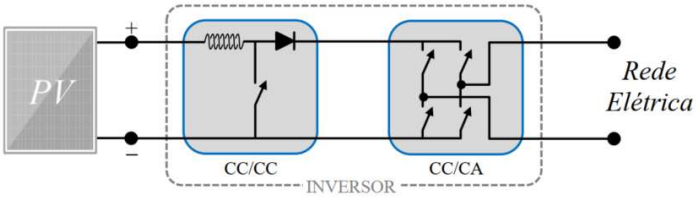
Do ponto de vista de isolação galvânica, os inversores para sistemas fotovoltaicos podem apresentar topologias com transformador de alta frequência (*High Frequency* - HF), localizado no circuito CC, transformador de baixa frequência (*Low Frequency* - LF), localizado no circuito CA ou sem transformador (*transformerless*), conforme apresentado na Figura 2.10. Apesar de trazer o benefício da isolação galvânica, contribuindo com a atenuação de correntes de modo comum e injeção de componente contínua, os transformadores tornam os inversores mais volumosos, pesados e caros, além de reduzir a eficiência e aumentar a complexidade do sistema ao adicionar mais um estágio de conversão. Dessa forma, a utilização de inversores sem transformador tem se mostrado como uma boa opção para utilização na GDFV, podendo aumentar a eficiência do sistema em aproximadamente 2% e reduzir os custos em torno de 25% [85] [86].



(a) Topologia com transformador de alta frequência (HF)



(b) Topologia com transformador de baixa frequência (LF)



(c) Topologia sem transformador (*transformerless*)

Figura 2.10 – Topologias de inversores com e sem isolação galvânica. Adaptado de [15].

A fim de obter as vantagens da não utilização do transformador sem prejudicar a QEE gerada, diversas topologias e estratégias de aumento da eficiência dos conversores e redução das correntes de modo comum são propostas na literatura. Tais técnicas visam o desacoplamento entre os painéis (CC) e a rede elétrica (CA) por meio de chaves estáticas adicionais, que atuam nos instantes específicos em que não há a transferência de energia da entrada para a saída [85] [86] [87].

Com o objetivo de atenuar os problemas relacionados à injeção de componente CC na rede de distribuição, a NBR 16149:2013 estipula a interrupção do fornecimento de energia pela GDFV, caso atinja uma injeção superior a 0,5% da corrente nominal do inversor. Já os inversores que possuem isolação galvânica em 60 Hz não precisam ter proteções adicionais para atender ao requisito anteriormente mencionado [72].

2.1.5 Fator de potência e potência reativa

A GDFV normalmente não é responsável por regular tensão na rede de distribuição. No Brasil, a NBR 16149:2013 estabelece que o inversor para sistemas fotovoltaicos deve sair de fábrica com o fator de potência unitário, porém, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, a GDFV deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência apresentadas na Tabela 2.2 [72].

Tabela 2.2 – Faixas de tolerância para o fator de potência (FP) da GDFV [15] [72].

Potência do inversor	**Ajuste de fábrica / tolerância**	**Ajuste opcional**
Até 3 kW	FP unitário / 0,98 (ind. ou cap.)	-
Entre 3 kW e 6 kW	FP unitário / 0,98 (ind. ou cap.)	0,95 (ind. ou cap.)
Maior que 6 kW	FP unitário / 0,98 (ind. ou cap.)	0,90 (ind. ou cap.)

Os inversores com potência nominal menor ou igual a 3 kW devem ser ajustados com fator de potência unitário, com tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Os inversores com potência nominal entre 3 kW e 6 kW devem ser ajustados de fábrica com as mesmas características dos inversores de até 3 kW, porém, devem apresentar como opcional a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 2.11 e com o fator de potência limite (FP_{lim}) ajustável de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo. Percebe-se que a partir de 20% da potência nominal (ponto A) adota-se um fator de potência unitário até atingir 50% da potência nominal (ponto B). Após o ponto B, o fator de potência pode atingir valores abaixo da unidade, sendo limitado em FP_{lim}. Dependendo da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada, a distribuidora pode fornecer uma curva diferente, ajustando os pontos A, B e C da Figura 2.11. Essa curva só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar um valor ajustável de 100% a 110%, com valor padrão em 104% ajustado em fábrica.

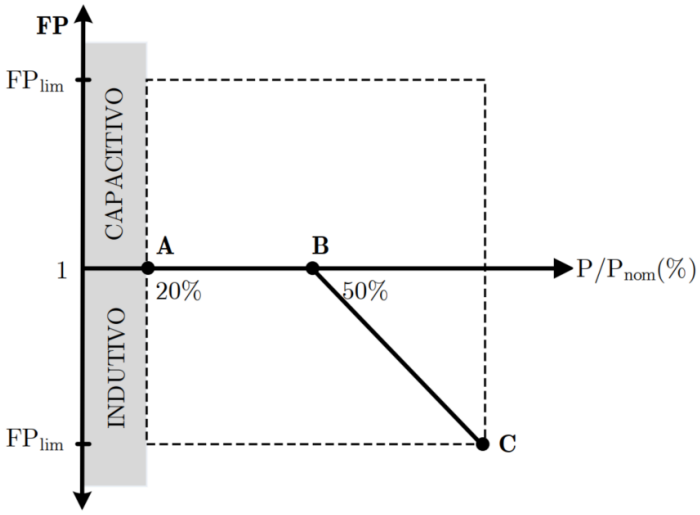


Figura 2.11 – Limites operacionais de fator de potência para GDFV entre 3 kW e 6 kW [72] [88].

Já os inversores com potência nominal maior que 6 kW, como opcional, podem operar conforme a curva da Figura 2.11, com fator de potência limite (FP_{lim}) ajustável de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo, além de apresentar a possibilidade de operar conforme a Figura 2.12, com o controle de potência reativa, limitando, também, o fator de potência em 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo ($FP = \cos(\sin^{-1}(\pm 0{,}4358)) = 0{,}90$). O tipo e os ajustes do controle do fator de potência e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede, definidos individualmente pela distribuidora e fornecidos junto com a permissão de acesso.

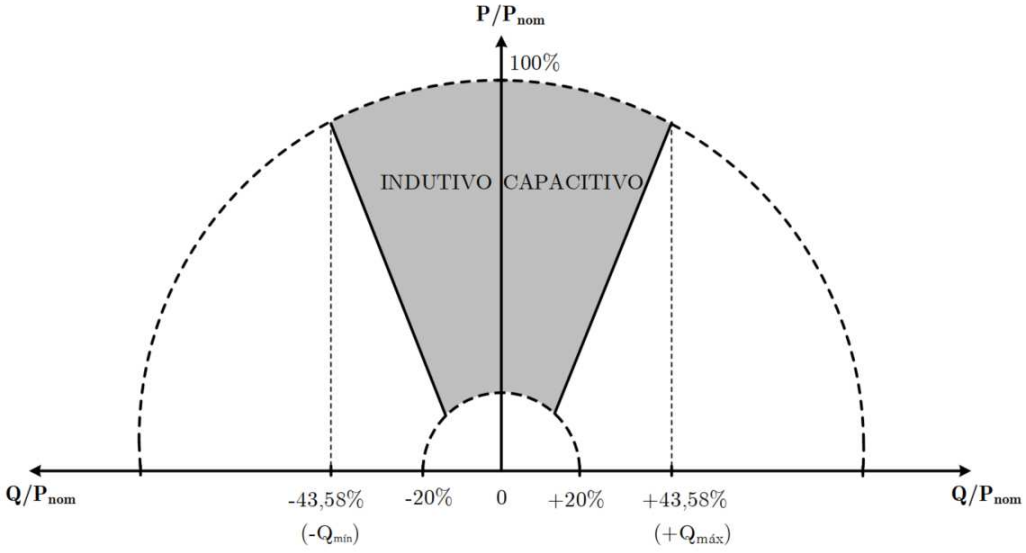


Figura 2.12 – Limites operacionais de potência reativa para GDFV acima de 6 kW [72] [88].

De acordo com a NBR 16149:2013, os inversores com potência nominal superior a 6 kW devem, ainda, estar preparados para receber sinais de controle por telecomando, permitindo atuar no controle de potência ativa e reativa gerada pela GDFV, além da desconexão do sistema da rede elétrica.

2.1.6 Variações de tensão e frequência

A GDFV está sujeita a condições anormais de operação junto à rede de distribuição. Dessa forma, a GDFV deve possuir requisitos de desconexão de modo a garantir a segurança das pessoas e evitar danos tanto na rede de distribuição quanto no próprio sistema fotovoltaico.

A norma NBR 16149:2013 estabelece as faixas de operação e desconexão da GDFV tanto para tensão quanto para frequência. Em se tratando de VTCD, a referida norma apresenta os requisitos de sensibilidade dos inversores aos afundamentos de tensão provocados por faltas na rede, também chamado de curva LVRT (*low voltage ride-through*). A fim de evitar a desconexão indevida da GDFV, os inversores com potência nominal maior ou igual a 6 kW devem satisfazer os requisitos de sensibilidade aos afundamentos de tensão. O mesmo é aplicado para as variações de frequência, em que a norma especifica os limites de tempo em que a GDFV deve cessar o fornecimento de energia para condições de sub e sobrefrequência, além de condições em que a GDFV deve reduzir potência ativa injetada na rede para condições de sobrefrequências menos significativas.

Ademais, o Módulo 3 do PRODIST também apresenta critérios de suportabilidade a variações transitórias de tensão e frequência, apresentando faixas de suportabilidade da GDFV em termos de amplitude e tempos mínimos para desconexão.

2.2 Impacto da GDFV no carregamento do sistema

Um sistema de distribuição radial, sem a presença de geração distribuída, apresenta curvas de carga com base no perfil de seus consumidores. A Figura 2.13 exemplifica essa situação através de curvas de carga típicas residenciais, cujo pico se dá no período noturno, e comerciais, cujo pico é observado no período da tarde, representadas em seus valores por unidade (*pu*).

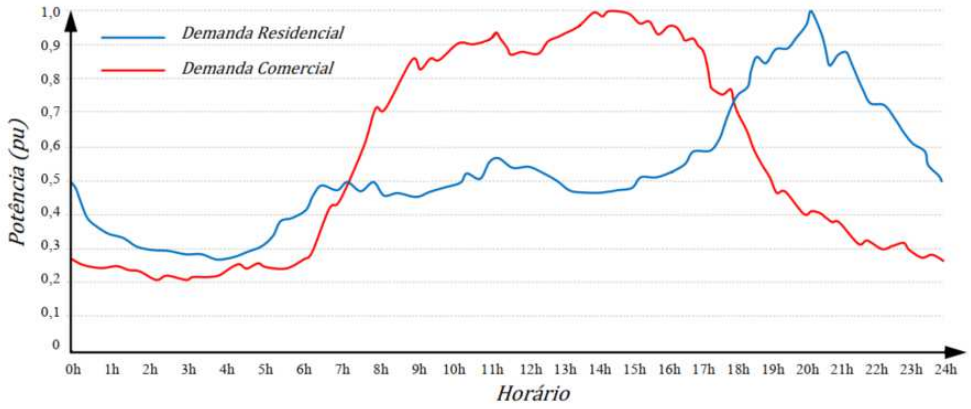


Figura 2.13 – Curvas de carga típicas de instalações residenciais e comerciais em redes de distribuição [15] [89].

Geralmente, o dimensionamento de uma rede de distribuição considera um fator de coincidência baseado na demanda dos consumidores, no entanto, na presença da GDFV, o fator de coincidência para a injeção de potência na rede não segue a mesma relação da demanda. Em uma rede de distribuição com inserção da GDFV, há uma redução na curva de carga durante o dia devido à injeção de potência em sentido oposto ao fluxo de carga da rede de distribuição sem a presença de geração distribuída. Tal fato contribui para diminuir o carregamento dos alimentadores, podendo adiar investimentos em reforço de rede.

Em condições de alta irradiância, em que a potência injetada ultrapassa a potência consumida pelas cargas, há o surgimento de inversão de fluxo, podendo ocasionar eventuais sobrecargas em condutores e transformadores. A Figura 2.14 ilustra o efeito da presença da GDFV nas curvas de carga apresentadas anteriormente, ocasionando o surgimento de inversão de fluxo no período de maior irradiância. Nota-se, que, para ambos os casos, o pico de demanda ocorre no período noturno, visto que nesse período não há irradiação solar.

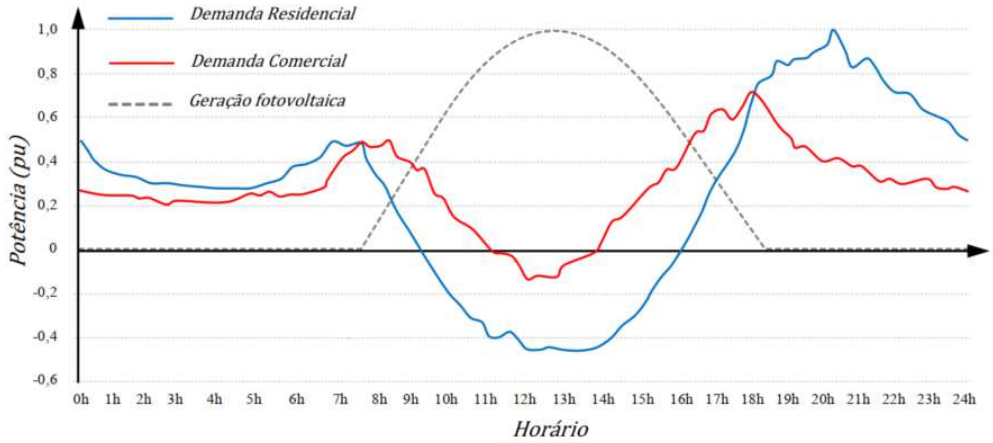


Figura 2.14 - Curvas de carga típicas de instalações residenciais e comerciais com uma alta penetração da GDFV [15] [89].

Dessa forma, do ponto de vista de sobrecarga, uma estimativa da capacidade de hospedagem pode ser feita conhecendo-se o perfil de geração fotovoltaica e a demanda mínima e máxima das cargas, conforme apresentado em [11]. A Figura 2.15 apresenta esse conceito por meio da representação da geração (P_{GDFV}) e da carga (P_C e Q_C) concentradas no final de um trecho de um circuito de distribuição radial. Assume-se que o sistema é equilibrado, sendo representado por seu equivalente monofásico, e a GDFV possui fator de potência unitário.

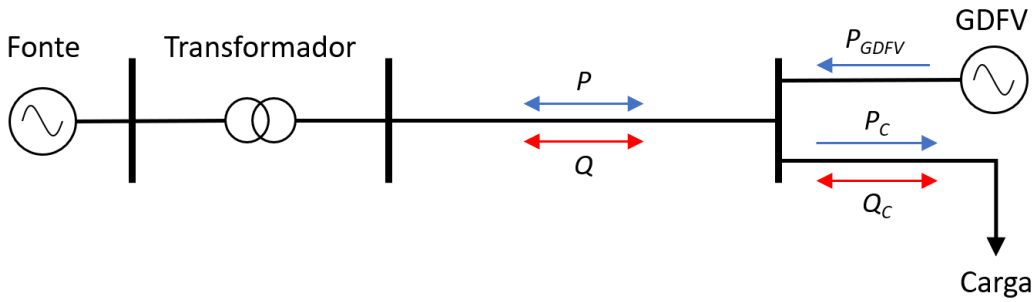


Figura 2.15 - Circuito de distribuição radial com sua geração e carga concentradas no final do trecho.

Os fluxos de potência ativa e reativa no trecho do circuito podem ser representados por (2.7) e (2.8), respectivamente. Já a potência aparente, que representa o carregamento do trecho, pode ser obtida por meio de (2.9).

$$P = P_C - P_{GDFV} \tag{2.7}$$

$$Q = Q_C \tag{2.8}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{2.9}$$

Para uma condição de inversão de fluxo, a máxima potência aparente ($S_{máx}$) é observada nos momentos de máxima geração ($P_{GDFV_máx}$) e mínimo consumo ($P_{C_mín}$ e $Q_{C_mín}$), conforme apresentado em (2.10), assumindo que as variações nas demandas de potência ativa e reativa obedecem a mesma proporção, assim, a mínima potência ativa e reativa são atingidas no mesmo instante.

$$S_{máx} = \sqrt{(P_{GDFV_máx} - P_{C_mín})^2 + Q_{C_mín}{}^2} \tag{2.10}$$

Supondo que a máxima potência aparente não possa ultrapassar a capacidade nominal, ou limite (S_{limite}), do trecho do circuito ou transformador, de acordo com (2.11), pode-se estimar a máxima inserção da GDFV ($P_{GDFV_máx}$) por meio da equação (2.12).

$$S_{máx} < S_{limite} \tag{2.11}$$

$$P_{GDFV_máx} < P_{C_mín} + \sqrt{{S_{limite}}^2 - {Q_{C_mín}}^2} \tag{2.12}$$

Percebe-se que a capacidade de hospedagem é dependente do consumo mínimo, informação que antes da inserção da geração distribuída não possuía tanta relevância para as distribuidoras de energia. Entretanto, após a massiva inserção dessas fontes, essa informação se torna tão importante quanto o consumo máximo, sendo útil tanto para o dimensionamento quanto para a operação das redes de distribuição. Assim, fica evidente a importância das medições e simulações envolvendo as características de consumo e geração nos sistemas de distribuição com presença de GDFV, a fim de avaliar se o carregamento da rede, em alguma situação, pode afetar a operação e vida útil dos condutores e equipamentos.

2.3 Impacto da GDFV nas perdas técnicas

Assim como ocorre com as sobrecargas, a GDFV pode contribuir de forma positiva ou negativa com as perdas técnicas na rede. Para uma baixa penetração da GDFV as perdas podem ser reduzidas ao diminuir o carregamento dos alimentadores e transformadores. Porém, para condições de alta penetração, havendo fluxo de potência reverso, além da sobrecarga dos condutores e equipamentos, as perdas podem aumentar consideravelmente. A Figura 2.16 ilustra, de forma genérica, a relação entre as perdas na rede e a penetração da geração distribuída [90].

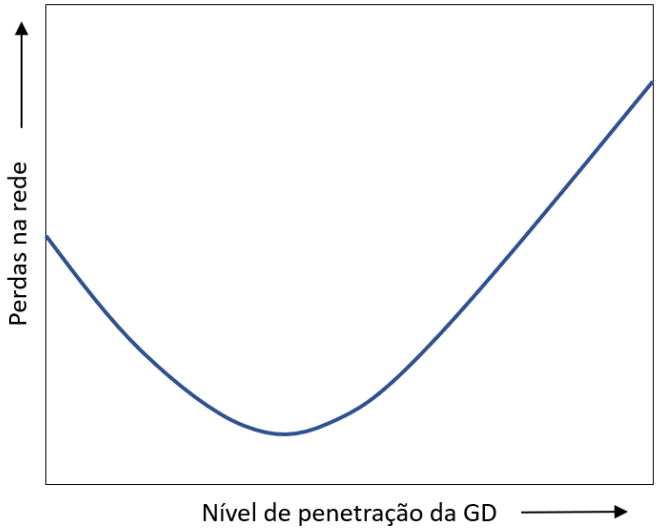


Figura 2.16 - Perdas na rede em relação à penetração da GD. Adaptado de [90].

A perda de potência ativa de um determinado ramo k de um circuito de distribuição radial, representado pela resistência R_k e a reatância indutiva X_k, localizado entre as barras j e k, conforme apresentado em [91] [92], pode ser ilustrada com auxílio da Figura 2.17. As parcelas P_k e Q_k são, respectivamente, a soma da potência ativa e a soma da potência reativa das cargas e perdas a jusante da barra k. Adota-se aqui o número do ramo, k, coincidindo com o número da barra final, k, em que está conectado. Neste trabalho, a representação dos fasores de tensão e corrente é feita por meio de um ponto acima da variável.

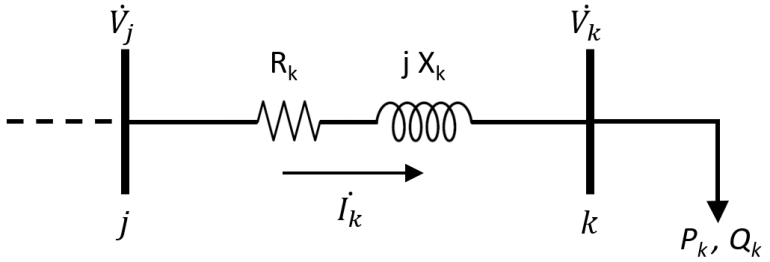


Figura 2.17 - Trecho de um circuito de distribuição radial genérico com dois nós. Adaptado de [91] [92].

Considerando a potência aparente complexa $\overline{S_j}$, na barra j, e $\overline{S_k}$ (2.13), na barra k, as perdas ativas do k-ésimo ramo (P_{erdas_k}) podem ser calculadas por (2.14), onde V_k é a magnitude da tensão na k-ésima barra.

$$\overline{S_k} = P_k + jQ_k \tag{2.13}$$

$$P_{erdas_k} = \Re e\left[\overline{S_j} - \overline{S_k}\right] = \Re e\left[\left(\dot{V}_j - \dot{V}_k\right)\dot{I}_k^*\right] = \frac{R_k P_k + X_k Q_k}{V_k^2} P_k + \frac{R_k Q_k - X_k P_k}{V_k^2} Q_k \qquad (2.14)$$

As expressões que multiplicam P_k e Q_k em (2.14), são os coeficientes de perda ativa e reativa, respectivamente. Portanto, percebe-se que o coeficiente de perda ativa depende, também, da potência reativa, e vice-versa. O coeficiente de perda ativa é sempre positivo, mas o coeficiente de perda reativa pode ser negativo se $X_k/R_k > Q_k/P_k$. Conforme demonstrado em [93], o termo $X_k Q_k P_k / V_k^2$ pode ser simplificado na equação (2.14), resultando na equação (2.15).

$$P_{erdas_k} = \frac{R_k P_k}{V_k^2} P_k + \frac{R_k Q_k}{V_k^2} Q_k = \frac{R_k (P_k^2 + Q_k^2)}{V_k^2} \qquad (2.15)$$

Dessa forma, as perdas de potência ativa totais (P_{erdas_totais}) para um circuito de distribuição radial são calculadas como a soma das perdas de potência ativa de cada ramo, a partir da expressão (2.16), onde NR é o número total de ramos do circuito de distribuição.

$$P_{erdas_totais} = \sum_{k=1}^{NR} P_{erdas_k} = \sum_{k=1}^{NR} \frac{R_k (P_k^2 + Q_k^2)}{V_k^2} \qquad (2.16)$$

No contexto da GDFV, a parcela P_k, que representa a soma da potência ativa a jusante da barra *k*, pode ser calculada por meio de (2.17), onde $\sum P_C$ é a soma das potências ativas consumidas pelas cargas e perdas e $\sum P_{GDFV}$ é a soma das potências injetadas pela GDFV, ambas a jusante da barra *k*.

$$P_k = \left|\sum P_C - \sum P_{GDFV}\right| \qquad (2.17)$$

De acordo com as equações (2.16) e (2.17), à medida em que a GDFV é inserida, há uma tendência inicial de diminuição da potência ativa total P_k e, consequentemente, uma redução das perdas. Quando a potência ativa injetada pela GDFV se iguala à potência ativa consumida pelas cargas, as perdas atingem um valor mínimo. Porém, a partir do ponto em que

a geração é maior que o dobro do consumo de potência ativa, as perdas tendem a aumentar em relação à condição sem a presença de GDFV [11].

Para estimar as perdas devido a inserção da GDFV na rede de distribuição são necessários estudos detalhados. Um aumento nas perdas em um momento pode ser compensado em outro momento ou até mesmo em um local diferente. Dessa forma, simulações de séries temporais com informações de consumo e geração obtidas por meio de medições, além da modelagem precisa da rede, se mostram como uma excelente estratégia de análise.

2.4 Impacto da GDFV na variação de tensão em regime permanente

A operação do sistema de distribuição com a presença da GDFV e sua regulação de tensão em regime permanente apresenta uma complexidade devido à dinâmica imposta pelas variações de carga, geração e reconfiguração de rede ao longo de um período de tempo. Dessa forma, em determinados momentos de alto consumo das cargas e baixa geração da GDFV, pode haver um elevado fluxo de potência no sentido da subestação para a carga, ocasionando quedas de tensão ao longo do circuito radial. Por outro lado, ao passo que, em um sistema com elevada penetração da GDFV, em momentos de baixo consumo e alta geração, pode haver um elevado fluxo de potência reverso e ocasionar sobretensões em alguns trechos.

A Figura 2.18 ilustra o conceito mencionado anteriormente por meio de um sistema de distribuição que atende cargas passivas e a GDFV, representadas no final de um circuito radial. Com base na equação (2.7), reescrita em (2.18), percebe-se que o fluxo de potência ativa (P) será direto quando a potência ativa da carga (P_C) for maior que a geração fotovoltaica (P_{GDFV}). Nessa condição, à medida em que se distancia da fonte, a tensão ao longo do alimentador é reduzida. Já em condições em que a geração fotovoltaica ultrapassa a potência ativa da carga, há um fluxo de potência reverso, fazendo com que a tensão ao longo do circuito seja elevada com o aumento da distância em relação à fonte. Dessa forma, ao longo de um período de tempo, a tensão pode sofrer uma variação representada por $\tilde{V}$ na Figura 2.18.

$$P = P_C - P_{GDFV} \tag{2.18}$$

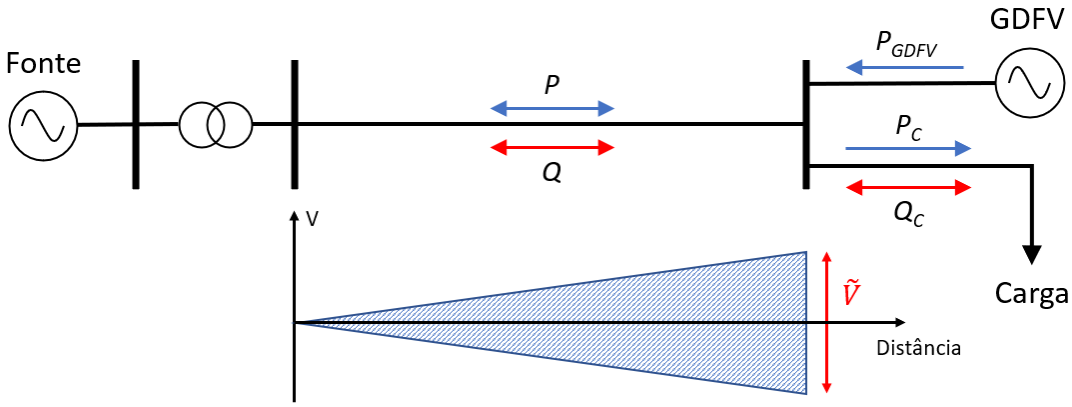


Figura 2.18 - Regulação de tensão em um circuito radial com presença de GDFV. Adaptado de [94].

A Figura 2.18 pode ser representada por meio do diagrama simplificado da Figura 2.19 para que os conceitos explanados anteriormente possam ser abordados de forma analítica. O sistema é composto por uma fonte de tensão $\dot{V}_1$, considerada como barramento infinito, um trecho de circuito radial, representado por sua impedância equivalente $(R + jX)$, e um ponto de conexão da carga / GDFV, cuja tensão é $\dot{V}_2$. Nesta análise, convenciona-se o fluxo de potência da barra 1 para a barra 2 com valor positivo, assim como a queda de tensão $(\Delta\dot{V} = \dot{V}_1 - \dot{V}_2)$ entre essas barras.

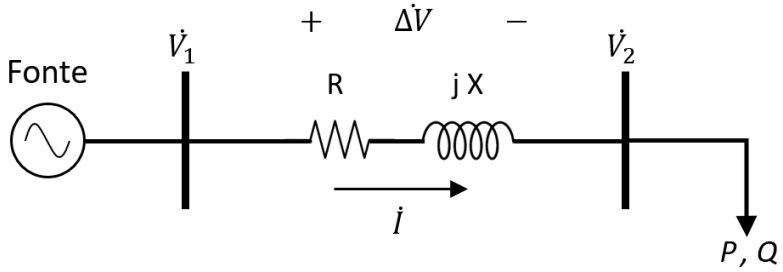


Figura 2.19 - Diagrama simplificado do trecho de circuito radial com presença de GDFV.

Aplicando a lei de Kirchhoff das tensões obtêm-se a equação (2.19), que pode ser representada de forma fasorial por meio da Figura 2.20, para as condições de fluxo direto (a) e reverso (b).

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \dot{I}(R + jX) \tag{2.19}$$

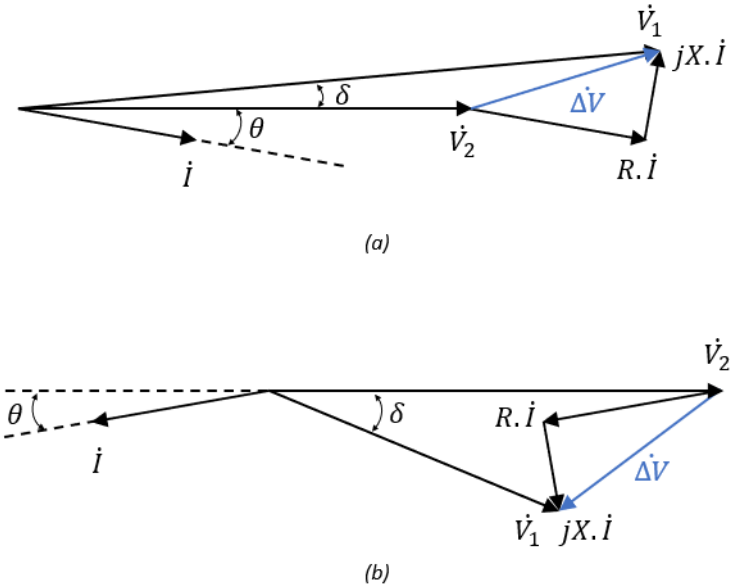


Figura 2.20 - Diagrama fasorial das tensões no sistema para as condições de fluxo direto (a) e reverso (b).

Percebe-se que para condições de fluxo de potência ativa direto ($\dot{I} = I\angle -\theta°$) o módulo da tensão no ponto de conexão ($|\dot{V}_2|$) é menor do que o da fonte ($|\dot{V}_1|$). Por outro lado, em condições de fluxo de potência ativa reverso, mantendo o mesmo fluxo de potência reativa demandado pela carga ($\dot{I} = I\angle(\theta° + 180°)$), o módulo da tensão no ponto de conexão se torna maior.

A potência complexa líquida no ponto de conexão pode ser determinada pela equação (2.20), portanto, a corrente que flui pelo alimentador é dada por (2.21).

$$\bar{S} = P + jQ = \dot{V}_2\dot{I}^* \tag{2.20}$$

$$\dot{I} = \frac{\bar{S}^*}{\dot{V}_2{}^*} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_2{}^*} \tag{2.21}$$

Substituindo a equação (2.21) em (2.19), a equação da tensão $\dot{V}_1$ pode ser reescrita em (2.22) e a queda de tensão no alimentador pode ser obtida por meio de (2.23).

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \frac{P - jQ}{\dot{V}_2{}^*}(R + jX) \tag{2.22}$$

(2.23)

$$\Delta\dot{V} = \dot{V}_1 - \dot{V}_2 = \frac{RP + XQ}{\dot{V}_2^{\,*}} + j\frac{XP - RQ}{\dot{V}_2^{\,*}}$$

Ao considerar as potências consumidas pela carga e geradas pela GDFV, a equação (2.23) pode ser reescrita em (2.24).

$$\Delta\dot{V} = \frac{R(P_C - P_{GDFV}) + XQ_C}{\dot{V}_2^{\,*}} + j\frac{X(P_C - P_{GDFV}) - RQ_c}{\dot{V}_2^{\,*}} \tag{2.24}$$

Como em sistemas de distribuição a abertura angular (δ) entre as barras é tipicamente muito baixa [95], pode-se desprezar a parte imaginária da equação (2.24). Dessa forma a queda de tensão no alimentador pode ser representada, de forma aproximada, apenas pela parcela real da equação (2.24), conforme (2.25). Ainda, caso deseja-se generalizar a solução para uma rede de distribuição contendo várias barras, a equação (2.26) pode ser aplicada, onde ΔV_{ij} , R_{ij} e X_{ij} são, respectivamente, a variação de tensão, a resistência e a reatância, entre a *i*-ésima e *j*-ésima barra, P_{C_j}, Q_{C_j} e P_{GDFV_j} são, respectivamente, as potências ativa e reativa da carga e a potência ativa da GDFV, na *j*-ésima barra, e V_j é a tensão na *j*-ésima barra [96].

$$\Delta V \approx \frac{R(P_C - P_{GDFV}) + XQ_C}{V_2} \tag{2.25}$$

$$\Delta V_{ij} \approx \frac{R_{ij}(P_{C_j} - P_{GDFV_j}) + X_{ij}Q_{C_j}}{V_j} \tag{2.26}$$

Por fim, a redução ou elevação de tensão no ponto de conexão pode ser aproximada pela equação (2.27).

$$V_2 \approx V_1 - \Delta V \tag{2.27}$$

Com base no exposto, algumas considerações podem ser feitas [29] [30] [97]:

- Assumindo que a carga seja indutiva ($Q_C > 0$), a GDFV possua fator de potência unitário e a tensão na fonte seja constante, para $P_C > P_{GDFV}$, haverá uma queda de

tensão ao longo do trecho do circuito, visto que ΔV será positivo. Para $P_{GDFV} > P_C$ e $|R(P_C - P_{GDFV})| > XQ_C$, haverá uma elevação de tensão ao longo do trecho do circuito, visto que ΔV será negativo.

- Devido à baixa relação X/R em redes de distribuição, sobretudo em circuitos secundários de baixa tensão, a potência ativa fornecida pela GDFV impacta diretamente na elevação de tensão do ponto de conexão.
- Quanto menor o nível de curto-circuito (maiores valores de R e X) e menor o nível de tensão no ponto de conexão, maior é o impacto na elevação de tensão.

Observada a característica de elevação de tensão em regime permanente devido à elevada penetração da GDFV na rede de distribuição, algumas soluções podem ser discutidas com base no desenvolvimento analítico apresentado anteriormente.

As soluções mais tradicionais consistem em promover o reforço da rede por meio de recondutoramento, divisão de circuitos, realocação dos pontos dos transformadores e remanejamento de trechos de rede. Todas essas soluções visam reduzir a impedância da rede, representadas por R e X no numerador da equação (2.25), fazendo com que ΔV reduza. Outra forma de atenuar os problemas de variação de tensão em regime permanente aplicada pelas distribuidoras é a alteração do *tap* dos transformadores, porém essa prática é comumente realizada visando elevar o perfil de tensão dos alimentadores. Já no cenário de alta penetração da GDFV essa solução pode ser aplicada com vistas a reduzir a tensão no ponto do transformador, representada por V_1 na equação (2.27), e, consequentemente, reduzir a tensão no ponto de conexão (V_2).

Já com base em soluções a partir de funções inteligentes dos inversores para sistemas fotovoltaicos, uma primeira análise pode sugerir o corte ou limitação de injeção de potência ativa na rede em função da elevação de tensão. Ou seja, ao se reduzir P_{GDFV} em (2.25), verifica-se uma redução de V_2 em (2.27). Porém, essa solução não é atrativa do ponto de vista do consumidor, que deixa de gerar energia e ter ganhos financeiros [30]. Além disso, consumidores que se encontram em diferentes pontos da rede de distribuição teriam limitações de potência ativa também diferentes, podendo ser uma estratégia injusta com alguns consumidores.

Outra vertente sugere a regulação de tensão por meio da manipulação da potência reativa, seja utilizando as funções inteligentes dos inversores ou através de equipamentos convencionais e/ou emergentes que se propõem a controlar potência reativa. O fato é que, devido à característica de baixa relação X/R das redes de distribuição, essas alternativas podem

ser pouco eficientes, sobretudo em redes secundárias de baixa tensão, onde se concentram as unidades de microgeração fotovoltaica. Para ilustrar tal fato, a equação (2.25) pode ser reescrita em (2.28), adicionando a parcela de injeção ou absorção de reativo dos inversores (Q_{GDFV}). Essa equação pode ser estendida, também, para outras soluções e equipamentos que promovem o controle de potência reativa, que não a GDFV.

$$\Delta V \approx \frac{R(P_C - P_{GDFV}) + X(Q_C - Q_{GDFV})}{V_2} \tag{2.28}$$

De acordo com (2.27) e (2.28), o aumento de Q_{GDFV} implica no aumento de injeção de potência reativa para o sistema e consequente contribuição para a elevação de tensão no ponto de conexão, ao passo que, a redução de Q_{GDFV} acarreta na absorção de potência reativa e contribui com a redução da tensão no ponto de conexão.

Desprezando a potência da carga e considerando uma estratégia de controle que mantenha a tensão constante, ou seja $\Delta V = 0V$, a equação (2.28) pode ser reescrita conforme (2.29). Isolando ΔQ_{GDFV} em (2.29), obtém-se (2.30) [30].

$$\Delta V \approx \frac{\Delta P_{GDFV} \times R + \Delta Q_{GDFV} \times X}{V_2} = 0 \tag{2.29}$$

$$\Delta Q_{GDFV} \approx -\left(\frac{R}{X}\right) \Delta P_{GDFV} \tag{2.30}$$

A equação (2.30) revela que a potência reativa necessária para compensar uma mudança na potência ativa é proporcional à razão R/X. Em alguns casos essa relação pode ser maior do que 2, sendo necessário mais do que o dobro de potência reativa para compensar variações na potência ativa [30]. Devido a esse fato, percebe-se que a tentativa de regular tensão na rede de distribuição por meio dos inversores no cenário de alta penetração da GDFV, pode não ser eficiente. Um dos motivos é a subutilização da capacidade nominal do inversor (S_{GDFV}), que utilizará grande parte de sua capacidade (potência aparente) para regular tensão, limitando a parcela de injeção de potência ativa, conforme demonstrado na equação (2.31).

$$\sqrt{P_{GDFV}^2 + Q_{GDFV}^2} \leq S_{GDFV} \tag{2.31}$$

Do ponto de vista do consumidor não é interessante deixar de injetar potência ativa na rede para absorver potência reativa, porém, mesmo que esse tipo de estratégia seja utilizado para regular tensão, consumidores que se encontram em diferentes pontos da rede de distribuição teriam limitações de potência ativa também diferentes, podendo ser uma estratégia injusta com alguns consumidores.

Outro fato que pode ser observado em redes de distribuição com baixa relação X/R é que, ao regular a tensão da rede por meio da absorção de potência reativa, seja por meio de inversores inteligentes ou outras soluções, há um aumento no carregamento da rede, podendo ultrapassar os limites de condutores e equipamentos, além de aumentar as perdas técnicas no sistema de distribuição.

Diante do exposto até então, fica evidenciado que as redes de distribuição com elevada penetração da GDFV estão sujeitas a variações de tensão em regime permanente, não devendo ultrapassar os limites normatizados. Dessa forma, no Módulo 8 do PRODIST [13] são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, bem como os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão, os critérios de medição e registro e os prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores. A Figura 2.21 apresenta a classificação da tensão em regime permanente em relação à uma tensão de referência (T_R), sendo: Δ_{ADSUP} e Δ_{ADINF} os intervalos superior e inferior, respectivamente, da faixa de tensão adequada, e Δ_{PRSUP} e Δ_{PRINF} os intervalos superior e inferior, respectivamente, da faixa de tensão precária. Os valores de referência para cada nível de tensão, assim como seus limites, podem ser consultados em [13].

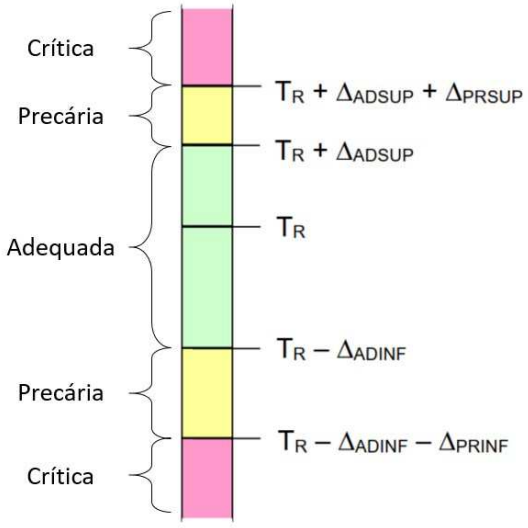


Figura 2.21 - Faixas de tensão em relação à de referência. Adaptada de [13].

Ainda de acordo com [13], a avaliação das tensões em um ponto da rede é realizada por meio de indicadores calculados com base em medições de tensão em regime permanente compostas por 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada. Os indicadores individuais de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e para tensão crítica (DRC) podem ser calculados conforme (2.32) e (2.33), respectivamente, onde *nlp* e *nlc* representam o maior valor, entre as fases, do número de leituras situadas nas faixas precárias e crítica, respectivamente. O limite do indicador DRP é de 3% e do DRC é de 0,5%,

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100\% \tag{2.32}$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100\% \tag{2.33}$$

Dessa forma, a capacidade de hospedagem para tensões em regime permanente pode ser obtida com base nos indicadores de DRP e DRC a partir de simulações de séries temporais para diferentes níveis de penetração da GDFV.

2.5 Impacto da GDFV no desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é um fenômeno comum nos sistemas de distribuição trifásicos devido, principalmente, à conexão de consumidores através de ramais monofásicos e bifásicos, causando um desbalanço de carga entre as três fases. A elevada penetração da GDFV pode ser considerada uma fonte adicional desse fenômeno, impactando no aumento de perdas na rede de distribuição, além de redução da vida útil e má operação de equipamentos.

Um diagrama simplificado de um circuito radial trifásico com GDFV monofásica pode ser observado na Figura 2.22. No entanto, em sistemas de distribuição a GDFV se encontra aleatoriamente distribuída, podendo ter diferentes potências nominais em diversas combinações monofásicas, bifásicas e/ou trifásicas. Assim, simulações computacionais utilizando dados precisos são essenciais para a análise dos impactos da GDFV nos desequilíbrios de tensão e, consequentemente, na determinação da capacidade de hospedagem.

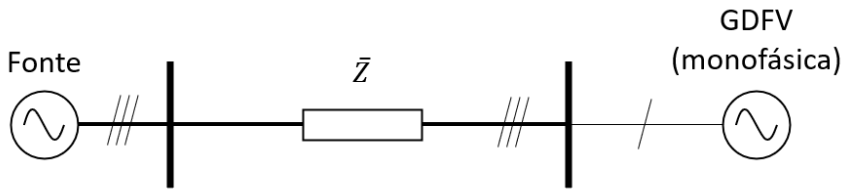


Figura 2.22 - Diagrama simplificado de um circuito radial trifásico com GDFV monofásica.

A fim de quantificar o nível de desequilíbrio de tensão em um sistema de distribuição, o Módulo 8 do PRODIST [13] define o fator de desequilíbrio (*FD*), calculado por meio da equação (2.34), onde V_- e V_+ são a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e positiva, respectivamente, obtidas na frequência fundamental.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \tag{2.34}$$

Ainda conforme [12], alternativamente, podem-se utilizar as expressões (2.35) e (2.36) para calcular o *FD*, conduzindo em resultados em consonância com a formulação anterior.

$$FD\% = 100\sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \tag{2.35}$$

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \tag{2.36}$$

A avaliação do desequilíbrio de tensão em um ponto da rede é realizada por meio do indicador *FD95%*, que representa o percentil 95% do fator de desequilíbrio (*FD*) calculado com base em 1008 leituras válidas, provenientes de medições. Os limites para o indicador *FD95%* são de 3% para pontos que possuem tensão nominal menor ou igual a 1 kV e 2% para tensão nominal maior que 1 kV e menor que 230 kV.

2.6 Impacto da GDFV nas distorções harmônicas de tensão

A interface entre a GDFV e a rede de distribuição é feita por meio de inversores que, conforme já apresentado no item 2.1.3, possui uma emissividade harmônica intrínseca. Essa emissividade relacionada a apenas uma unidade GDFV pode não ser significativa. Porém, uma elevada penetração de GDFV no sistema de distribuição pode causar uma elevada injeção de correntes harmônicas, impactando na distorção harmônica de tensão ao longo da rede.

Assim, de forma conceitual, a distorção harmônica de tensão pode ser analisada em um determinado ponto de conexão comum (PCC) com base no diagrama da Figura 2.23, composto por uma unidade de GDFV e uma carga, conectadas à uma fonte de tensão pré-distorcida por meio de um trecho de circuito radial.

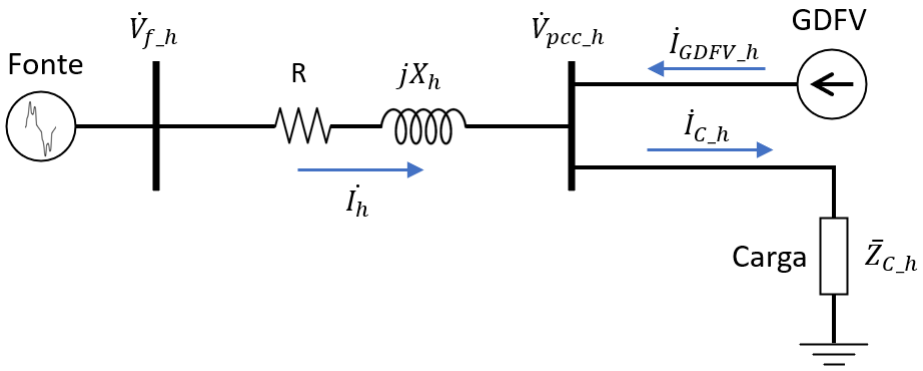


Figura 2.23 - Diagrama simplificado do trecho de circuito radial com presença de GDFV e tensão pré-distorcida.

A emissividade harmônica da GDFV é representada por uma fonte de corrente $\dot{I}_{GDFV_h}$, a corrente da carga $\bar{Z}_{C_h}$ é dada por $\dot{I}_{C_h}$, a corrente no trecho de circuito radial é $\dot{I}_h$, a tensão pré-distorcida é $\dot{V}_{f_h}$ e a tensão no ponto de conexão comum é dada por $\dot{V}_{pcc_h}$. A impedância do trecho pode ser representada por $\bar{Z}_h = R + jX_h$. Todas as variáveis mencionadas anteriormente são definidas para cada ordem harmônica h presente no sistema.

Aplicando o teorema da superposição entre a fontes de tensão pré-distorcida e a fonte de corrente representativa da GDFV, a corrente harmônica resultante no trecho de circuito radial pode ser obtida por meio da equação (2.37) e a tensão no PCC é dada por (2.38).

$$\dot{I}_h = \frac{\dot{V}_{f_h}}{\bar{Z}_h + \bar{Z}_{C_h}} - \frac{\dot{I}_{GDFV_h} \times \bar{Z}_{C_h}}{\bar{Z}_h + \bar{Z}_{C_h}} \tag{2.37}$$

$$\dot{V}_{pcc_h} = \dot{V}_{f_h} - \dot{I}_h \times \bar{Z}_h \tag{2.38}$$

Portanto, percebe-se que a tensão harmônica no PCC depende tanto da emissividade do inversor quanto da pré-distorção da rede elétrica. Dependendo das amplitudes e ângulos de fase envolvidos nas correntes harmônicas injetadas e nas tensões harmônicas da rede, a distorção harmônica de tensão no PCC pode ser elevada ou reduzida.

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST [13], podem-se calcular as distorções harmônicas de tensão individual ($DIT_h\%$), total ($DTT\%$), para as componentes pares não múltiplas de 3 ($DIT_P\%$), para as componentes ímpares não múltiplas de 3 ($DIT_I\%$) e para as componentes múltiplas de 3 ($DIT_3\%$), representadas, na mesma sequência, pelas equações (2.39) - (2.43).

$$DIT_h\% = \frac{\left|\dot{V}_{pcc_h}\right|}{\left|\dot{V}_{pcc_1}\right|} \times 100 \tag{2.39}$$

$$DTT\ \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{máx}} \left|\dot{V}_{pcc_h}\right|^2}}{\left|\dot{V}_{pcc_1}\right|} \times 100 \tag{2.40}$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas de 2 até $h_{máx}$.

$h_{máx}$ = máxima ordem harmônica envolvida na análise.

$$DTT_P\ \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} \left|\dot{V}_{pcc_h}\right|^2}}{\left|\dot{V}_{pcc_1}\right|} \times 100 \tag{2.41}$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3.

$h_{máx}$ = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_I\ \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} \left|\dot{V}_{pcc_h}\right|^2}}{\left|\dot{V}_{pcc_1}\right|} \times 100 \tag{2.42}$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3.

$h_{máx}$ = máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3\ \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} \left|\dot{V}_{pcc_h}\right|^2}}{\left|\dot{V}_{pcc_1}\right|} \times 100 \tag{2.43}$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3.

$h_{máx}$ = máxima ordem harmônica múltipla de 3.

Por fim, as distorções harmônicas de tensão podem ser obtidas por meio dos indicadores $DTT95\%$, $DIT_P95\%$, $DIT_I95\%$ e $DIT_3 95\%$, representados pelo percentil 95% de cada uma das distorções totais apresentadas anteriormente, com base em 1008 leituras válidas. Cada um desses indicadores deve estar dentro de limites estabelecidos em [13], a depender do nível de tensão nominal do ponto de conexão comum, conforme apresentado na Tabela 2.3.

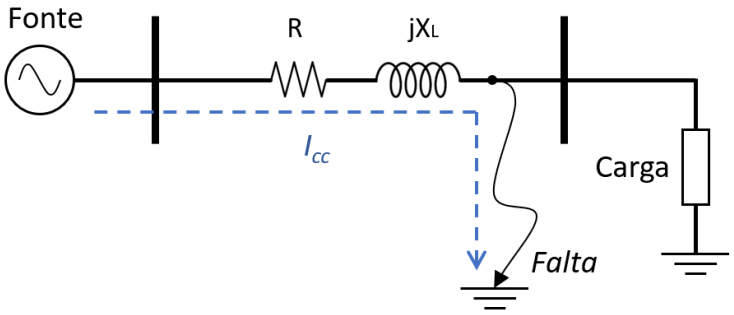
Tabela 2.3 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) [13].

Indicador	**Tensão nominal (Vn)**		
	Vn ≤ 1,0 kV	**1,0 kV < Vn < 69,0 kV**	**69,0 kV ≤ Vn < 230,0 kV**
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_P95\%$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_I95\%$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3 95\%$	6,5%	5,0%	3,0%

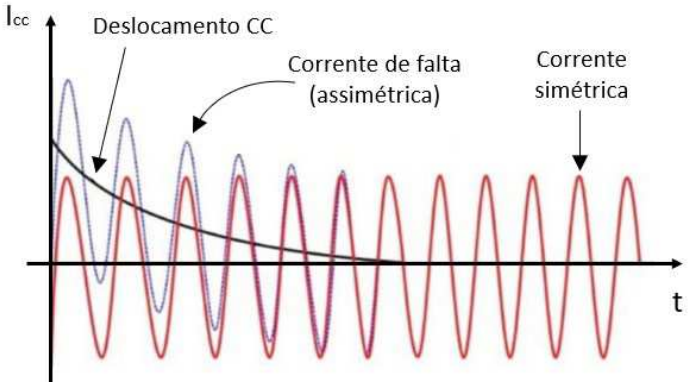
2.7 Impacto da GDFV no sistema de proteção

A contribuição da geração distribuída para as correntes de curto-circuito no sistema de distribuição depende fortemente da tecnologia empregada, podendo ser caracterizada principalmente em geradores síncronos, geradores de indução e unidades baseadas em inversores. No entanto, a resposta de cada tipo de GD e sua contribuição para a corrente de curto-circuito varia. No caso de máquinas rotativas conectadas diretamente à rede, sem interface por inversores, o comportamento durante a falta é bem estabelecido e pode ser analisado por

meio da Figura 2.24 e da equação (2.44), com base em um modelo de circuito RL no qual Z é a impedância equivalente entre o gerador e a falta [60]. Percebe-se que a corrente de falta, assimétrica, é uma composição da corrente simétrica e de um descolamento CC.



(a)



(b)

Figura 2.24 - Diagrama simplificado para análise de curto-circuito (a) e comportamento da corrente de falta (b). Adaptado de [60].

$$i(t) = \frac{V_{max}}{Z}\left[\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - \text{sen}(\alpha - \theta)e^{-t/T}\right] \quad (2.44)$$

Onde $Z = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$, $\theta = \tan^{-1}(\omega L/R)$ e $T = L/R$.

O gerador síncrono passa por três estágios durante as faltas: subtransitório, transitório e regime permanente. As correntes de curto-circuito transitórias e de regime permanente dependem do sistema de excitação e podem variar de 5 a 10 vezes a corrente nominal do gerador. A contribuição das máquinas de indução para uma falta é aproximadamente a mesma das máquinas síncronas no início da falta, porém, decai rapidamente. A corrente de falta é

zerada no regime permanente porque um gerador de indução é uma máquina auto excitada, e o fluxo no estator decai rapidamente durante a falta, sem uma fonte de tensão externa. As correntes diminuem para um valor insignificante após 100-400 milissegundos, portanto, os geradores de indução não contribuem para a corrente de falta em regime permanente [60] [61] [98].

A contribuição de corrente de curto-circuito da GD baseada em inversores é a mais baixa. No entanto, sua alta penetração pode levar a um cenário intolerável do ponto de vista de proteção do sistema de distribuição [61] [98]. A corrente de falta da GDFV também depende significativamente da estratégia de controle do inversor, portanto, uma equação que expresse seus valores transitórios e em regime permanente não pode ser facilmente obtida [69]. De acordo com [63], inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede são projetados para extrair a potência máxima dos painéis. No caso de um afundamento de tensão associado a um curto-circuito, o inversor tenta manter a mesma injeção de potência, agindo como uma fonte de potência constante. No entanto, a estratégia de limitação de corrente do inversor trabalha para restringir a corrente de falta de acordo com a capacidade máxima de seus componentes eletrônicos.

Independentemente do tipo e da tecnologia empregada na geração distribuída, os impactos na proteção do sistema de distribuição podem variar de acordo com a localização das GDs, das faltas e dos dispositivos de proteção (DP). A Figura 2.25 ilustra alguns dos potenciais cenários que podem ocorrer em um sistema de distribuição [11] [99].

Conforme mostrado na Figura 2.27 (a), as GDs estão a montante do dispositivo de proteção, aumentando a corrente observada, fazendo com que a proteção atue em um tempo inferior ao inicialmente projetado.

Já a Figura 2.27 (b) ilustra um cenário em que as GDs estão localizadas a jusante do DP. Nessa situação, a corrente de falta observada pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente é reduzida devido à injeção de corrente proveniente das GDs. A queda de tensão adicional causada pela impedância a jusante das GDs até o ponto de falta resulta em uma diminuição da corrente de falta proveniente da fonte, que é a corrente que a proteção detecta. Se essa corrente cair abaixo do valor de sobrecorrente de acionamento do dispositivo de proteção, este dispositivo pode perder a sensibilidade, não detectando a falta [99].

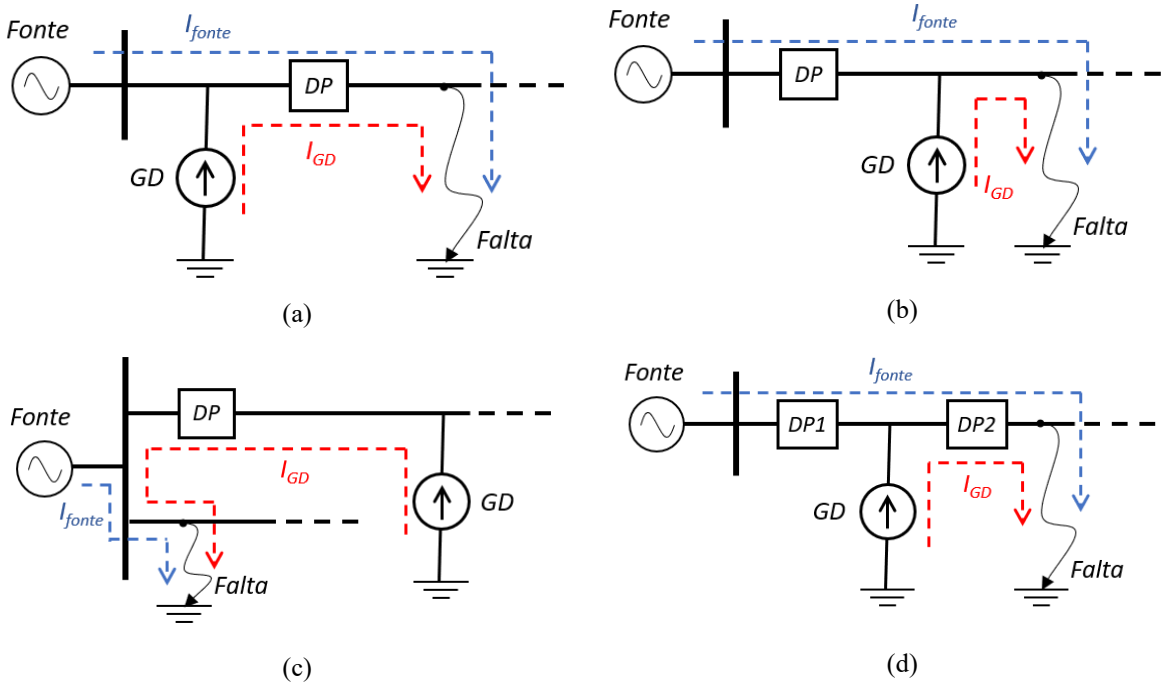


Figura 2.25 – Resumo dos principais impactos da alta penetração de GDs na proteção dos sistemas de distribuição. (a) Aumento da corrente de curto-circuito. (b) Perda de sensibilidade. (c) Atuação indevida. (d) Perda de coordenação.

Outro tipo de problema, mostrado na Figura 2.27 (c), é chamado de *sympathetic tripping*, e se trata de uma atuação ou disparo indevido. Essa situação refere-se a uma operação indesejável causada pela atuação da proteção de um alimentador que não apresenta problema para a falta ocorrendo em um alimentador adjacente, devido à contribuição de corrente proveniente das GDs [67].

Por fim, a Figura 2.27 (d) ilustra um cenário em que há uma perda de coordenação entre dois dispositivos de proteção. Nesse caso, as GDs estão localizadas a jusante do DP1, resultando em uma diminuição da corrente observada pela proteção de sobrecorrente. No entanto, há um aumento na corrente de falta observada pelo DP2. Isso pode levar a uma potencial perda de coordenação entre os dois dispositivos de proteção, com o DP1 tornando-se mais lento e o DP2 tornando-se mais rápido em sua operação [60] [64] [99].

2.9 Considerações finais

Este capítulo apresentou a fundamentação teórica pertinente à GDFV e os principais impactos provocados por essa fonte de energia nos sistemas de distribuição. Ficou evidenciado que a geração fotovoltaica é altamente dependente das condições climáticas, especialmente da

irradiação solar. Tal fato permite caracterizar a fonte solar fotovoltaica como uma fonte intermitente de energia. Destacou-se, também, o princípio básico de funcionamento dos inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*grid-tie*) e sua emissividade harmônica, inter-harmônica e de componente contínua (CC), podendo afetar a QEE dos sistemas de distribuição. Para tanto, esses inversores devem estar em consonância com os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149:2013, apresentados neste capítulo. A fim de permitir uma base teórica para as análises dos estudos de caso e proposição de soluções acerca do tema desta Tese de Doutorado, foram abordados, de forma analítica, os principais impactos na operação, proteção e na QEE do sistema de distribuição devido à massiva penetração da GDFV. Nesse sentido, foram apresentados, também, os limites dos indicadores de QEE com base no Módulo 8 do PRODIST.

Apesar da abordagem conceitual e simplificada apresentada neste capítulo, a análise dos impactos da massiva inserção da GDFV nos sistemas de distribuição não é uma tarefa trivial, sendo necessário um estudo detalhado de cada caso específico, considerando as particularidades da geração fotovoltaica, dos inversores, da rede de distribuição, das curvas de carga dos consumidores, além das incertezas inerentes à fonte solar fotovoltaica no contexto em que for estudado. Dessa forma, os conceitos apresentados neste capítulo visam sustentar análises mais precisas e detalhadas por meio de simulações computacionais envolvendo a modelagem de inversores e de redes de distribuição reais, além de permitir o desenvolvimento de uma metodologia para quantificar os impactos da GDFV e contribuir com o processo de análise interconexão e planejamento do sistema de distribuição.

3 ENSAIOS LABORATORIAIS PARA MODELAGEM DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (*GRID-TIE)*

Este capítulo apresenta a metodologia e os resultados dos ensaios laboratoriais de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*grid-tie*), a fim de se obter as características de emissividade harmônica, inter-harmônica e de componente CC, além das correntes de curto-circuito. Foram utilizados sete inversores de diferentes fabricantes e modelos, disponíveis comercialmente e amplamente utilizados junto às distribuidoras de energia elétrica do Brasil no contexto da microgeração distribuída, com potências nominais variando de 1 kW a 3,3 kW. A fim de organizar o documento, esta seção é dividida em duas subseções principais: uma dedicada aos ensaios laboratoriais para obtenção das características de emissividade dos inversores, e outra dedicada aos ensaios laboratoriais para obtenção das contribuições de curto-circuito dos inversores.

Na primeira subseção, inicialmente é apresentada a estrutura laboratorial e a metodologia para realização dos ensaios de emissividade dos inversores. Na sequência, são apresentados os resultados obtidos por meio de medições e processamento dos dados registrados. Os primeiros resultados apresentados consistem em uma caracterização da emissividade dos sete inversores para faixas de potência de 10% a 100% da potência nominal, divididos em intervalos de 10%. Posteriormente, os resultados obtidos são comparados com normas técnicas pertinentes às características de interface de conexão da GDFV com a rede elétrica de distribuição. Por fim, são apresentados os resultados de testes feitos em condições próximas às reais, envolvendo três diferentes perfis diários de irradiância e temperatura.

Na segunda subseção, é apresentada a estrutura laboratorial e a metodologia para realização dos ensaios de curto-circuito dos inversores. Inicialmente, apresenta-se o desenvolvimento de um gerador de afundamento de tensão, que possibilitou a realização dos ensaios experimentais para obtenção das correntes de curto-circuito dos inversores. Na sequência, são apresentados os resultados dos ensaios laboratoriais para os sete inversores considerando três diferentes condições de operação: 25%, 50% e 100% da potência nominal.

Por fim, ressalta-se que os resultados provenientes dos experimentos permitem a adequada representação dos inversores para sistemas fotovoltaicos, visando sua modelagem e

implementação computacional para análise dos impactos na QEE e na proteção dos sistemas de distribuição.

3.1 Ensaios de obtenção de emissividade dos inversores

3.1.1 Metodologia para realização dos ensaios laboratoriais

O diagrama funcional dos equipamentos utilizados para a realização dos ensaios experimentais é apresentado na Figura 3.1.

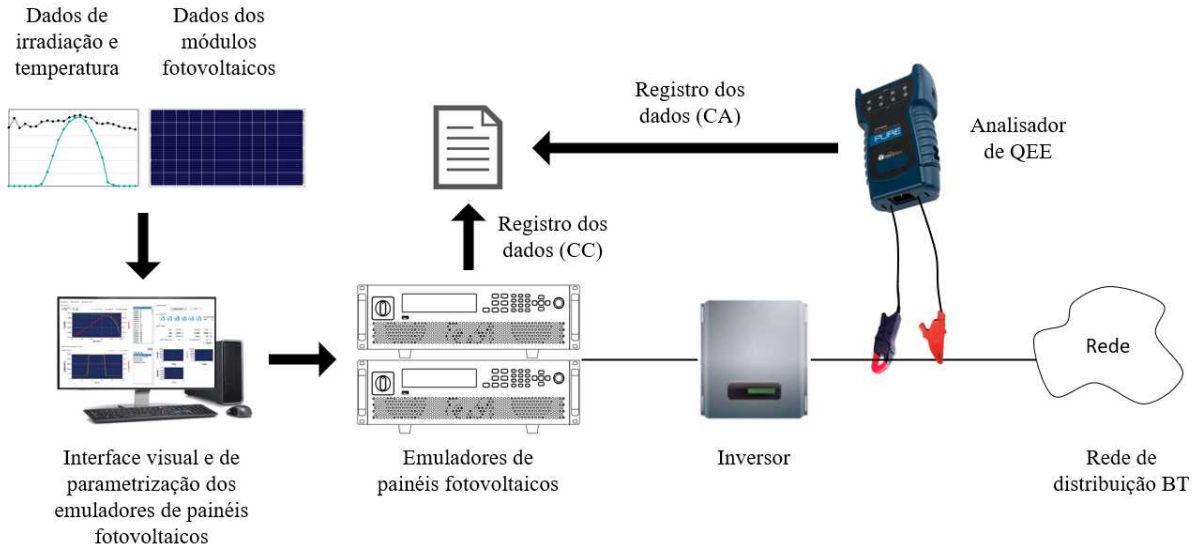


Figura 3.1 – Diagrama funcional dos equipamentos utilizados para a realização dos ensaios experimentais.

A estrutura utilizada para os testes dos inversores conta com dois emuladores de painéis fotovoltaicos, fabricados pela ITECH, modelo IT6006C-800-25 (6000 W / 800 V / 25 A), ligados em paralelo, operando em modo mestre / escravo, podendo chegar a uma capacidade total de 12000 W. A interface visual, parametrização e a obtenção das medições (CC) dos emuladores fotovoltaicos são feitas por meio do *software* SAS1000. Para obter as medições referente às tensões e correntes CA dos inversores, utiliza-se um analisador de qualidade da energia elétrica, fabricado pela ELSPEC, modelo PureBB (*BlackBox*), capaz de registrar formas de onda com uma taxa amostral de até 256 amostras por ciclo de 60 Hz. Foram ensaiados sete inversores de diferentes fabricantes e modelos, disponíveis comercialmente e amplamente utilizados junto às distribuidoras de energia elétrica do Brasil no contexto da microgeração distribuída, com potências nominais variando de 1 kW a 3,3 kW, conforme apresentado na

Tabela 3.1. A fim de evitar julgamentos comparativos entre fabricantes e modelos, utilizou-se a nomenclatura alfabética na identificação dos equipamentos.

Tabela 3.1 – Inversores ensaiados.

Modelo	Número de Fases	Potência nominal (W)
A	Monofásico	1000
B	Monofásico	1200
C	Monofásico	1600
D	Monofásico	2000
E	Monofásico	3000
F	Monofásico	3000
G	Monofásico	3300

Os procedimentos utilizados nos ensaios experimentais consistem em, primeiramente, inserir as curvas I-V, além de valores de irradiância e temperatura, por meio do *software* de parametrização e interface visual SAS1000. Os inversores são ligados entre os emuladores fotovoltaicos e a rede elétrica de baixa tensão, e as formas de onda de tensão e corrente são registradas por meio do analisador de QEE. Após a realização das medições, os dados são processados por um código desenvolvido no *software* MATLAB®, que calcula a Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform* - DFT) para uma janela de 1 segundo (60 ciclos), permitindo obter uma resolução espectral de 1 Hz. Salienta-se que, além dos módulos, são obtidos os ângulos para cada ordem harmônica / inter-harmônica, sendo fundamentais para a modelagem dos inversores e, consequentemente, para as análises de fluxo de potência. A Figura 3.2 mostra a estrutura laboratorial utilizada para realizar os ensaios experimentais.

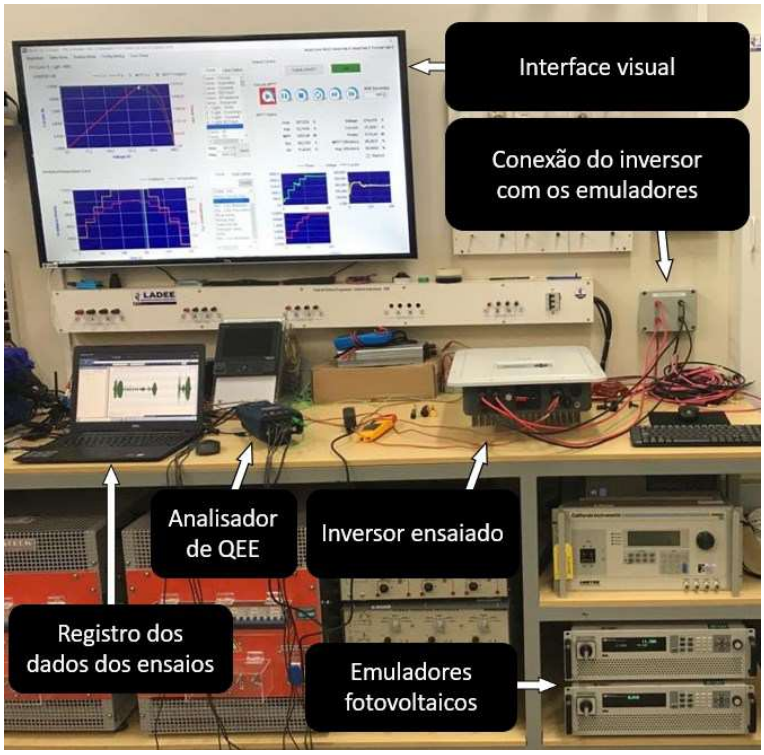


Figura 3.2 – Estrutura laboratorial utilizada para realização dos ensaios experimentais.

3.1.2 Caracterização da emissividade dos inversores

Neste tópico são apresentados os resultados da emissividade harmônica, inter-harmônica e de componente CC para os sete inversores, obtidos por faixa de potência, obedecendo o intervalo de 10% em 10%, até atingir a potência nominal (100%). Após o ajuste das curvas I-V nos emuladores, de acordo com os dados de entrada CC de cada inversor, foi programado um perfil de temperatura fixa em 25ºC e irradiância variando de 0 a 1000 W/m², com degraus de 50 W/m², aplicados por um intervalo de 3 minutos cada, de forma a garantir a obtenção de medições das características dos inversores em cada faixa de potência.

Dessa forma, para cada faixa de potência obtém-se a forma de onda de corrente, o espectro harmônico (módulo e ângulo) até a 40ª ordem, juntamente com a componente CC, e o espectro inter-harmônico (módulo e ângulo) de 1 Hz a 119 Hz, com resolução de 1 Hz. Todos os módulos presentes nos espectros são apresentados em valores percentuais em relação à componente fundamental (60 Hz). Ademais, ressalta-se que todos os inversores testados foram conectados à rede de distribuição de baixa tensão em 220 V e, durante os ensaios, foram registradas distorções totais de tensão (*DTT%*) entre 2,1% e 4,3%.

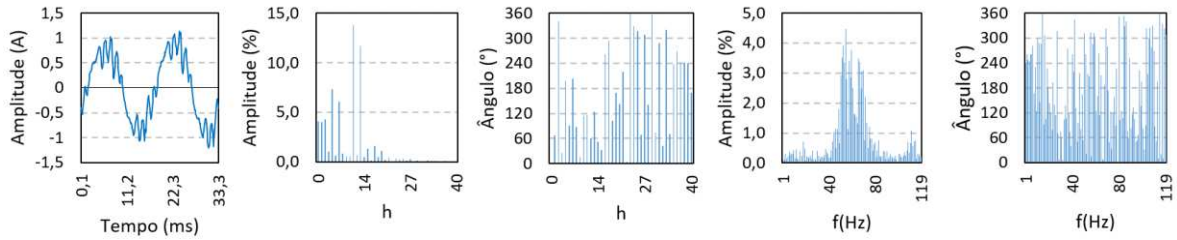
3.1.2.1 Inversor A (1000 W)

O primeiro inversor ensaiado, Inversor A, possui uma potência nominal de 1000 W e suas principais características são apresentadas na Tabela 3.2.

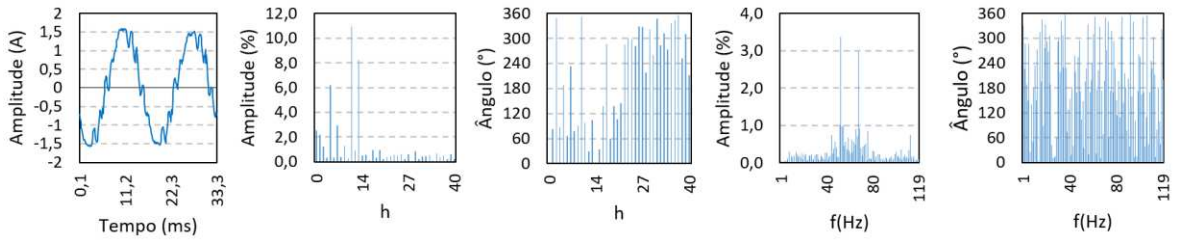
Tabela 3.2 – Características extraídas do catálogo do Inversor A.

Inversor A		
Entrada CC	Potência máx. gerador (W)	1400
	Tensão máxima (V)	500
	Faixa do MPPT (V)	50 ~ 500
Saída CA	Potência nominal (W)	1000
	Faixa de tensão (V)	180 ~ 280
	Fator de potência	1 (0,8i ~ 0,8c)

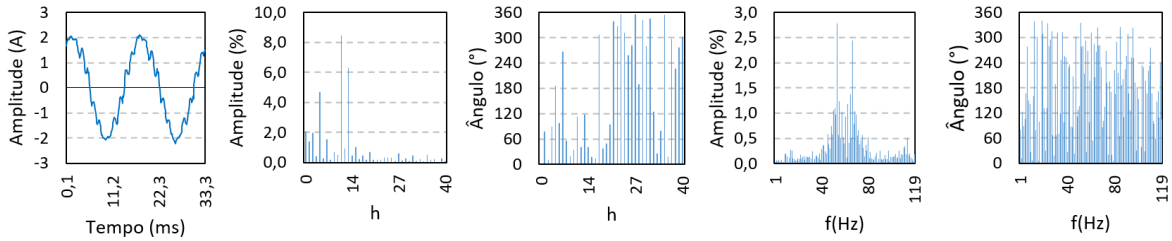
A Figura 3.3 apresenta os resultados obtidos para o Inversor A por meio da forma de onda de corrente e os espectros harmônicos e inter-harmônicos (módulo e ângulo, respectivamente). Percebe-se que em condições de baixa potência as formas de onda de corrente apresentam distorções significativas, sendo comprovadas pelos espectros harmônicos / inter-harmônicos, além da presença de componente CC. Entretanto, à medida em que se eleva a potência injetada, há uma redução na emissividade do inversor. Para os espectros inter-harmônicos, o maior valor obtido foi de 4,46% em relação à corrente fundamental para a frequência de 54 Hz na condição de 10% da potência nominal do inversor.



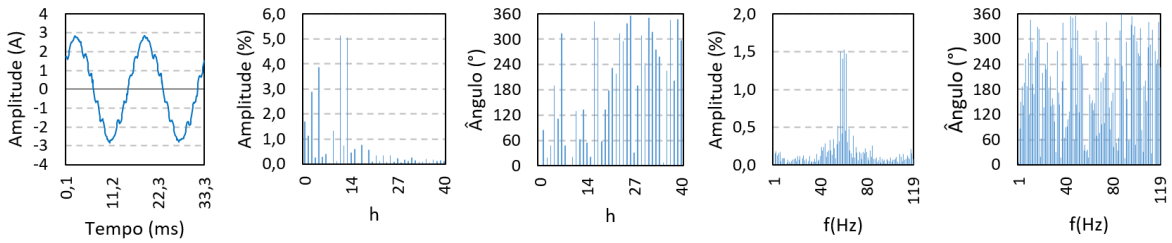
(a) 10%



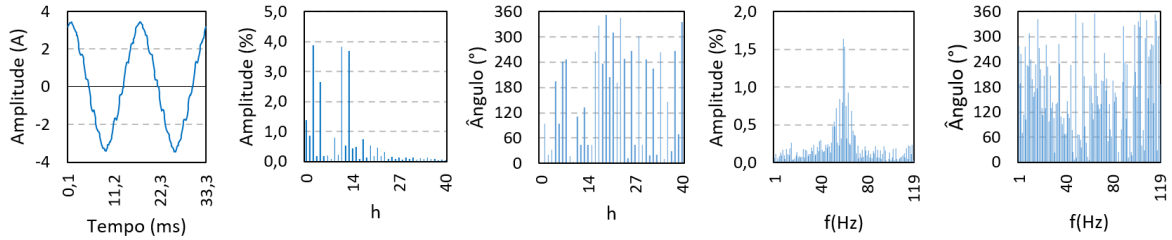
(b) 20%



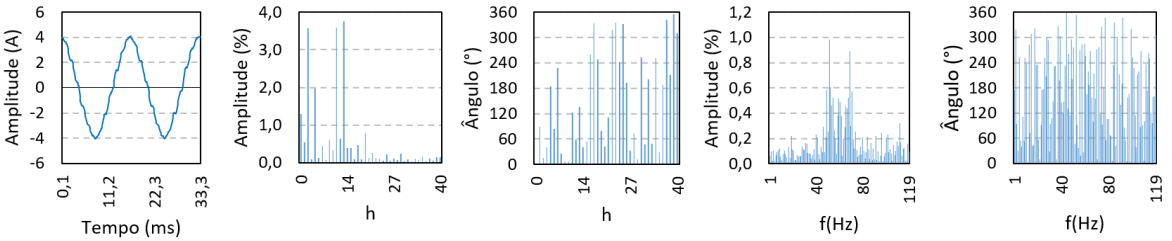
(c) 30%



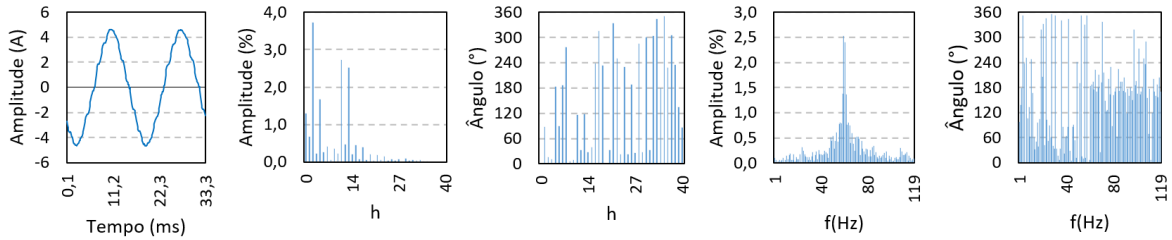
(d) 40%



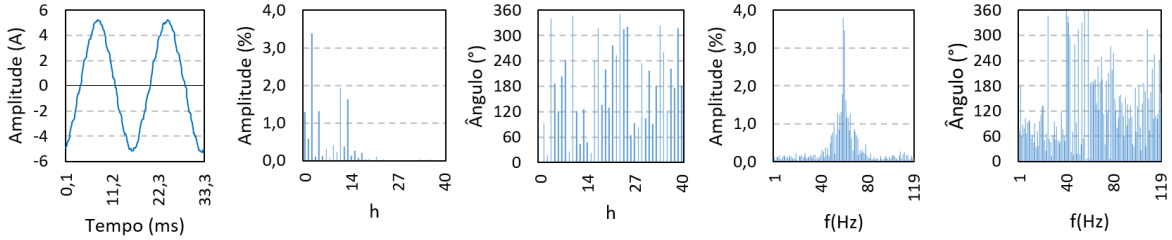
(e) 50%



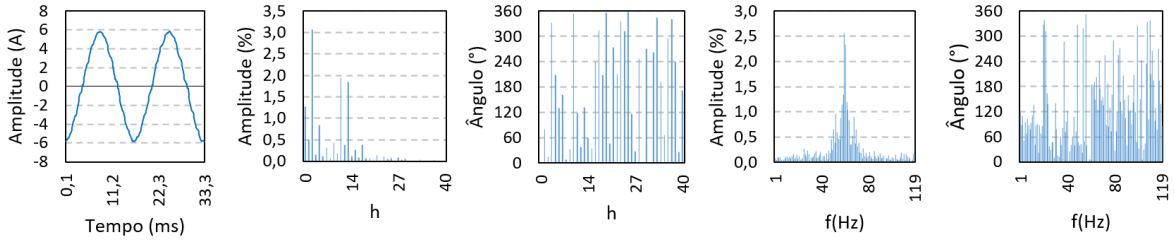
(f) 60%



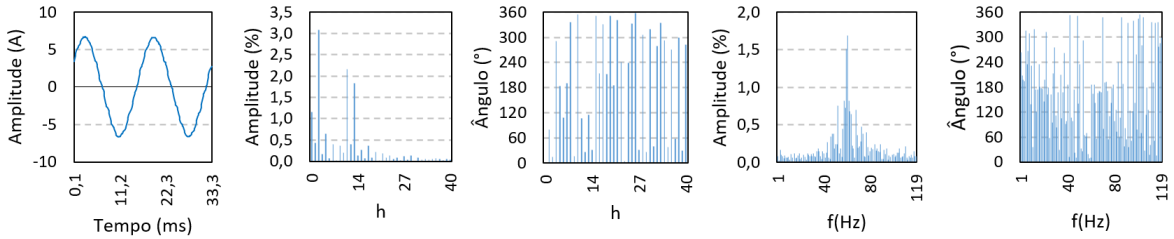
(g) 70%



(h) 80%



(i) 90%



(j) 100%

Figura 3.3 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor A.

As ordens das distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas para as faixas de menor potência do Inversor A são a 11ª e a 13ª, seguida da 3ª ordem. Já para as potências mais elevadas, a 3ª harmônica se torna mais relevante em relação às demais ordens, conforme pode ser observado na Figura 3.4.

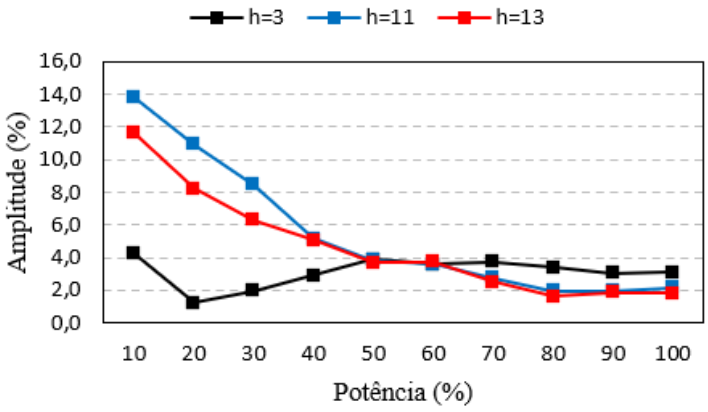


Figura 3.4 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor A.

Por fim, a Figura 3.5 apresenta, para cada faixa de potência do Inversor A, o valor percentual da componente CC e das distorções harmônica e inter-harmônica totais, em relação à corrente fundamental. Dessa forma, pode-se concluir que para as faixas de potência próximas do valor nominal, o Inversor A apresenta baixa emissividade.

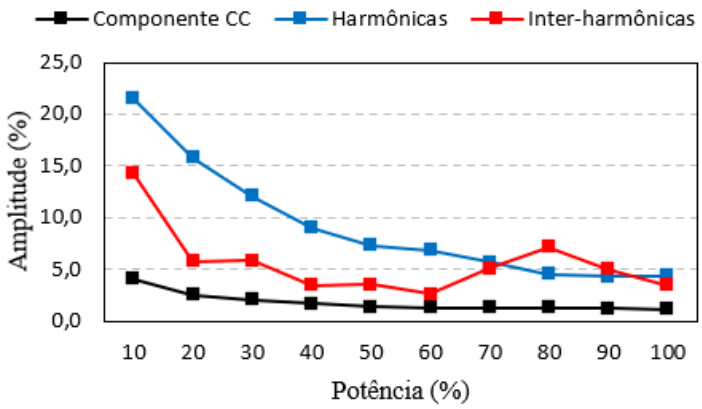


Figura 3.5 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor A.

3.1.2.2 Inversor B (1200 W)

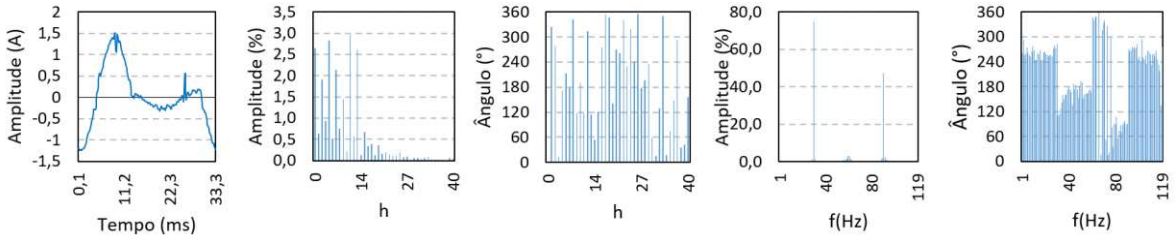
O próximo inversor ensaiado, Inversor B, é um microinversor de potência nominal de 1200 W com 4 entradas CC para módulos fotovoltaicos individuais, cujas principais características são apresentadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Características extraídas do catálogo do Inversor B.

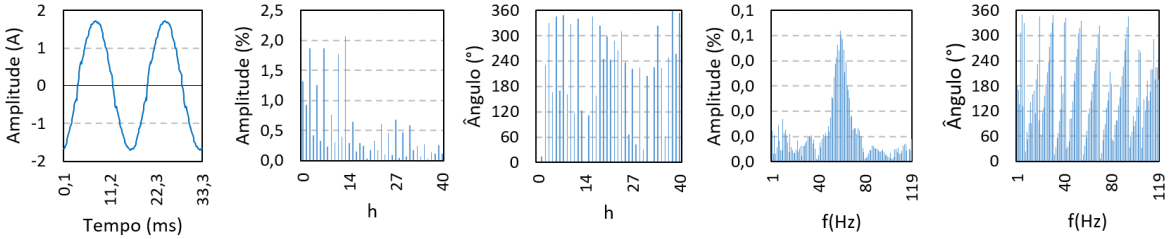
Inversor B		
Entrada CC	Potência máx. gerador (W)	4 x 380 (1520)
	Tensão máxima (V)	60
	Faixa do MPPT (V)	32 ~ 48
Saída CA	Potência nominal (W)	1200
	Faixa de tensão (V)	180 ~ 275
	Fator de potência	> 0,99

A Figura 3.6 apresenta os resultados obtidos para o Inversor B. Mais uma vez, percebe-se que, em condições de baixa potência, as formas de onda de corrente apresentam distorções significativas, sendo comprovadas pelos espectros harmônicos / inter-harmônicos e injeção CC. Para a condição de 10% da potência nominal, observa-se um padrão na forma de onda de corrente a cada dois ciclos, em que o segundo ciclo se difere do primeiro, sobretudo em amplitude. Devido a esse fato, surge o efeito de modulação da forma de onda, refletindo em elevadas amplitudes das inter-harmônicas nas frequências de 30 Hz e 90 Hz. Entretanto, nas faixas de potência acima de 10%, tal fato não é mais observado, e as formas de onda de corrente injetadas na rede elétrica se apresentam bem próximas da característica senoidal. De fato, para

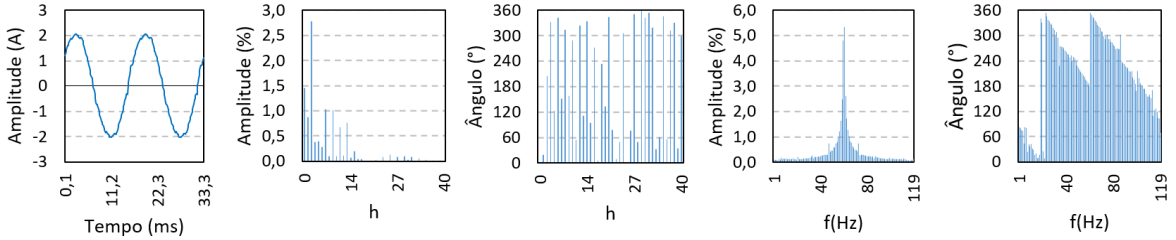
as faixas de potência acima de 10% a emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor B se mostra inferior à emissividade obtida para o Inversor A.



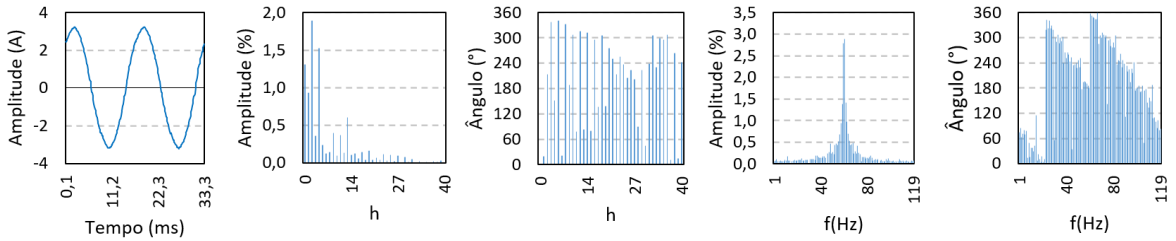
(a) 10%



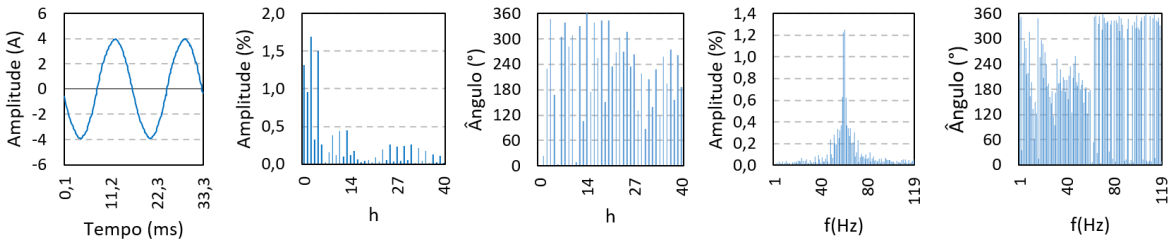
(b) 20%



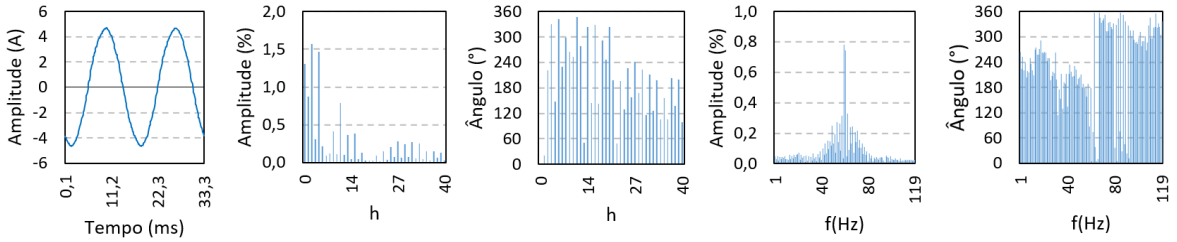
(c) 30%



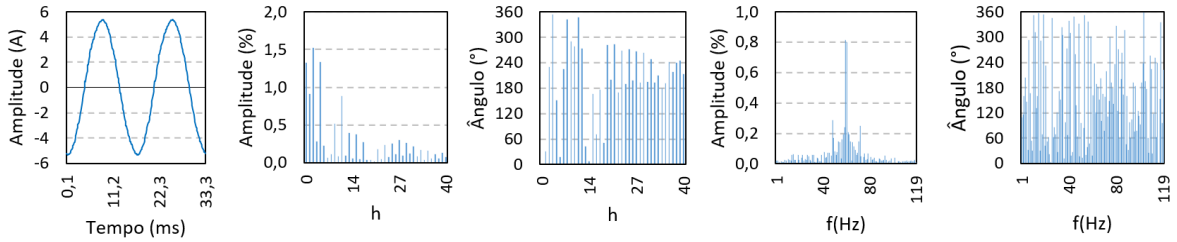
(d) 40%



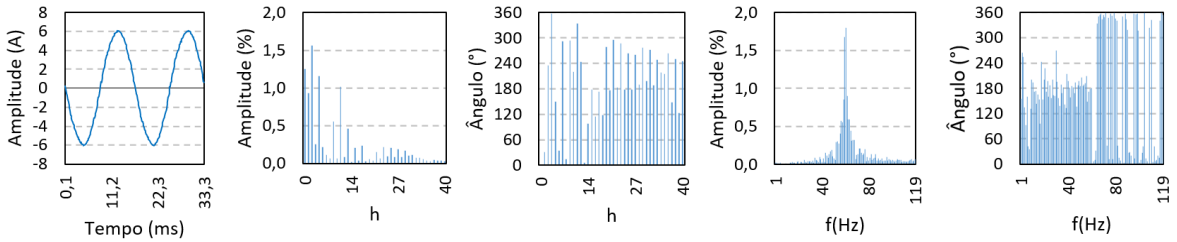
(e) 50%



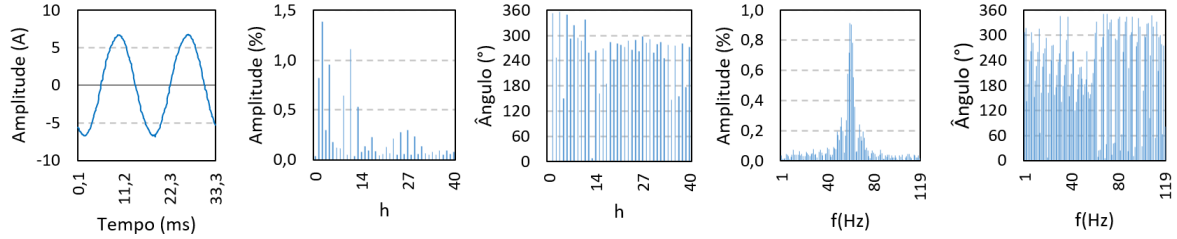
(f) 60%



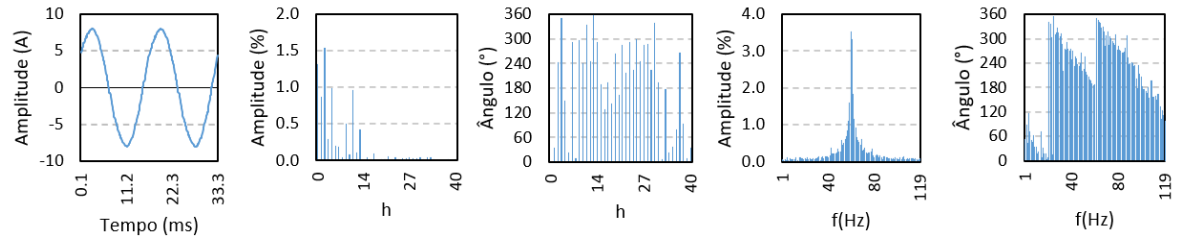
(g) 70%



(h) 80%



(i) 90%



(j) 100%

Figura 3.6 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor B.

A Figura 3.7 mostra as ordens harmônicas mais significativas (3ª, 11ª e 13ª) para as medições realizadas no Inversor B, destacando que, mesmo para as faixas de potências menores, nenhuma ordem ultrapassou 3% de distorção harmônica individual.

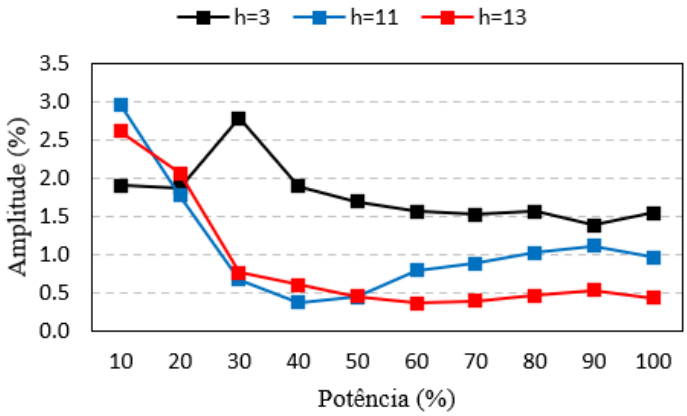


Figura 3.7 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor B.

Por meio da Figura 3.8 é possível verificar que para todas as faixas de potência do Inversor B a injeção de componente CC se mantém abaixo de 3%. Já para a distorção harmônica total de corrente, observa-se que, exceto para a faixa de 10%, os valores se enquadram abaixo de 5%. Conforme já mencionado, o Inversor B apresentou elevadas amplitudes de componentes inter-harmônicas na potência de 10%, resultando, portanto, em uma distorção inter-harmônica total de 88,83% em relação à componente fundamental, tendo sua amplitude apresentada em um eixo secundário à direta na Figura 3.8. Para as potências de 30% e 40%, as amplitudes das inter-harmônicas são de 9,20% e 5,14%, respectivamente. As demais faixas de potência apresentam amplitudes inferiores a 3,3%.

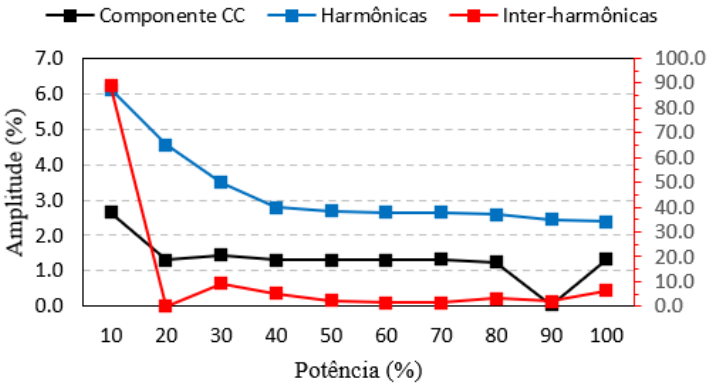


Figura 3.8 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor B.

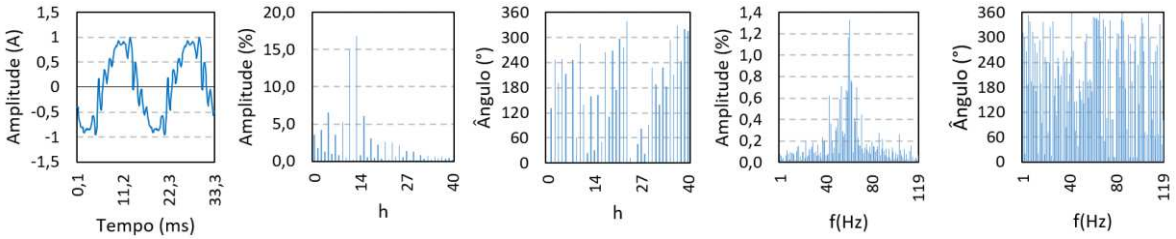
3.1.2.3 Inversor C (1600 W)

A Tabela 3.4 apresenta as principais características do Inversor C, que possui potência nominal de 1600 W.

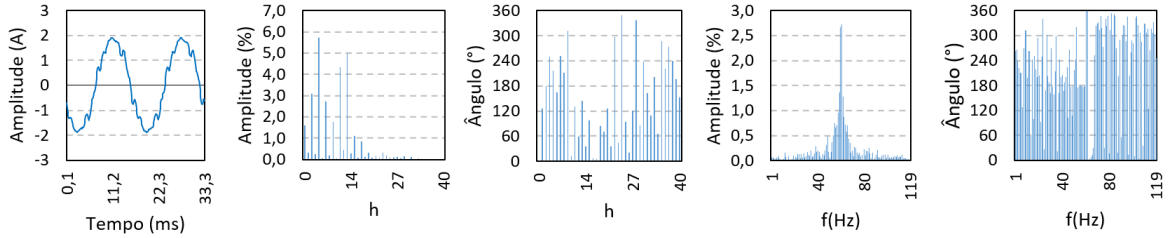
Tabela 3.4 – Características extraídas do catálogo do Inversor C.

Inversor C		
Entrada CC	Potência máx. gerador (W)	2400
	Tensão máxima (V)	500
	Faixa do MPPT (V)	50 ~ 500
Saída CA	Potência nominal (W)	1600
	Faixa de tensão (V)	180 ~ 276
	Fator de potência	1 (0,8i ~ 0,8c)

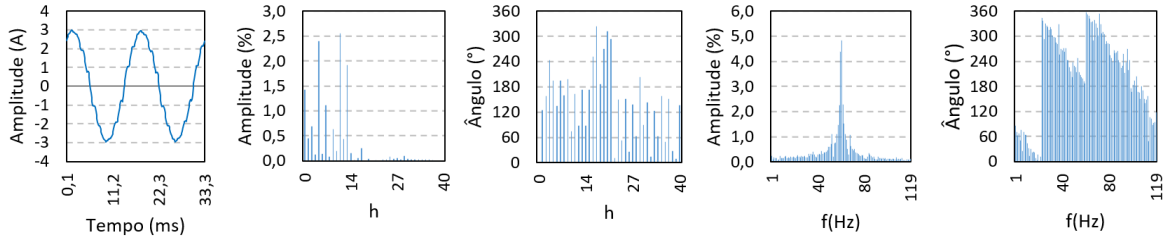
Os resultados de forma de onda e espectros harmônicos, inter-harmônicos e injeção CC para o Inversor C são apresentados na Figura 3.9.



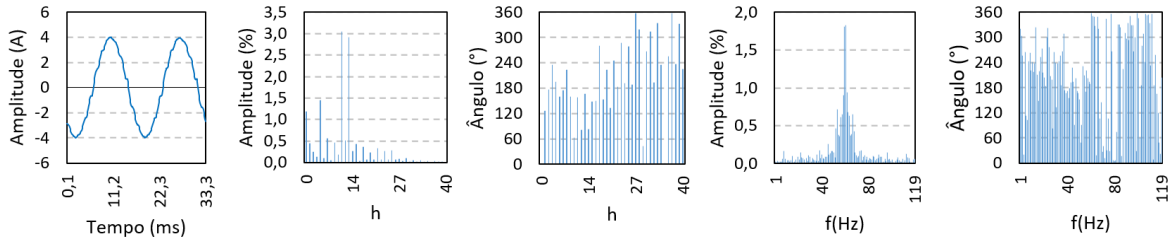
(a) 10%



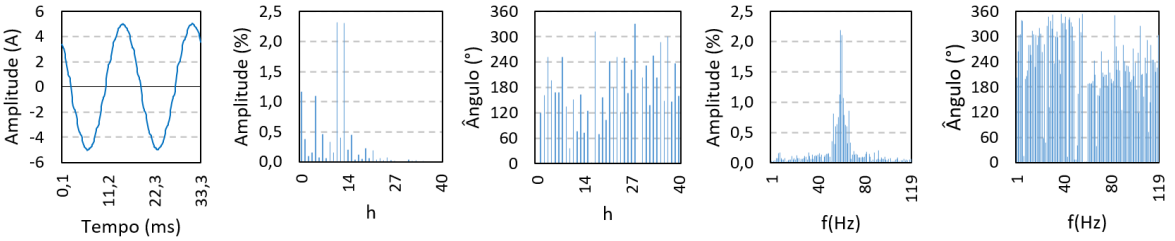
(b) 20%



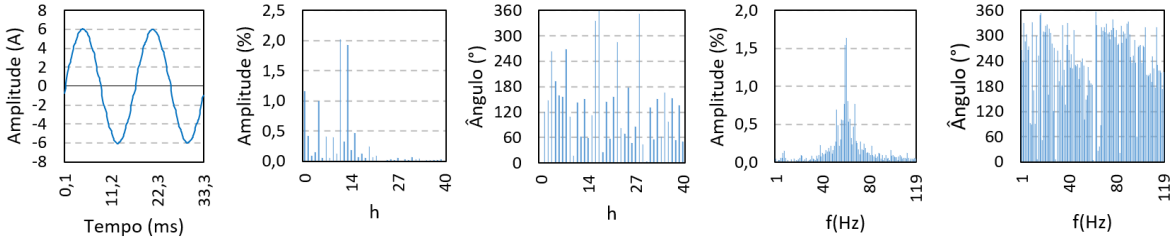
(c) 30%



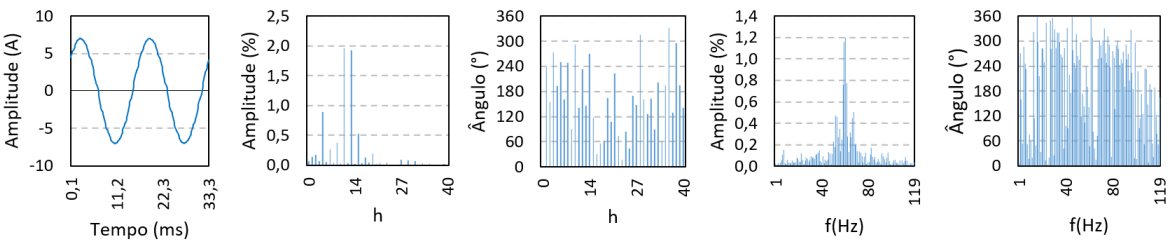
(d) 40%



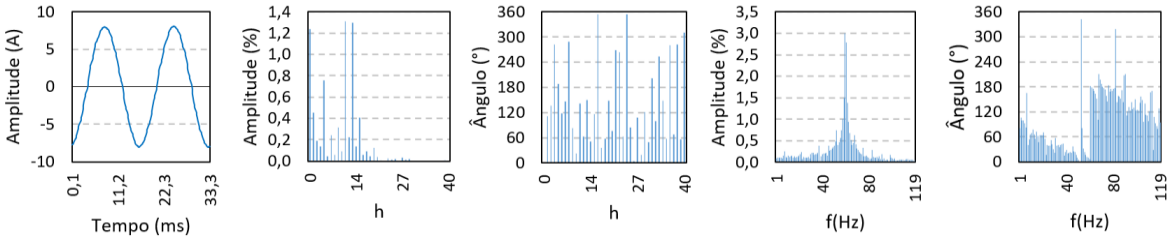
(e) 50%



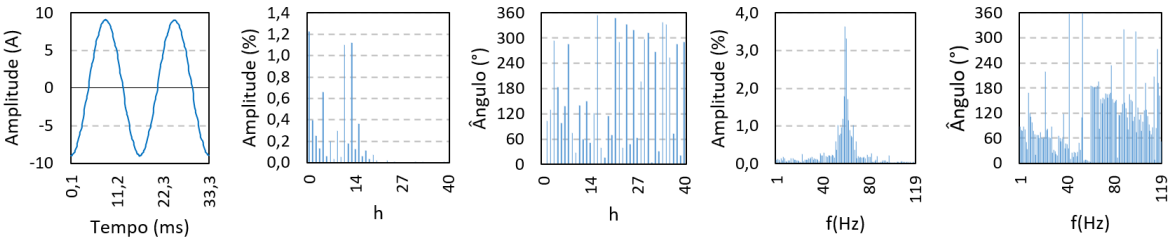
(f) 60%



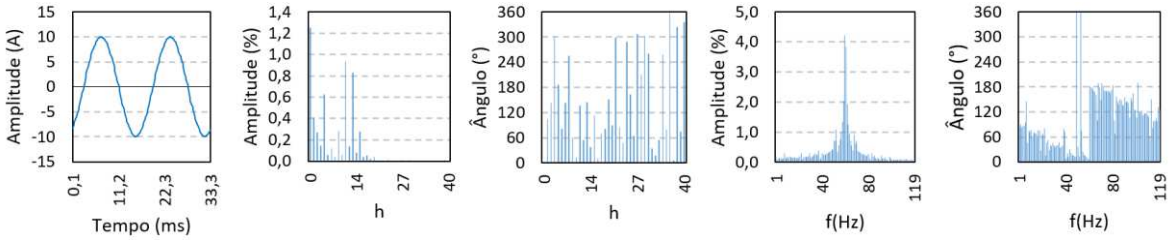
(g) 70%



(h) 80%



(i) 90%



(j) 100%

Figura 3.9 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor C.

Novamente, as ordens harmônicas mais significativas são a 11ª e a 13ª. Na sequência, tem-se, também, a 5ª ordem. Assim, a Figura 3.10 mostra o comportamento dessas ordens harmônicas para cada faixa de potência do Inversor C, tendendo a valores inferiores a 4% após a faixa de 20% da potência nominal.

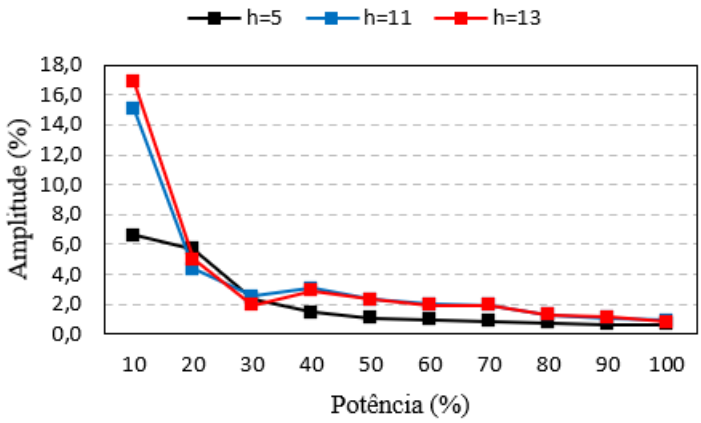


Figura 3.10 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor C.

A Figura 3.11 apresenta a emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor C. A componente CC apresenta amplitudes inferiores a 2% para toda a faixa de potência, exceto para 10% da potência nominal. A distorção harmônica total, a partir de 30% da potência nominal do inversor, se enquadra abaixo de 5%. Já a distorção de corrente inter-harmônica apresenta um comportamento de aumento em seu valor percentual após 70% da potência nominal, chegando a um valor de 7,74% para a potência nominal.

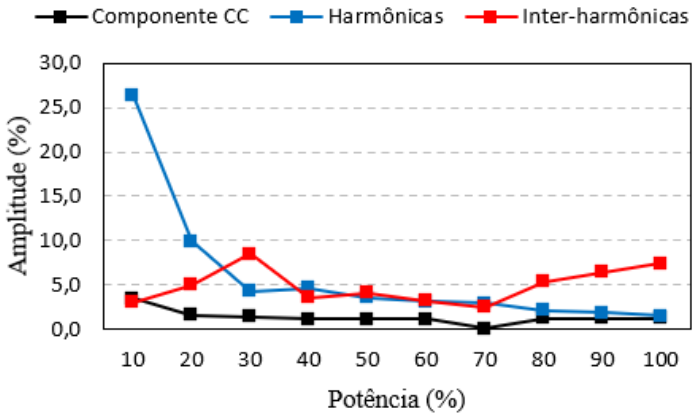


Figura 3.11 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor C.

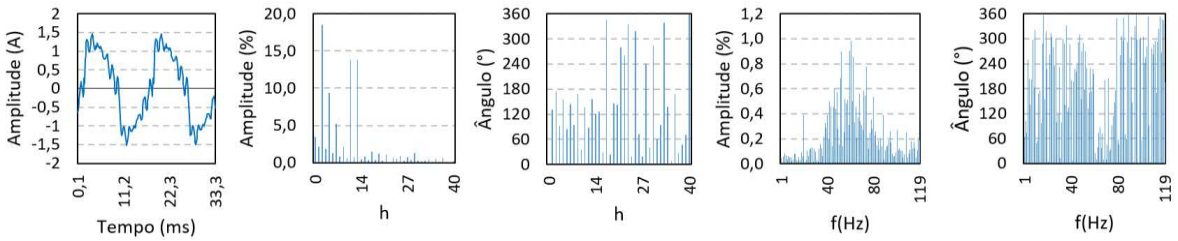
3.1.2.4 Inversor D (2000 W)

O Inversor D possui potência nominal de 2000 W e suas principais características são apresentadas na Tabela 3.5.

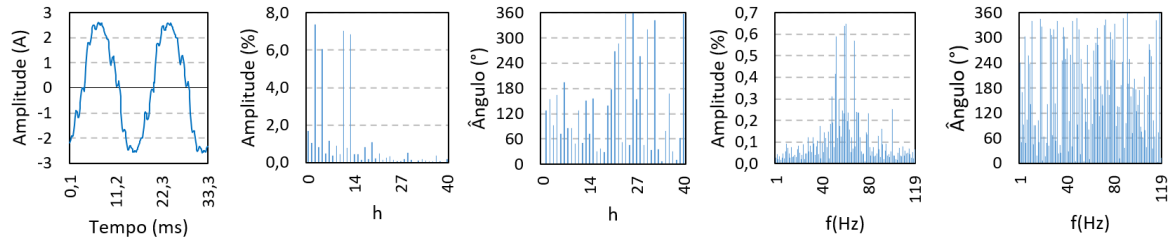
Tabela 3.5 – Características extraídas do catálogo do Inversor D.

Inversor D		
Entrada CC	Potência máx. gerador (W)	2300
	Tensão máxima (V)	600
	Faixa do MPPT (V)	80 ~ 500
Saída CA	Potência nominal (W)	2000
	Faixa de tensão (V)	160 ~ 285
	Fator de potência	1 (0,8i ~ 0,8c)

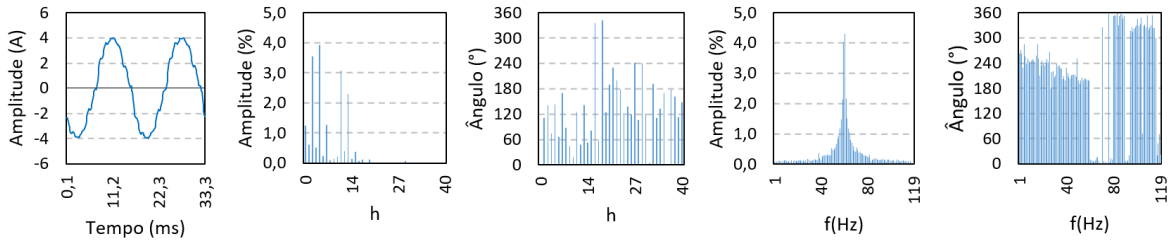
Os resultados de forma de onda e espectros harmônicos, inter-harmônicos e injeção CC para o Inversor D são apresentados na Figura 3.12.



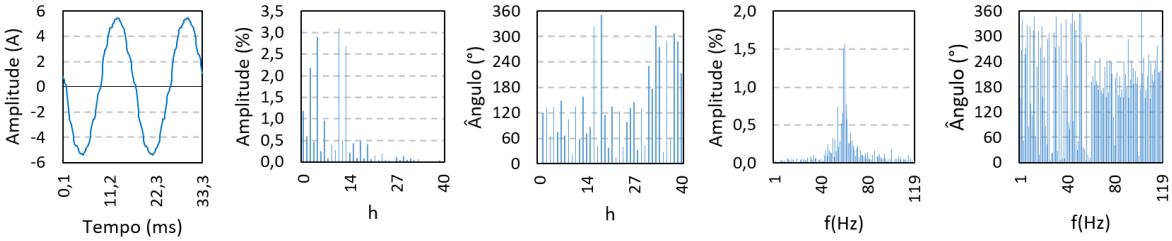
(a) 10%



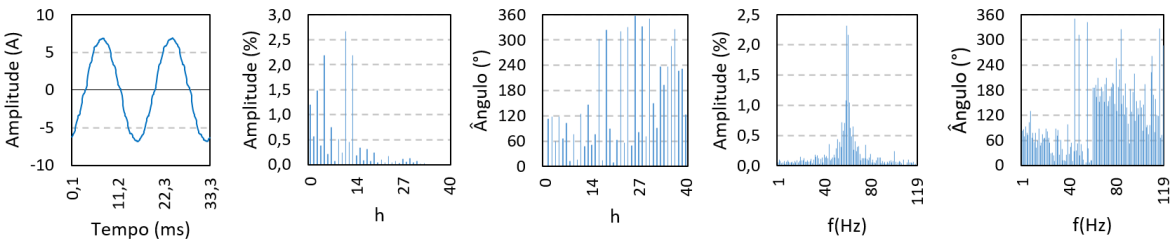
(b) 20%



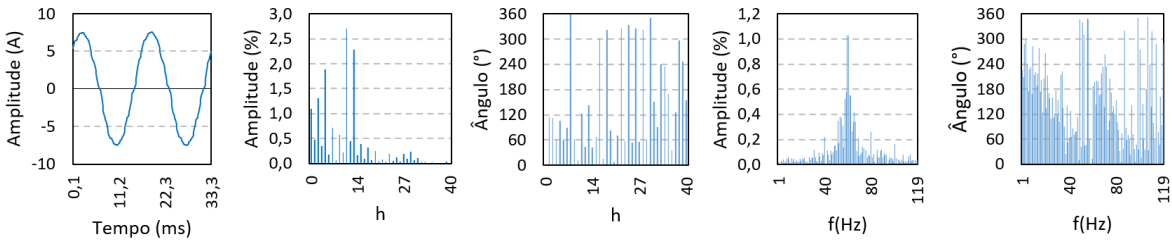
(c) 30%



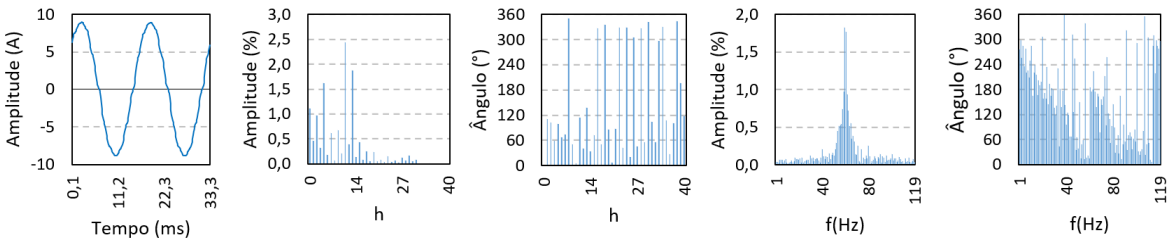
(d) 40%



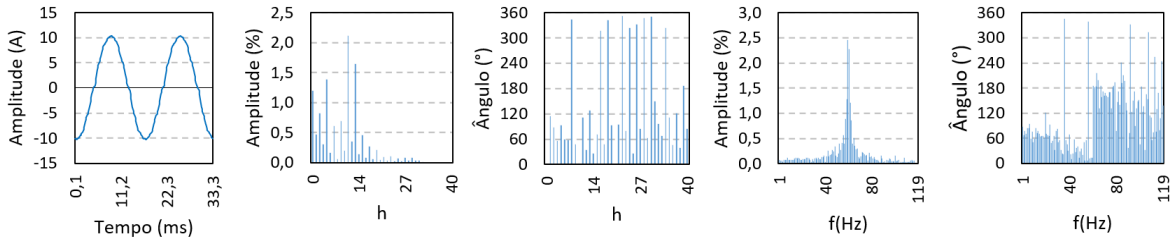
(e) 50%



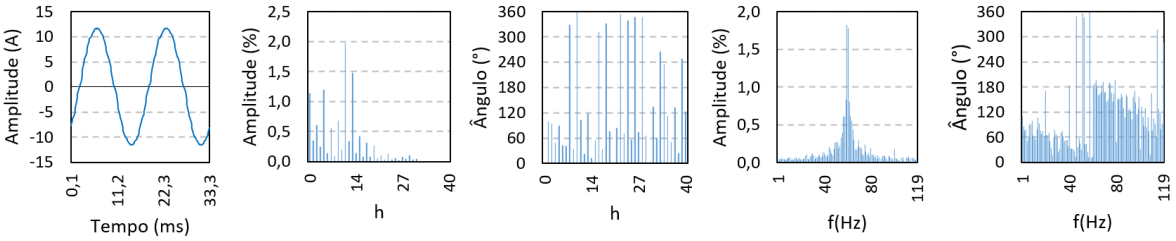
(f) 60%



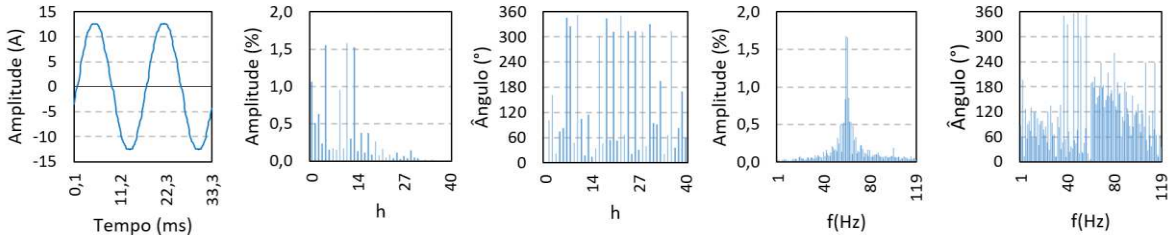
(g) 70%



(h) 80%



(i) 90%



(j) 100%

Figura 3.12 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor D.

Como pode-se observar na Figura 3.13 a seguir, na faixa de 10% da potência nominal a 3ª harmônica é a ordem mais significativa, com uma amplitude de 18,56%, seguida da 11ª e 13ª, com valores de 13,8% e 13,78%, respectivamente. Porém, após a faixa de 20% da potência nominal, essas distorções harmônicas individuais mais significativas são reduzidas para valores abaixo de 4%.

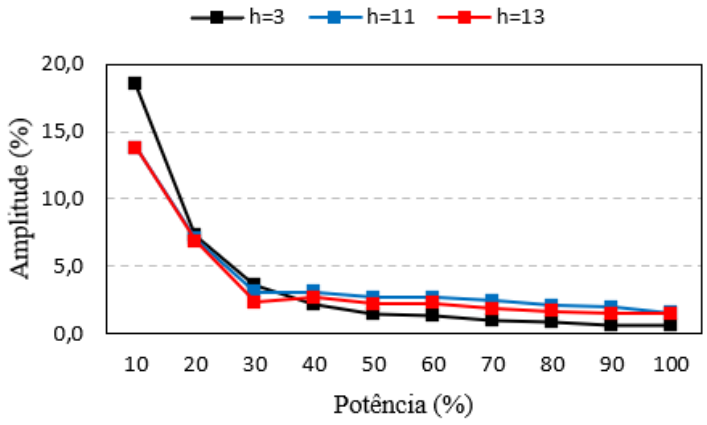


Figura 3.13 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor D.

A Figura 3.14 apresenta a emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor D. A componente CC apresenta amplitudes inferiores a 2% para toda a faixa de potência, exceto para 10% da potência nominal. A distorção harmônica total, a partir de 50% da potência nominal do inversor, se enquadra abaixo de 5%. Já a distorção de corrente inter-harmônica apresenta uma elevação em seu valor percentual para a faixa de 30% da potência nominal, chegando a um valor de 7,79%, porém, para as demais faixas de potência, apresenta valores abaixo de 5%.

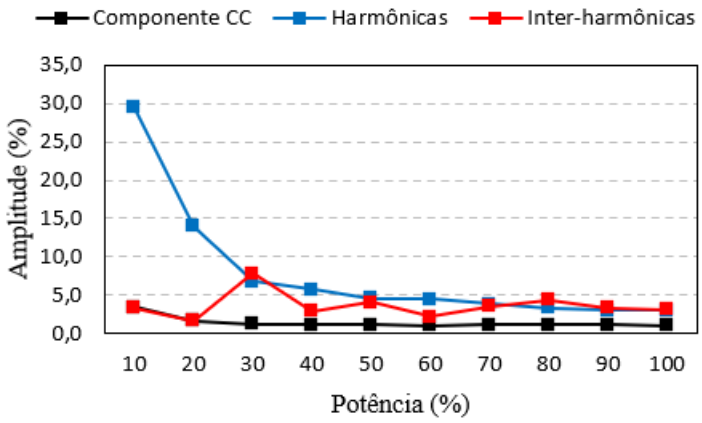


Figura 3.14 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor D.

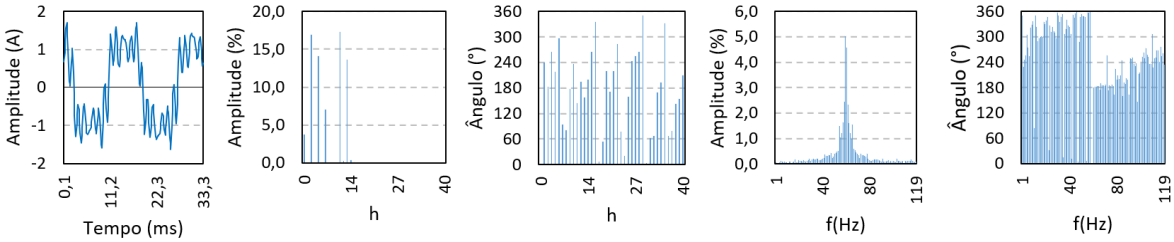
3.1.2.5 Inversor E (3000 W)

O Inversor E, de potência nominal igual a 3000 W, possui duas entradas de MPPT independentes e suas principais características são apresentadas na Tabela 3.6.

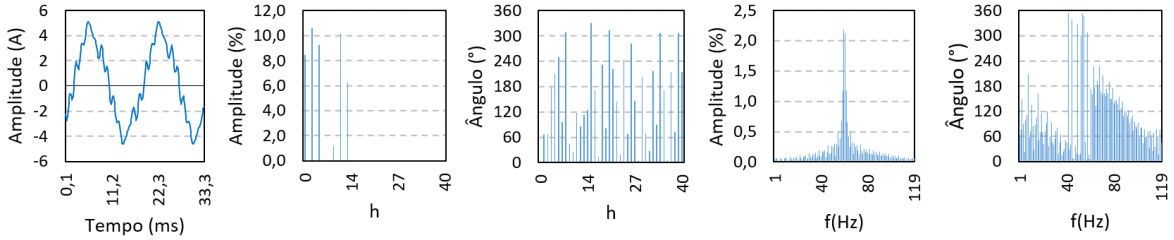
Tabela 3.6 – Características extraídas do catálogo do Inversor E.

Inversor E		
Entrada CC	Potência máx. gerador (W)	5500
	Tensão máxima (V)	600
	Faixa do MPPT (V)	110 ~ 500
Saída CA	Potência nominal (W)	3000
	Faixa de tensão (V)	180 ~ 280
	Fator de potência	1 (0,8i ~ 0,8c)

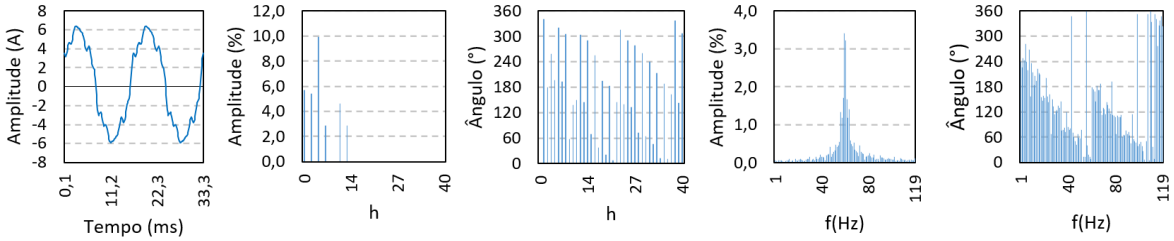
A Figura 3.15 apresenta os resultados de forma de onda e espectros harmônicos, inter-harmônicos e injeção CC para o Inversor E.



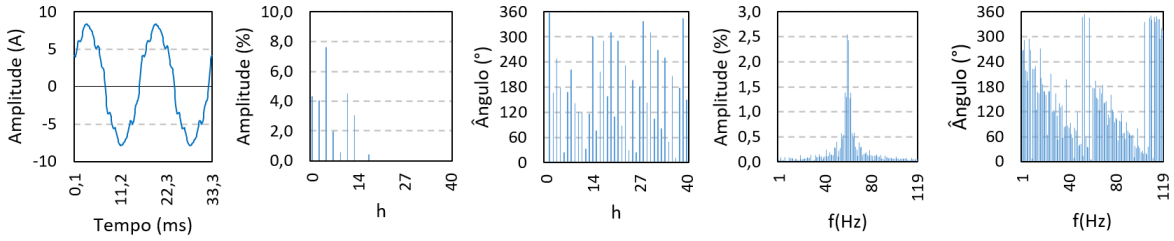
(a) 10%



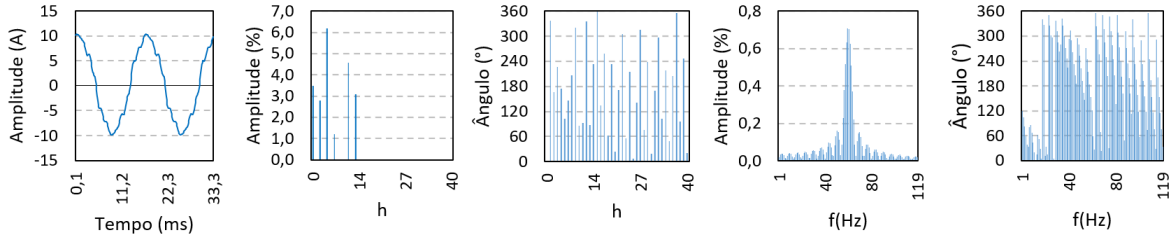
(b) 20%



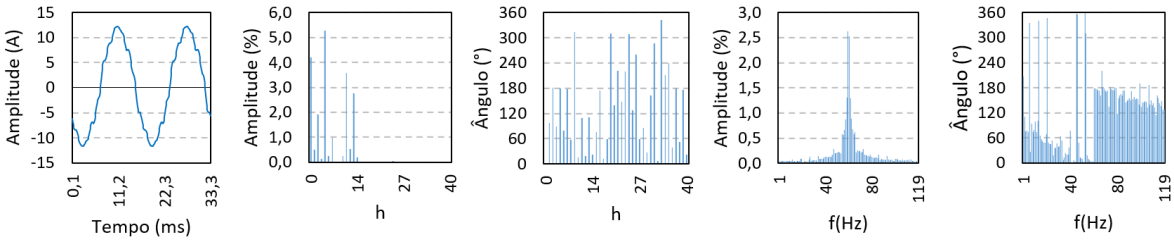
(c) 30%



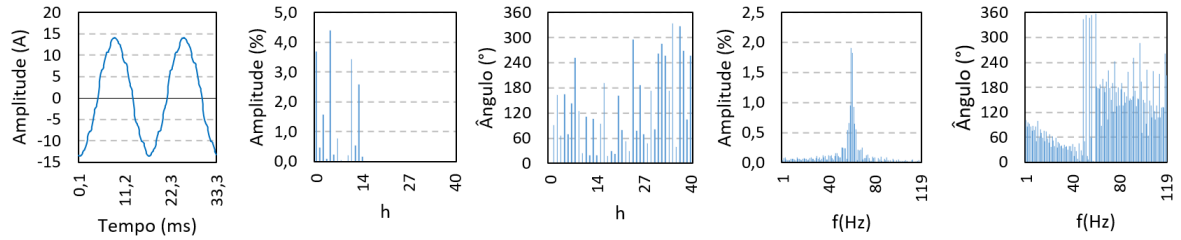
(d) 40%



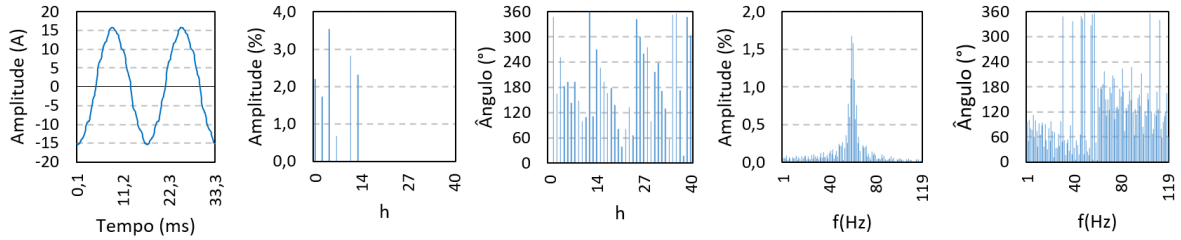
(e) 50%



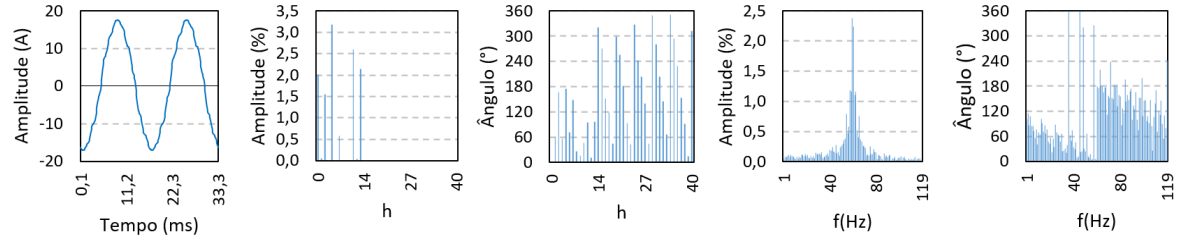
(f) 60%



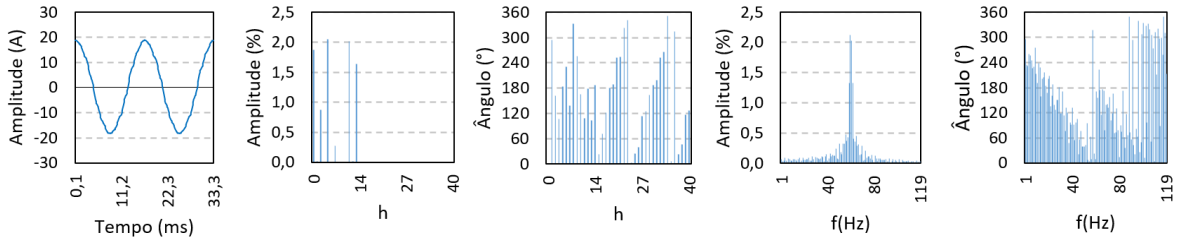
(g) 70%



(h) 80%



(i) 90%



(j) 100%

Figura 3.15 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor E.

Por meio da Figura 3.15, observa-se que se trata de um inversor que apresenta um pouco mais de emissividade harmônica, quando comparado com os demais inversores apresentados até o momento. Tal fato pode ser confirmado pela Figura 3.16 e Figura 3.17, que apresentam, respectivamente, as distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas e a emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor E. Percebem-se elevados valores de amplitude percentual das distorções harmônicas individuais de 5ª, 11ª e 13ª ordens, não somente nas primeiras faixas de potência, resultando em distorções harmônicas totais acima de 5% em todas as faixas de potência, exceto na potência nominal do

inversor. Já os valores de injeção CC e inter-harmônicas estão mais próximos dos valores obtidos para os demais inversores.

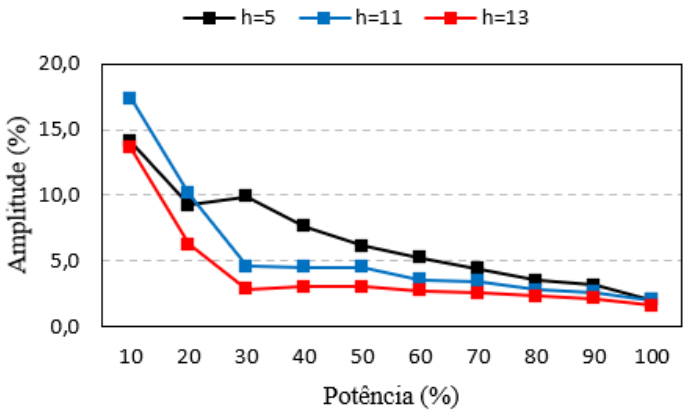


Figura 3.16 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor E.

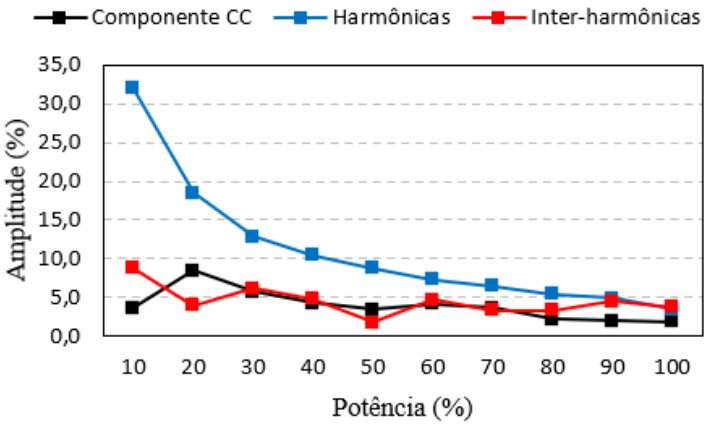


Figura 3.17 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor E.

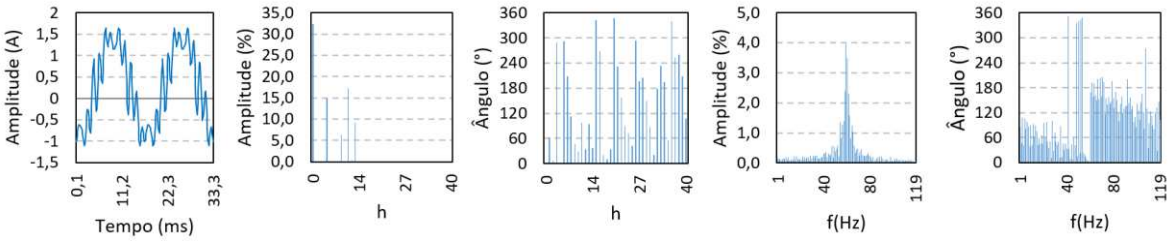
3.1.2.6 Inversor F (3000 W)

O Inversor F se trata de mais uma unidade de potência nominal igual a 3000 W, possuindo, também, duas entradas de MPPT independentes e suas principais características são apresentadas na Tabela 3.7.

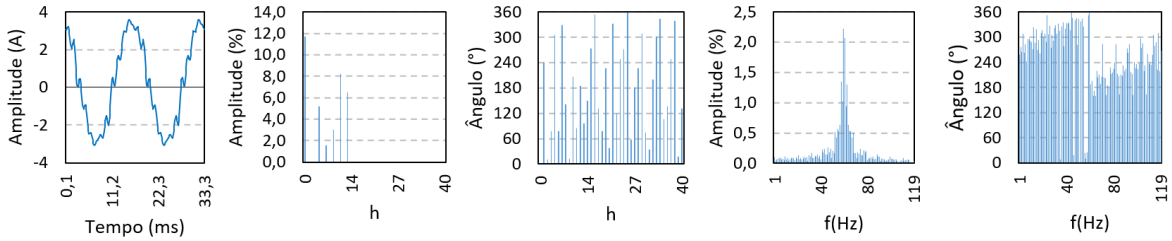
Tabela 3.7 – Características extraídas do catálogo do Inversor F.

Inversor F		
Entrada CC	Potência máx. gerador (W)	4500
	Tensão máxima (V)	1000
	Faixa do MPPT (V)	200 ~ 800
Saída CA	Potência nominal (W)	3000
	Faixa de tensão (V)	180 ~ 270
	Fator de potência	1 (0,8i ~ 0,8c)

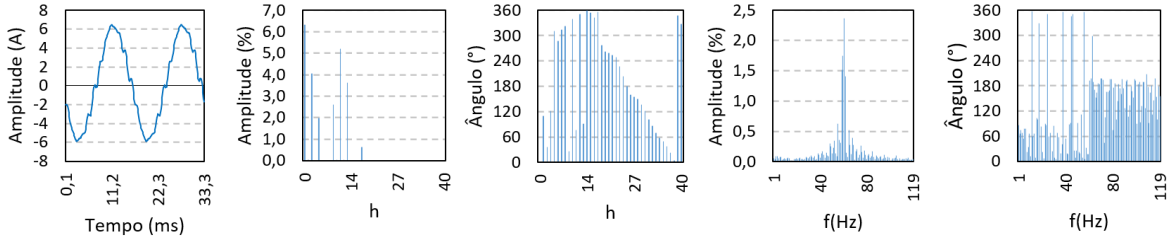
A Figura 3.18 apresenta os resultados de forma de onda e espectros harmônicos, inter-harmônicos e injeção CC para o Inversor F. Por meio da Figura 3.18 (a), com potência de 10%, percebe-se que a forma de onda de corrente possui considerável valor médio, sendo comprovado pela amplitude de 32,43% da componente CC no gráfico do espectro harmônico.



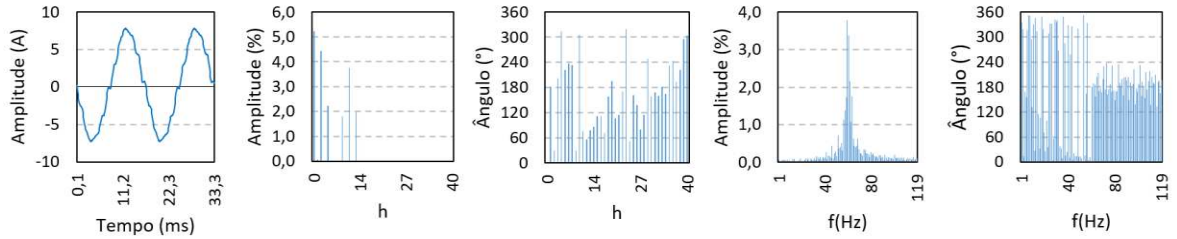
(a) 10%



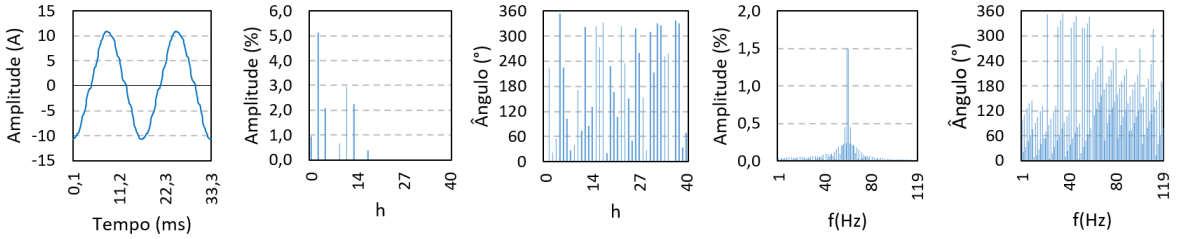
(b) 20%



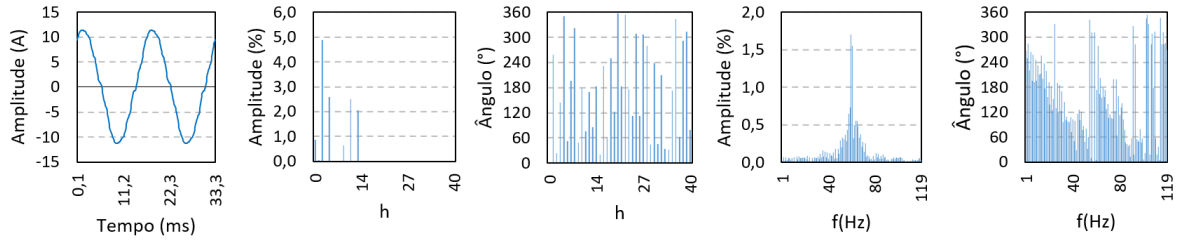
(c) 30%



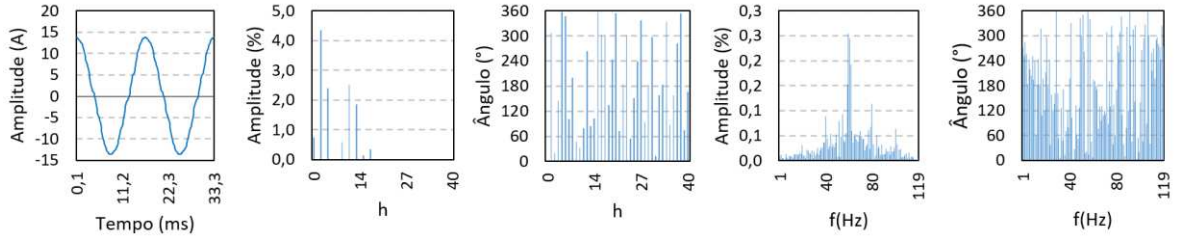
(d) 40%



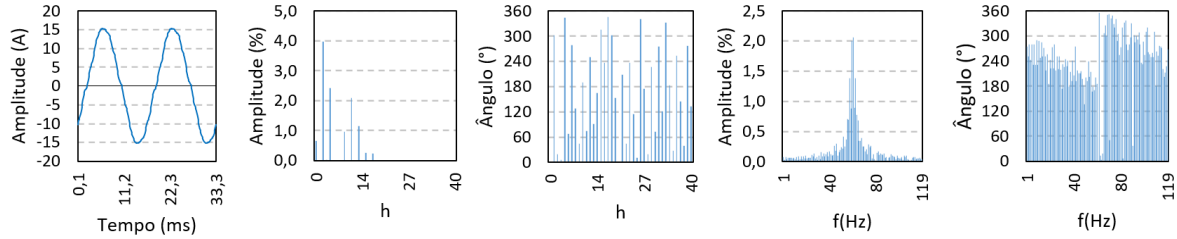
(e) 50%



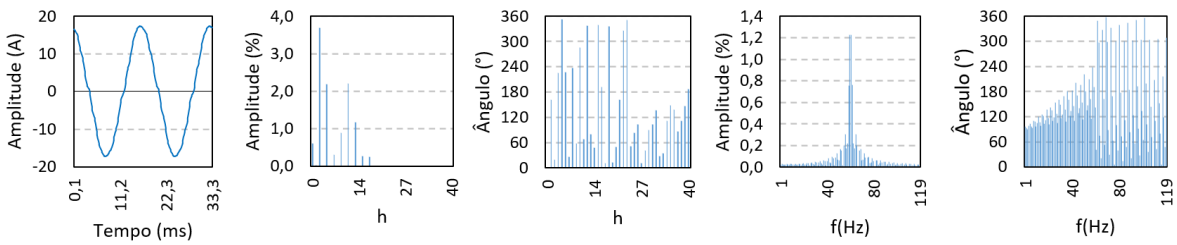
(f) 60%



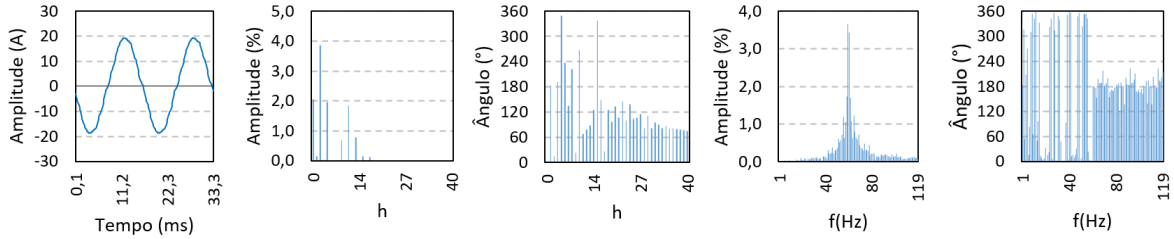
(g) 70%



(h) 80%



(i) 90%



(j) 100%

Figura 3.18 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor F.

A Figura 3.19 apresenta o comportamento das distorções harmônicas individuais mais significativas do Inversor F. Para as primeiras faixas de potência, a 11ª e a 13ª ordem apresentam os maiores valores percentuais, com amplitudes de 17,3% e 9,15%, respectivamente, para a faixa de 10% de potência. Já a 3ª ordem apresenta, para baixas potências, amplitudes menos significativas, porém, a partir de 40% da potência nominal, essa ordem se torna mais significativa em relação às demais ordens harmônicas.

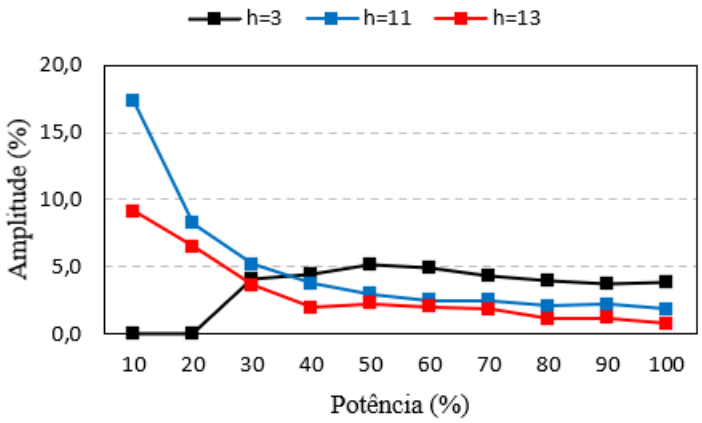


Figura 3.19 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor F.

Conforme já mencionado, a componente CC apresenta uma amplitude de 32,43% para a faixa de 10% da potência nominal, porém, para potências a partir de 50% do valor nominal, a componente CC reduz consideravelmente, conforme pode ser observado na Figura 3.20. A distorção harmônica total se encontra acima de 5% em todas as faixas de potência, exceto na potência nominal. E, por fim, a emissividade inter-harmônica se mostra com uma variação entre 7,5% e 0,55%, de forma mais aleatória.

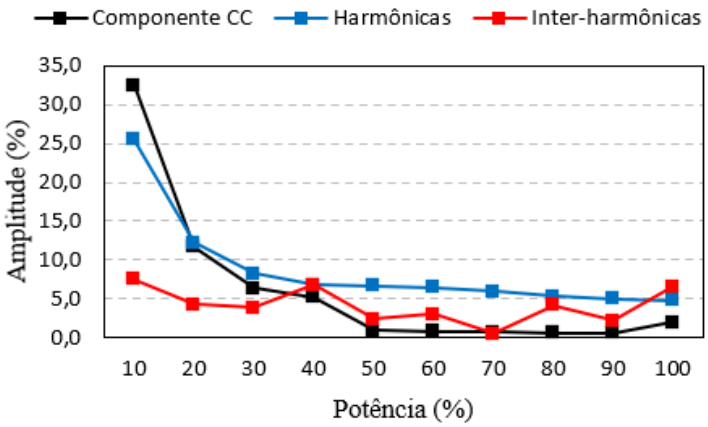


Figura 3.20 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor F.

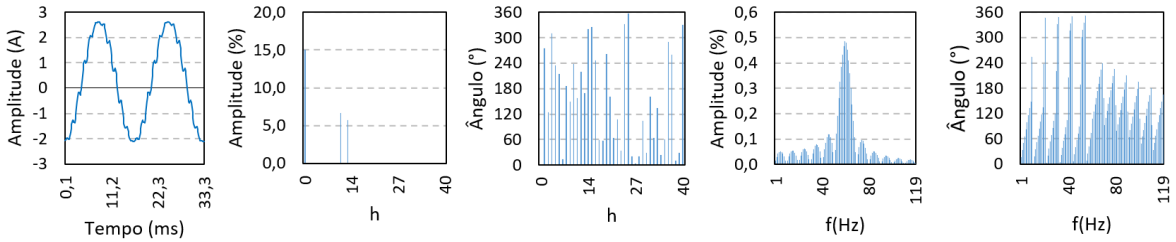
3.1.2.7 Inversor G (3300 W)

O último inversor apresentado neste trabalho (Inversor G) possui uma potência ligeiramente maior que os dois últimos inversores apresentados, tendo 3300 W de potência nominal, apresentando, também, duas entradas de MPPT independentes. Suas principais características são apresentadas na Tabela 3.8.

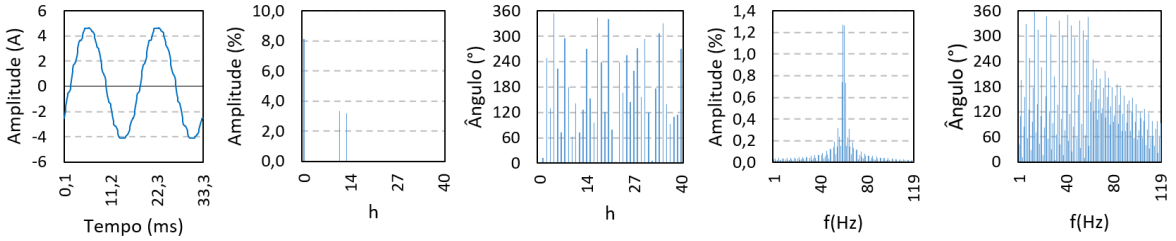
Tabela 3.8 – Características extraídas do catálogo do Inversor G.

Inversor G		
Entrada CC	Potência máx. gerador (W)	2 x 2000
	Tensão máxima (V)	600
	Faixa do MPPT (V)	170 ~ 530
Saída CA	Potência nominal (W)	3300
	Faixa de tensão (V)	180 ~ 264
	Fator de potência	> 0,995 (0,1i ~ 0,1c)

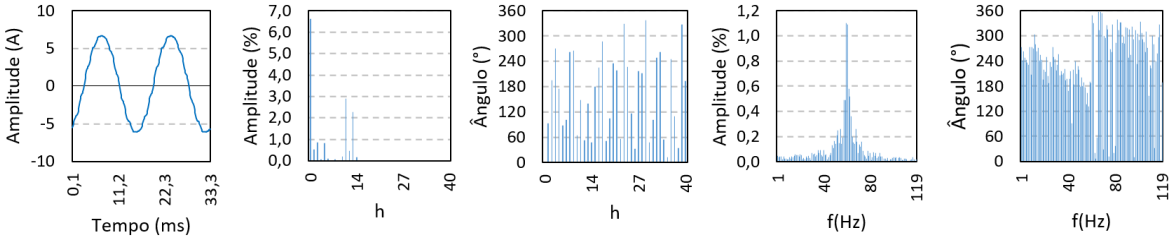
Por meio da Figura 3.21, observa-se, para o Inversor G, boa qualidade na forma de onda de corrente, se aproximando de uma forma senoidal para a maioria das faixas de potências. Tal fato também pode ser observado por meio das amplitudes obtidas nos espectros harmônicos. Nota-se que, apesar dos espectros harmônicos e inter-harmônicos apresentarem amplitudes reduzidas, a componente CC apresenta valores mais significativos.



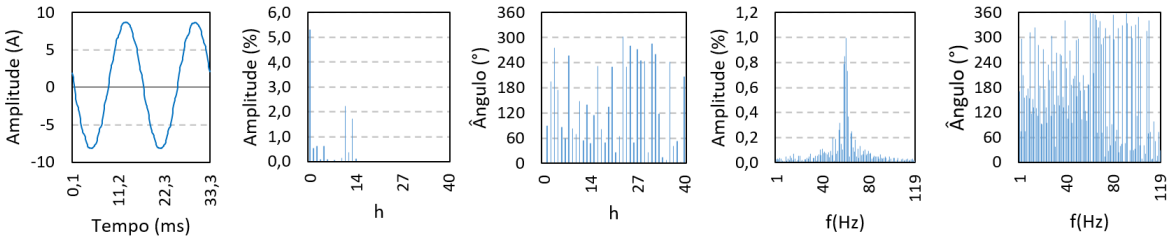
(a) 10%



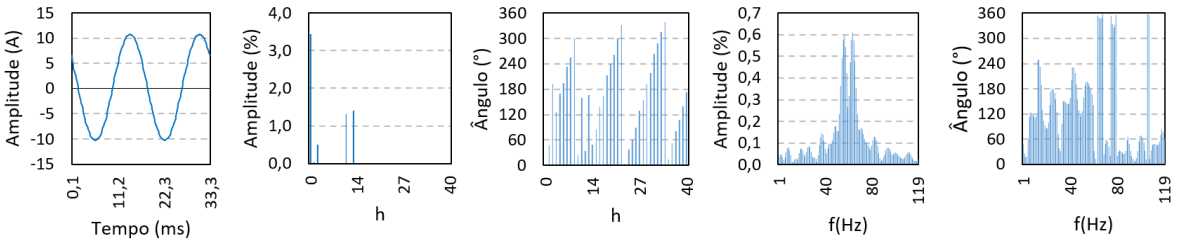
(b) 20%



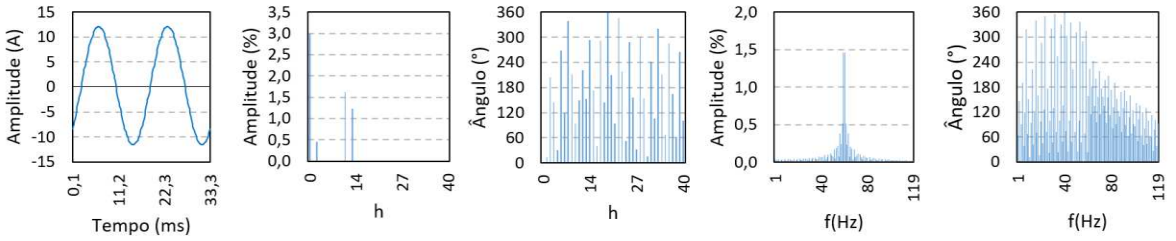
(c) 30%



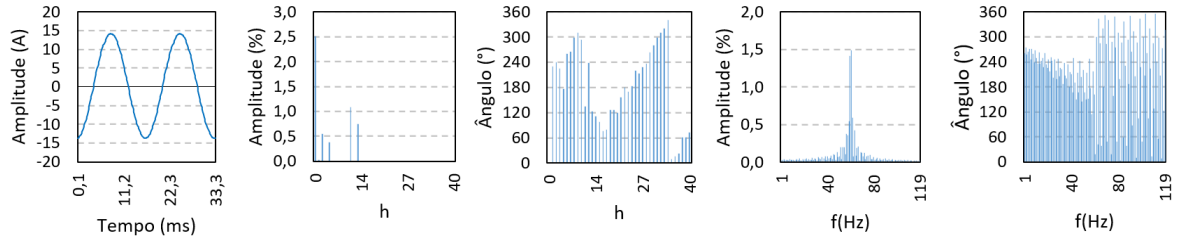
(d) 40%



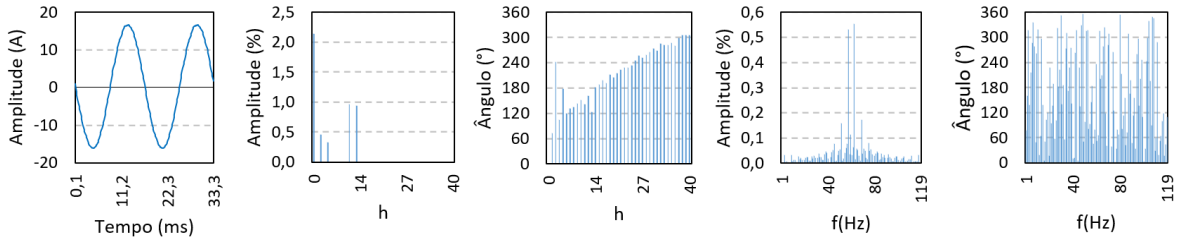
(e) 50%



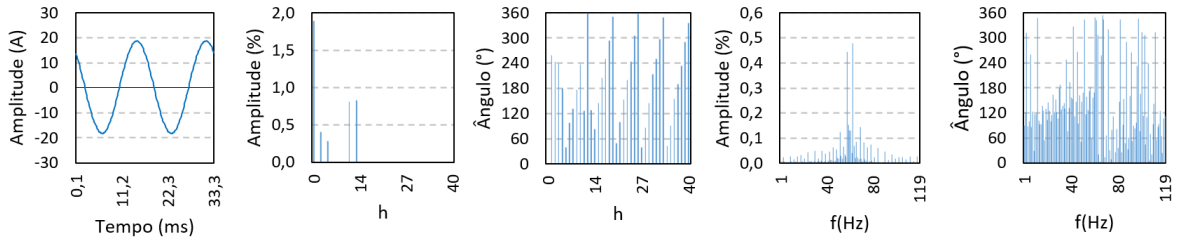
(f) 60%



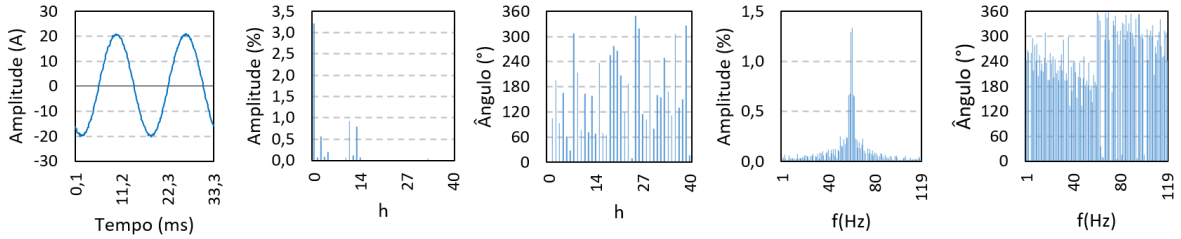
(g) 70%



(h) 80%



(i) 90%



(j) 100%

Figura 3.21 – Resultados de emissividade harmônica, inter-harmônica e injeção CC para o Inversor G.

Conforme apresenta a Figura 3.22, com exceção da faixa de potência de 10%, até mesmo as ordens das distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas (3ª, 11ª e 13ª) se enquadram abaixo de 4% de amplitude. Dessa forma, de acordo com a Figura 3.23, a distorção harmônica total para todas as faixas de potência a partir de 20% da potência nominal apresentam amplitude inferior a 4%. As amplitudes para as componentes inter-harmônicas para todas as faixas de potência se encontram abaixo de 2,5%. Por fim, conforme já apresentado na Figura 3.21, fica reforçado na Figura 3.23 que a componente CC apresenta valores mais significativos, sobretudo para as primeiras faixas de potência, atingindo 15,03% para a faixa de 10% da potência nominal.

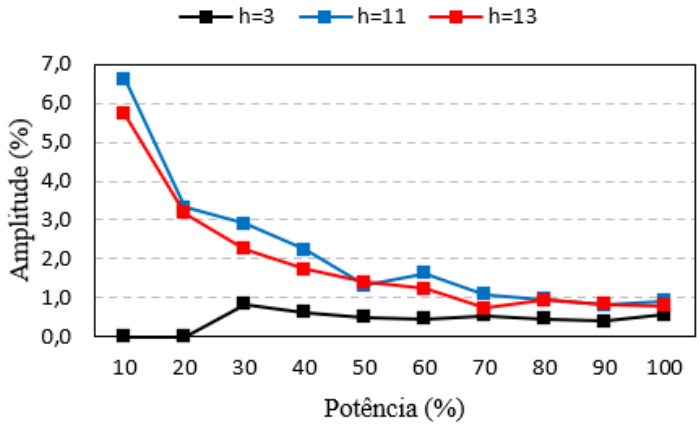


Figura 3.22 – Distorções harmônicas individuais de corrente mais significativas do Inversor G.

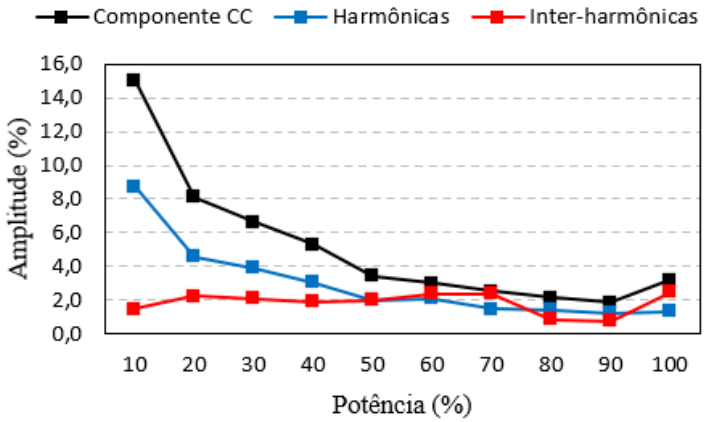


Figura 3.23 – Emissividade percentual harmônica, inter-harmônica e injeção CC do Inversor G.

3.1.3 Comparação dos resultados dos inversores ensaiados com normas técnicas

A fim de garantir a qualidade da energia elétrica injetada no sistema de distribuição, os inversores para sistemas fotovoltaicos necessitam atender a requisitos específicos estabelecidos em normas técnicas. Dessa forma, com o objetivo de avaliar os resultados obtidos dos ensaios experimentais dos inversores, esta seção apresenta a comparação dos valores de injeção CC, distorções harmônicas, inter-harmônicas e fator de potência com base nas normas ABNT NBR 16149:2013 [72], ABNT NBR 16150:2013 [100] e IEEE 1547:2018 [101]. A norma ABNT NBR 16149:2013 dispõe sobre as características da interface de conexão de sistemas fotovoltaicos com a rede de distribuição. A norma NBR 16150:2013 trata sobre os procedimentos de ensaio de conformidade dos sistemas fotovoltaicos para atendimento aos requisitos estabelecidos na norma NBR 16149:2013. Já a norma internacional IEEE 1547:2018

estabelece critérios e requisitos técnicos para interconexão e interoperabilidade de recursos energéticos distribuídos associados ao sistema elétrico de potência.

3.1.3.1 Injeção de componente CC

A fim de avaliar a injeção de componente CC dos inversores, foram realizados ensaios laboratoriais baseados nos procedimentos estabelecidos pela norma NBR 16150:2013, obtendo, assim, a injeção de componente CC para 33%, 66% e 100% da potência nominal de saída para cada inversor, conforme apresentado na Figura 3.24.

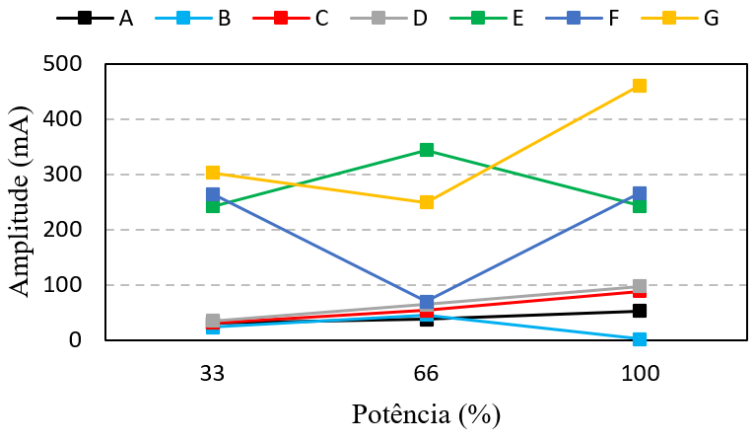


Figura 3.24 – Corrente CC injetada pelos inversores ensaiados.

Os valores obtidos foram comparados com o limite de 0,5% da corrente nominal do inversor, conforme estabelecido pela norma NBR 16149:2013. A Tabela 3.9 apresenta o resumo dos resultados de injeção de componente CC para os sete inversores ensaiados.

Percebe-se que, apesar de apresentarem valores percentuais relativamente baixos, todos os inversores ultrapassaram o valor de referência de 0,5% em pelo menos uma das faixas da potência nominal, destacados na cor vermelha na Tabela 3.9. Dentre os equipamentos testados, destacam-se o Inversor B, que apresentou menor injeção de componente CC, e o Inversor G, que apresentou maior injeção.

Tabela 3.9 – Resumo dos resultados de injeção CC dos inversores ensaiados.

Modelo	Potência (W)	Corrente nominal (A)	33% $P_{nom.}$		66% $P_{nom.}$		100% $P_{nom.}$	
			I_{cc} (mA)	I_{cc} / $I_{nom.}$ (%)	I_{cc} (mA)	I_{cc} / $I_{nom.}$ (%)	I_{cc} (mA)	I_{cc} / $I_{nom.}$ (%)
A	1000	4,55	29,94	0,66	37,01	0,81	52,67	1,16
B	1200	5,45	23,24	0,43	45,33	0,83	1,84	0,03
C	1600	7,27	30,85	0,42	52,94	0,73	87,61	1,20
D	2000	9,09	34,56	0,38	63,71	0,70	96,81	1,06
E	3000	13,64	241,47	1,77	343,82	2,52	242,83	1,78
F	3000	13,64	264,38	1,94	69,24	0,51	266,23	1,95
G	3300	15,00	302,75	2,02	248,76	1,66	460,99	3,07

3.1.3.2 Distorções harmônicas

Para avaliação da emissividade harmônica dos inversores ensaiados, utilizaram-se os procedimentos estabelecidos na norma NBR 16150:2013, obtendo, assim, as distorções harmônicas individuais e totais para 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal de saída para cada inversor. Os valores obtidos foram comparados com os valores de referência da norma NBR 16149:2013, por meio dos limites individuais de distorção harmônica de corrente, já apresentados na Tabela 2.1, e do limite de distorção harmônica total de 5%, ambos calculados em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor, conforme equações (3.1) e (3.2).

$$DHI_h\% = \frac{I_h}{I_{nom.}} \times 100 \tag{3.1}$$

$$DHT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{máx}} {I_h}^2}}{I_{nom.}} \times 100 \tag{3.2}$$

Onde:

- DHI_h é a distorção harmônica individual de corrente de ordem h.
- DHT_I é a distorção harmônica total de corrente.
- I_h é a corrente eficaz de ordem h.
- $I_{nom.}$ é a corrente fundamental na potência nominal.
- h = todas as ordens harmônicas de 2 até $h_{máx}$.
- $h_{máx}$ = máxima ordem harmônica envolvida na análise.

No que tange às distorções harmônicas individuais de corrente, todos os inversores ensaiados apresentaram bons resultados. As únicas exceções foram para algumas faixas específicas de potência dos inversores A e E, apenas para a 11ª ordem harmônica, que ultrapassaram o limite de distorção de 2%. A Figura 3.25 apresenta o gráfico da injeção de corrente de 11ª ordem em função das faixas de potência para os sete inversores.

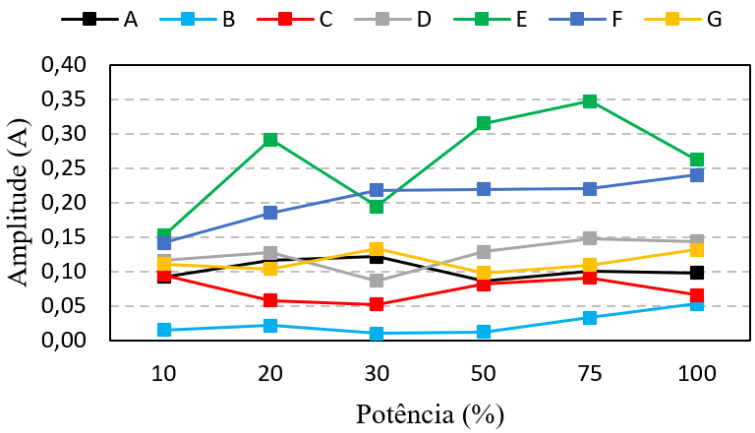


Figura 3.25 – Corrente de 11ª ordem injetada pelos inversores ensaiados.

A Tabela 3.10 apresenta o resumo dos resultados de distorção harmônica de 11ª ordem (DHI_{11}) dos inversores ensaiados, destacando em vermelho os pontos que ultrapassaram o limite de distorção de 2%.

Tabela 3.10 – Resumo dos resultados de distorção harmônica de 11ª ordem (DHI_{11}) dos inversores ensaiados.

Modelo	**Potência (W)**	**Corrente nominal (A)**	**Distorção Harmônica Individual de 11ª ordem (DHI_{11})**					
			10%	**20%**	**30%**	**50%**	**75%**	**100%**
A	1000	4,55	2,03	2,55	2,67	1,89	2,22	2,15
B	1200	5,45	0,27	0,39	0,18	0,22	0,60	0,96
C	1600	7,27	1,30	0,79	0,71	1,12	1,24	0,90
D	2000	9,09	1,27	1,40	0,94	1,41	1,63	1,58
E	3000	13,64	1,11	2,13	1,42	2,31	2,55	1,92
F	3000	13,64	1,03	1,35	1,60	1,61	1,61	1,76
G	3300	15,00	0,74	0,69	0,89	0,65	0,73	0,88

Em se tratando das distorções harmônicas totais de corrente, nenhum inversor ultrapassou o limite de 5% para qualquer faixa de potência. A Figura 3.26 apresenta o gráfico da corrente harmônica total para os inversores ensaiados, em Ampères, e a Tabela 3.11 apresenta seus valores em termos percentuais em relação à respectiva corrente nominal.

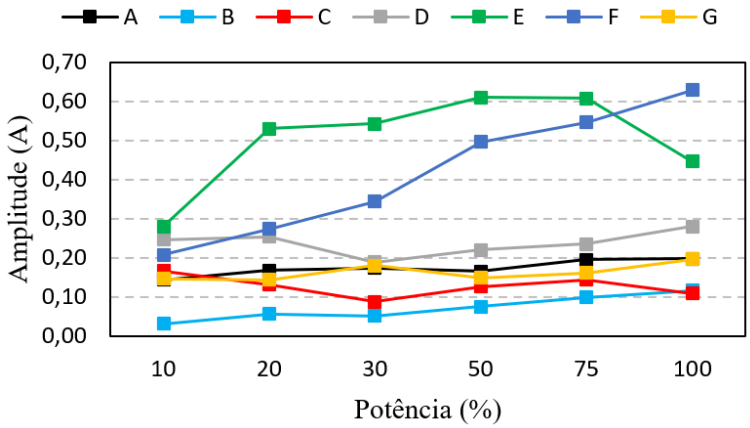


Figura 3.26 – Corrente harmônica total injetada pelos inversores ensaiados.

Tabela 3.11 – Resumo dos resultados de distorção harmônica total (*DHTI*) dos inversores ensaiados.

Modelo	Potência (W)	Corrente nominal (A)	Distorção Harmônica Total (*DHTI*)					
			10%	20%	30%	50%	75%	100%
A	1000	4,55	3,15	3,69	3,83	3,63	4,28	4,35
B	1200	5,45	0,56	1,01	0,93	1,36	1,80	2,12
C	1600	7,27	2,28	1,81	1,21	1,73	1,97	1,50
D	2000	9,09	2,71	2,79	2,07	2,41	2,59	3,08
E	3000	13,64	2,05	3,89	3,98	4,47	4,45	3,27
F	3000	13,64	1,52	2,00	2,52	3,64	4,01	4,61
G	3300	15,00	0,98	0,95	1,20	0,99	1,08	1,30

3.1.3.3 Distorção total de corrente

Com o objetivo de avaliar a distorção total de corrente, considerando o efeito da injeção de componente CC, distorções harmônicas e inter-harmônicas, utiliza-se como referência a norma IEEE 1547:2018, por meio do índice de TRD (*total rated-current distortion*), calculado conforme a equação (3.3), não devendo exceder o limite de 5%.

$$TRD\% = \frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_{nom.}} \times 100 \quad (3.3)$$

Onde:

- I_1 é a corrente fundamental em uma determinada condição de potência.
- $I_{nom.}$ é a corrente fundamental na potência nominal.
- I_{rms} é a corrente eficaz envolvendo a componente CC, harmônicas e inter-harmônicas.

A Figura 3.27 apresenta o gráfico da corrente de distorção total injetada pelos inversores.

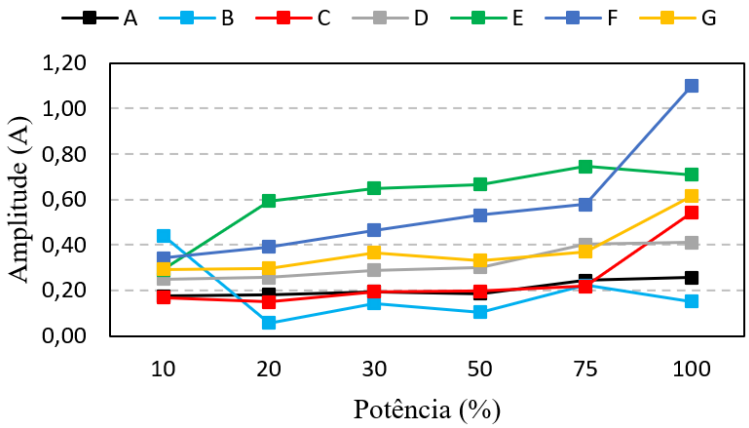


Figura 3.27 – Corrente de distorção total injetada pelos inversores ensaiados.

Já a Tabela 3.12 apresenta o resumo dos resultados de distorção total de corrente, em valores percentuais, para os sete inversores ensaiados, destacando na cor vermelha os valores que ultrapassaram o limite de 5%.

Tabela 3.12 – Resumo dos resultados de distorção total de corrente (*TRD*) dos inversores ensaiados.

Modelo	**Potência (W)**	**Corrente nominal (A)**	**Distorção Total de Corrente (*TRD*)**					
			10%	**20%**	**30%**	**50%**	**75%**	**100%**
A	1000	4,55	3,83	3,97	4,30	4,09	5,36	5,65
B	1200	5,45	8,10	1,05	2,65	1,92	4,09	2,78
C	1600	7,27	2,31	2,04	2,68	2,70	2,99	7,45
D	2000	9,09	2,74	2,83	3,18	3,31	4,42	4,52
E	3000	13,64	2,14	4,36	4,76	4,89	5,47	5,20
F	3000	13,64	2,50	2,87	3,40	3,90	4,24	8,06
G	3300	15,00	1,95	1,99	2,43	2,21	2,47	4,09

Pode-se perceber que, apesar dos bons resultados para a distorção harmônica total de corrente (DHT_I), as parcelas de injeção de componentes CC e inter-harmônicas contribuem para que os valores de distorção total de corrente (*TRD*) obtidos excedam o limite de 5% estabelecido na norma IEEE 1547:2018 em algumas situações.

3.1.3.4 Fator de potência

Por fim, de forma análoga às análises de distorções harmônicas, o fator de potência (*FP*) também é analisado para os sete inversores com base nos procedimentos estabelecidos na norma NBR 16150:2013 para 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal. Conforme a norma NBR 16149:2013, os inversores devem ser ajustados de fábrica para um fator de potência unitário, com tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo / capacitivo.

A Figura 3.28 e a Tabela 3.13 apresentam o resumo dos resultados de fator de potência para os sete inversores ensaiados. Apesar de alguns valores estarem destacados por ultrapassarem a tolerância de 0,98, salienta-se que a NBR 16149:2013 estabelece os valores de referências de fator de potência apenas para condições em que o inversor esteja injetando na rede uma potência ativa superior a 20% da potência nominal. Portanto, de acordo com a Tabela 3.13, apenas os inversores A e D, na faixa de 30% de potência nominal, não atenderam os requisitos estabelecidos na referida norma.

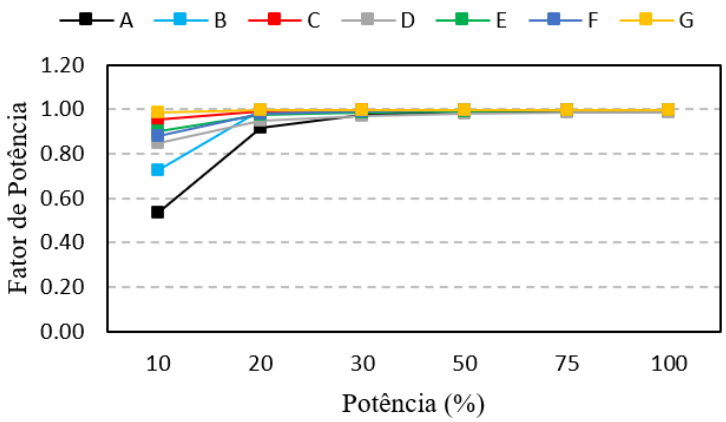


Figura 3.28 – Fator de potência dos inversores ensaiados.

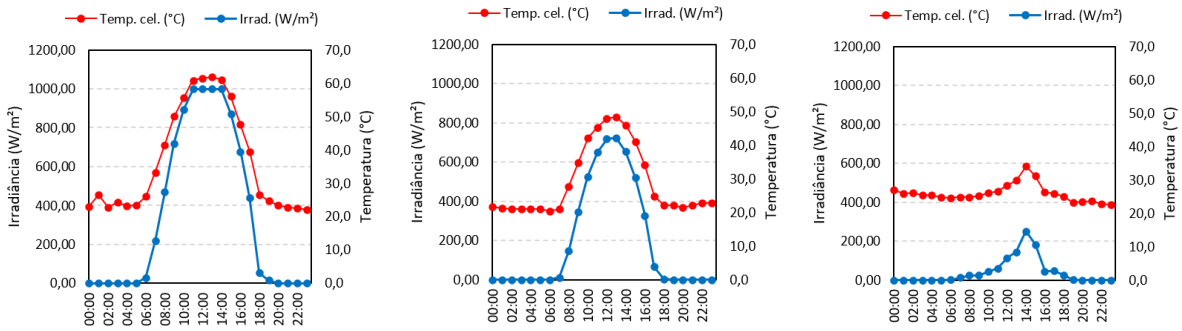
Tabela 3.13 – Resumo dos resultados de fator de potência dos inversores ensaiados.

Modelo	Potência (W)	Fator de Potência (*FP*)					
		10%	20%	30%	50%	75%	100%
A	1000	0.5348	0.9176	0.9754	0.9932	0.9930	0.9940
B	1200	0.7245	0.9977	0.9984	0.9988	0.9986	0.9984
C	1600	0.9529	0.9928	0.9963	0.9958	0.9964	0.9963
D	2000	0.8492	0.9474	0.9683	0.9810	0.9850	0.9868
E	3000	0.9014	0.9769	0.9862	0.9937	0.9962	0.9971
F	3000	0.8816	0.9823	0.9933	0.9972	0.9983	0.9985
G	3300	0.9837	0.9946	0.9962	0.9988	0.9992	0.9992

3.1.4 Análise da emissividade dos inversores para perfis diários específicos de irradiação e temperatura

Com o objetivo de analisar o comportamento dos inversores para sistemas fotovoltaicos em condições próximas às reais, esta seção apresenta os resultados dos experimentos para três diferentes perfis diários de irradiância e temperatura, simulando dias de céu limpo, parcialmente nublado e intensamente nublado. Os perfis diários de irradiância e temperatura foram obtidos por meio da rede de estações meteorológicas automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [102], que disponibiliza várias informações meteorológicas (temperatura ambiente, umidade relativa do ar, pressão atmosférica, velocidade do vento, radiação solar, etc.) em tempo real, além de permitir a consulta de dados de registros passados. Dessa forma, após a seleção dos perfis de céu limpo, parcialmente nublado e intensamente nublado, os dados de irradiância e temperatura foram parametrizados no emulador de painéis fotovoltaicos por meio da interface visual do *software* SAS1000.

Para cada uma das condições foram utilizados 24 pontos para representar o perfil diário de irradiância e temperatura nos módulos fotovoltaicos, conforme apresentado na Figura 3.29.

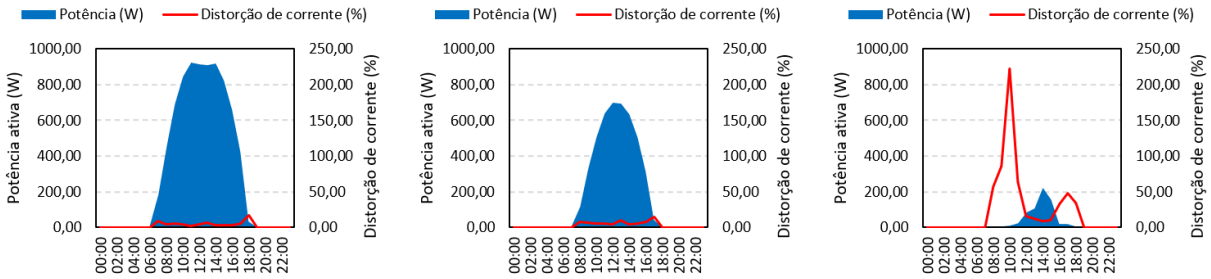


(a) Céu limpo (b) Céu parcialmente nublado (c) Céu intesamente nublado

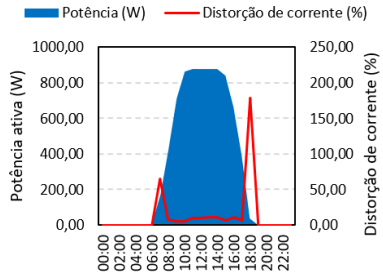
Figura 3.29 – Perfis diários de irradiância e temperatura parametrizados no emulador de painéis fotovoltaicos.

Ao executar os experimentos, para cada um dos 24 patamares de irradiância e temperatura, o emulador de painel fotovoltaico ajusta o ponto de operação, disponibilizando em sua saída uma tensão e uma corrente CC específicas, aplicadas na entrada dos inversores. O emulador foi programado para operar por um minuto em cada patamar, representando, assim, as 24 horas de um dia em um período de 24 minutos. Os procedimentos para realização das medições, processamento dos dados e obtenção de resultados são os mesmos já apresentados na seção 3.1.1.

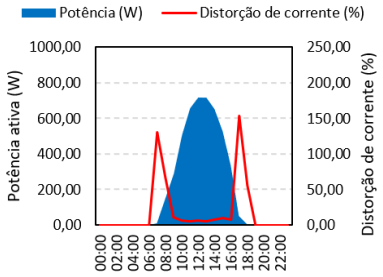
A Figura 3.30 apresenta os resultados de potência ativa e distorção total de corrente injetadas na rede, incluindo as componentes CC, harmônicas e inter-harmônicas, para cada perfil diário (céu limpo, céu parcialmente nublado e céu intensamente nublado) para os sete inversores ensaiados. Salienta-se que as distorções de corrente foram calculadas em função da componente fundamental.



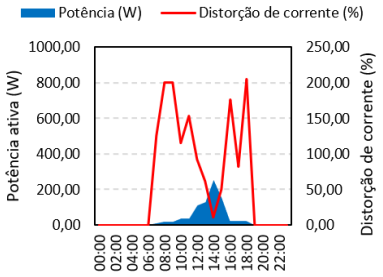
(a) Inv. A - Céu limpo (b) Inv. A - Céu parc. nublado (c) Inv. A - Céu intens. nublado



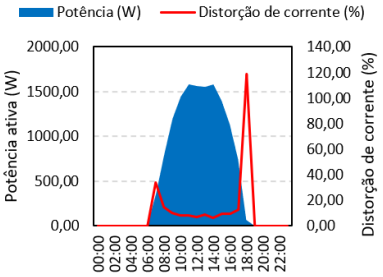
(d) Inv. B - Céu limpo



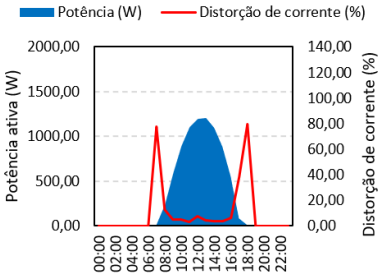
(e) Inv. B - Céu parc. nublado



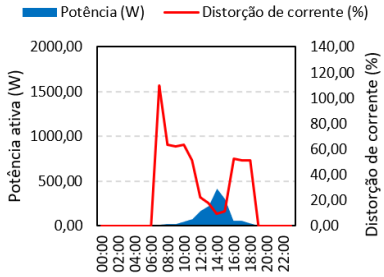
(f) Inv. B - Céu intens. nublado



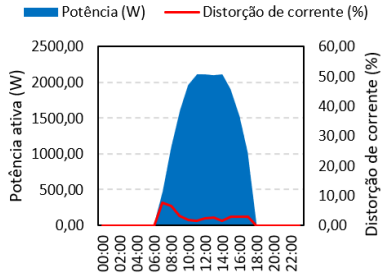
(g) Inv. C - Céu limpo



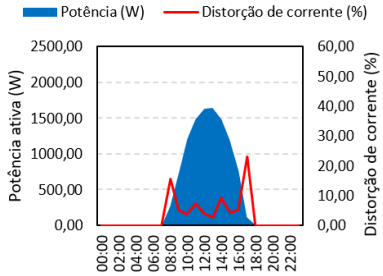
(h) Inv. C - Céu parc. nublado



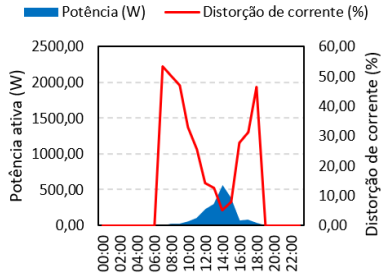
(i) Inv. C - Céu intens. nublado



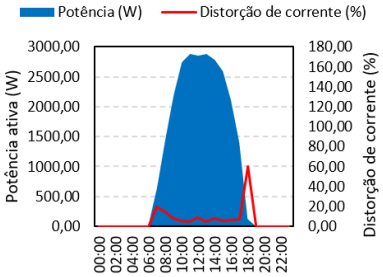
(j) Inv. D - Céu limpo



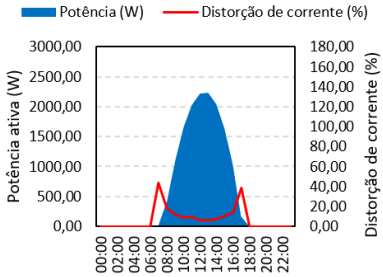
(k) Inv. D - Céu parc. nublado



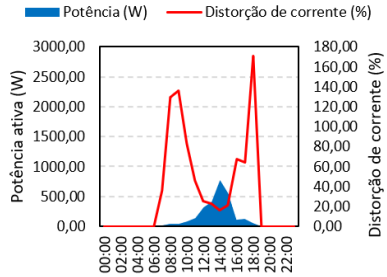
(l) Inv. D - Céu intens. nublado



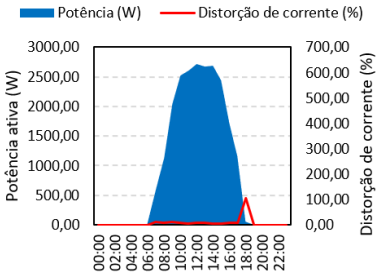
(m) Inv. E - Céu limpo



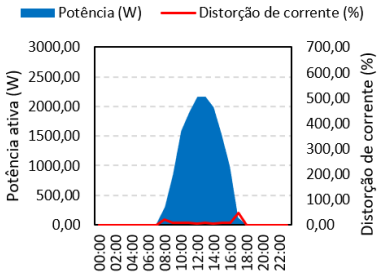
(n) Inv. E - Céu parc. nublado



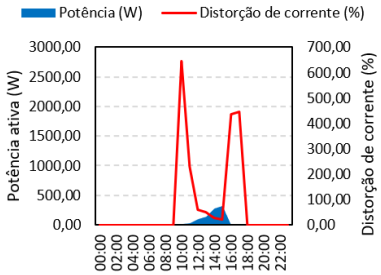
(o) Inv. E - Céu intens. nublado



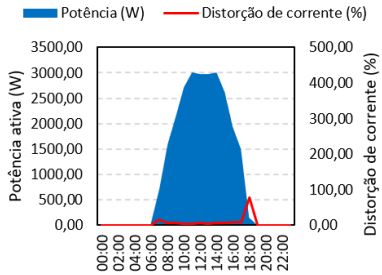
(p) Inv. F - Céu limpo



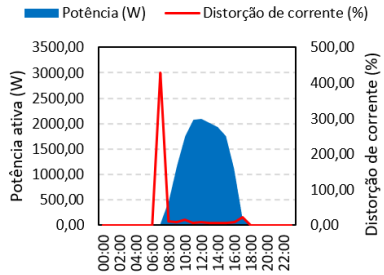
(q) Inv. F - Céu parc. nublado



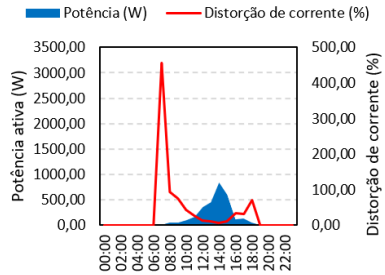
(r) Inv. F - Céu intens. nublado



(s) Inv. G - Céu limpo



(t) Inv. G - Céu parc. nublado



(u) Inv. G - Céu intens. nublado

Figura 3.30 – Potência ativa e distorção total de corrente injetada na rede para as condições de céu limpo, parcialmente nublado e intensamente nublado para os inversores ensaiados.

Por meio da Figura 3.30 percebe-se que, conforme já confirmado nas seções anteriores, a emissividade dos inversores para sistemas fotovoltaicos é mais pronunciada em baixas potências. Com exceção do Inversor D, todos os demais inversores apresentam situações em que a distorção total de corrente assume valores acima de 100%. O Inversor F atinge um valor acima de 600% para um patamar de baixa irradiância na condição de céu intensamente nublado, conforme apresenta a Figura 3.30 (r). Dessa forma, pode-se concluir que em dias mais nublados e com baixa irradiação solar, há uma tendência de os inversores apresentarem maior distorção de corrente percentual em relação à corrente fundamental. Entretanto, conforme já visto na seção 3.1.3, quando se utiliza como referência a corrente nominal dos inversores, esses valores são consideravelmente reduzidos, permitindo uma noção do real impacto que a emissividade irá provocar na tensão do sistema de distribuição. De qualquer forma, ressalta-se que, em condições propícias para uma ressonância, até mesmo baixas amplitudes de corrente harmônicas são capazes de acarretar em impactos mais severos, devendo cada caso ser estudado de forma particular.

3.2 Ensaios de obtenção de correntes de curto-circuito dos inversores

3.2.1 Metodologia para realização dos ensaios laboratoriais

A fim de obter as contribuições de curto-circuito de cada um dos inversores para sistemas fotovoltaicos testados, fez-se necessário o desenvolvimento de um gerador de afundamento de tensão (GAT). O tipo de gerador de afundamento adotado é baseado em autotransformador devido às suas características de rápida resposta, boa eficiência, baixo custo, além da facilidade de implementação em laboratório. O diagrama esquemático do GAT desenvolvido pode ser observado na Figura 3.32, sendo composto por um autotransformador com duas bobinas isoladas, três chaves (TRIACs – S_1, S_2 e S_3) e um resistor de limitação da corrente de curto-circuito durante o processo de chaveamento, possibilitando a geração do afundamento sem causar interrupção na tensão. Tal topologia foi baseada no trabalho desenvolvido em [35].

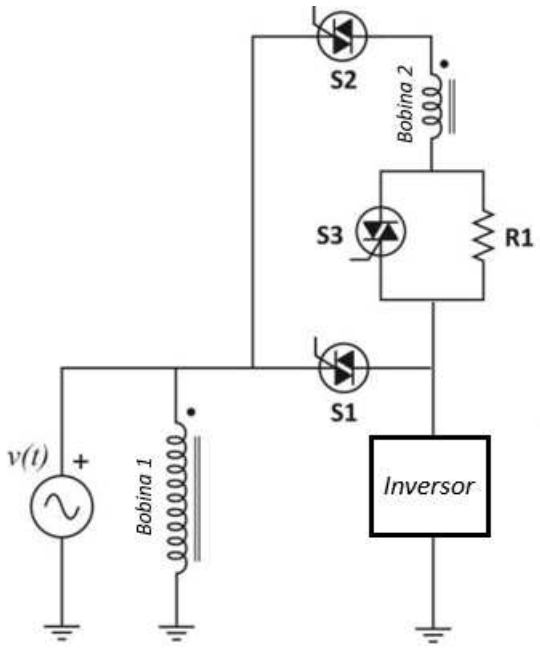


Figura 3.31 – Diagrama esquemático do gerador de afundamento de tensão.

O princípio de funcionamento do GAT pode ser compreendido com auxílio da Figura 3.32. Conforme apresentado na Figura 3.32 (a), no estado inicial do equipamento, a chave S_1 é

fechada, fazendo com que a tensão nominal seja aplicada ao inversor. A Figura 3.32 (b) ilustra o período de transição do GAT, em que é dado o sinal de abertura para a chave S_1 e de fechamento para a chave S_2, gerando um afundamento de tensão. Enquanto a corrente que circula pela chave S_1 não tiver uma passagem por zero, haverá um curto-circuito na bobina 2, indicado por I_{cc}, porém terá seu valor limitado pelo resistor R_1. A fim de garantir que a corrente que circula pela chave S_1 tenha passado por zero e a chave esteja realmente aberta, o sistema de controle aguarda 1,5 ciclo para dar o comando de acionamento da chave S_3. O estado final do acionamento do GAT é ilustrado pela Figura 3.32 (c). Durante o afundamento de tensão, a tensão no inversor é de aproximadamente 0,05 pu, devido à queda de tensão na bobina 2 e nas chaves S_2 e S_3, possibilitando mensurar a contribuição de corrente dos inversores. O processo para retirada do afundamento de tensão e aplicação da tensão nominal novamente é exatamente o processo inverso ao descrito anteriormente, e a duração do afundamento de tensão é determinada pelo sistema de controle.

O GAT desenvolvido tem como principais componentes o autotransformador, as chaves estáticas (TRIACS), o resistor de limitação da corrente de curto-circuito, o circuito de acionamento das chaves e uma interface gráfica, cujas características serão apresentadas na sequência. O autotransformador utilizado possui uma potência nominal de 12 kVA, com duas bobinas isoladas uma da outra, e com tensões nominais de 220 V (1 pu) e 209 V (0,95 pu), respectivamente. Durante o afundamento de tensão, a bobina 2 é conectada com polaridade subtrativa em série com o inversor, resultado em uma tensão de aproximadamente 11 V (0,05 pu) no equipamento a ser testado. Os parâmetros básicos do autotransformador podem ser observados na Tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Características do autotransformador.

Parâmetro	Valor
Potência nominal	12 kVA
Frequência nominal	60 Hz
Número de fases	1
Tensão nominal da bobina 1	220 V
Impedância da bobina 1	0,048 + j0,036 Ω
Tensão nominal da bobina 2	209 V
Impedância da bobina 2	0,056 + j0,042 Ω
Resistência de magnetização	673,17 Ω
Reatância de magnetização	238,12 Ω

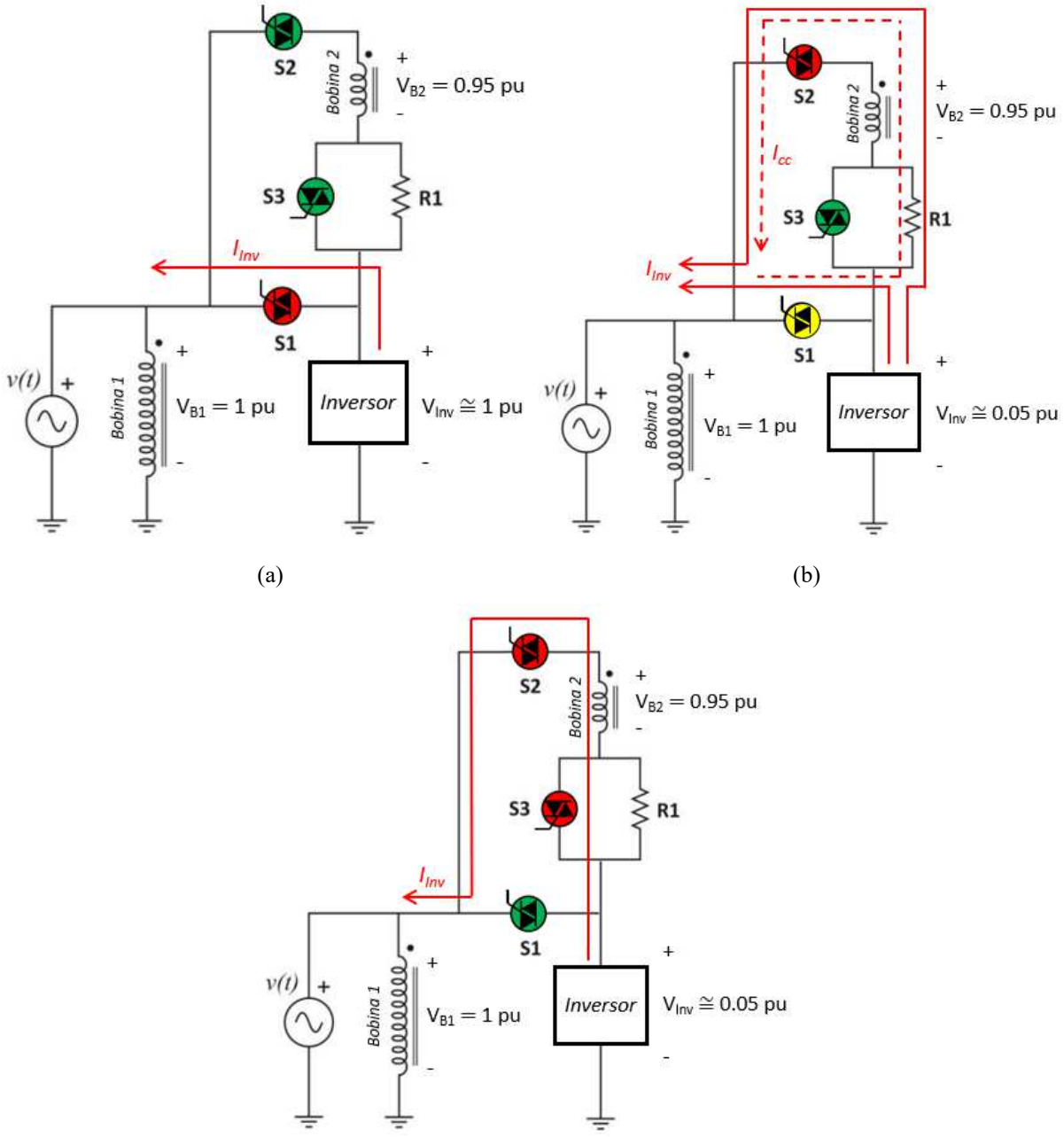


Figura 3.32 – Princípio de funcionamento do GAT desenvolvido. (a) Estado inicial do GAT. (b) Estado de transição do GAT. (c) Estado final do GAT.

As chaves estáticas escolhidas são TRIACS devido ao baixo custo e simplicidade, além de serem bidirecionais, reduzindo a quantidade utilizada pela metade. O modelo de TRIAC adotado foi o 2N5446 e suas características podem ser observadas na Tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Características do TRIAC 2N5446.

Parâmetro	Valor
Tensão de pico repetitiva em estado de bloqueio	600 V
Corrente eficaz em estado de condução	40 A
Corrente de pico em estado de condução	300 A
Corrente de pico em estado bloqueado	4 mA
Tensão máxima em estado de condução	1,85 V
Corrente máxima de disparo em CC	80 mA
Tensão máxima de disparo de porta em CC	2,5 V
Resistência do Snubber	100 Ω
Capacitância do Snubber	10 μF

O resistor utilizado foi definido para limitar a corrente de curto-circuito na bobina 2 a um valor de até 1,5 pu da corrente nominal, conforme apresentado em (3.4).

$$R_1 = \frac{V_2}{1{,}5 \times I_{n2}} = \frac{209}{1{,}5 \times 28{,}71} = 4{,}85\ \Omega \qquad \therefore R_1 = 5\ \Omega \tag{3.4}$$

O acionamento das chaves estáticas é feito por meio de um circuito de acionamento utilizando um microcontrolador ESP32 da fabricante Espressif, conforme apresentado na Figura 3.33. O acionamento dos TRIACS é feito por meio de um transformador de pulso, responsável pelo isolamento galvânico entre os circuitos de controle e potência. Assim, os sinais de saída do microcontrolador, juntamente com o sinal de 10,7 kHz de um gerador de pulsos, são aplicados a uma porta NOR antes de acionarem os TRIACS. Ademais, uma interface gráfica foi desenvolvida em Python com o objetivo de ligar e desligar o inversor a ser testado e configurar a duração do afundamento. A Figura 3.34 apresenta a tela da interface desenvolvida.

Por fim, a Figura 3.35 apresenta o GAT desenvolvido empregando os componentes mencionados anteriormente. Além dos elementos já citados, há uma fonte de alimentação linear para fornecer +15V e +5V para o circuito de acionamento e para o gerador de pulsos, respectivamente. O microcontrolador ESP32 é alimentado pela porta USB do computador. As conexões dos TRIACS, autotransformador e resistores (de 4Ω e 1Ω em série) são feitas por meio de um borne de conexão. Ademais, existem dois fusíveis para proteção das bobinas do autotransformador.

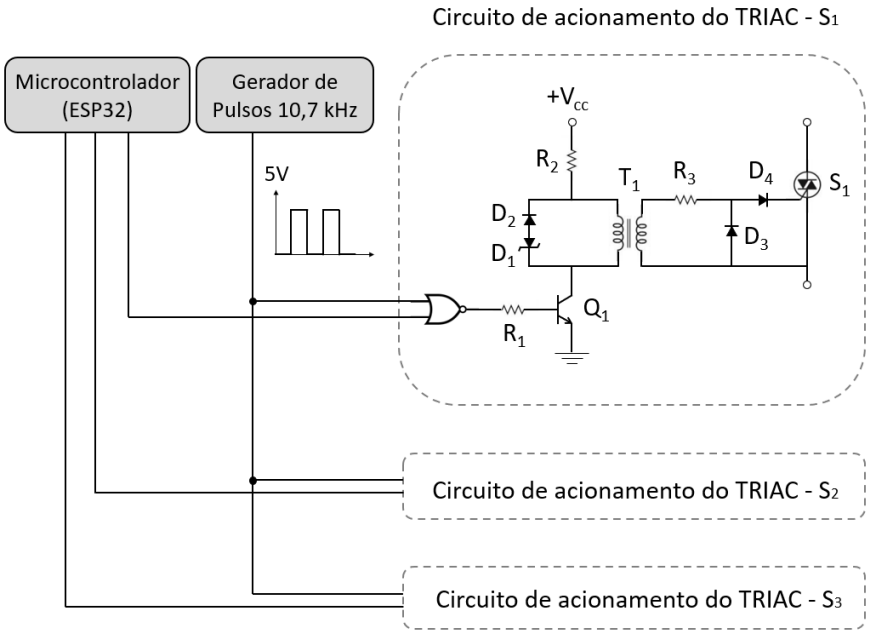


Figura 3.33 – Diagrama simplificado do circuito de acionamento dos TRIACS.

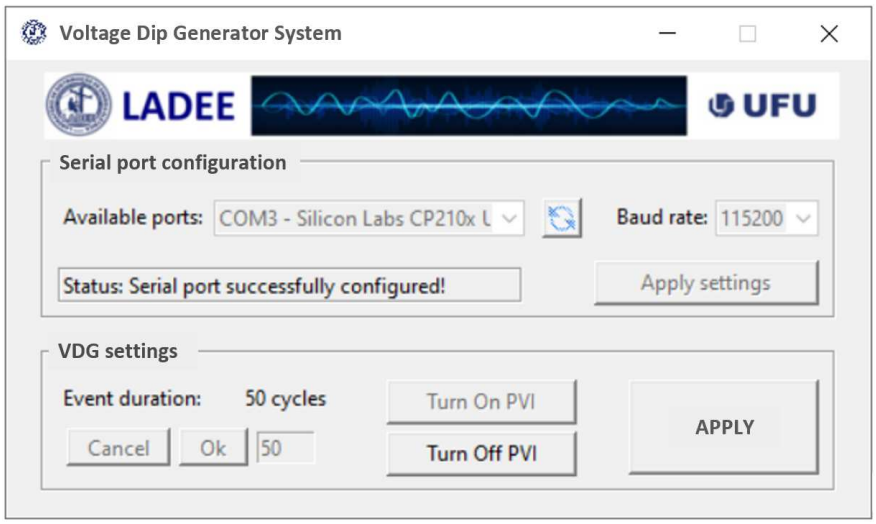


Figura 3.34 – Interface gráfica do GAT.

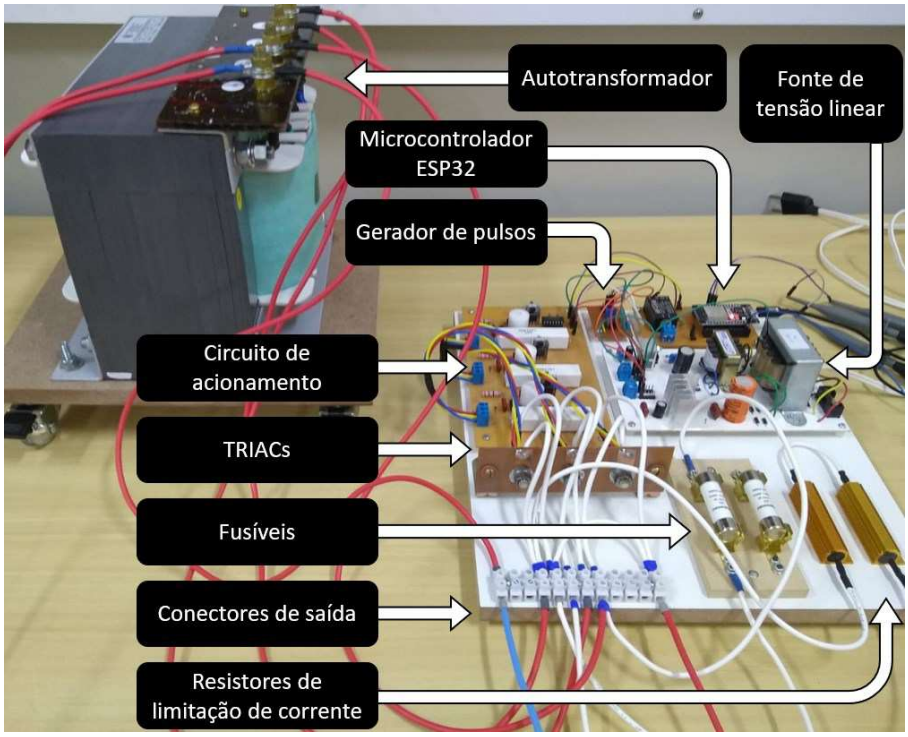


Figura 3.35 – Gerador de afundamento de tensão desenvolvido.

Uma vez construído o GAT, o equipamento pode ser utilizado para realização dos ensaios experimentais. O diagrama esquemático utilizado para realização dos ensaios de curto-circuito pode ser observado na Figura 3.36.

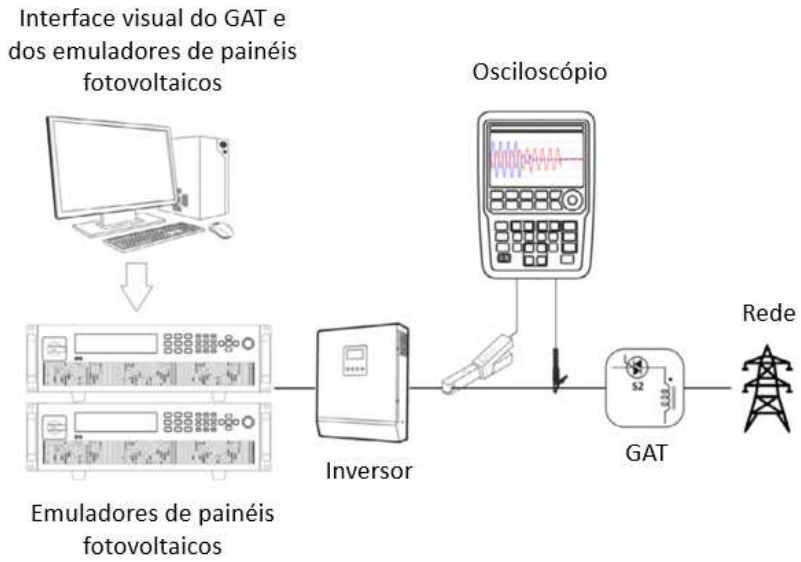


Figura 3.36 – Diagrama esquemático utilizado para realização dos ensaios de curto-circuito.

Os emuladores de painéis fotovoltaicos utilizados são os mesmos mencionados na seção 3.1.1. Para obter as medições referentes às tensões e correntes utiliza-se um osciloscópio da R&S, modelo Rider RTH1004, com 4 canais isolados com 60-500 MHz de largura de banda e taxa de amostragem de 5 GSa/s. Os mesmos sete inversores apresentados na seção anterior são ensaiados, porém, considerando três condições de operação: 25%, 50% e 100% da potência nominal.

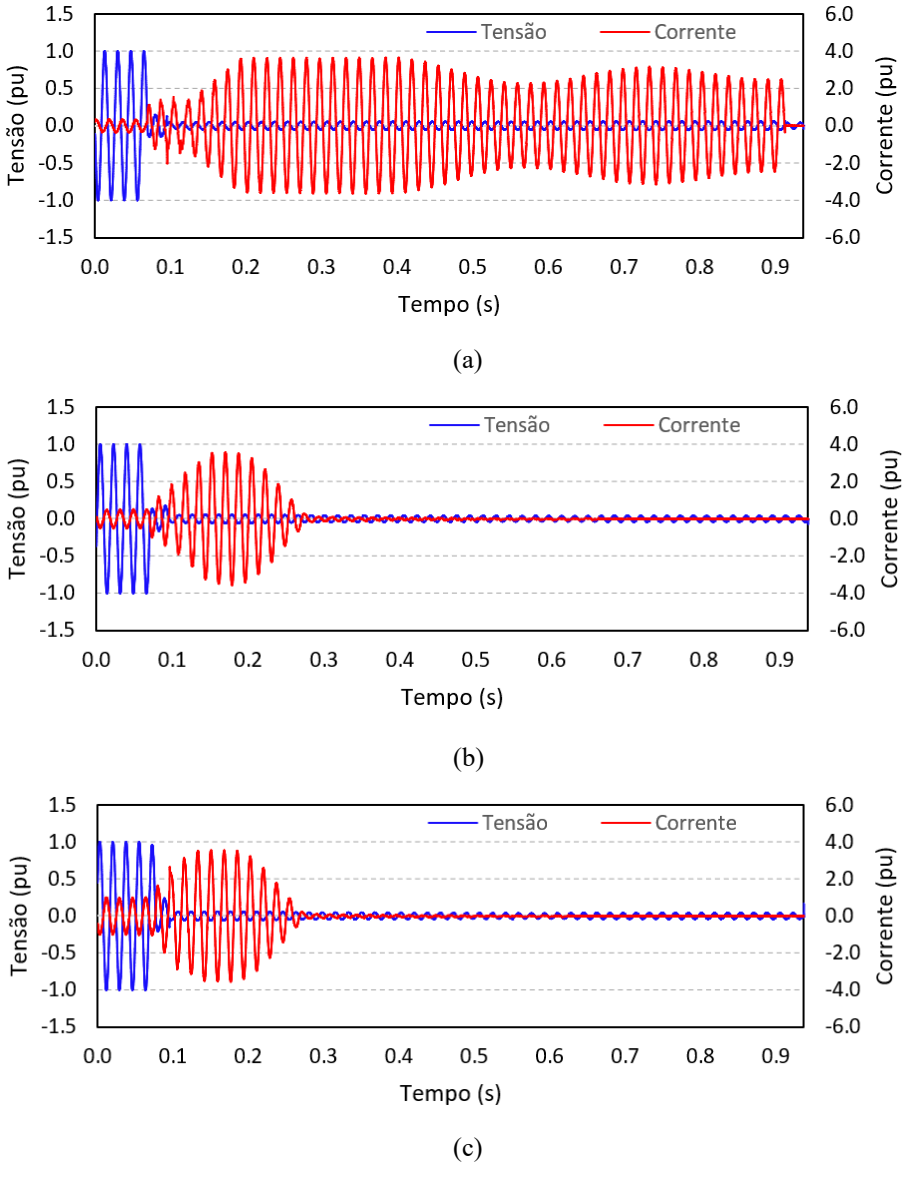
3.2.2 Caracterização das correntes de curto-circuito dos inversores

Neste tópico são apresentados os resultados referentes às contribuições de curto-circuito dos sete inversores, obtidos por faixa de potência: 25%, 50% e 100% da potência nominal. Assim, o GAT é alimentado com uma tensão nominal de 220 V, que é a tensão inicial aplicada ao inversor, e, por meio da interface visual, o afundamento de tensão para 11 V (0,05 pu) pode ser aplicado. Dessa forma, para cada faixa de potência obtém-se a forma de onda de tensão e corrente durante a aplicação do afundamento de tensão. Diferentes contribuições de curto-circuito foram observadas entre os inversores testados. Alguns possuem contribuições acima da corrente nominal, chegando a quase 4 pu para o Inversor A, outros mantêm as correntes bem próximas do valor nominal e dois inversores cessaram suas correntes instantaneamente após a aplicação do afundamento. Um resumo das correntes de curto-circuito obtidas pode ser observado na Tabela 3.16, e, na sequência, as formas de onda de cada inversor são apresentadas.

Tabela 3.16 – Resumo das contribuições de curto-circuito dos inversores.

Inversor	**25% da potência nominal**		**50% da potência nominal**		**100% da potência nominal**	
	$\boldsymbol{I_{cc}}$ **(pu)**	$\boldsymbol{\Delta t}$ **(ciclos)**	$\boldsymbol{I_{cc}}$ **(pu)**	$\boldsymbol{\Delta t}$ **(ciclos)**	$\boldsymbol{I_{cc}}$ **(pu)**	$\boldsymbol{\Delta t}$ **(ciclos)**
A	3.6	48.0	3.6	11.0	3.6	10.5
B	-	-	-	-	-	-
C	1.3	4.5	1.2	4.0	1.2	5.0
D	1.0	20.0	1.0	20.0	1.0	20.0
E	0.8	1.5	1.1	1.5	1.0	1.5
F	0.5	1.5	0.9	2.0	1.2	1.0
G	-	-	-	-	-	-

A Figura 3.37 apresenta os resultados obtidos para o Inversor A (1000 W) por meio da forma de onda de tensão e corrente para as condições de (a) 25%, (b) 50% e (c) 100% da potência nominal. Este inversor é o que apresentou a contribuição de curto-circuito mais significativa entre os inversores testados, tendo, para a condição de 25% da potência nominal, uma amplitude de 3,6 pu por 48 ciclos, além de 3,6 pu por 11 ciclos e 3,6 pu por 10,5 ciclos para as condições de 50% e 100% da potência nominal, respectivamente.



(a)

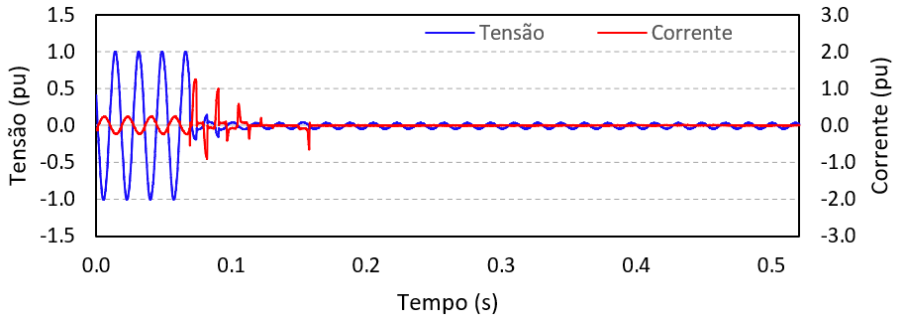
(b)

(c)

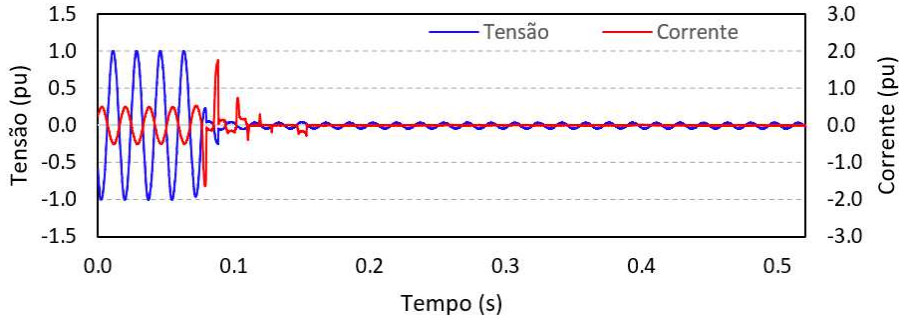
Figura 3.37 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor A. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal.

A Figura 3.38 apresenta os resultados obtidos para o Inversor B (1200 W) por meio da forma de onda de tensão e corrente. Este inversor praticamente não contribui para o curto-

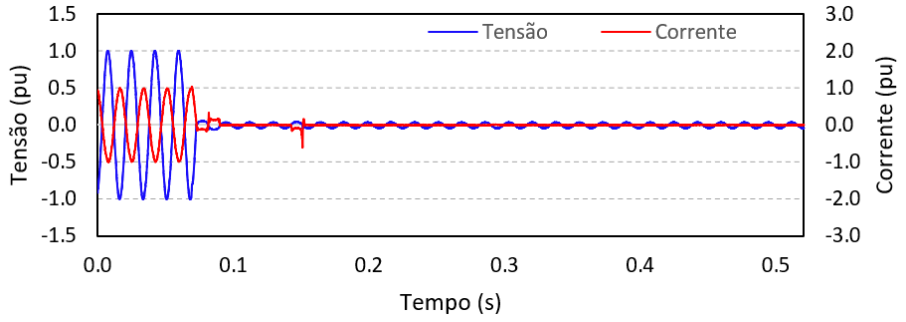
circuito, cessando a corrente imediatamente após a aplicação do afundamento de tensão. Percebem-se apenas alguns picos de corrente com uma forma de onda não senoidal nos primeiros ciclos após a aplicação do afundamento tanto para 25% quanto para 50% da potência nominal.



(a)



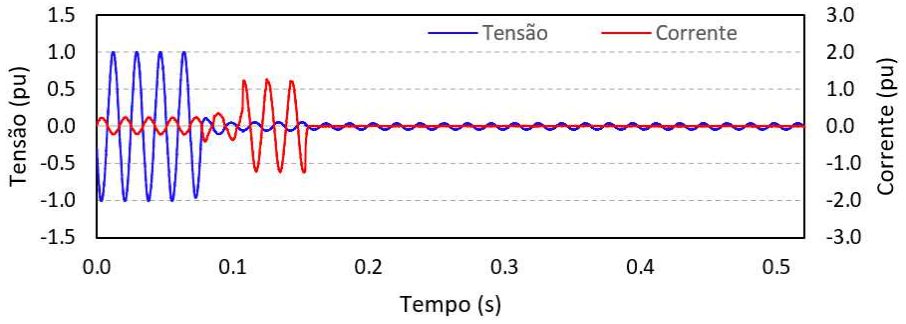
(b)



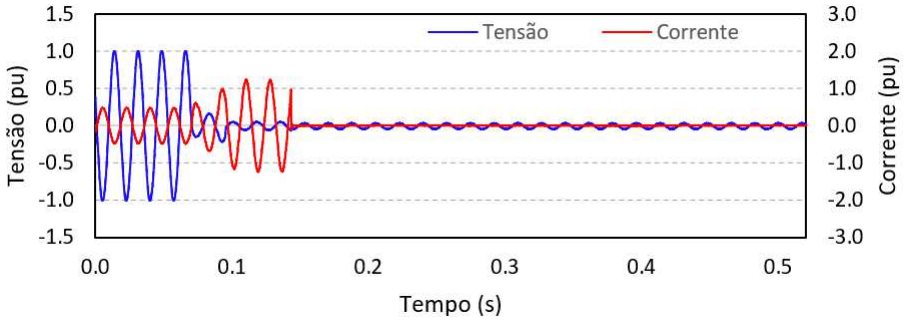
(c)

Figura 3.38 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor B. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal.

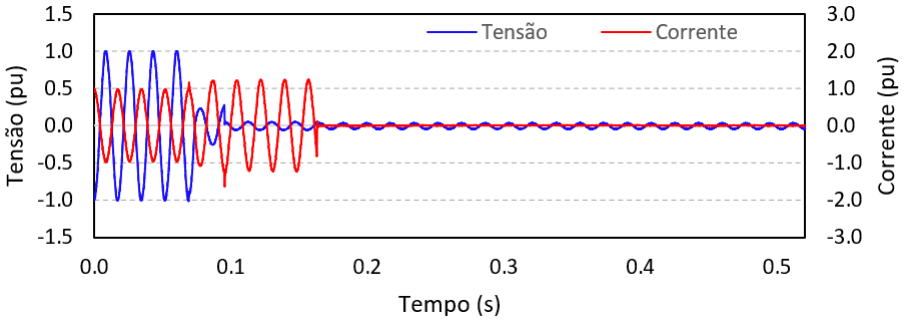
O Inversor C (1600 W) contribui muito pouco para a corrente de curto-circuito, apresentando magnitudes próximas de 1,2 pu e durações de 4 a 5 ciclos, conforme ilustrado na Figura 3.39.



(a)



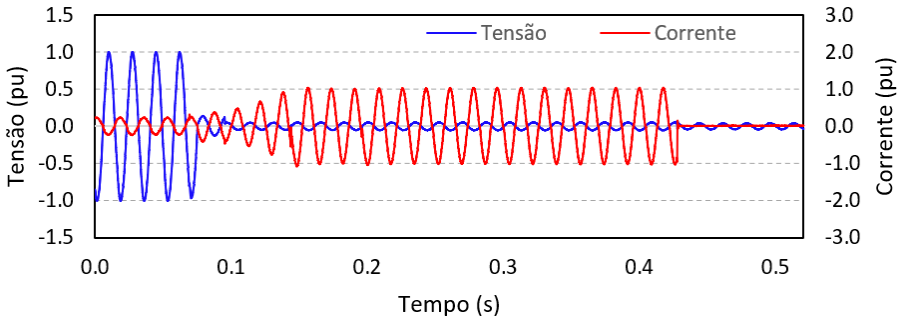
(b)



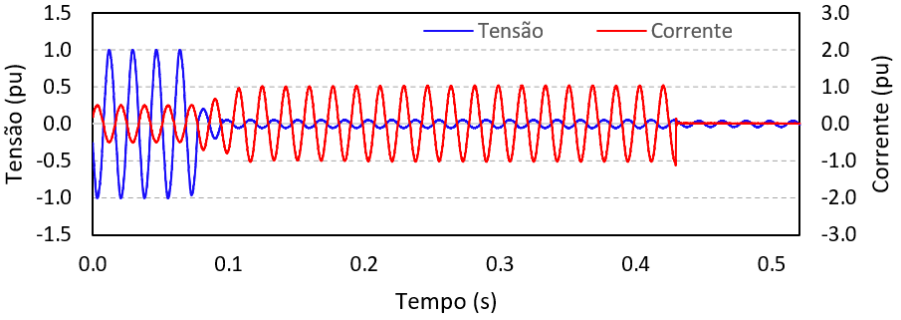
(c)

Figura 3.39 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor C. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal.

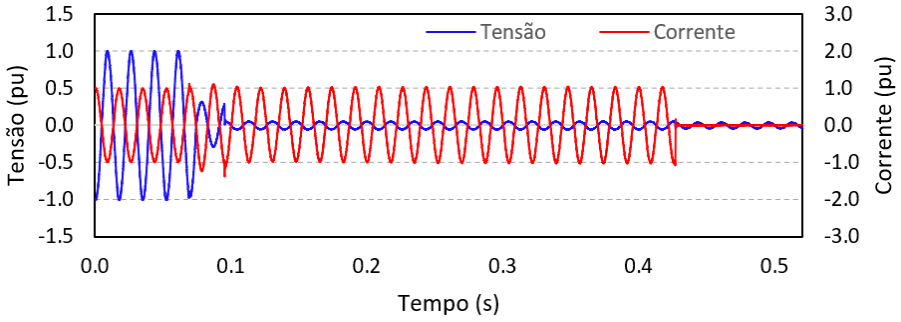
O Inversor D (2000 W) foi o que apresentou a segunda maior contribuição para as correntes de curto-circuito, em termos de duração (20 ciclos), porém, apresentando correntes de aproximadamente 1 pu para as três condições testadas, conforme apresentado na Figura 3.40. Já os inversores E (3000 W) e F (3000 W) praticamente não contribuíram com correntes de curto-circuito, apresentando uma magnitude máxima de 1,2 pu (Inversor F para a condição de 100% da potência nominal) e uma duração máxima de 2 ciclos (Inversor F para a condição de 50% da potência nominal). A Figura 3.41 apresenta as formas de onda de tensão e corrente para o Inversor E e a Figura 3.42 para o Inversor F.



(a)

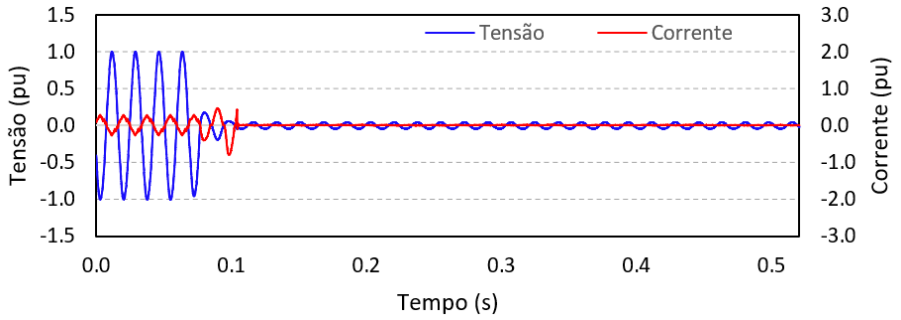


(b)

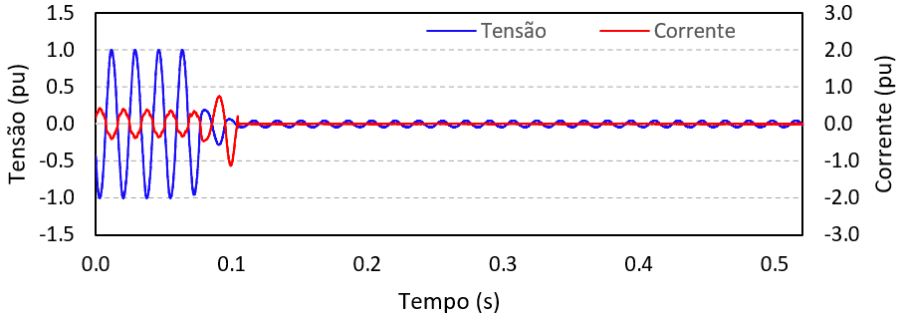


(c)

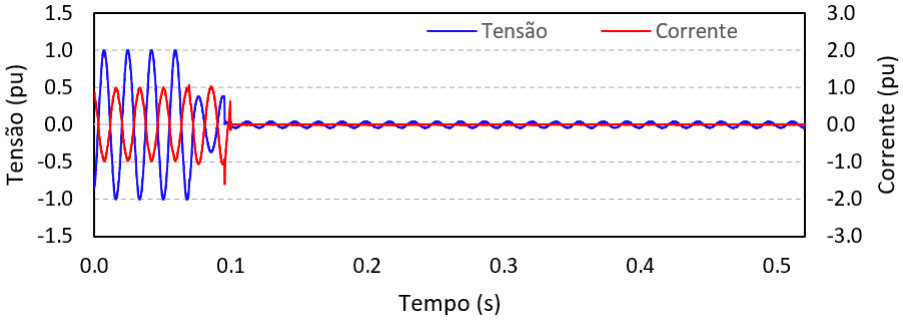
Figura 3.40 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor D. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal.



(a)

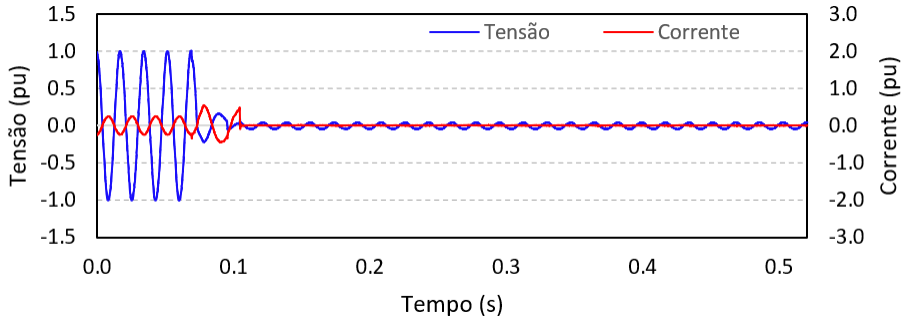


(b)

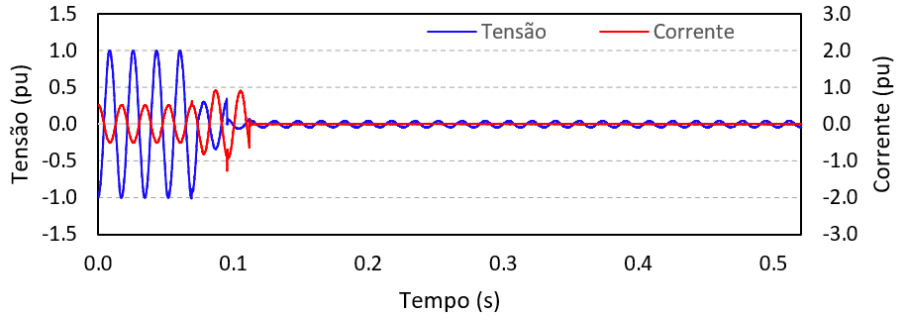


(c)

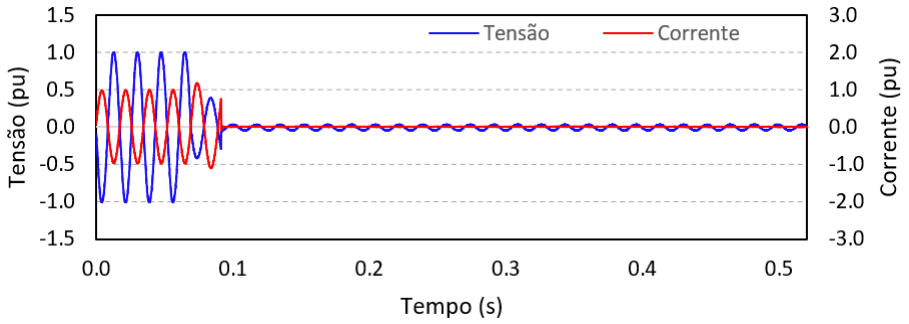
Figura 3.41 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor E. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal.



(a)



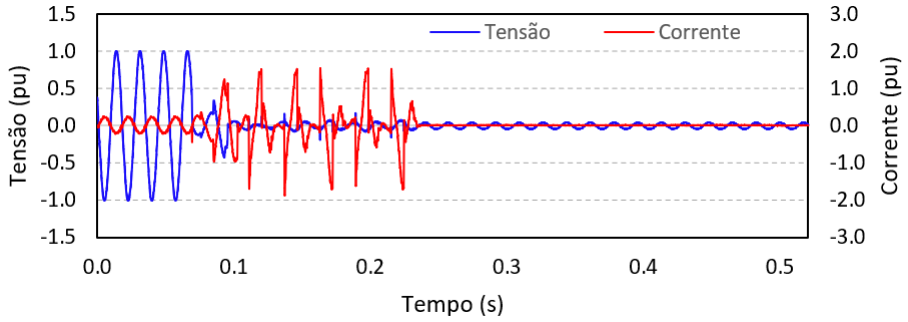
(b)



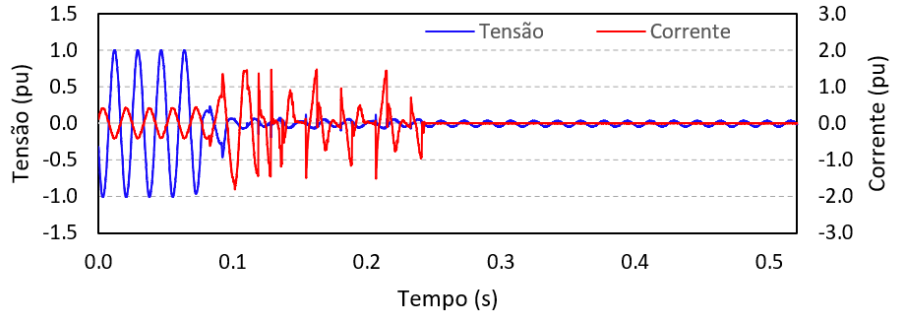
(c)

Figura 3.42 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor F. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal.

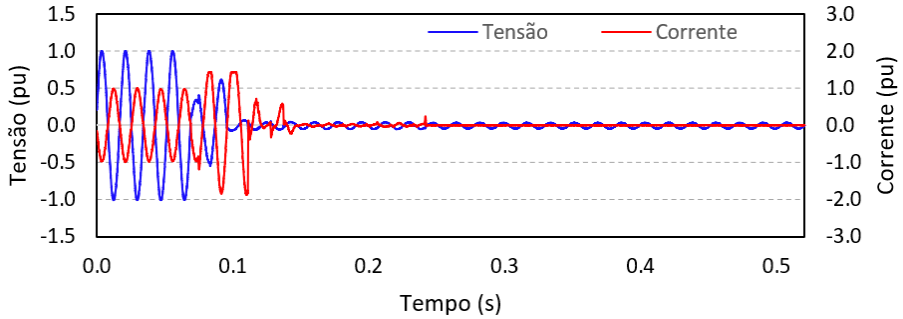
Por fim, a Figura 3.43 apresenta os resultados obtidos para o Inversor G (3300 W) por meio da forma de onda de tensão e corrente. Pode-se notar que, apesar desse inversor não contribuir efetivamente com as correntes de curto-circuito, ele apresenta formas de onda com comportamentos não senoidais nas condições de 25% e 50% da potência nominal. Já na condição de 100% da potência nominal este comportamento foi repetido, porém, por período de tempo menor.



(a)



(b)



(c)

Figura 3.43 – Formas de onda de tensão e corrente para o Inversor G. (a) 25% da potência nominal. (b) 50% da potência nominal. (c) 100% da potência nominal.

A falta de informações mais detalhadas sobre as topologias e estratégias de controle dos inversores testados dificulta a análise e correlação entre os comportamentos apresentados. Entretanto, para garantir a confiabilidade dos resultados obtidos durante os ensaios experimentais, os testes foram repetidos diversas vezes, apresentando o mesmo comportamento.

De acordo com os resultados experimentais apresentados nesta seção, alguns inversores não contribuem com correntes de curto-circuito, enquanto outros apresentam algumas contribuições variadas, a depender da condição de operação, tanto em relação à magnitude quanto duração. Conforme já mencionado na Seção 2.7, a corrente de curto-circuito

dos inversores vai depender da estratégia de controle adotada. Alguns inversores são projetados para não contribuir com correntes de curto-circuito, ou se desconectarem durante uma falta, enquanto outros contribuem por meio de uma corrente limitada, geralmente com base na potência nominal.

3.3 Considerações finais

Este capítulo apresentou, por meio de duas subseções, a metodologia utilizada para desenvolver os ensaios laboratoriais de sete inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*grid-tie*) amplamente utilizados junto às distribuidoras brasileiras.

Na primeira subseção, inicialmente, ao se fazer a caracterização da emissividade em termos de distorções harmônicas, inter-harmônicas e injeção de componente CC na rede elétrica, percebeu-se que, para algumas faixas de potência, todos os inversores apresentaram elevados valores percentuais em relação à componente fundamental de sua respectiva faixa. Entretanto, ao se utilizar os procedimentos e indicadores estabelecidos pelas normas ABNT NBR 16150:2013, 16149:2013 e IEEE 1547:2018, em que os valores percentuais são calculados em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor, observaram-se valores condizentes com os limites presentes nas referidas normas. Os resultados obtidos evidenciaram uma emissividade harmônica total de corrente abaixo do limite de 5% para os sete inversores em todas as faixas de potência estabelecidas na NBR 16149:2013. Para as distorções harmônicas individuais de corrente, apenas os inversores A e E ultrapassaram o limite de 2% para a 11ª ordem harmônica em algumas faixas específicas de potência. No que tange à injeção de componente CC, todos os inversores ultrapassaram o valor de referência de 0,5% em pelo menos uma das faixas da potência nominal, afetando, também, os resultados de distorção total de corrente (*TRD*), que, além das componentes harmônicas, compreendem as componentes inter-harmônicas e CC. Já em relação ao fator de potência, os inversores apresentaram valores dentro da tolerância de 0,98 para condições de potência ativa acima de 20% da potência nominal, com exceção dos inversores A e D, na faixa de 30% da potência nominal. Os últimos resultados apresentados, com o objetivo de analisar o comportamento da GDFV em condições próximas às reais, exibem, graficamente, a emissividade dos inversores para perfis diários específicos de irradiação e temperatura, consolidando os resultados obtidos nas etapas anteriores sobre a elevada emissividade dos inversores em condições de baixa irradiação solar.

Na segunda subseção, inicialmente, apresentou-se o desenvolvimento de um GAT baseado em autotransformador, que possibilitou a realização dos ensaios experimentais para obtenção das correntes de curto-circuito dos inversores. Diferentes contribuições de curto-circuito foram observadas entre os inversores testados. O Inversor A foi o que apresentou a maior contribuição de curto-circuito, com uma magnitude de 3,6 pu por 48 ciclos. Os demais apresentaram correntes próximas do valor nominal ou cessaram suas correntes logo após a aplicação do afundamento, não contribuindo significativamente com correntes de curto-circuito.

Por fim, ressalta-se que todos os resultados referentes à emissividade dos inversores compreendem a obtenção de módulos e ângulos, fundamentais para a implementação de fluxos de carga harmônicos, permitindo a adequada representação dos inversores da GDFV, visando sua modelagem e implementação computacional, no *software* OpenDSS, para análise dos impactos em sistemas de distribuição. De maneira similar, todos os resultados referentes às contribuições de curto-circuito dos inversores compreendem a obtenção das formas de onda, permitindo a adequada representação dos inversores da GDFV no domínio do tempo, por meio do *software* Matlab-Simulink. Portanto, os próximos dois capítulos tratam, por meio de abordagens distintas, sobre a análise do impacto da GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica. No capítulo 4, é apresentada a metodologia de análise e resultados dos impactos da GDFV no sistema de distribuição por meio de simulações no domínio da frequência, enquanto o capítulo 5 apresenta a metodologia de análise e resultados dos impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição por meio de simulações no domínio do tempo.

4 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DA ENERGIA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para analisar os impactos da GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica, assim como os resultados provenientes da análise por meio de estudos de caso. Conforme já discutido na Seção 1.2.8, o processo de capacidade de hospedagem não é apenas uma análise, mas faz parte de um processo complexo que combina dados de entrada, seleção de parâmetros de análise, definição de métricas e métodos de análise, podendo ter características determinísticas, estocásticas, de séries temporais, ou até mesmo uma combinação de métodos. Ademais, vale ressaltar que, em se tratando de um sistema de distribuição, seja ele um circuito secundário de baixa tensão, um alimentador de média tensão ou um conjunto de alimentadores pertencentes a uma mesma subestação, cada aplicação é única, sendo necessária a análise individual de cada caso, considerando suas devidas particularidades.

De acordo com [103], os pontos chave para o processo de capacidade de hospedagem são: dados, análise e aplicação. O primeiro passo, dados, representa o modelo e as demais informações relacionadas ao sistema analisado. O segundo passo, análise, representa a metodologia, métricas, fatores de impacto considerados e as ferramentas necessárias para calcular a capacidade de hospedagem. O terceiro e último passo, aplicação, representa o uso dos resultados da capacidade de hospedagem para um propósito específico, tais como análises de planejamento ou interconexão. Seguindo tais diretrizes, este capítulo aborda o desenvolvimento de uma metodologia baseada nos três pontos chave destacados, a fim de promover análises dos impactos da GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro. Dessa forma, os três pontos chaves são discutidos na sequência.

Os dados utilizados no processo de capacidade de hospedagem são provenientes principalmente da Base da Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), disponível no portal de dados abertos da ANEEL. A BDGD é um modelo geográfico estabelecido com o objetivo de representar de forma simplificada o sistema elétrico real da distribuidora, visando refletir tanto a situação real dos ativos quanto as informações técnicas e comerciais de interesse. Ou seja, por meio da BDGD, é possível extrair os modelos dos alimentadores das distribuidoras de energia, além de dados de medição de energia dos alimentadores e consumidores individuais

para cada mês do ano civil, permitindo uma modelagem mais precisa no que diz respeito à alocação de carga do sistema de distribuição. Entretanto, um grande desafio vinculado à BDGD está na validação dos dados. Muitas vezes tais dados não estão atualizados ou possuem informações incorretas, dificultando o processo de conversão de modelos. Porém, entende-se que o sistema de distribuição é dinâmico, e nem todas mudanças podem ser atualizadas na velocidade em que os estudos demandam, sendo um desafio adicional ao processo de análise.

Em relação às análises, este trabalho considera a combinação de métodos estocásticos e determinísticos. O método estocástico é utilizado para alocação das unidades de GDFV, assim como para a decisão de qual inversor utilizar para cada unidade consumidora, impactando na potência nominal e espectro harmônico. Ao mesmo tempo, dados com características determinísticas são utilizados, como, demanda dos consumidores e condição de operação dos inversores. Em relação aos fatores de impacto, é possível fazer as análises considerando ou não a GDFV existente, além da seleção das análises para a condição de máxima ou mínima demanda registrada no ano para estudos de planejamento. As métricas utilizadas nos estudos são: sobrecarga, sobretensão, desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas de tensão e perdas técnicas. Por fim, o *software* OpenDSS é utilizado como motor de cálculo para simulações de capacidade de hospedagem e análise de impacto da GDFV no sistema de distribuição.

No que tange à aplicação, este trabalho aborda análises de capacidade de hospedagem, voltados para estudos de planejamento do sistema de distribuição. Como este trabalho considera análises voltadas para estudos de planejamento, devido às incertezas intrínsecas, a alocação da GDFV é feita de forma aleatória, assim como a escolha do inversor vinculado à cada GDFV, e vários cenários são analisados. Após a análise de todos os cenários, os resultados são apresentados de forma estatística. Para tais análises são adotados fluxos de potência estáticos (modo *Snapshot* do OpenDSS).

Para fins de organização, este capítulo é dividido em três seções principais. A primeira seção aborda a metodologia para organização dos dados de entrada e modelos dos alimentadores, inversores e demais componentes utilizados nas simulações. A segunda seção apresenta a metodologia utilizada análises de capacidade de hospedagem voltada para estudos de planejamento. E, por fim, a terceira seção apresenta os resultados para estudos de caso envolvendo um alimentador real. A fim de facilitar a manipulação de dados e parametrização de todas as etapas de simulação, uma interface gráfica foi desenvolvida e será apresentada ao longo de cada uma das seções presentes neste capítulo, juntamente com o estudo de caso, permitindo uma melhor compreensão de todo o processo desenvolvido.

Para implementação computacional e manipulação das simulações em todas as etapas aqui mencionadas, utiliza-se programação em Python em conjunto com o pacote "py-dss-interface", que se comunica com a versão original do OpenDSS por meio de uma DLL (*Dynamic Link Library*) direta, chamando suas funções e métodos diretamente, oferecendo benefícios de desempenho e flexibilidade na aplicação. Ademais, a biblioteca "Streamlit" é utilizada para criação da interface gráfica.

4.1 Metodologia para organização dos dados de entrada

A primeira etapa da metodologia consiste em organizar os dados de entrada referentes aos alimentadores e aos inversores da GDFV, para posterior processamento e obtenção dos resultados. Neste caso, para os alimentadores, os principais dados de entrada são tabelas da BDGD referente ao alimentador em estudo, assim como os arquivos que descrevem o modelo do alimentador no *software* OpenDSS. No Brasil, os parâmetros regulatórios acerca do cálculo de perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica são definidos por meio do Módulo 7 do PRODIST [104], tendo o OpenDSS como motor de cálculo para realização dos fluxos de potência.

Dessa forma, os modelos em OpenDSS de praticamente todos os alimentadores existentes no Brasil estão disponíveis, seja por meio da ANEEL, das distribuidoras ou conversores de BDGD para OpenDSS desenvolvidos por terceiros (geralmente empresas de consultoria). Visando a abrangência de aplicação da metodologia e da interface gráfica desenvolvida nesta Tese de Doutorado, optou-se por adotar o processamento das análises com base no padrão dos modelos de alimentadores estabelecido pelo Módulo 7 do PRODIST, assim como utilização de dados da BDGD, que estão disponíveis por meio do portal de dados abertos da ANEEL. Já para os inversores da GDFV, os principais dados de entrada são os resultados de emissividade obtidos na Seção 3.1.

4.1.1 Modelagem dos alimentadores

Conforme já mencionado, a modelagem dos alimentadores segue o mesmo padrão estabelecido no Módulo 7 do PRODIST, amplamente adotado pelas distribuidoras de energia e ANEEL. Assim, os arquivos DSS (extensão dos arquivos do *software* OpenDSS) de um único alimentador são divididos em 36 *Masters*, arquivos de texto que têm a função de controlar as

simulações de um alimentador, contendo comandos que direcionam o programa para carregar componentes do sistema de distribuição, como trechos de média e baixa tensão, transformadores e cargas, além de conter configurações gerais para a simulação, como a utilização de um fluxo de potência estático (*snapshot*) ou temporal (*daily*, por exemplo). O motivo da utilização de 36 arquivos *Master* é permitir a representação da tipologia de carga dos consumidores separadamente para dias úteis (DU), sábados (SA) e domingos/feriados (DO) para cada um dos 12 meses do ano civil. Tais tipologias de carga são provenientes de campanhas de medição, disponíveis na BDGD, e normalizadas antes de serem vinculadas aos consumidores. Dessa forma, cada consumidor possui três curvas de carga com 24 patamares, representando as 24 horas do dia para simulações de fluxos de potência de séries temporais. Já a potência nominal de cada consumidor é definida com base na energia mensal consumida e nas curvas de carga combinadas à quantidade de dias (DU, SA e DO) de cada mês.

Para o desenvolvimento do estudo de caso desta Tese de Doutorado em específico, os arquivos DSS foram obtidos diretamente de uma distribuidora de energia. Assim, tanto a modelagem dos componentes de rede quanto dos consumidores foram disponibilizadas conforme dados disponíveis na BDGD. Portanto, sabe-se que, devido às perdas não técnicas presentes no sistema de distribuição, um passo importante para garantir uma representação mais aderente à realidade consiste na alocação de carga. Optou-se, então, por aplicar uma metodologia de alocação de carga semelhante à realizada pelo ProgGeoPerdas da ANEEL, conforme apresentado no fluxograma da Figura 4.1. A metodologia consiste em fazer, de forma iterativa, a alocação de carga para todos os consumidores até que a energia obtida no início do alimentador, por meio das simulações de fluxo de potência, equivalha à energia mensal medida no início do alimentador, disponível na BDGD. Dessa forma, inicialmente, é necessário selecionar o ano a ser considerado, para que a quantidade de DU, SA e DO de cada mês seja calculada corretamente. Para o primeiro fluxo de potência o fator de alocação de carga é unitário, não interferindo na potência nominal das cargas, sendo considerado o resultado do modelo base, portanto, essa primeira iteração não é contabilizada. Após o primeiro resultado de fluxo de potência, caso a energia calculada via simulação não esteja dentro da tolerância estipulada, um novo fator de alocação de carga é calculado e o processo se repete até atingir o critério de convergência. Durante esse processo, os resultados de cada mês são armazenados e disponibilizados por meio de um relatório apresentado na interface gráfica. Ademais, destaca-se que, se o usuário desejar fazer uma análise de planejamento considerado um cenário futuro, basta editar a energia estimada para cada mês na tabela da BDGD.

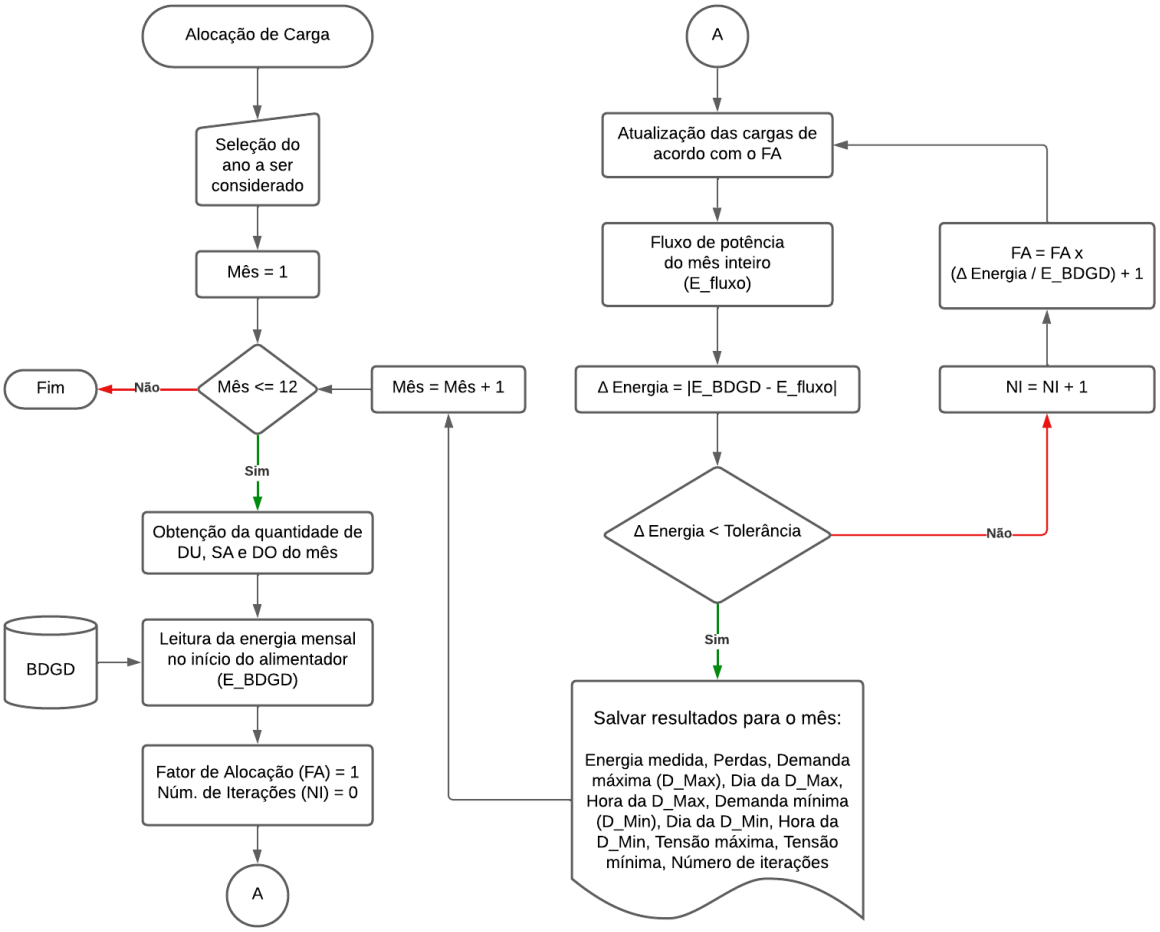


Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia de alocação de carga.

Conforme mencionado, cada seção será exemplificada por meio de um estudo de caso para um alimentador real utilizando a interface gráfica desenvolvida. Portanto, para esta seção, apresentam-se as informações pertinentes ao alimentador escolhido. O alimentador em estudo possui as características destacadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados do alimentador adotado no estudo de caso.

Características básicas	**Valores**
Tensão	13,8 / 0,38 kV
Transformadores / Circuitos BT	149
Unidades consumidoras MT	19
Unidades consumidoras BT	5032
Unidades geradoras MT	3
Unidades geradoras BT	472

Assim, em termos de interface gráfica, o primeiro passo, presente na primeira tela, é a seleção das pastas que contêm os modelos DSS dos alimentadores e as tabelas da BDGD, além do local em que serão salvos os resultados desta análise. A Figura 4.2 apresenta a tela referente a essa primeira etapa, destacando a seleção do alimentador a ser considerado. Ressalta-se que a interface foi desenvolvida em inglês a fim de ter maior alcance em sua utilização. A Figura 4.3 apresenta as principais características do alimentador, como: os níveis de tensão presentes, a quantidade de transformadores de distribuição, a faixa de potência desses transformadores, a somatória dos trechos de circuito MT e BT, a quantidade de consumidores MT e BT, assim como a quantidade de GD MT e BT. Já a Figura 4.4 apresenta os principais resultados provenientes do fluxo de potência e alocação de carga discutido anteriormente, como energia e perdas anuais, mínima e máxima tensões obtidas ao longo do alimentador, mínima e máxima demandas registradas no início do alimentador, assim como os meses, dias e horas vinculados a essas demandas.

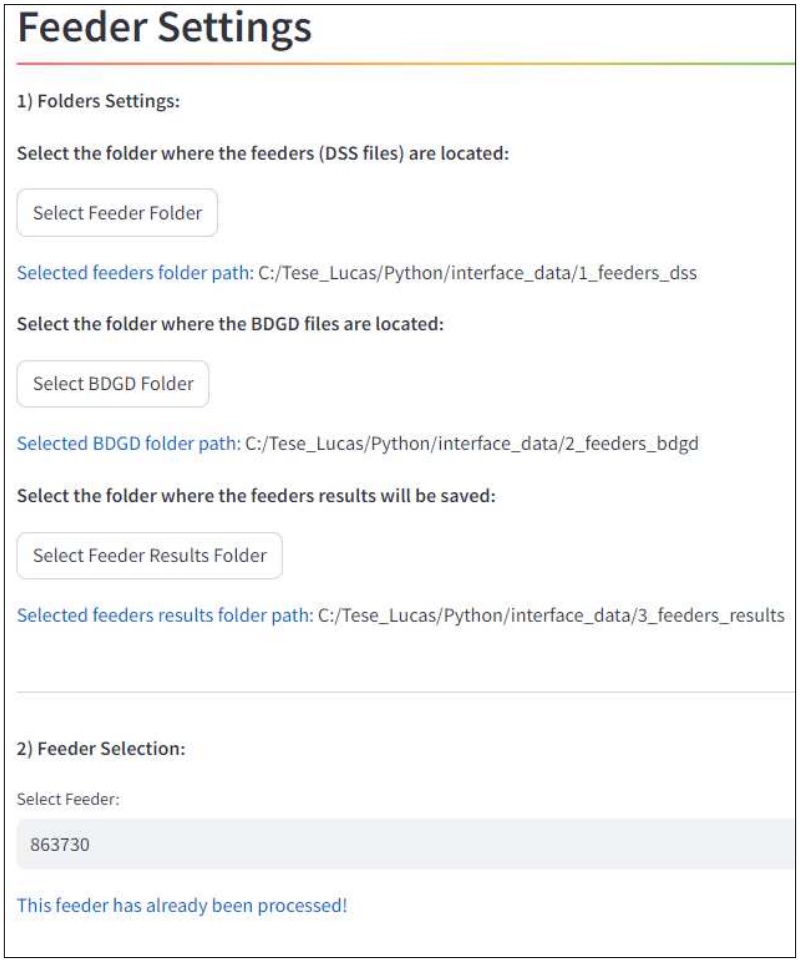
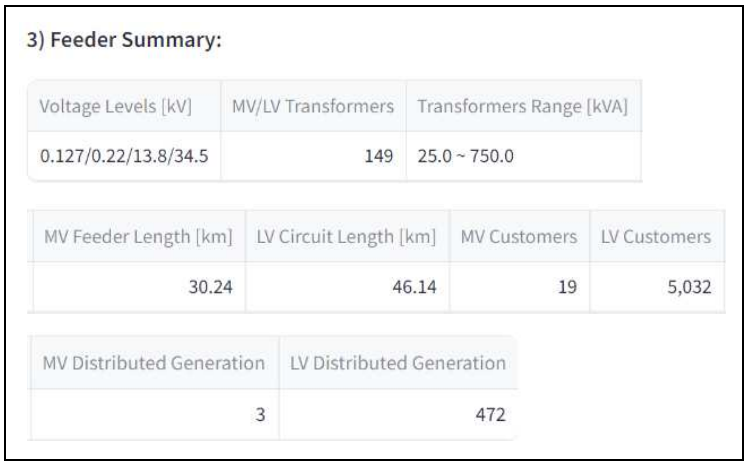


Figura 4.2 – Tela para definição das pastas dos modelos DSS, das tabelas da BDGD e de resultados, para o alimentador considerado neste estudo.



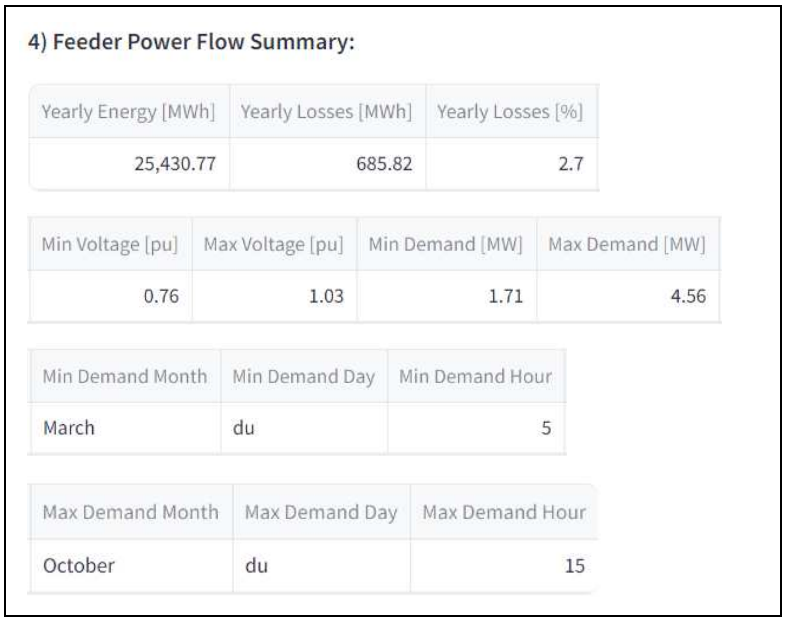
3) Feeder Summary:

Voltage Levels [kV]	MV/LV Transformers	Transformers Range [kVA]
0.127/0.22/13.8/34.5	149	25.0 ~ 750.0

MV Feeder Length [km]	LV Circuit Length [km]	MV Customers	LV Customers
30.24	46.14	19	5,032

MV Distributed Generation	LV Distributed Generation
3	472

Figura 4.3 – Tela de apresentação do resumo das características do alimentador escolhido.



4) Feeder Power Flow Summary:

Yearly Energy [MWh]	Yearly Losses [MWh]	Yearly Losses [%]
25,430.77	685.82	2.7

Min Voltage [pu]	Max Voltage [pu]	Min Demand [MW]	Max Demand [MW]
0.76	1.03	1.71	4.56

Min Demand Month	Min Demand Day	Min Demand Hour
March	du	5

Max Demand Month	Max Demand Day	Max Demand Hour
October	du	15

Figura 4.4 – Tela de apresentação do resumo dos resultados do fluxo de potência do alimentador após o processo de alocação de carga para todos os meses.

Os resultados gráficos de potência ativa e reativa no início do alimentador, para o período simulado podem ser observados na Figura 4.5. Por fim, a Figura 4.6 apresenta o mapa da topologia do alimentador, contendo informações sobre a localização da subestação, dos transformadores de distribuição, das GDs de baixa e média tensão, além da identificação dos trechos de circuito de média e baixa tensão.

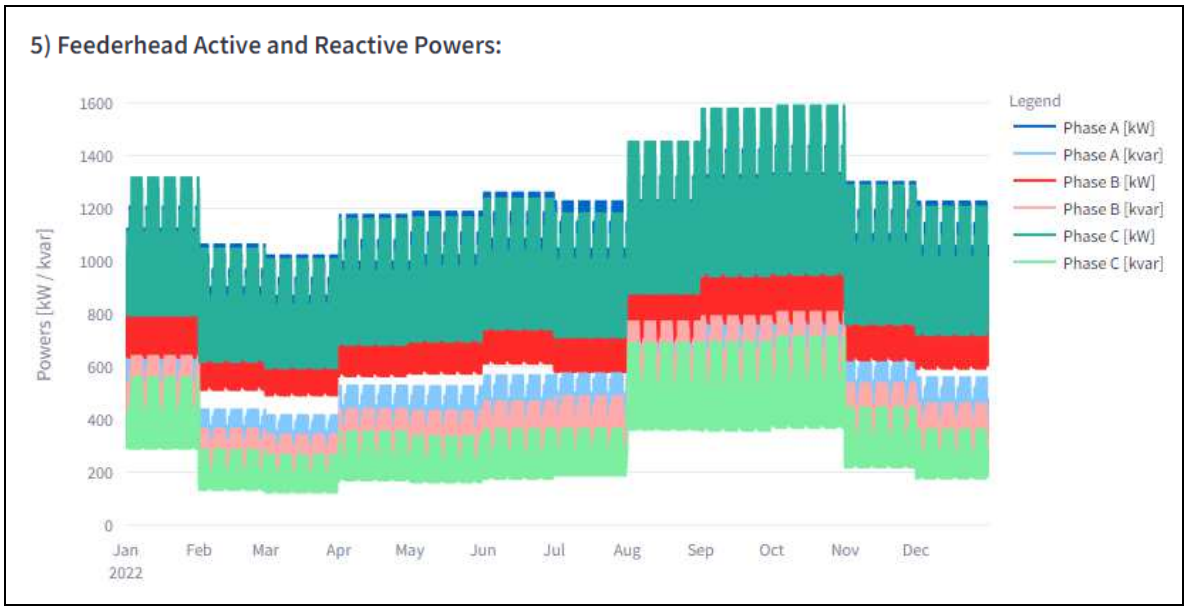


Figura 4.5 – Tela de apresentação dos gráficos de potência ativa e reativa no início do alimentador durante o período simulado.

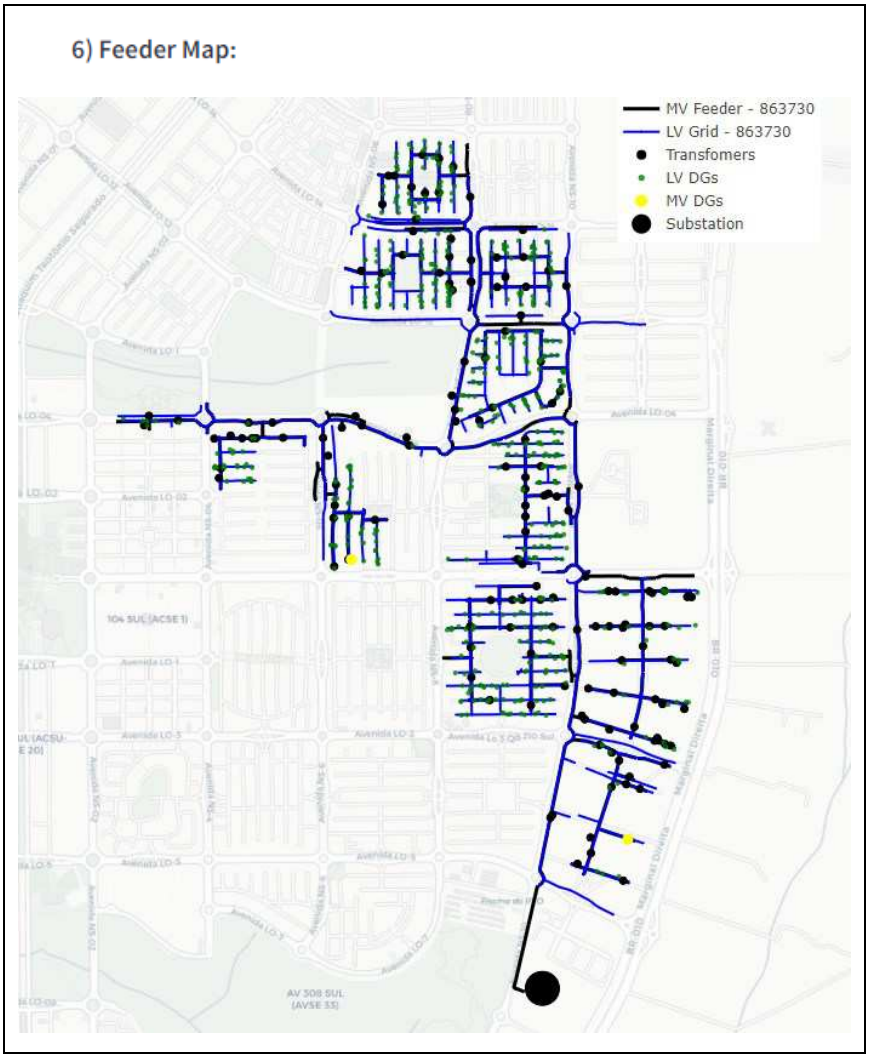


Figura 4.6 – Tela de apresentação do mapa do alimentador.

4.1.2 Modelagem da GDFV

Esta seção apresenta a metodologia adotada para a modelagem da GDFV no OpenDSS. Para as análises de capacidade de hospedagem adotadas neste trabalho, como se trata de um estudo estocástico, muitas vezes, a representação mais completa e detalhada de um elemento não é a mais adequada, visto que demanda um longo tempo de processamento envolvendo diversos cenários e incertezas. Dessa forma, a abordagem adotada tem o objetivo de, ao invés de destacar os impactos de forma detalhada, apresentar os resultados de uma forma mais holística e geral, a fim de permitir uma visualização do alimentador como um todo e destacar quais os circuitos de baixa tensão devem receber maior atenção e investimentos a fim de promover ações de melhoria ou reforço de rede.

Assim, adotou-se a representação da GDFV por meio de uma carga (elemento *Load* do OpenDSS) de potência constante, porém, negativa. Outros possíveis elementos para representação da GDFV são os elementos *PVSystem* (modelo que combina um painel fotovoltaico e um inversor) e *Generator* (gerador). O elemento *PVSystem* foi desconsiderado devido a maior quantidade de parâmetros a serem definidos, tais como, irradiância, temperatura no painel, fator de correção de potência do painel em relação à temperatura e eficiência do inversor, aumentando a complexidade da modelagem, impactando o tempo de processamento, além de não trazer ganhos significativos de resultados. Assim, utilizando o elemento *Load*, a potência de saída da GDFV é equivalente à potência nominal estabelecida. Já o elemento *Generator* foi desconsiderado pois, no modo de solução harmônica do OpenDSS, esse elemento é modelado como uma fonte de tensão harmônica, enquanto a representação adequada para este estudo é por meio de uma fonte de corrente harmônica, conforme modelo utilizado para o elemento *Load*.

Portanto, a GDFV é representada por meio de um elemento *Load* de potência constante, negativa e simulada por meio de um fluxo de potência estático. A emissividade harmônica é baseada nos resultados experimentais obtidos na Seção 3.1. Para a representação da emissividade da GDFV no OpenDSS, necessitam-se simulações de fluxo de potência no modo harmônico. O procedimento adotado para implementação do fluxo harmônico pode ser observado no fluxograma da Figura 4.7. Percebe-se que é necessário realizar o fluxo de potência fundamental (modo *snapshot*) e, posteriormente, ativar o modo harmônico e realizar o fluxo de potência para cada ordem harmônica. Como os resultados experimentais de emissividade dos inversores compreendem uma grande faixa de ordens a serem consideradas (componente CC,

harmônicas até a 40ª ordem e inter-harmônica de 1 Hz a 119 Hz), sendo necessária a execução de diversos fluxos de potência no modo harmônico, optou-se por utilizar apenas as ordens harmônicas de 2 a 15, diminuindo significativamente o tempo de processamento sem perder a qualidade do resultado, visto que, de forma geral, essas compreendem as magnitudes mais significativas dos espectros analisados.

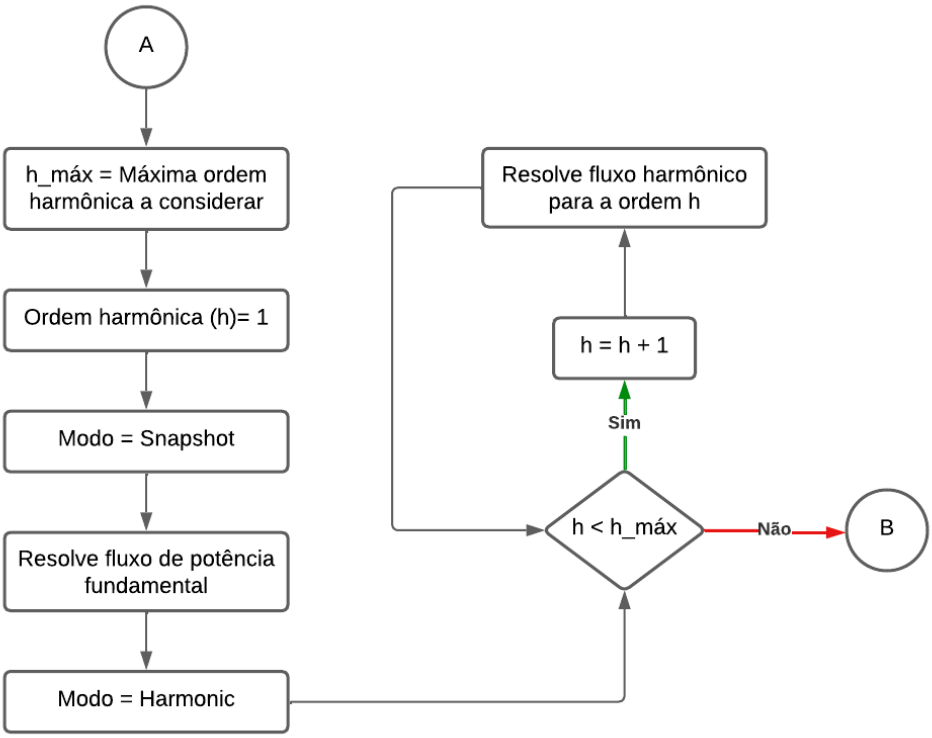


Figura 4.7 – Fluxograma da implementação do fluxo harmônico no OpenDSS via Python.

De forma análoga à subseção da modelagem dos alimentadores, esta subseção apresenta a segunda tela da interface gráfica, destinada a selecionar a pasta em que contém os arquivos CSV de emissividade dos inversores (Figura 4.8), além da apresentação dos espectros harmônicos e forma de onda de cada inversor para a faixa de 10% a 100% da potência nominal (Figura 4.9) e o botão de comando para leitura dos arquivos CSV de emissividade dos inversores e geração de arquivos DSS de espectros harmônicos dentro da pasta do alimentador selecionado na etapa anterior (Figura 4.10).

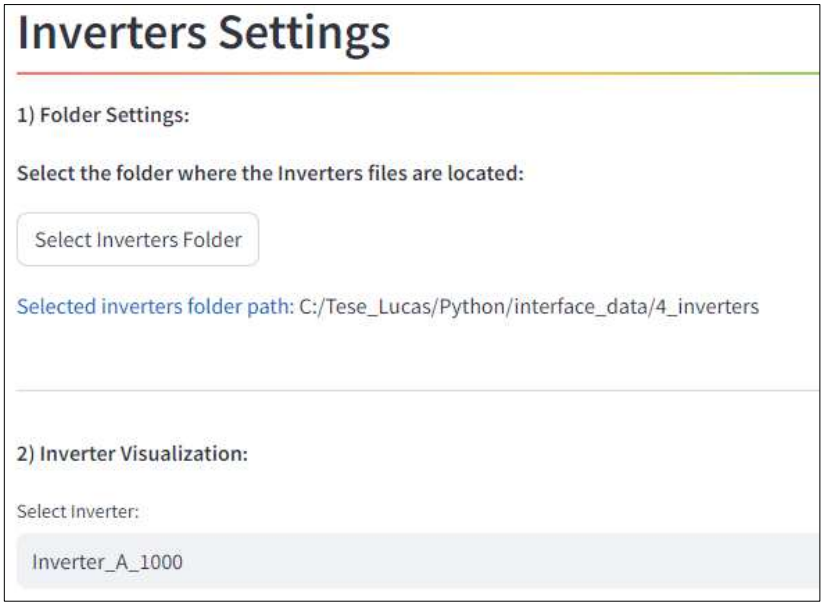


Figura 4.8 – Tela para definição da pasta que contém os arquivos de emissividade harmônica dos inversores, assim como a caixa de seleção para visualização dos espectros e forma de onda de um inversor específico.

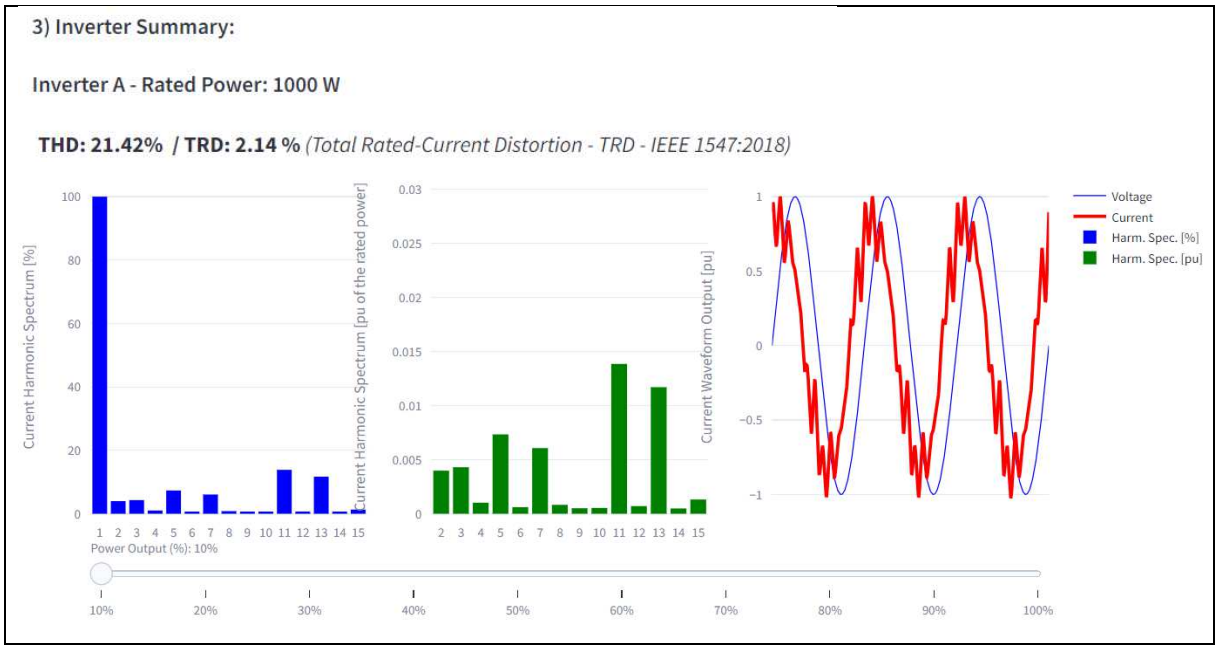


Figura 4.9 – Espectros harmônicos e formas de onda dos inversores para a faixa de 10% a 100% da potência nominal.

Figura 4.10 – Botão de comando para geração dos arquivos DSS dos espectros harmônicos dentro da pasta do alimentador selecionado.

4.2 Metodologia utilizada para estudos de capacidade de hospedagem

Nesta seção é apresentada a metodologia utilizada para a implementação dos estudos de capacidade de hospedagem. Dessa forma, esta seção está dividida em 3 subseções, com os seguintes objetivos: 1) apresentar a metodologia para definição das condições de operação do alimentador, dos cenários a serem analisados e configurações da simulação; 2) apresentar a metodologia de implementação das métricas de capacidade de hospedagem (sobrecarga, sobretensão, distorção harmônica de tensão, desequilíbrio de tensão e perdas técnicas); 3) apresentar a metodologia de implementação de estratégias para atenuação dos impactos da GDFV no sistema de distribuição.

4.2.1 Configurações dos alimentadores e simulações

Entende-se que, para a análises de capacidade de hospedagem envolvendo geração distribuída, a condição de operação do alimentador interfere significativamente nos resultados. Conforme apresentado anteriormente na Figura 4.5 a demanda de potência ativa e reativa do alimentador são obtidas para o ano inteiro. Assim, é possível adotar uma condição de demanda específica do ano para realizar os estudos de planejamento.

De forma geral, ao considerar a condição de demanda máxima do alimentador (presença mais significativa de cargas) a capacidade de hospedagem para a geração distribuída tende a ser maior, visto que possuem fluxos de potência que se opõem aos das cargas. Da mesma forma que, para uma condição de demanda mínima (presença menos significativa de cargas) a capacidade de hospedagem para geração distribuída tende a ser menor.

Assim, a interface desenvolvida considera três opções relacionadas à condição inicial do alimentador para os estudos de capacidade de hospedagem. A primeira opção consiste em fazer o estudo para a condição de demanda mínima do alimentador, o que permite obter resultados mais conservadores. A segunda opção consiste em fazer o estudo para a condição de demanda máxima do alimentador, permitindo a obtenção de resultados menos conservadores. Como foi adotada uma abordagem estocástica para os estudos de planejamento, os resultados são expressos de forma estatística com base nos cenários configurados, permitindo uma terceira opção, envolvendo tanto os resultados para a condição de demanda mínima como para demanda máxima.

Conforme apresentado na seção anterior, por meio da Figura 4.4, durante o processo de alocação de carga para todos os meses do ano, são armazenadas a mínima e máxima demanda no início do alimentador, assim como o mês, dia típico e hora relacionados a essas demandas. Dessa forma, em termos de implementação, seleciona-se o arquivo *Master* do mês relacionado à condição de operação adotada, aplica-se o fator de alocação de carga armazenado para a iteração de convergência do processo de alocação de carga e salva-se um arquivo DSS separado, contendo apenas a hora desejada para simulações de fluxo de potência em modo estático (*Snapshot*). A Figura 4.12 apresenta um exemplo de definição, na interface gráfica, da mínima demanda anual como condição de operação do alimentador, em consonância com o valor apresentado na Figura 4.4.

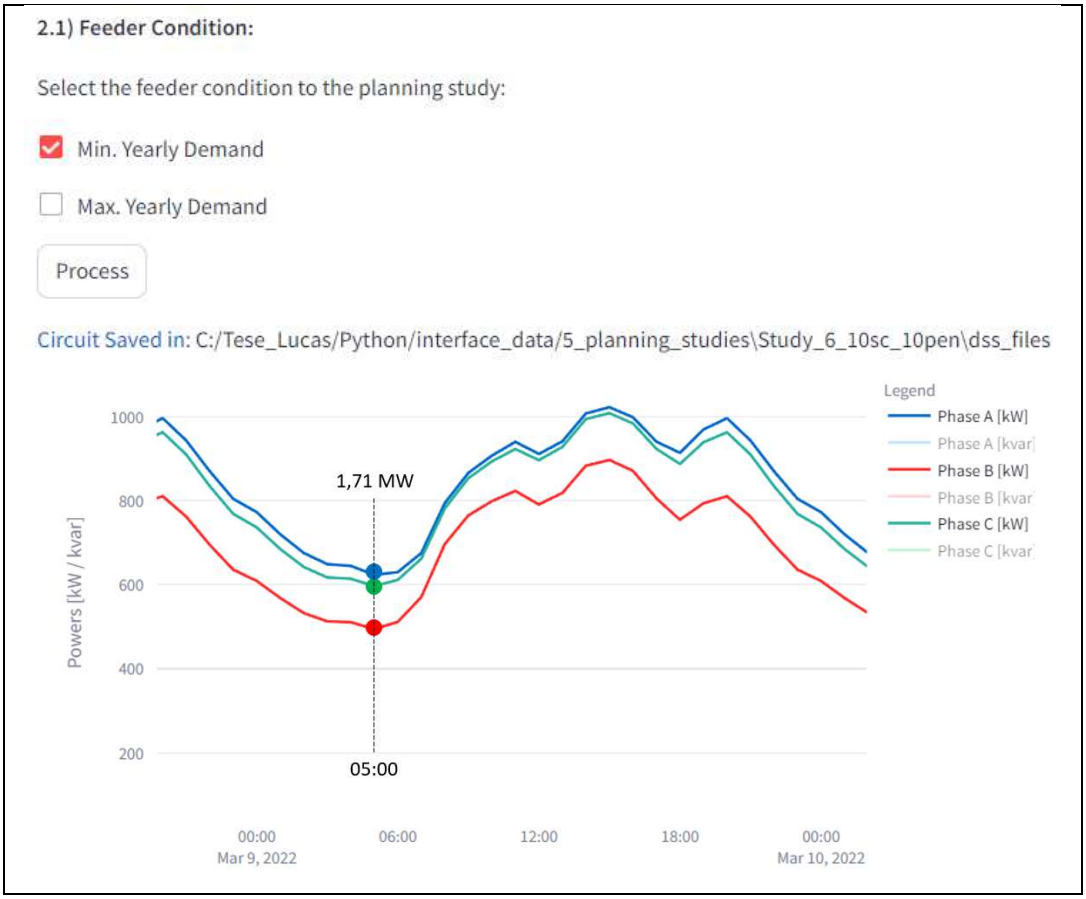


Figura 4.11 – Exemplo de definição da mínima demanda anual como condição de operação do alimentador.

Após a definição das condições de operação do alimentador pode-se fazer a configuração de filtros relacionados a quais circuitos secundários considerar na simulação, além da configuração dos cenários a serem aplicados de forma estocástica, envolvendo a quantidade de cenários desejada, a quantidade de GDFV que será inserida a cada iteração do processo de

capacidade de hospedagem, sendo essa dividida em duas possibilidades, antes da ocorrência da primeira transgressão de alguma métrica e após a sua ocorrência, e, por fim, a quantidade máxima de iterações permitidas, a fim de evitar problemas de não convergência. A Figura 4.13 apresenta a tela de configuração dos filtros para os alimentadores, baseados no número de consumidores e carregamento dos transformadores relacionado aos circuitos secundários de baixa tensão.

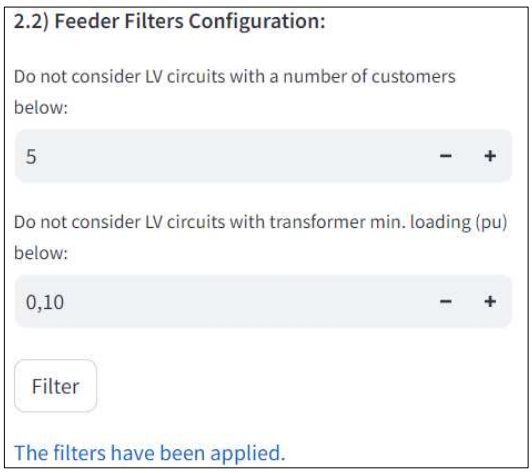


Figura 4.12 – Tela de configuração dos filtros para os alimentadores.

Já a Figura 4.13 apresenta a tela de configuração dos cenários de penetração da GDFV. A distribuição da GDFV é feita de forma aleatória, por meio da biblioteca *Random* em Python [105], em que a probabilidade de uma GDFV ser alocada em uma barra é a mesma para as demais barras dos circuitos de baixa tensão. Embora os números gerados pela biblioteca sejam aleatórios, a função *Seed* é utilizada para iniciar o gerador de números aleatórios com um valor específico, permitindo a obtenção da mesma sequência de números aleatórios. Neste exemplo, no primeiro campo da tela ("Random seed") a semente é definida como 0, então toda vez que a simulação for executada, o programa gera um número aleatório com essa semente, permitindo uma "aleatoriedade" consistente para simulações de métricas diferentes com a mesma distribuição da GDFV. O segundo campo da tela ("Penetration scenarios") é a quantidade de cenários desejados para a análise estocástica. O terceiro campo da tela ("Penetration delta before the first issue occurs") define a quantidade de GDFV que será inserida a cada iteração do processo de capacidade de hospedagem. Como a abordagem deste trabalho considera a análise de alimentadores, contendo vários circuitos secundários de baixa tensão, em alguns casos a primeira transgressão de alguma das métricas pode ocorrer após uma significativa

penetração, não sendo necessária a inclusão de uma GDFV por vez, visto que a potência nominal considerada neste trabalho tem uma variação de 1 kW a 3,3 kW. A fim de permitir uma convergência mais rápida para esse processo, há a opção de inserir várias GDFVs a cada iteração, visto que serão distribuídas aleatoriamente em vários circuitos secundários. Porém, a fim de não prejudicar a qualidade dos resultados, há, também, um campo ("Penetration delta after the first issue occurs") para reduzir a quantidade de GDFVs a cada iteração após a primeira transgressão, visto que se entende que, após a primeira transgressão, a distribuição da GD ao longo do alimentador já atingiu um patamar propício para ocorrência de problemas técnicos. Por fim, o último campo da tela ("Max. hosting capacity iteration per scenario") determina a quantidade máxima de iterações permitidas, a fim de evitar problemas de não convergência do processo.

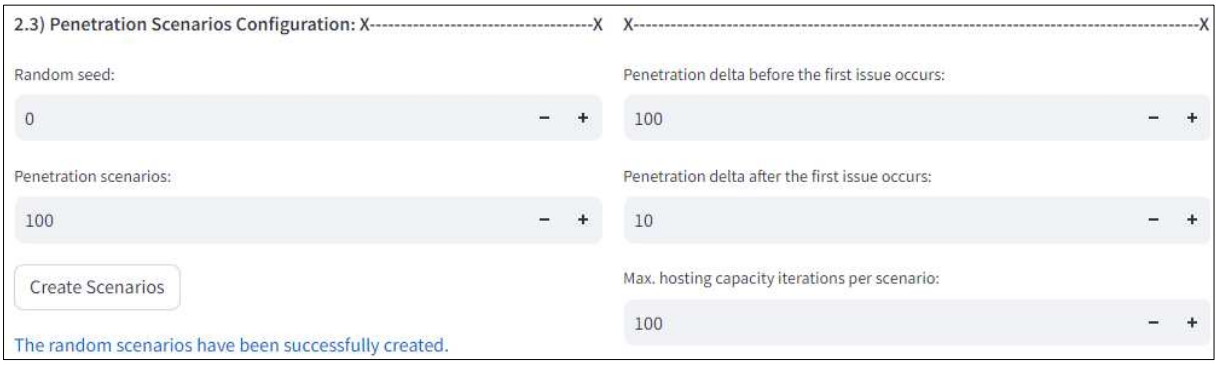


Figura 4.13 – Tela de configuração dos cenários de penetração da GDFV.

Após a aplicação dos filtros, apenas os circuitos secundários selecionados são utilizados para a distribuição da GDFV e criação dos cenários. Dessa forma, nesta etapa todos os cenários são criados e salvos em um arquivo CSV para utilização nas simulações. Neste arquivo, encontram-se os nomes de cada unidade consumidora existente no estudo, assim como qual GDFV está vinculada àquela unidade consumidora, para cada cenário criado. Ressalta-se que a GDFV atribuída à cada unidade consumidora também é adotada de forma aleatória entre os sete modelos de inversores ensaiados (A ao G), também utilizando a biblioteca *Random* [105] do Python, mantendo suas características de potência nominal e emissividade harmônica. A Figura 4.14 apresenta a tela de resumo das configurações para o estudo de planejamento, mostrando parte das tabelas com as informações definidas.

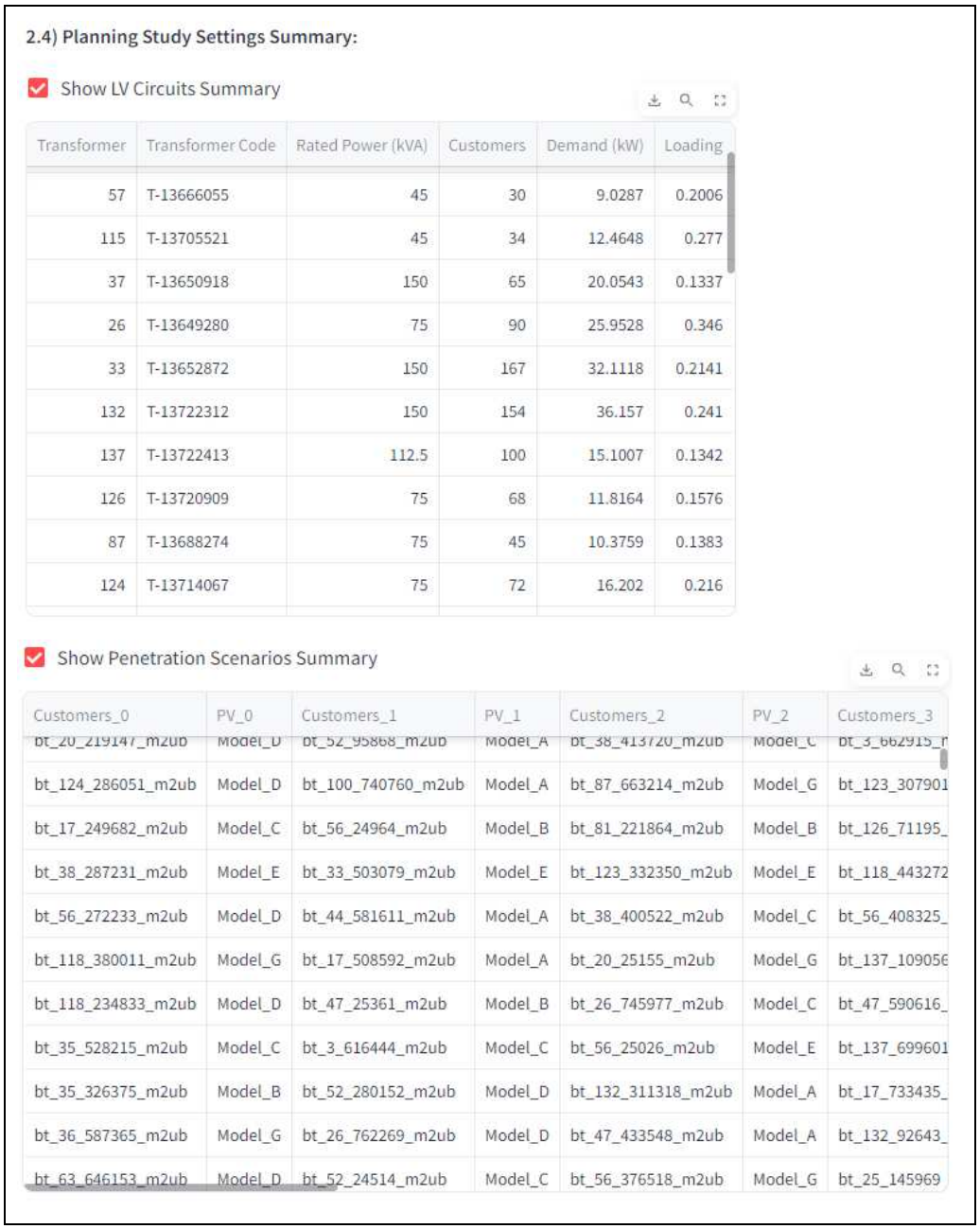


Figura 4.14 – Tela de resumo das configurações para o estudo de planejamento.

4.2.2 Metodologia de implementação das métricas

Este trabalho adota cinco métricas para avaliação da capacidade de hospedagem: sobrecarga, sobretensão, distorção harmônica de tensão, desequilíbrio de tensão e perdas técnicas. A Figura 4.15 apresenta a tela de configuração das métricas utilizadas na interface gráfica. Nessa tela é possível selecionar quais métricas devem ser consideradas na simulação, assim como os limites para cada uma das métricas. Para o estudo de caso em questão, o limite utilizado para sobrecarga é a capacidade nominal dos condutores e transformadores, o limite

utilizado para sobretensão é de 1,05 pu, o limite utilizado para a distorção harmônica total de tensão é de 10%, o limite utilizado para desequilíbrio de tensão é de 3% e, por fim, o limite utilizado para as perdas técnicas é o valor de perdas base, obtido antes da inserção da GDFV. O campo "Inverter power output level (%)" está relacionado com qual espectro harmônico deve ser vinculado à GDFV, visto que cada uma possui 10 espectros diferentes, a depender do nível da potência de saída (de 10% a 100% com incrementos de 10%), conforme ensaios experimentais. Apesar de nos estudos de capacidade de hospedagem aqui realizados a potência de saída considerada ser a nominal, optou-se por deixar livre para o usuário escolher, visto que estudos podem ser feitos ao variar a qualidade da corrente de saída do inversor, em termos de distorção harmônica.

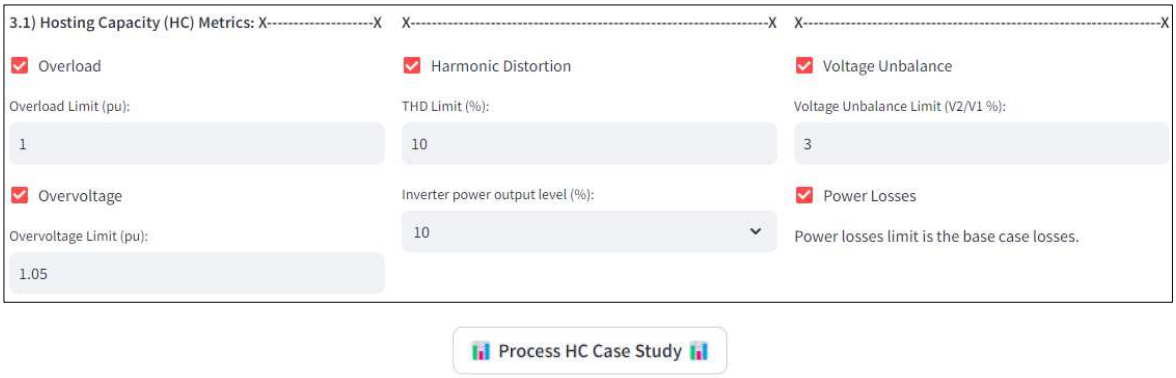


Figura 4.15 – Tela de configuração das métricas utilizadas na simulação.

Após a configuração das métricas a serem utilizadas em cada simulação, o processamento da capacidade de hospedagem é executado. A Figura 4.16 apresenta, de forma simplificada, o fluxograma do processo de capacidade de hospedagem (CH). O processo consiste em executar todos os cenários definidos na etapa anterior, seguindo uma ordem aleatória de inserção da GDFV, tendo a quantidade de inserção por iteração de acordo com a configuração do usuário, tanto para a condição anterior quanto para a condição posterior à primeira transgressão. À medida em que a GDFV é inserida no alimentador, o circuito de baixa tensão (BT) respectivo é identificado, possibilitando armazenar a penetração de forma estratificada por circuito BT. Na sequência resolve-se o fluxo de potência e verificam-se quais métricas foram selecionadas pelo o usuário. As lógicas vinculadas a cada métrica podem ser verificadas na Figura 4.17. Se nenhuma métrica for transgredida, a penetração da GDFV para cada circuito BT é atualizada com os valores inseridos na respectiva iteração, a variável que armazena as iterações é incrementada e, se o número de iterações estiver abaixo do número

máximo de iterações definidas pelo usuário, todo o processo de adição de GDFV é repetido. Por outro lado, quando alguma métrica é transgredida, as unidades de GDFV adicionadas na respectiva iteração são removidas, visto que tais unidades não puderam ser acomodadas pelos respectivos circuitos BT, e há um bloqueio da possibilidade de adição de unidades de GDFV nesses circuitos BT nas iterações seguintes. Assim, este processo é repetido até que todos os circuitos BT apresentem transgressões ou o número máximo de iterações é atingido, e, nesse último caso, tais circuitos são identificados para posterior tratamento durante a apresentação de resultados.

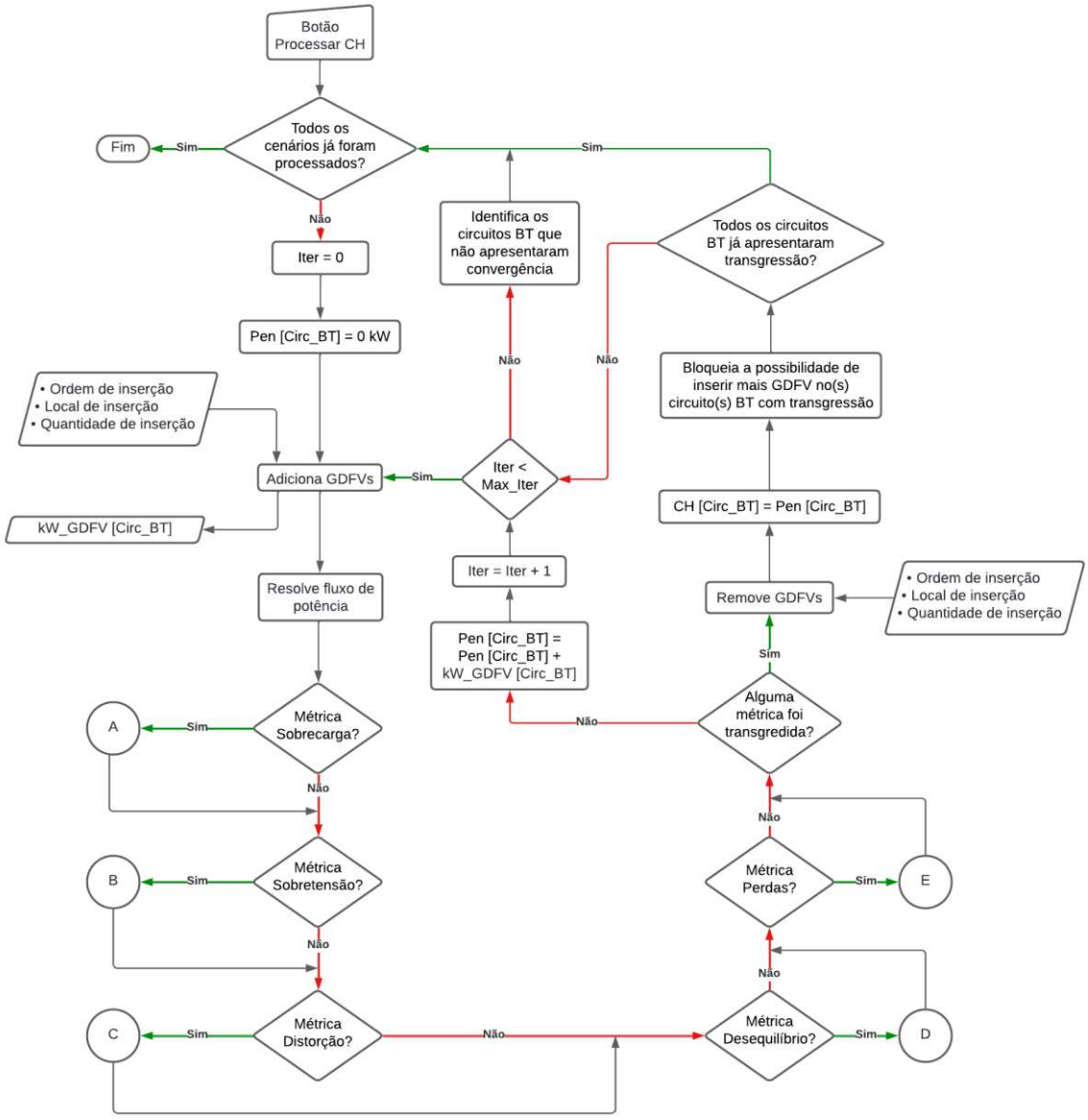


Figura 4.16 – Fluxograma simplificado do processo de cálculo da capacidade de hospedagem.

De forma geral, a metodologia para obtenção de cada métrica é bem semelhante, porém, com algumas características específicas de implementação que são discutidas na sequência, por meio dos fluxogramas da Figura 4.17. Para a métrica de sobrecarga, Figura 4.17 (a), exporta-se o relatório de sobrecarga do próprio OpenDSS, em formato CSV, lê-se o arquivo e verifica-se se há algum elemento com sobrecarga, e, em caso positivo, identifica-se o circuito em que houve tal transgressão. Para a métrica de sobretensão, Figura 4.17 (b), o procedimento é basicamente o mesmo, exceto pelo fato que não se exporta o relatório típico do OpenDSS, tendo as tensões obtidas diretamente pelo o pacote 'py-dss-interface'. Para a métrica de desequilíbrio, Figura 4.17 (c), mais uma vez, o procedimento é bem parecido com os anteriores, porém, antes da verificação de alguma transgressão, um relatório das tensões em termos de componentes simétricas é exportado e filtrado apenas para as barras trifásicas dos circuitos analisados.

Já os procedimentos para as métricas de distorção harmônica e perdas técnicas apresentam algumas divergências em relação às anteriormente mencionadas. Para a métrica de distorção harmônica, apresentada na Figura 4.17 (d), inicialmente, é necessário um fluxo de potência na frequência fundamental, para armazenar as tensões fundamentais para todas as barras, para depois ativar o modo de solução harmônica, resolver o fluxo de potência para cada ordem harmônica, obtendo, assim, suas tensões harmônicas, e, por fim, calcular a distorção harmônica total de tensão (DTT%) para todas as barras dos circuitos. Dessa forma, verifica-se se algum circuito apresenta transgressões de DTT%. Por fim, a métrica de perdas técnicas é apresentada na Figura 4.17 (e). As perdas técnicas base do alimentador são obtidas no início do processo para cada cenário, antes da adição de qualquer GDFV. Dessa forma, à medida em que as GDFVs são inseridas no alimentador, essas perdas são calculadas e comparadas com as perdas base. Diferentemente das outras métricas, neste trabalho, as perdas técnicas não são vinculadas à cada circuito BT separadamente, e, sim, analisadas por alimentador. Assim, de forma geral, à medida em que há um aumento na inserção da GDFV há uma tendência de redução das perdas do alimentador até um certo nível, a partir do qual começa uma tendência de elevação, até que atinja e supere os valores obtidos para as perdas base, de antes da inserção da GDFV. Entretanto, como neste trabalho a inserção da GDFV é feita apenas em circuitos BT e a CH também é vinculada à cada circuito BT separadamente, assim que a transgressão do alimentador ocorre, a penetração de cada circuito BT é obtida.

(a) Sobrecarga (b) Sobretensão (c) Desequilíbrio

(d) Distorção Harmônica (e) Perdas Técnicas

Figura 4.17 – Fluxograma da metodologia adotada para cada métrica.

Após todo o processo de capacidade de hospedagem ser executado, os resultados são salvos em arquivos CSV contendo, para cada cenário, o valor de CH para cada circuito BT, assim como a métrica que foi transgredida. A Figura 4.18 exemplifica um caso hipotético contendo 10 cenários e 5 circuitos secundários de baixa tensão, apresentando em (a) os valores de CH obtidos, em kW, durante o processo, e em (b) qual foi a métrica transgredida para cada cenário / circuito BT. Assim os resultados são plotados por meio de diagramas de caixa, podendo destacar medidas estatísticas importantes como mediana, quartis e possíveis valores atípicos (*outliers*). Ademais, os resultados são apresentados, também, por meio de plotagens de topologias dos alimentadores, destacando, em cores diferentes, a capacidade de hospedagem de cada circuito BT, assim como, a métrica transgredida, ambos para o pior caso entre os cenários, ou seja, o menor valor de CH. Tais resultados são apresentados com maiores detalhes na Seção 4.3.

Cenário	Circuito BT 1	Circuito BT 2	Circuito BT 3	Circuito BT 4	Circuito BT 5
1	60.3	24	20.2	50.4	52.2
2	36.1	27.8	11.2	79.1	62.5
3	48.1	12.2	27.7	84.9	42.2
4	77.6	22.6	21.3	83.2	43.9
5	65.3	27.2	33	87.9	49.9
6	63.4	28.3	20.2	53.2	52.8
7	59.1	45.4	13.2	60.3	66.9
8	69.6	32.7	20.1	80.8	36.7
9	91.2	24.5	25.9	66.2	55.7
10	42.3	27.2	18.9	73.8	54.5

(a) Valor de CH [kW].

Cenário	Circuito BT 1	Circuito BT 2	Circuito BT 3	Circuito BT 4	Circuito BT 5
1	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overload
2	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overload	Overload
3	Overvoltage	Overload	Overvoltage	Overvoltage	Overload
4	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overload
5	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overload
6	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overload
7	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overload
8	Overvoltage	Overload	Overvoltage	Overvoltage	Overload
9	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overvoltage	Overload
10	Overvoltage	Overload	Overvoltage	Overvoltage	Overload

(b) Métrica transgredida.

Figura 4.18 – Exemplo de arquivos de resultado para o processo de capacidade de hospedagem.

4.2.3 Metodologia de implementação das estratégias de atenuação

Este trabalho adota seis estratégias de atenuação para as métricas anteriormente apresentadas, sendo quatro delas relacionadas ao alimentador em si, e duas relacionadas às características dos inversores a serem inseridos no estudo. A Figura 4.19 apresenta a tela de configuração das estratégias de atenuação utilizadas na simulação.

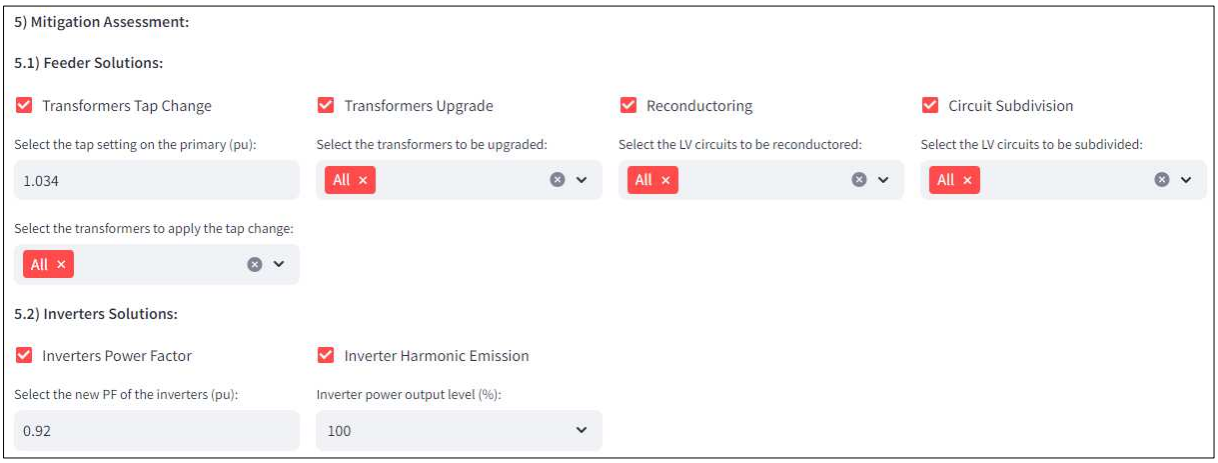


Figura 4.19 – Tela de configuração das estratégias de atenuação utilizadas na simulação.

A primeira estratégia vinculada às soluções por parte do alimentador é a alteração do *tap* dos transformadores de distribuição. Visto que a massiva inserção da GDFV tende a elevar a tensão nos circuitos secundários, uma possível estratégia é a alteração do *tap* dos transformadores de distribuição, ajustando uma tensão de saída para um valor inferior e, consequentemente, aumentar a capacidade de hospedagem em tais circuitos. Porém, sabe-se que, apesar desta solução ter um impacto positivo em momentos em que há uma expressiva geração, tal estratégia pode agravar as subtensões nos momentos em que a demanda de consumo é mais significativa, geralmente não coincidente com o período em que há a geração fotovoltaica. Entretanto, considera-se importante a adição desta solução neste estudo, visto que atualmente diversas soluções emergentes na área de regulação estática de baixa tensão estão sendo discutidas, sobretudo com o crescimento da adoção de veículos elétricos, fazendo com que a rede distribuição esteja cada vez mais dinâmica. Dessa forma, a opção de alteração de *tap* dos transformadores de distribuição pode trazer percepções importantes sobre a utilização de novos equipamentos de regulação incentivando ou não sua adoção com base em resultados computacionais. Em termos de implementação, esta solução pode ser aplicada a um ou mais

transformadores por meio da seleção em uma lista suspensa, tendo a opção de selecionar todos os transformadores de distribuição. Ademais, o usuário pode digitar o valor desejado para o *tap* do enrolamento primário, em pu, a ser aplicado para os transformadores selecionados.

A segunda e terceira estratégias vinculadas às soluções por parte do alimentador são substituições de transformadores de distribuição e condutores, respectivamente, que possuem capacidade superior aos instalados originalmente. Para os casos envolvendo os transformadores de distribuição, todas as potências nominais presentes no alimentador são listadas em ordem crescente e, cada transformador selecionado é substituído pela potência nominal imediatamente superior. O mesmo procedimento é feito para o recondutoramento, com base nos condutores presentes no alimentador em estudo. Tal estratégia permite adotar apenas transformadores e condutores com características padronizadas pela distribuidora / alimentador.

A última estratégia vinculada às soluções por parte do alimentador é a subdivisão de circuitos BT. Sabe-se que no Brasil, a grande maioria dos circuitos secundários de baixa tensão possui significativos comprimentos para atendimento de diversos consumidores, podendo impactar em correntes excessivas, elevadas impedâncias, possuindo uma grande variação de tensão ao longo do dia, a depender das características de consumo e geração das unidades consumidoras, entre outros impactos referentes a interrupções de vários consumidores em casos de faltas e manutenções. Uma evidência de tal prática pode ser observada na Figura 4.20, em que são apresentados dois histogramas referentes ao comprimento dos circuitos BT de uma distribuidora brasileira: um apresenta os comprimentos totais dos circuitos BT e o outro apresenta os comprimentos de cada segmento de circuito BT, extraídos diretamente da BDGD da referida distribuidora. Percebem-se vários circuitos com comprimentos variando de 250 a 500 metros, inclusive circuitos com comprimentos superiores a 1000 metros.

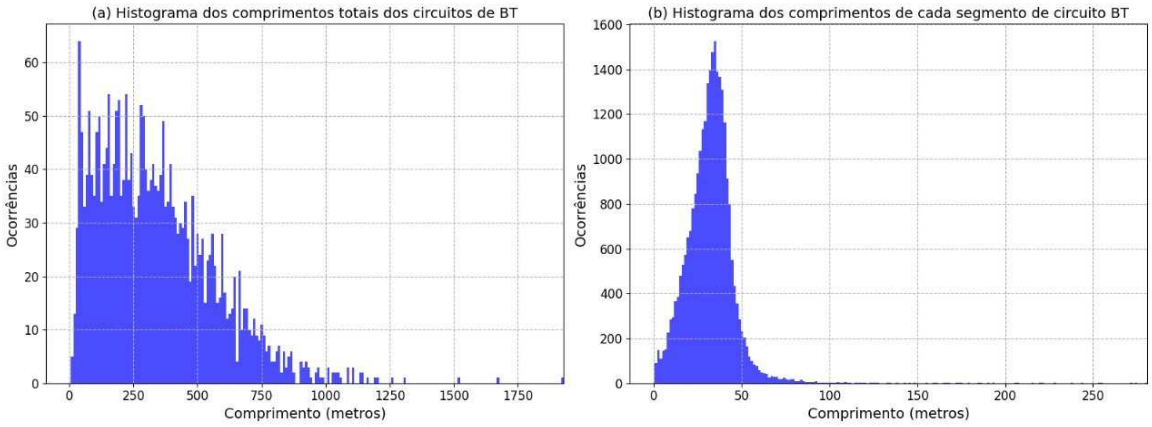


Figura 4.20 – Comprimentos de circuitos BT de uma distribuidora brasileira.

Apesar de tal prática ser cultural no Brasil, entende-se que os novos desafios e impactos trazidos pelos recursos energéticos distribuídos podem ser parcialmente solucionados com uma mudança de prática em relação ao comprimento de tais circuitos. Dessa forma, uma das opções adotadas neste trabalho é a subdivisão de circuitos BT. A fim de exemplificar a lógica adotada para a subdivisão dos circuitos BT, a Figura 4.21 apresenta um circuito BT hipotético a ser considerado.

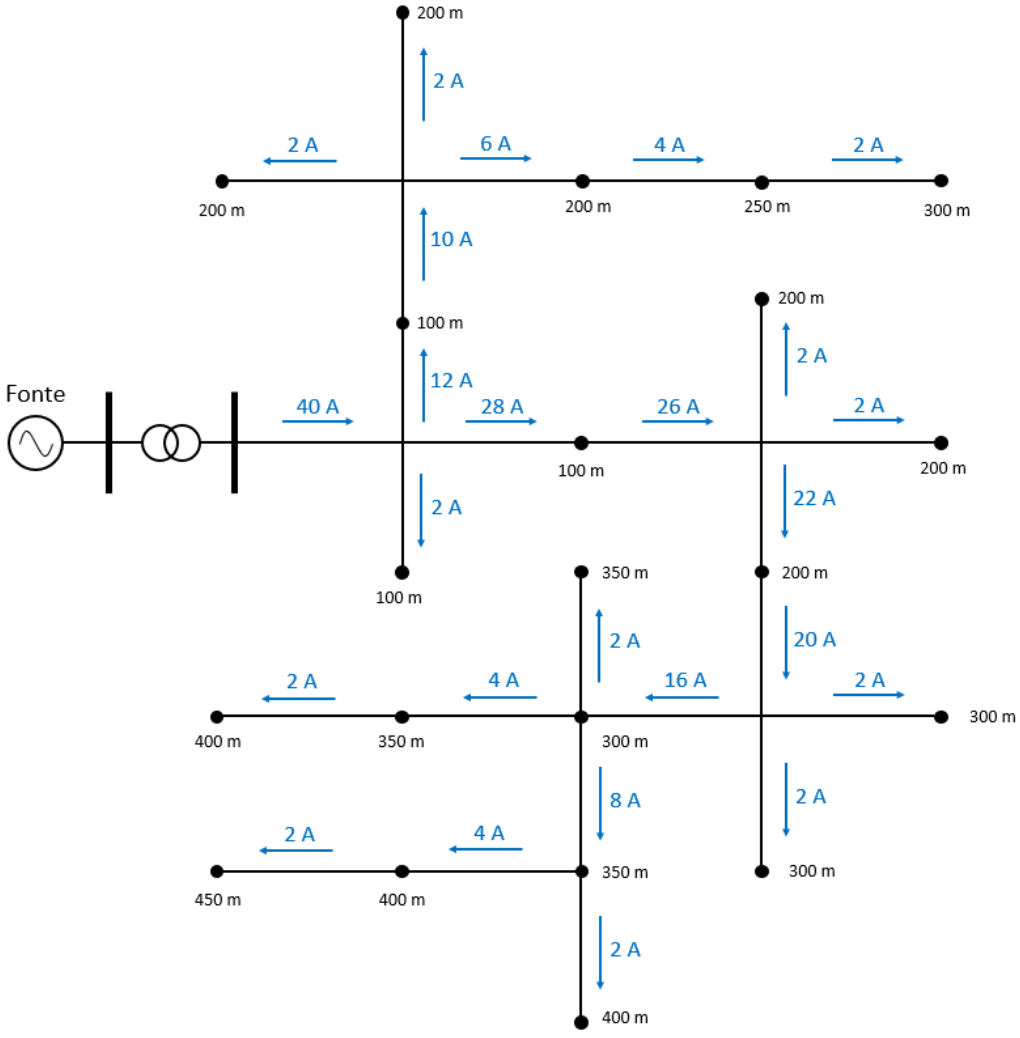


Figura 4.21 – Circuito BT hipotético antes da subdivisão de circuito.

Cada círculo da Figura 4.21 representa um ponto em que há uma unidade consumidora e sua respectiva distância do transformador de distribuição. Com o objetivo de simplificar a análise, assume-se que todas as correntes estão em fase. Dessa forma, percebe-se que a corrente total no secundário do transformador de distribuição é de 40 A. Assim, o usuário pode configurar qual deveria ser a corrente máxima desejada em qualquer segmento do circuito de

baixa tensão, ao definir um divisor para a corrente originalmente encontrada no secundário do transformador de distribuição. Para este exemplo em específico, o divisor adotado é 4, ou seja, o critério de subdivisão de circuito faz com que qualquer segmento que tenha corrente maior ou igual a 10 A seja conectado diretamente no secundário do transformador. Como o objetivo é de avaliar apenas o critério de subdivisão de circuito, a impedância do condutor que conecta o subconjunto ao secundário do transformador é desprezada, pois entende-se que na prática tal subconjunto seria alimentado por um novo transformador, e as perdas e queda de tensão vinculadas a este possível novo transformador, de certa forma, já estão computadas no transformador existente. Ademais, a lógica implementada inicia a análise de subdivisão de circuito pela carga mais distante do transformador de distribuição. A Figura 4.22 exemplifica o critério mencionado.

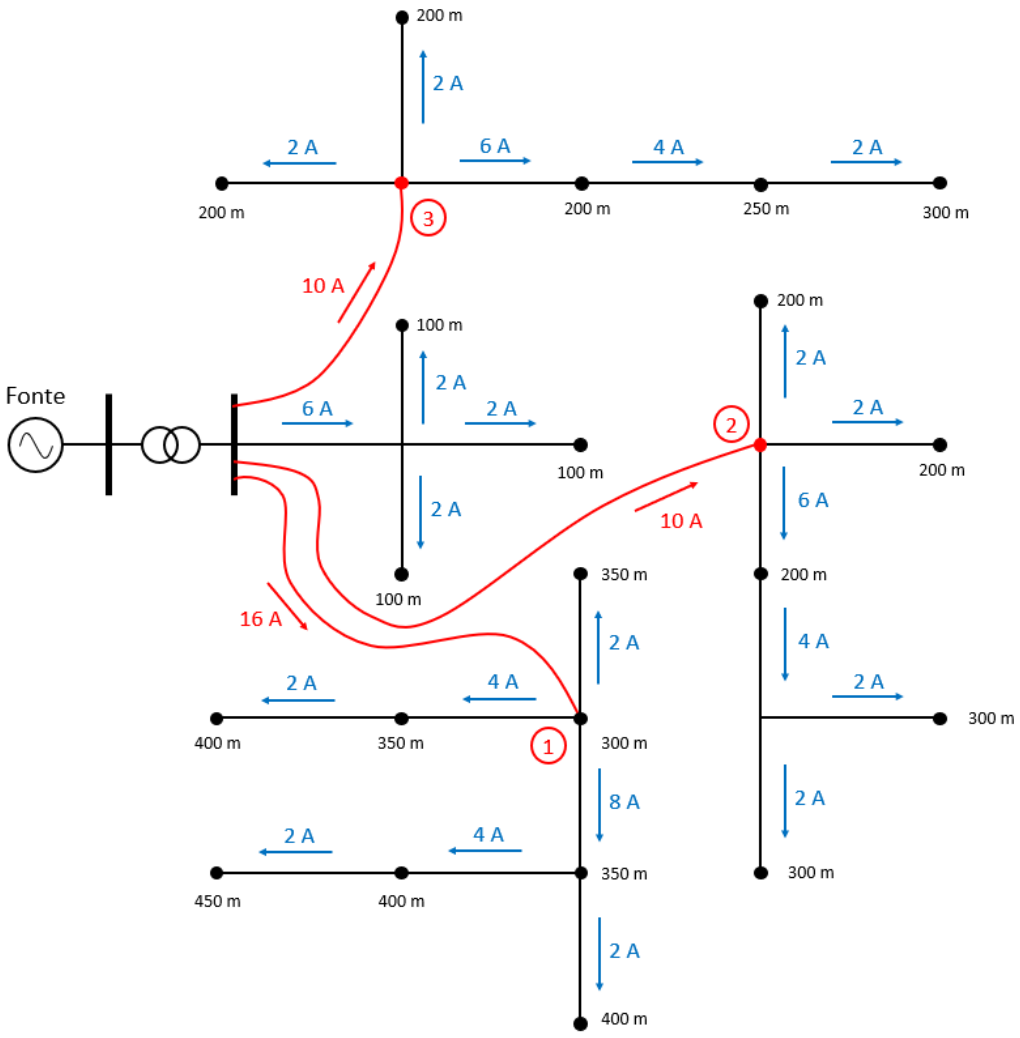


Figura 4.22 – Circuito BT hipotético após a subdivisão de circuito.

Inicialmente, após o fluxo de potência, obtenção da corrente no secundário do transformador de distribuição e da obtenção da corrente de interesse (10 A), o algoritmo busca a carga que possui a maior distância do transformador (450 m). A partir deste ponto, o algoritmo busca o segmento a montante e verifica sua corrente. Esse processo é repetido até que a corrente do elemento a montante seja superior à corrente de interesse ou o elemento a montante seja o transformador. Para este exemplo em específico, ao chegar no segmento com corrente de 16 A, a primeira subdivisão é feita. Na sequência, as duas próximas cargas mais distantes possuem 300 m. Neste caso, o algoritmo irá utilizar qualquer uma delas. Para os dois casos, o circuito é subdividido ao encontrar correntes de 10 A. Por fim, o último grupo de circuito restante possui uma corrente total abaixo de 10 A, portanto o algoritmo irá iniciar em alguma das cargas que estão a 100 m de distância do transformador e finalizará ao encontrar o transformador como elemento à montante.

Além das medidas de atenuação relacionadas ao alimentador em si, duas estratégias relacionadas aos inversores são consideradas. A primeira é a alteração do fator de potência dos inversores. Tal estratégia tem o objetivo de, principalmente, absorver reativo da rede, a fim de reduzir o impacto das elevações de tensão provocadas pela injeção de potência ativa por parte das unidades de GDFV. Apesar de ser uma medida que pode auxiliar no controle de tensão a fim de atenuar as sobretensões da GDFV, tal medida pode não ser tão efetiva em circuitos de baixa tensão devido à baixa relação X/R de tais circuitos. Ademais, ao mesmo tempo em que há uma pequena contribuição na redução de tensão, há uma certa contribuição para o aumento do carregamento dos condutores e transformadores, podendo impactar em sobrecargas no circuito. A segunda medida de atenuação relacionada aos inversores é a alteração da emissividade harmônica do inversor. Da mesma forma que é possível configurar as características de emissividade harmônica do inversor no estudo inicial, também é possível configurar as características de emissividade do inversor em termos de atenuação. Assim, basta selecionar o nível de potência de saída (de 10% a 100% com incrementos de 10%) a ser considerada, que, ao inserir a GDFV no alimentador, a respectiva emissividade harmônica será vinculada à cada GDFV aleatoriamente selecionada.

4.3 Estudos de caso e resultados

Nesta seção são apresentados os resultados para os estudos de caso envolvendo o alimentador real, já caracterizado nas seções anteriores, e os recursos disponíveis na interface

gráfica, em termos de métricas de análise (sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio de tensão, distorção harmônica de tensão e perdas técnicas), métodos de atenuação (alteração de *tap* dos transformadores de distribuição, substituição de transformadores por unidades de capacidade maior, recondutoramento, subdivisão de circuitos, alteração fator de potência dos inversores da GDFV e alteração da emissividade harmônica dos inversores) e fatores de impacto (condições de demanda máxima ou mínima).

Antes de apresentar os resultados, ressalta-se que é possível processar os estudos de CH para cada métrica individualmente ou uma combinação de métricas, da mesma forma que os métodos de atenuação podem ser aplicados individualmente ou de forma combinada. Assim, os estudos de caso aqui selecionados seguem a ordem estabelecida na Tabela 4.2, considerando os seguintes critérios:

1) Os cinco primeiros casos exploram as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão de forma combinada, sendo que, para cada um, um método de atenuação é avaliado isoladamente.
2) O critério para a escolha das métricas a serem combinadas é a proximidade em termos de resultados de CH de estudos prévios. De forma geral, com base neste alimentador e nos limites estabelecidos para cada métrica, percebe-se uma tendência na ordem de convergência do processo de capacidade de hospedagem. Por exemplo, notou-se que a métrica de sobretensão possui transgressões para uma penetração muito inferior às observadas para a métrica de distorção harmônica de tensão. Assim, considerar a métrica de sobretensão juntamente com a métrica de distorção harmônica não se apresenta como uma estratégia muito interessante, pois os resultados de CH seriam basicamente os mesmos obtidos para apenas sobretensão, porém com um tempo de processamento muito superior. Ao mesmo tempo, considerar a métrica de distorção harmônica de tensão de forma isolada também não se apresenta como uma estratégia interessante, pois o elevado nível de penetração necessário para ocorrer as transgressões de distorções harmônicas de tensão, em certos casos, faria a sobretensão atingir valores muito elevados e fora da realidade, que não seriam monitorados. Portanto, entende-se que a combinação das métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão apresentam análises interessantes, assim como a combinação de distorção harmônica de tensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão.

3) O critério para a escolha das medidas de atenuação tem base na associação dos conceitos teóricos relacionados à cada uma das métricas com os conceitos teóricos vinculados à cada uma das medidas de atenuação. Ressalta-se que, do ponto de vista de planejamento, a análise de atenuações de forma individualizada permite uma percepção geral da eficiência de cada medida, frente ao investimento financeiro necessário para sua implementação, auxiliando na tomada de decisão.
4) O caso 6, apesar de apresentar as métricas de sobrecarga e desequilíbrio de tensão, tem um foco maior na capacidade de hospedagem envolvendo as distorções harmônicas de tensão. Dessa forma, o método de atenuação utilizado é a adoção de inversores com melhor qualidade no contexto de emissividade harmônica.
5) O caso 7 tem o objetivo de apresentar um caso envolvendo todas as métricas, exceto distorções harmônicas de tensão, além de aplicar as medidas de atenuação mais comumente adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica, que são subdivisão de circuitos, recondutoramento e aumento da capacidade dos transformadores de distribuição. Assim como os outros casos, este caso considera a demanda mínima como condição de operação e análise.
6) Por fim, o caso 8 replica o caso 7, porém visa avaliar o impacto da condição de operação do sistema de distribuição, substituindo a demanda mínima pela máxima. Sabe-se que as condições de operação mais críticas no contexto dos impactos da GDFV são as que possuem menor demanda da carga, porém considera-se válida tal análise na demanda máxima a fim de se ter uma noção do impacto desta condição de operação nos resultados.
7) Durante o processo de CH para a métrica de distorções harmônicas de tensão, problemas de convergência foram observados para alguns circuitos BT durante o cálculo de fluxo de potência harmônica. Dessa forma, a fim de comparar todos os casos com exatamente o mesmo número de circuitos BT, apenas 45 circuitos do alimentador foram considerados. Ressalta-se que para os casos apresentados na sequência, foram considerados 10 cenários, com penetração de 100 unidades de GDFV por vez até a primeira transgressão ocorrer, sendo posteriormente reduzida para 10 unidades. Na última subseção, outros cenários serão analisados, assim como a comparação do tempo de processamento para cada caso e quantidade de cenários.

Tabela 4.2 – Resumo dos estudos de caso apresentados.

Caso	Métricas	Medidas de atenuação	Demanda
1	Sobretensão, Sobrecarga e Desequilíbrio de Tensão	Mudança de *tap* dos transformadores	Mínima
2	Sobretensão, Sobrecarga e Desequilíbrio de Tensão	Subdivisão de circuito	Mínima
3	Sobretensão, Sobrecarga e Desequilíbrio de Tensão	Alteração de FP (0,92) para consumo de reativo	Mínima
4	Sobretensão, Sobrecarga e Desequilíbrio de Tensão	Recondutoramento	Mínima
5	Sobretensão, Sobrecarga e Desequilíbrio de Tensão	Aumento da capacidade nominal dos transformadores	Mínima
6	Distorções Harmônicas, Sobrecarga e Desequilíbrio de Tensão	Alteração de emissividade do inversor	Mínima
7	Sobretensão, Sobrecarga, Desequilíbrio de Tensão e Perdas Técnicas	Subdivisão de circuito, Recondutoramento e Aumento da capacidade nominal dos transformadores	Mínima
8	Sobretensão, Sobrecarga, Desequilíbrio de Tensão e Perdas Técnicas	Subdivisão de circuito, Recondutoramento e Aumento da capacidade nominal dos transformadores	Máxima

4.3.1 Caso 1: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por mudança de *tap* dos transformadores

Conforme visto na revisão da literatura sobre os impactos da GDFV no sistema de distribuição, a sobretensão, sobrecarga e desequilíbrios de tensão podem ser considerados como os problemas mais frequentemente encontrados, sobretudo em circuitos de baixa tensão. Portanto, optou-se por apresentar os resultados dessas três métricas em conjunto a fim de analisar e comparar tanto os seus impactos quanto as possíveis medidas de atenuação. Portanto, nesta seção, serão apresentados tanto os resultados para o caso base, assim como os resultados para a estratégia de mudança de *tap* dos transformadores.

A Figura 4.23 apresenta um gráfico de diagrama de caixa (*box plot*) que ilustra a variação da capacidade de hospedagem de alguns dos circuitos BT do alimentador para os cenários definidos na simulação. Percebe-se que cada circuito BT apresenta um comportamento diferente em termos de capacidade de hospedagem. Alguns apresentam grandes variações entre os cenários analisados, já outros apresentam variações menores. Os valores mínimo, médio e máximo de CH encontrados são 8,2 kW, 42,6 kW e 114,6 kW, respectivamente. Dessa forma, conforme já mencionado neste trabalho, e verificado por meio desse gráfico, nenhum alimentador ou circuito BT é igual a outro, e, portanto, cada caso tem que ser analisado de forma particular.

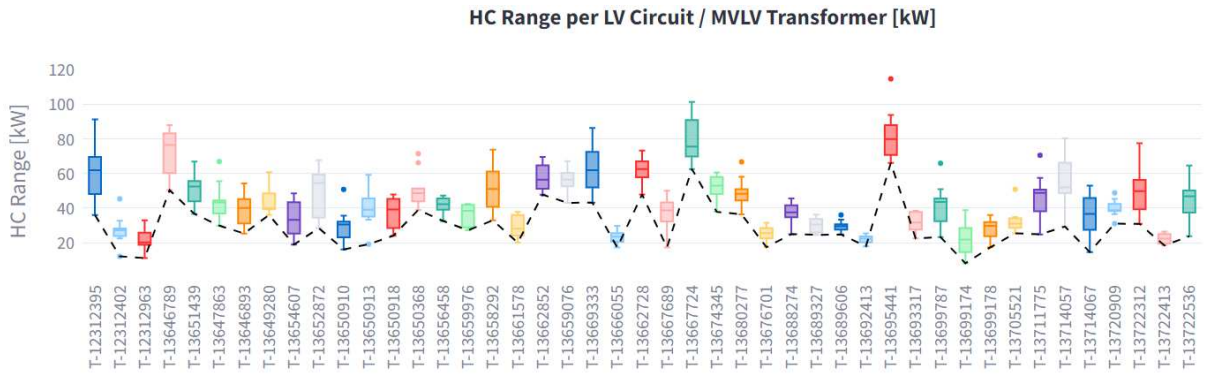
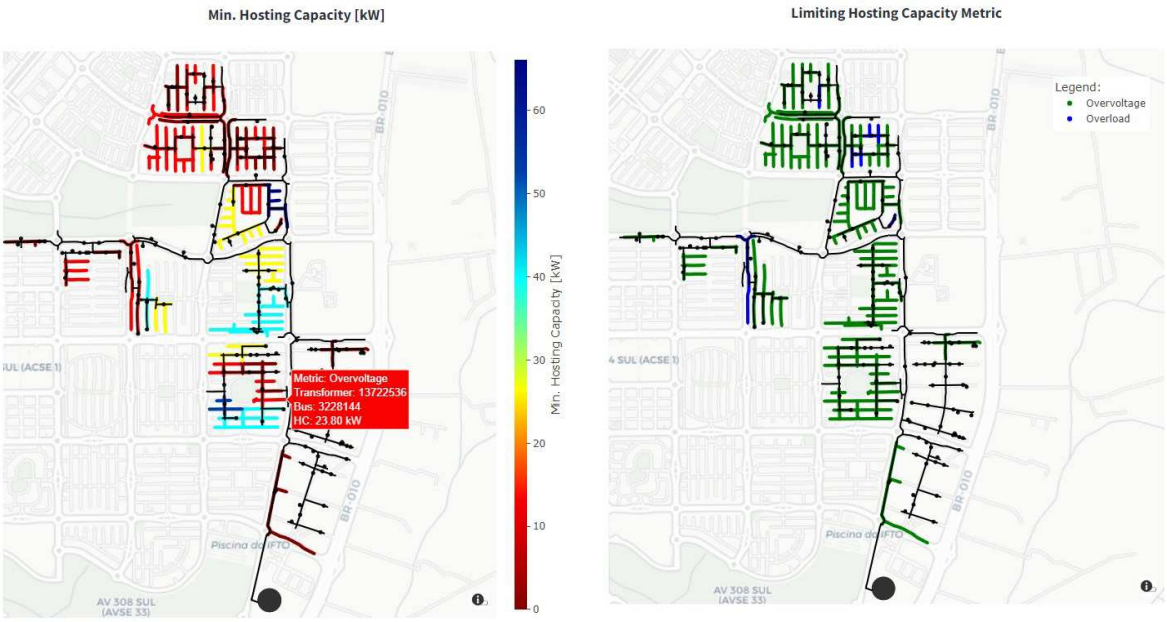


Figura 4.23 – Variação da CH dos circuitos BT para o caso base envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão.

Percebe-se, ainda na Figura 4.23, uma linha tracejada no gráfico, indicando a mínima capacidade de hospedagem entre os cenários avaliados. Dessa forma, a fim de permitir uma análise mais aprofundada dos cenários de CH mais severos, tais valores mínimos são apresentados de forma gráfica no mapa do alimentador, conforme mostra a Figura 4.24. Este tipo de plotagem é útil não apenas para verificar a capacidade de hospedagem do alimentador de forma geral, mas principalmente para ajudar a identificar quais circuitos BT devem ser priorizados em ações de melhoria e investimentos futuros, auxiliando os engenheiros de planejamento nas tomadas de decisão. A Figura 4.24 (a) apresenta a CH mínima encontrada em cada circuito BT do alimentador, possuindo, em alguns casos, baixa capacidade de acomodação para novas GDFV, ao passo que outros circuitos conseguem acomodar valores acima de 60 kW. Já a Figura 4.24 (b) mostra qual foi a métrica limitante em cada circuito BT. Pode-se perceber, então, que, para este alimentador em específico, a métrica mais frequentemente encontrada é a sobretensão (em verde). Ressalta-se, ainda, que todas as plotagens apresentam recursos de

interatividade, podendo ampliar e reduzir a tela, além de verificar informações específicas, ao passar o mouse em cada elemento, como a métrica analisada, o nome da barra, o valor de CH e o respectivo circuito BT. Com objetivo de avaliar a primeira medida de atenuação, na sequência são apresentados os resultados para o reprocessamento da capacidade de hospedagem considerando a alteração dos *taps* dos transformadores de distribuição.



(a) CH mínima. (b) Métrica limitante.

Figura 4.24 – Mapas da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso base.

A primeira medida de atenuação analisada é a mudança de *tap* dos enrolamentos primários de todos os transformadores de distribuição do alimentador para 1,034 pu (14,27 kV), fazendo com que a tensão no enrolamento secundário seja reduzida proporcionalmente, na tentativa de reduzir os impactos de sobretensão e, consequentemente, aumentar a capacidade de hospedagem. A Figura 4.25 apresenta a variação da CH após a alteração dos *taps* dos transformadores, apresentando valores mínimo, médio e máximo de 21,1 kW, 72,7 kW e 169,0 kW, respectivamente. Percebe-se, então, certa melhoria em relação ao caso base.

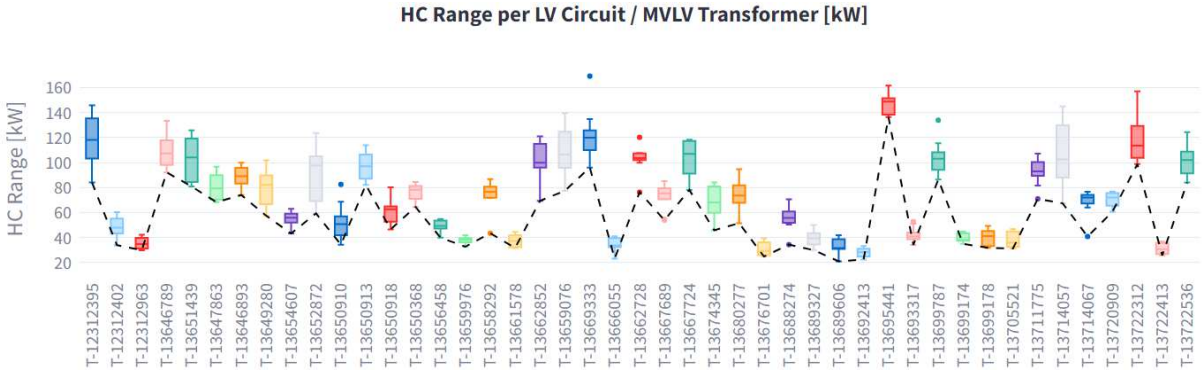
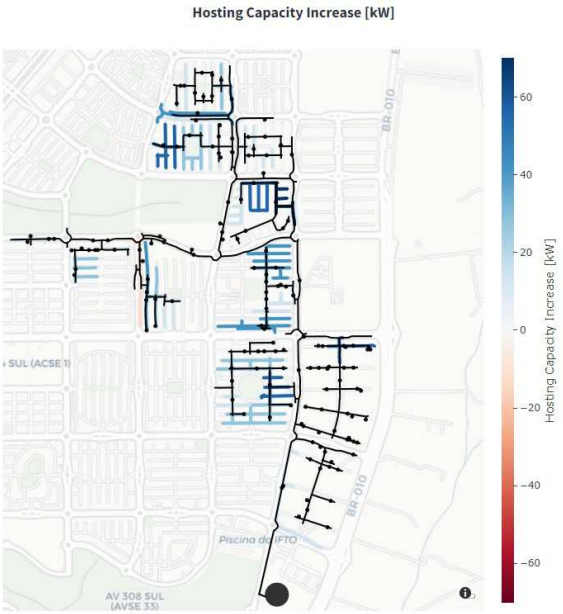


Figura 4.25 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a mudança de *tap* dos transformadores.

A Figura 4.26, por sua vez, apresenta o mapa da CH mínima do alimentador (a), o mapa da métrica limitante (b), assim como um terceiro mapa (c) apresentando o quanto a CH foi melhorada após a medida de atenuação. Percebem-se melhorias de capacidade de hospedagem de até 70,2 kW entre os circuitos BT. Ademais, apenas um circuito BT apresentou decréscimo na CH, porém, tal decréscimo foi de 3,7 kW, não sendo um valor expressivo. Assim, pode ser observado que ao aplicar a medida de atenuação de alteração dos *taps* dos transformadores, houve uma melhoria significativa dos problemas de sobretensão, conforme observado no gráfico da métrica limitante, através da redução dos segmentos em verde. Adicionalmente nota-se que, com a melhoria nos problemas de sobretensão, surgiram casos em que a métrica limitante foi o desequilíbrio de tensão, diferentemente do caso base.

(a) CH mínima. (b) Métrica limitante.



(c) Melhoria na CH.

Figura 4.26 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de alteração dos *taps* dos transformadores.

4.3.2 Caso 2: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por subdivisão de circuitos

A segunda medida de atenuação analisada é a subdivisão de circuitos, na tentativa de reduzir tanto o carregamento de alguns trechos do circuito BT quanto a impedância equivalente entre os transformadores e os pontos em que as GDFV são alocadas. O fator de divisão adotado é 5, ou seja, o algoritmo aplicado analisa a corrente original no secundário de cada transformador e subdivide os circuitos com o objetivo de reduzir as correntes máximas dos subgrupos em um quinto da corrente original. A Figura 4.27 apresenta a variação da CH após a subdivisão de circuitos, apresentando valores mínimo, médio e máximo de 14,7 kW, 61,71 kW e 151,1 kW, respectivamente. Mais uma vez, fica evidenciado que a medida de atenuação adotada foi eficiente, possibilitando um aumento na capacidade de hospedagem.

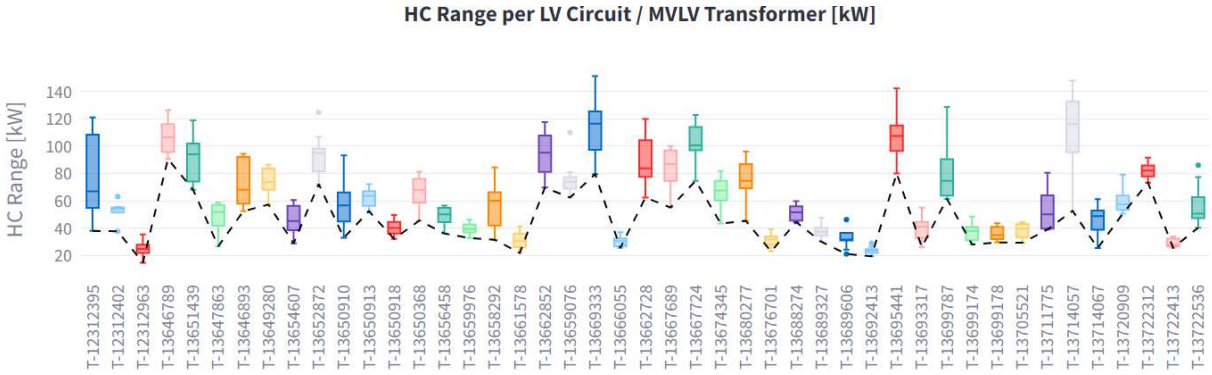
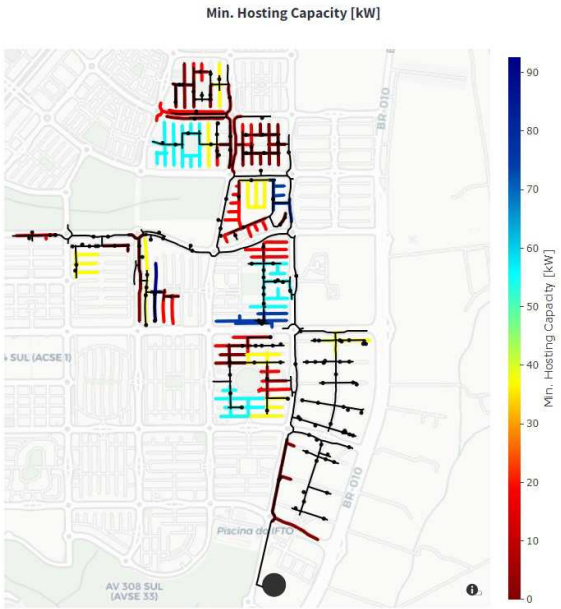


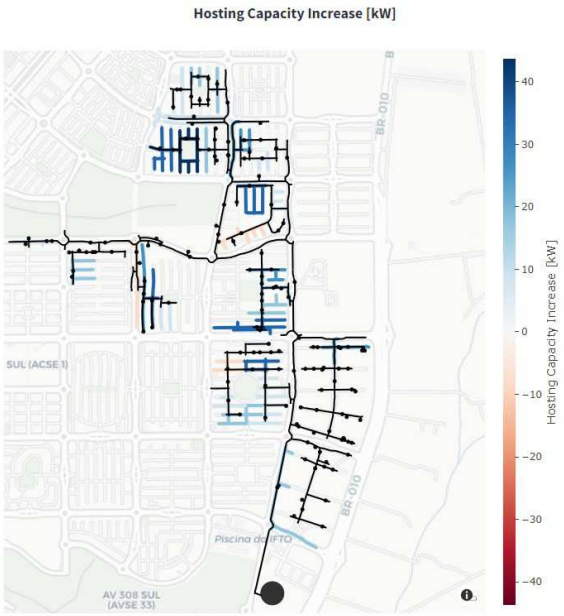
Figura 4.27 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a subdivisão de circuitos.

A Figura 4.28 apresenta o mapa da CH mínima do alimentador (a), o mapa da métrica limitante (b), e o mapa da melhoria na CH (c) após a medida de atenuação. Percebe-se uma melhoria na capacidade de hospedagem, chegando a aumentos de até 43,7 kW. Por outro lado, devido a certas alterações no circuito e provavelmente uma distribuição diferente da GDFV em relação ao caso base, três circuitos apresentaram reduções nas CH, em vermelho na Figura 4.28 (c). Entretanto, tais decréscimos foram de 1,5, 3,2 e 3,7 kW, não sendo valores expressivos. Neste caso, como a medida de atenuação não está diretamente vinculada ao controle de tensão, conforme o estudo de caso 1, as sobretensões continuam sendo predominantes no alimentador.



(a) CH mínima.

(b) Métrica limitante.



(c) Melhoria na CH.

Figura 4.28 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de subdivisão de circuitos.

4.3.3 Caso 3: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por alteração do fator de potência dos inversores

A terceira medida de atenuação analisada é a alteração do fator de potência dos inversores para 0,92, consumindo reativo da rede, a fim de reduzir a elevação de tensão provocada pela injeção de potência ativa das GDFVs. Apesar de ser uma medida que pode auxiliar no controle de tensão a fim de atenuar as sobretensões da GDFV, tal medida pode não ser tão efetiva em circuitos de baixa tensão devido à baixa relação X/R de tais circuitos. Ademais, ao mesmo tempo em que há uma pequena contribuição na redução de tensão, há uma certa contribuição para o aumento do carregamento dos condutores e transformadores, podendo impactar em sobrecargas no circuito. A Figura 4.29 apresenta a variação da CH após a alteração do fator de potência dos inversores, apresentando valores mínimo, médio e máximo de 14,8 kW, 65,1 kW e 154,4 kW, respectivamente. Tais resultados são positivos em relação ao caso base, sendo bem próximos aos resultados obtidos para a medida de subdivisão de circuitos.

A Figura 4.30 apresenta o mapa da CH mínima do alimentador (a), o mapa da métrica limitante (b), e o mapa da melhoria na CH (c) após a medida de atenuação. Percebe-se uma melhoria na capacidade de hospedagem, chegando a aumentos de até 70 kW. Ademais, cinco circuitos apresentaram reduções nas CH, com decréscimos entre 2,3 kW e 10 kW. Ressalta-se

que, como esta medida de atenuação está diretamente vinculada ao controle de tensão, poucos circuitos apresentaram problemas de sobretensão. Em contrapartida, a quantidade de circuitos com sobrecarga aumentou, sobretudo devido ao aumento de corrente referente à absorção de reativo por parte das unidades de GDFV.

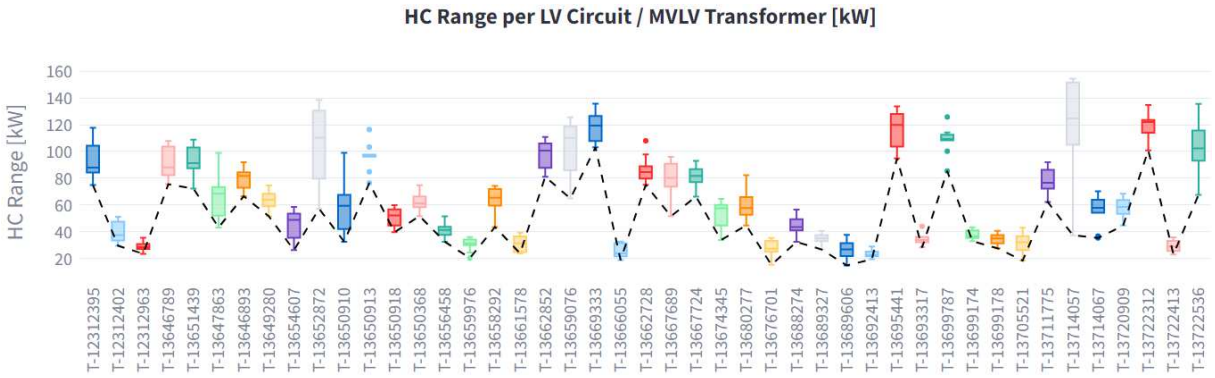
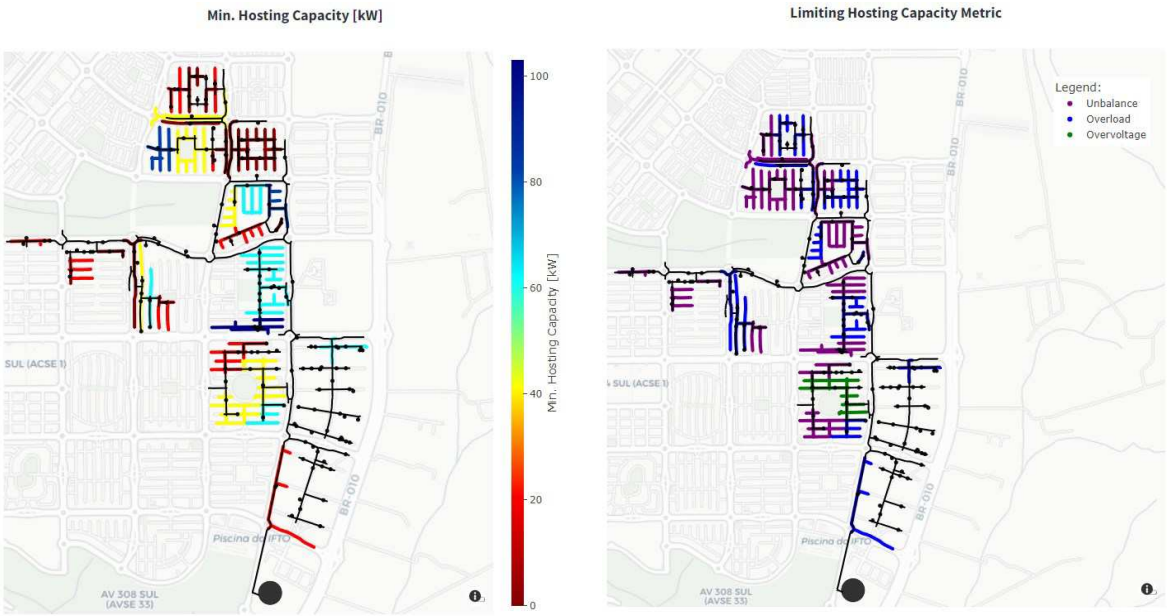
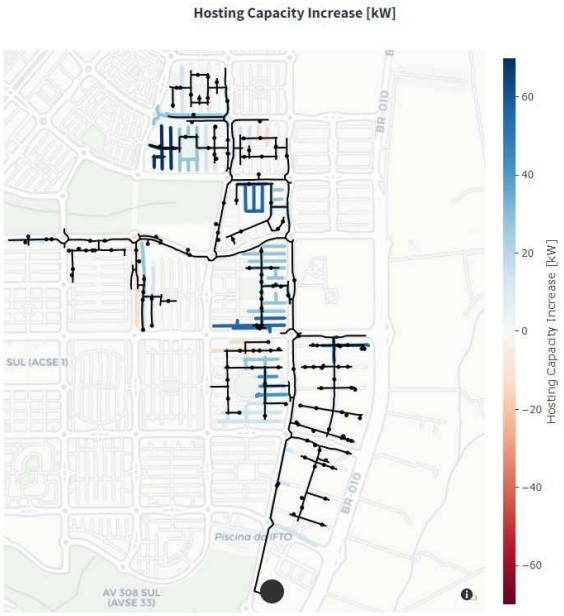


Figura 4.29 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a alteração do fator de potência dos inversores.



(a) CH mínima. (b) Métrica limitante.



(c) Melhoria na CH.

Figura 4.30 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de alteração do fator de potência dos inversores.

4.3.4 Caso 4: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por recondutoramento

A medida de atenuação tratada nesta seção é o recondutoramento, podendo ser eficaz tanto em termos de tensão (sobretensão e desequilíbrio) quanto em sobrecarga, visto que ao substituir os condutores por uma seção nominal superior, aumenta a capacidade de corrente e reduz a impedância. A Figura 4.31 apresenta a variação da CH após o recondutoramento dos circuitos BT, apresentando valores mínimo, médio e máximo de 14,8 kW, 60,7 kW e 152,0 kW, respectivamente. Tais resultados são positivos em relação ao caso base, mais uma vez sendo bem próximos aos resultados obtidos para a medida de subdivisão de circuitos e alteração do fator de potência.

A Figura 4.32 apresenta o mapa da CH mínima do alimentador (a), o mapa da métrica limitante (b), e o mapa da melhoria na CH (c) após a medida de atenuação. Percebe-se uma melhoria na capacidade de hospedagem, chegando a aumentos de até 62,1 kW e apenas um decréscimo registrado. Porém, tal redução foi de apenas 0,7 kW e pode ser desprezada, conforme destacado na Figura 4.32 (c). Como se trata de um método de atenuação em que beneficia tanto métricas vinculadas à tensão, como vinculadas à corrente, as métricas limitantes permaneceram bem próximas às do caso base.

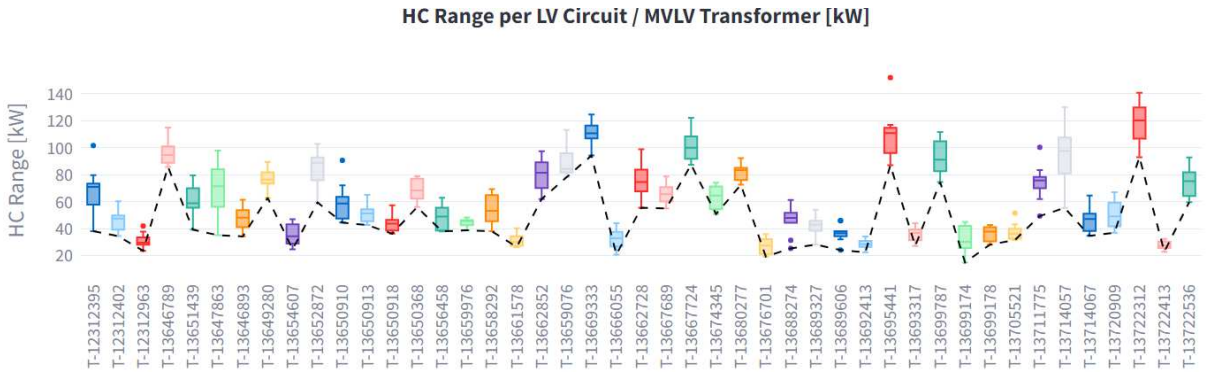
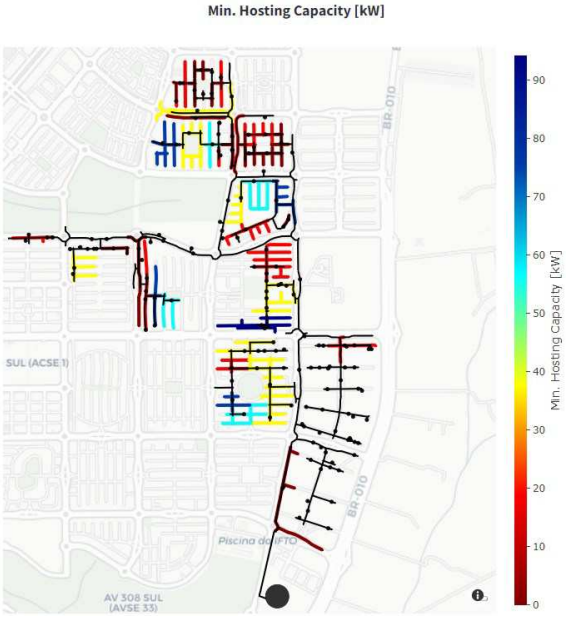
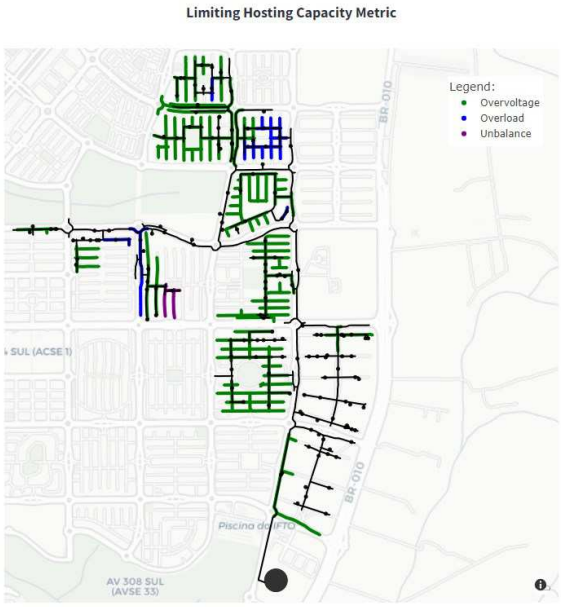


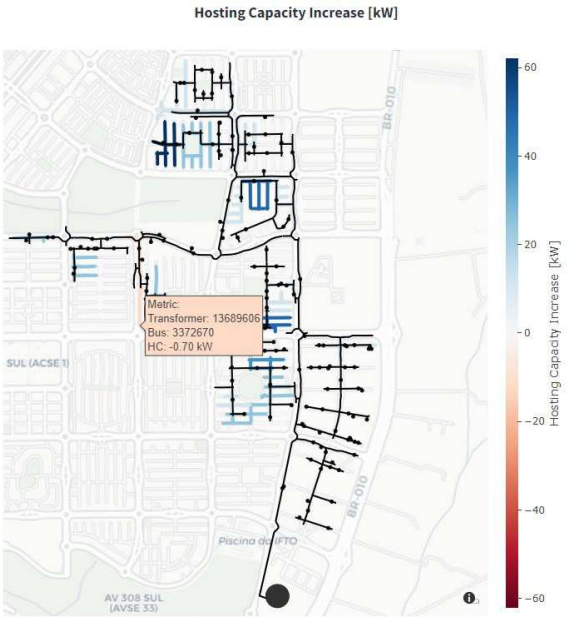
Figura 4.31 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após o recondutoramento.



(a) CH mínima.



(b) Métrica limitante.



(c) Melhoria na CH.

Figura 4.32 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de recondutoramento.

4.3.5 Caso 5: Sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por substituição de transformador de distribuição

Nesta seção, a medida de atenuação de aumento da capacidade dos transformadores de distribuição é analisada. A Figura 4.33 apresenta a variação da CH após a substituição dos transformadores de distribuição por unidades de maior capacidade, apresentando valores mínimo, médio e máximo de 8,2 kW, 41,5 kW e 99,8 kW, respectivamente. Já a Figura 4.34 apresenta o mapa da CH mínima do alimentador (a), o mapa da métrica limitante (b), e o mapa da melhoria na CH (c) após a medida de atenuação. Tanto por meio da Figura 4.33 quanto por meio da Figura 4.34, pode-se perceber que, de forma geral, não houve melhoria na capacidade de hospedagem. Ao observar a Figura 4.34 (c) fica evidente a quantidade de circuitos BT que tiveram uma piora na CH, chegando a reduções de até 24,2 kW. Percebe-se, por meio da Figura 4.34 (b), que a métrica limitante ainda é a sobretensão, tendo um comportamento semelhante ao do caso base.

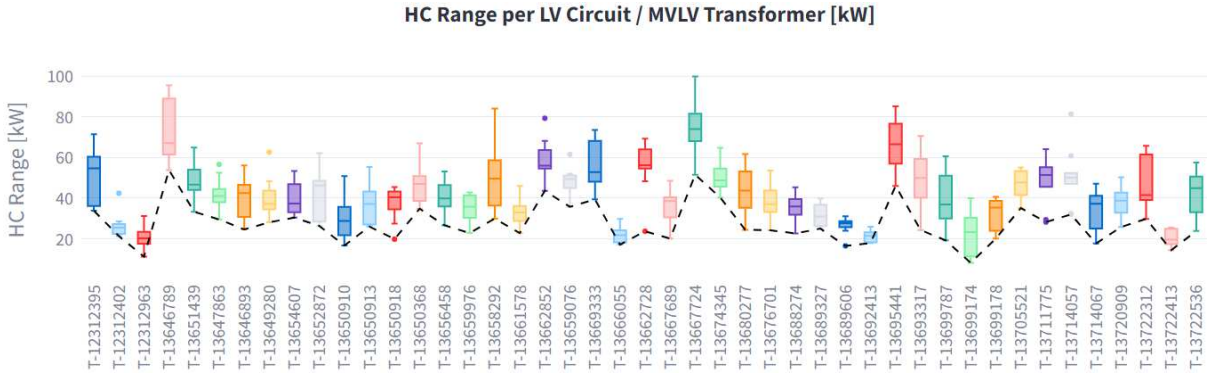
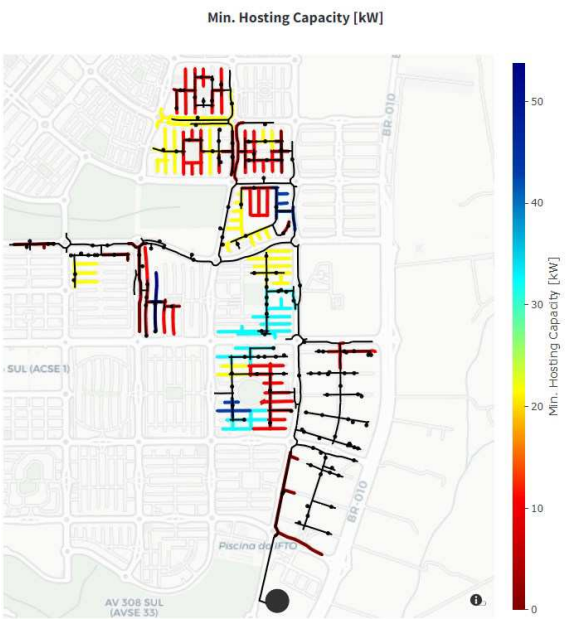
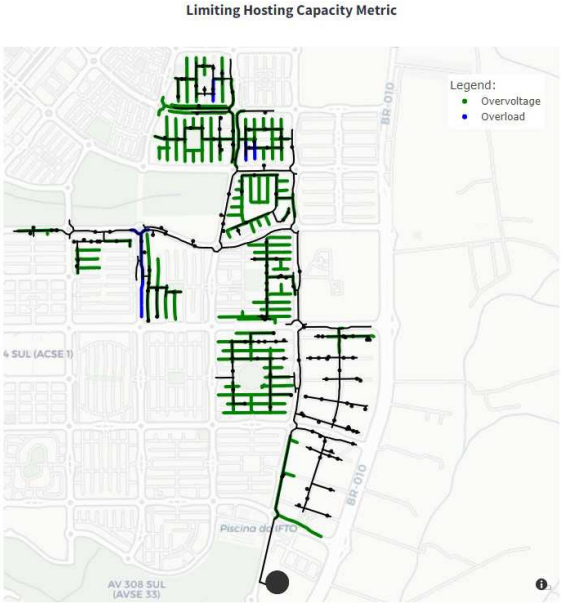


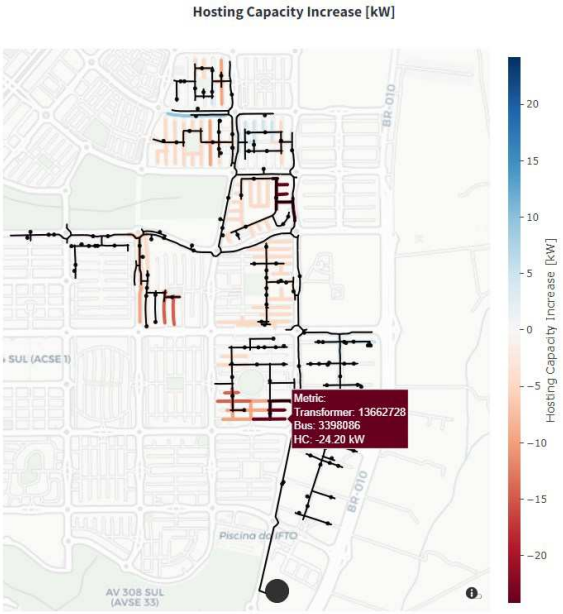
Figura 4.33 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após o aumento da capacidade dos transformadores.



(a) CH mínima.



(b) Métrica limitante.



(c) Melhoria na CH.

Figura 4.34 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de sobretensão, sobrecarga e desequilíbrio após a aplicação da medida de atenuação de aumento da capacidade dos transformadores.

A fim de investigar o motivo pelo qual houve uma piora nos resultados de CH, as tensões nas barras secundárias dos transformadores de distribuição são avaliadas, conforme apresentado na Figura 4.35. Ao substituir os transformadores por unidades de maior capacidade, suas impedâncias são reduzidas. Tal fato auxilia a reduzir as variações de tensão como um todo, ao reduzir a impedância equivalente até o ponto em que cada GDFV está inserida, entretanto, como a metodologia de análise deste trabalho é aplicada aos circuitos de baixa tensão, percebe-se que, ao reduzir a impedância dos transformadores de distribuição, a tensão no secundário apresenta uma elevação em relação ao caso com os transformadores originais. Dessa forma, à medida em que a GDFV é inserida no circuito BT, tais circuitos ficam mais susceptíveis às transgressões de sobretensão, apresentando CH mais baixas do que as originalmente apresentadas.

Figura 4.35 – Tensões nas barras secundárias dos transformadores de distribuição, antes e depois do aumento da capacidade nominal.

De forma complementar, com o objetivo de avaliar e validar o método de atenuação de aumento da capacidade dos transformadores de distribuição, apenas a métrica de sobrecarga é considerada. A Figura 4.36 apresenta os resultados de melhoria na CH, após a aplicação do aumento da capacidade dos transformadores de distribuição. Nessa situação, como os transformadores possuem maior capacidade percebe-se uma melhoria significativa na CH para problemas de sobrecarga, aumentos de até 69,1 kW. Adicionalmente, apenas 3 casos apresentaram piora na CH, porém com reduções de 1,8, 3,3 e 4,6 kW, não sendo muito significativos. Conforme já mencionado, a análise de uma métrica de forma individual pode implicar em transgressões de outras métricas que não estão sendo monitoradas. Entretanto, do ponto de vista metodológico a presente análise é válida.

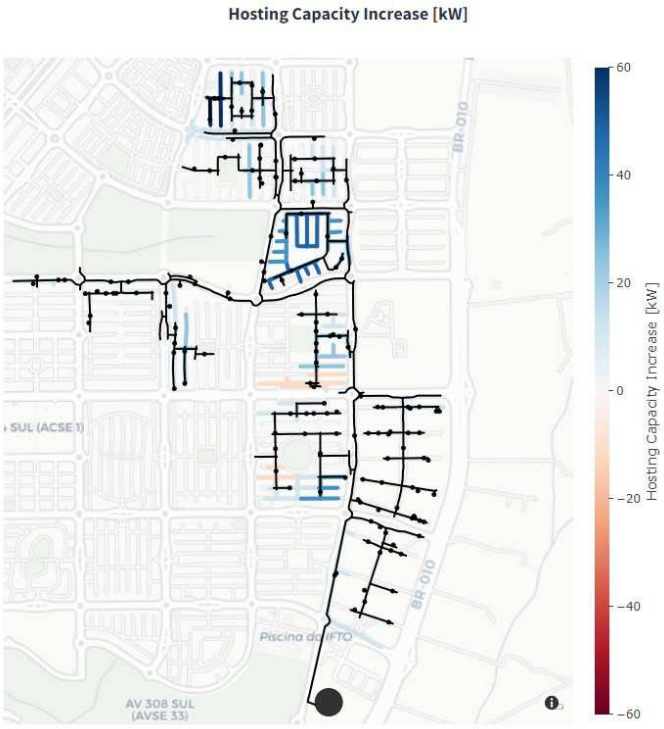


Figura 4.36 - Mapa da melhoria na CH dos circuitos BT para a métrica de sobrecarga após a aplicação da medida de atenuação de aumento da capacidade dos transformadores.

4.3.6 Caso 6: Distorção harmônica, sobrecarga e desequilíbrio com atenuação por alteração da emissividade harmônica dos inversores

Esta seção tem o objetivo de investigar o impacto das distorções harmônicas na capacidade de hospedagem do sistema de distribuição. Para isso, conforme já mencionado na seção que explica os critérios de seleção dos casos, além das distorções harmônicas de tensão, são adicionadas as métricas de sobrecarga e desequilíbrio de tensão. A fim de avaliar o impacto da qualidade do inversor em termos de emissividade harmônica, no caso base são considerados os espectros harmônicos de corrente de cada inversor para 10% da potência nominal. E como medida de atenuação, utilizam-se os espectros harmônicos obtidos para a potência nominal, apresentando um conteúdo harmônico baixo. A Figura 4.37 apresenta a variação da CH para o caso base, apresentando valores mínimo, médio e máximo de 13,8 kW, 73,46 kW e 221,4 kW. A Figura 4.38 mostra a CH mínima e métrica limitante, apresentando valores de CH de até 100 kW. Pode-se perceber que, devido ao fato de a métrica de sobretensão não estar presente neste estudo, os valores de capacidade de hospedagem são mais elevados. Entretanto, apesar de possivelmente apresentar valores de tensões mais elevadas, tal estudo tem o objetivo de validar a métrica de distorção harmônica de tensão, assim como sua medida de atenuação.

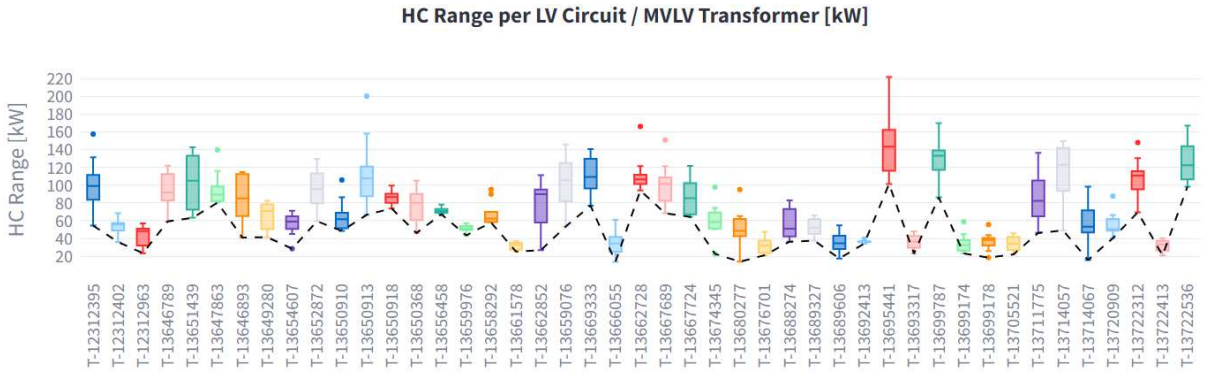
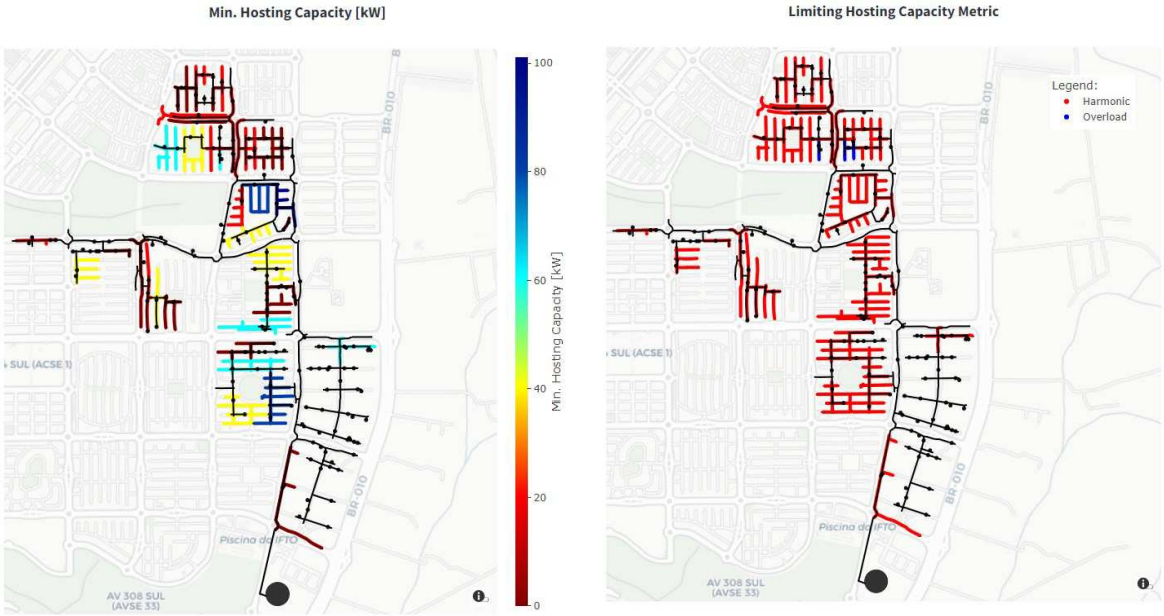


Figura 4.37 - Variação da CH dos circuitos BT para o caso base de distorções harmônicas, sobrecarga e desequilíbrio de tensão.



(a) CH mínima. (b) Métrica limitante.

Figura 4.38 – Mapas da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso base de distorções harmônicas, sobrecarga e desequilíbrio de tensão.

A Figura 4.39 apresenta a variação da CH após a alteração da emissividade dos inversores, apresentando valores mínimo, médio e máximo de 30,8 kW, 125,82 kW e 433,3 kW. A Figura 4.40 apresenta o mapa da CH mínima do alimentador (a), o mapa da métrica limitante (b), e o mapa da melhoria na CH (c) após a medida de atenuação. Observam-se valores muito altos, que não condizem com a realidade dos circuitos BT analisados. Entretanto, em termos de validação de metodologia, pode-se perceber, por meio da Figura 4.40 (b), que ao aplicar inversores com emissividade harmônica menos significativas, tais equipamentos não mais impactam o sistema de distribuição, restando apenas transgressões de sobrecarga e desequilíbrio. Porém, ressalta-se que, ainda assim, os valores não possuem aderência com a

realidade, visto que os valores de sobretensões, não monitorado neste estudo, podem ter ultrapassado valores proibitivos.

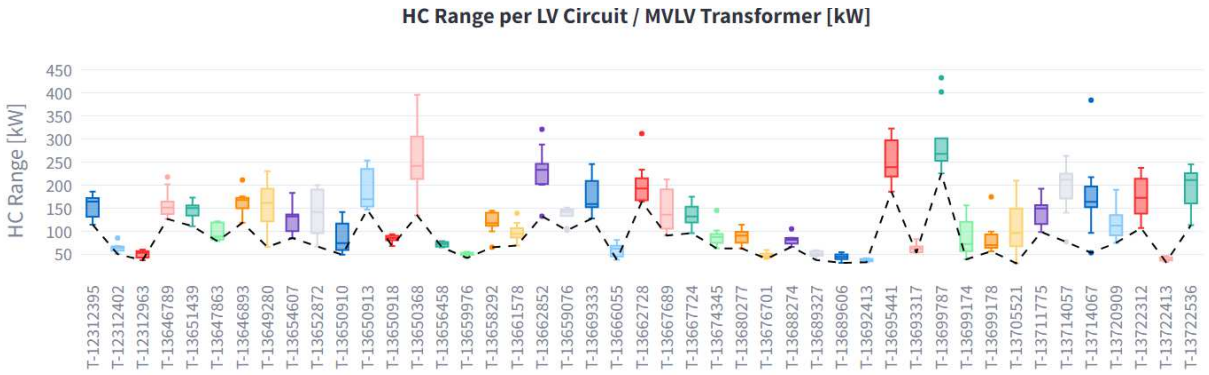
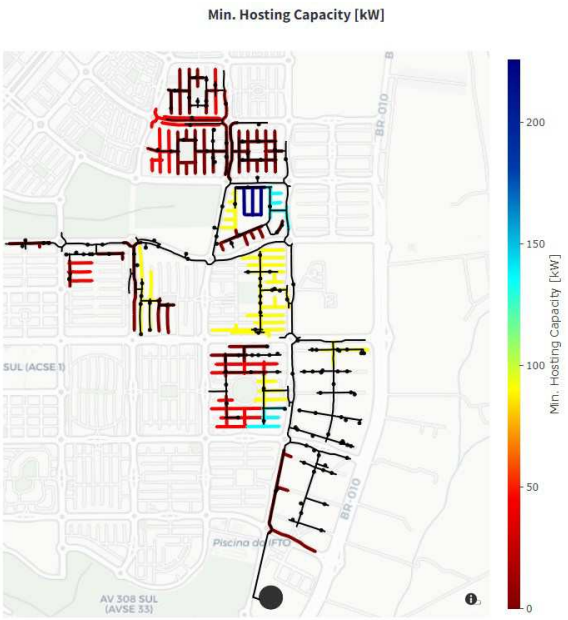
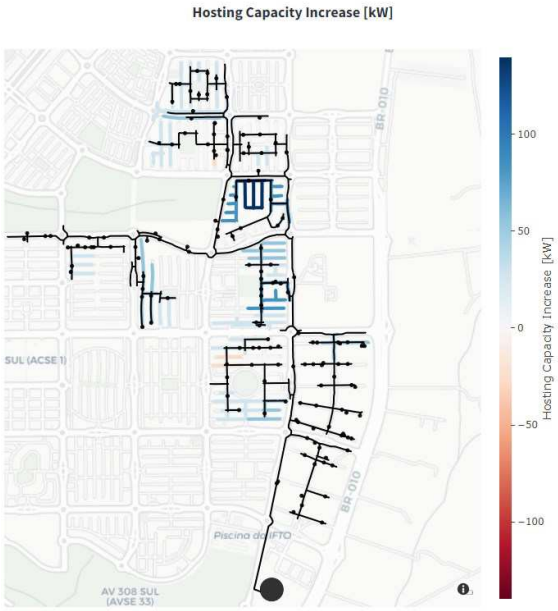


Figura 4.39 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de distorções harmônicas, sobrecarga e desequilíbrio de tensão, após a alteração da emissividade dos inversores.



(a) CH mínima.

(b) Métrica limitante.

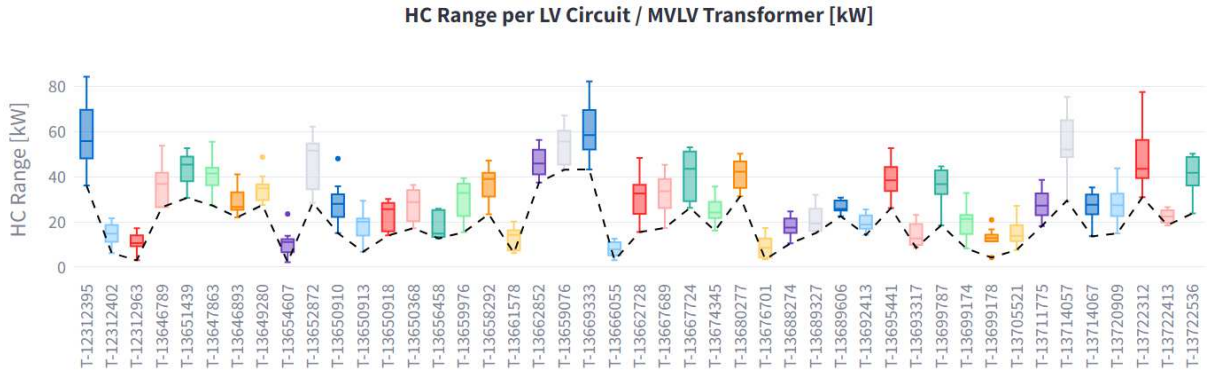


(c) Melhoria na CH.

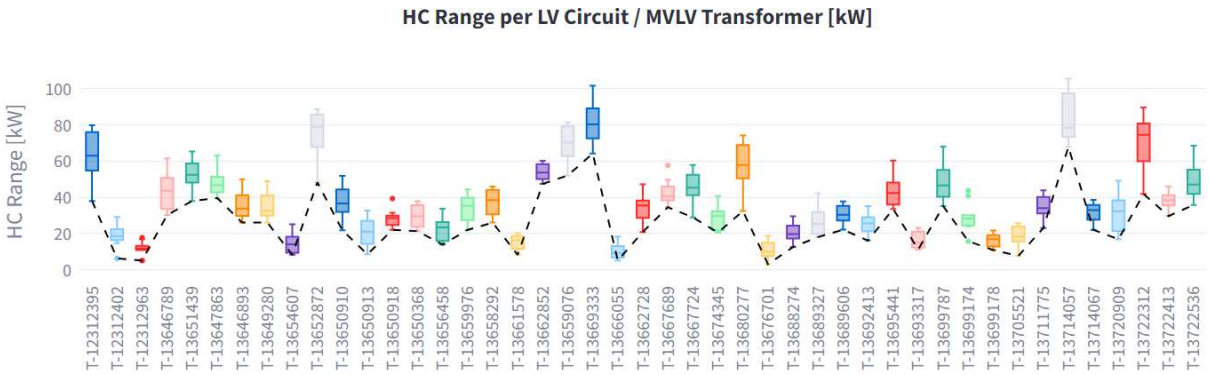
Figura 4.40 - Mapas da CH dos circuitos BT para as métricas de para distorções harmônicas de tensão, após a alteração da emissividade dos inversores.

4.3.7 Caso 7: Sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio e perdas técnicas com atenuação por subdivisão de circuitos, recondutoramento e aumento da capacidade dos transformadores de distribuição para a condição de demanda mínima

O caso 7 tem o objetivo de apresentar um caso envolvendo todas as métricas, exceto distorções harmônicas de tensão, além de aplicar as medidas de atenuação mais comumente adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica, que são subdivisão de circuitos, recondutoramento e aumento da capacidade dos transformadores de distribuição. Assim como nos casos anteriores, este caso considera a demanda mínima como condição de operação e análise. A Figura 4.41 apresenta a variação da CH para o caso base (a) e para o caso após a aplicação das medidas de atenuação (b). Percebem-se algumas melhorias nos valores obtidos, apresentando valores mínimo, médio e máximo de aproximadamente 2,2 kW, 29,71 kW e 84,2 kW para o caso base e 3 kW, 37 kW e 105,6 kW após as medidas de atenuação.



(a) Caso base.

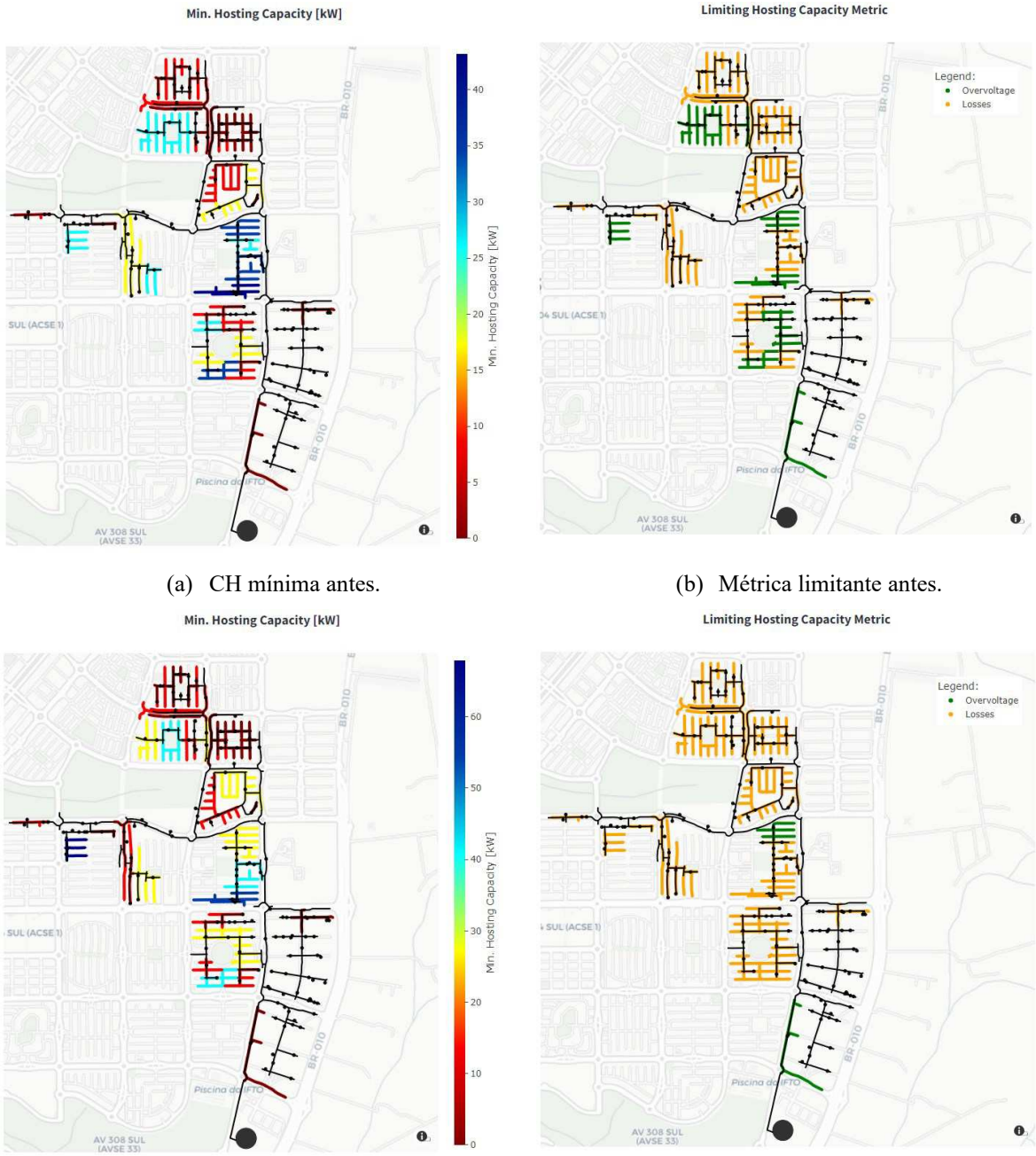


(b) Após as medidas de atenuação.

Figura 4.41 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio de tensão e perdas técnicas, após medidas de atenuação – demanda mínima.

A Figura 4.42 apresenta o mapa da CH mínima (a) e métrica limitante (b) dos circuitos BT para o caso base e para o caso após a aplicação das medidas de atenuação ((c) e (d)). Por meio dos mapas da CH mínima, fica evidente a melhoria após as soluções de atenuação. Ademais, nota-se que não houve nenhuma transgressão das métricas de sobrecarga e desequilíbrio de tensão e, em muitos casos, a métrica de perdas técnicas se sobrepõe inclusive à métrica de sobretensão. Adicionalmente, em todos os casos em que a métrica de perdas técnicas é selecionada, um gráfico do seu comportamento em relação à penetração da GDFV é gerado. Assim, a Figura 4.43 apresenta tal gráfico tanto para o caso base (a) quanto para o caso após a aplicação das medidas de atenuação. Percebe-se que, inicialmente, há uma redução das perdas, porém, após atingir um certo patamar de penetração, as perdas começam a aumentar, ultrapassando o valor de perdas base. Portanto, houve uma melhoria de penetração da GDFV no alimentador de 3090 kW para 3413 kW. Salienta-se que a mudança na taxa de inserção da GDFV para antes da primeira transgressão e para a após a primeira transgressão é capturada

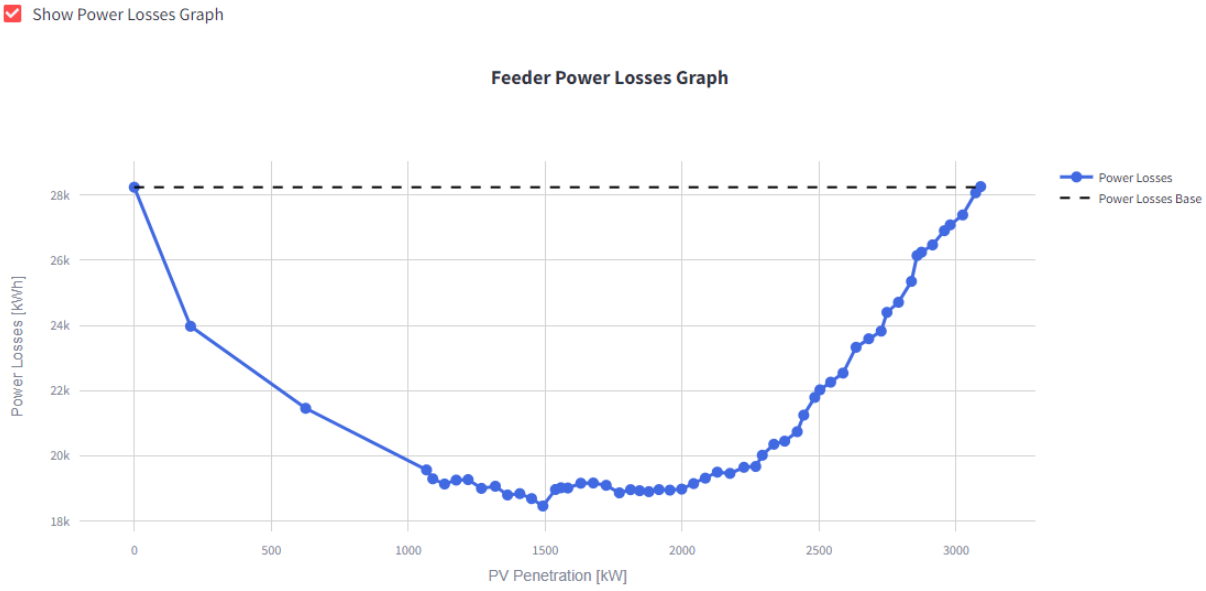
neste gráfico, visto que inicialmente a penetração é de 100 unidades por vez e após a primeira transgressão a penetração é alterada pra 10 unidades por vez.



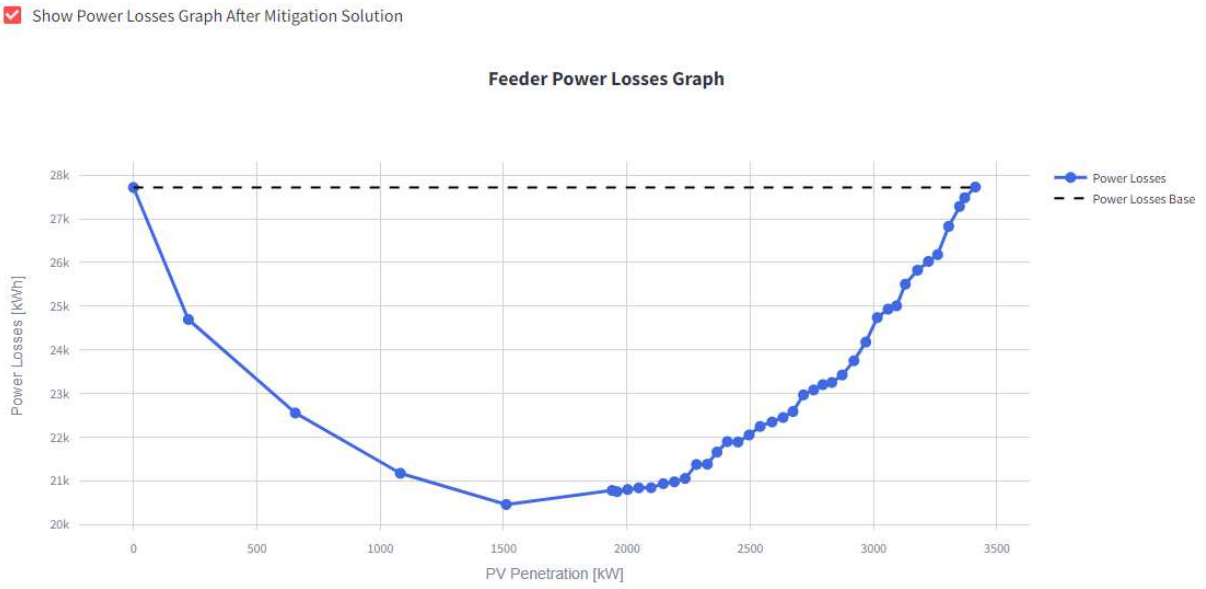
(a) CH mínima antes. (b) Métrica limitante antes.

(c) CH mínima após. (d) Métrica limitante após.

Figura 4.42 – Mapa da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso 7 – demanda mínima.



(a) Caso base.



(b) Após as medidas de atenuação.

Figura 4.43 - Comportamento das perdas no alimentador para o caso 7– demanda mínima.

Por fim, com o objetivo de consolidar os aumentos de CH para este caso específico, a Figura 4.44 apresenta o mapa de melhorias na CH. Percebe-se uma melhoria na capacidade de hospedagem, chegando a aumentos de até 38,5 kW.

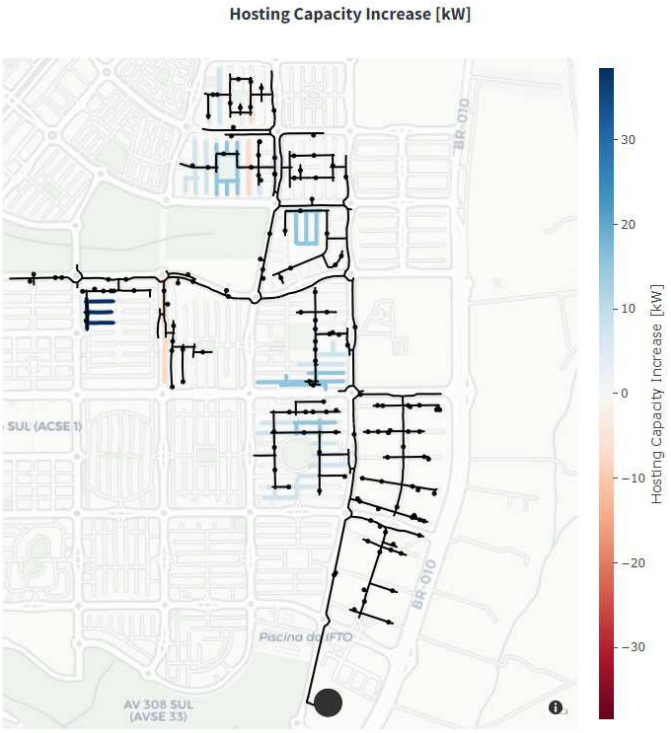


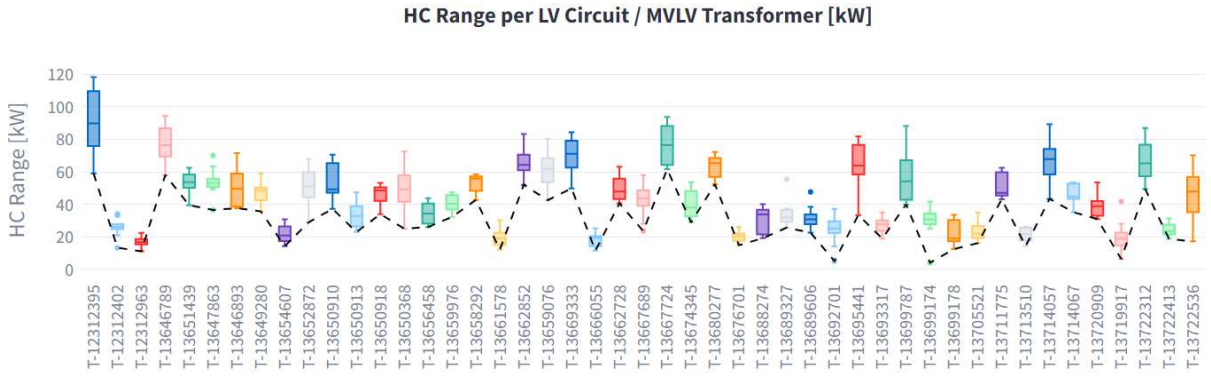
Figura 4.44 – Mapa da melhoria na CH dos circuitos BT para o caso 7 – demanda mínima.

4.3.8 Caso 8: Sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio e perdas técnicas com atenuação por subdivisão de circuitos, recondutoramento e aumento da capacidade dos transformadores de distribuição para a condição de demanda máxima

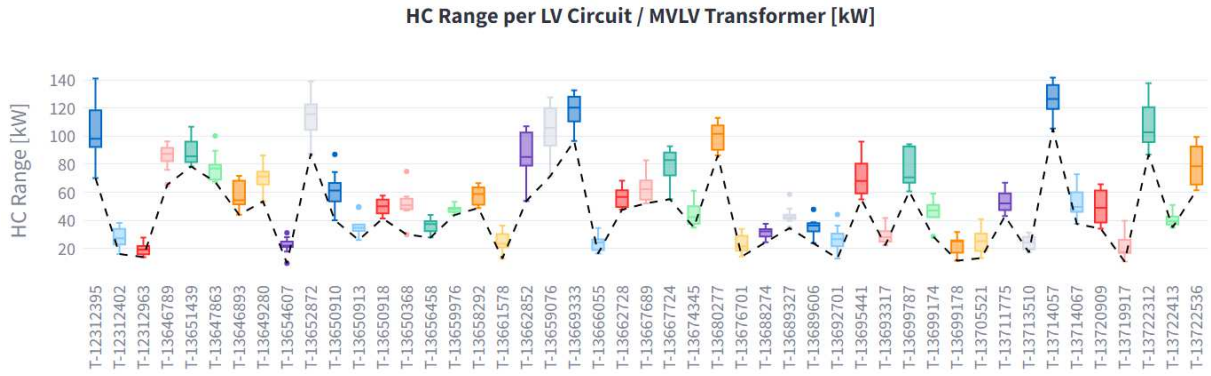
Conforme mencionado, este último caso tem o objetivo de comparar os resultados obtidos na subseção anterior com um caso envolvendo as mesmas métricas e medidas de atenuação, porém, para uma condição de operação diferente. Até então, todos os casos consideraram a demanda mínima como condição de operação. Tal suposição é coerente, visto que os horários em que a GDFV tem maior predominância são os em que, coincidentemente, as demandas dos alimentadores são menores. Dessa forma, em estudos envolvendo análises nos piores cenários encontrados na realidade, tal estratégia é válida. Entretanto, a fim de verificar os resultados para uma condição mais conservadora, este estudo considera a análise para a condição de demanda máxima.

A Figura 4.45 apresenta a variação da CH para o caso base (a) e para o caso após a aplicação das medidas de atenuação (b). Percebem-se algumas melhorias nos valores obtidos, apresentando valores mínimo, médio e máximo de aproximadamente 4 kW, 44 kW e 118,2 kW

para o caso base e 9,4 kW, 57,3 kW e 141,7 kW após as medidas de atenuação. Adicionalmente, comparando com os resultados obtidos no caso 7, para demanda mínima, percebem-se significativas melhorias na CH.



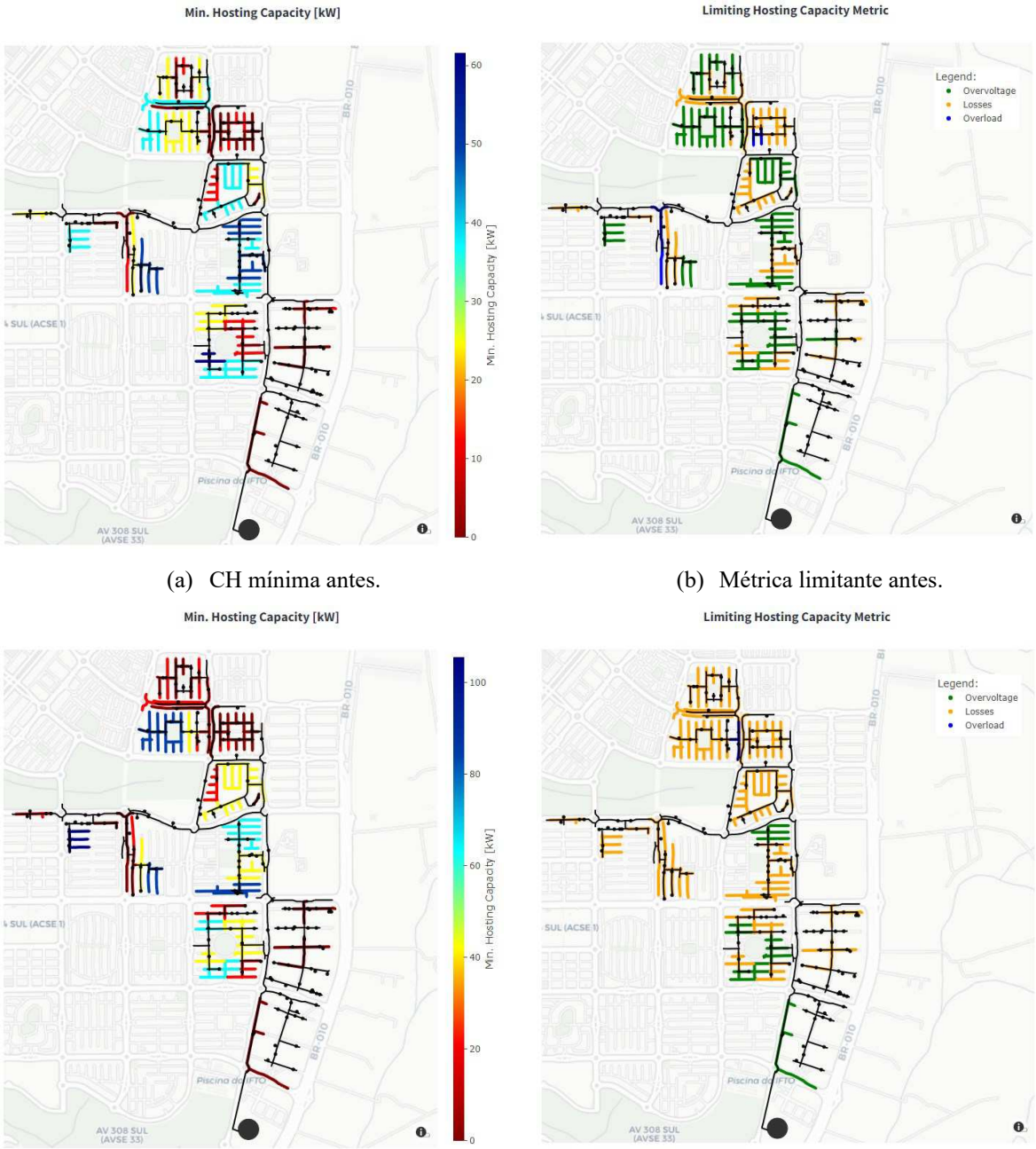
(a) Caso base.



(b) Após as medidas de atenuação.

Figura 4.45 – Variação da CH dos circuitos BT envolvendo as métricas de sobretensão, sobrecarga, desequilíbrio de tensão e perdas técnicas, após medidas de atenuação – demanda máxima.

A Figura 4.46 apresenta o mapa da CH mínima (a) e métrica limitante (b) dos circuitos BT para o caso base e para o caso após a aplicação das medidas de atenuação ((c) e (d)). Por meio dos mapas da CH mínima, fica evidente a melhoria após as soluções de atenuação, e, também, fica evidente a melhoria em relação ao caso considerando a demanda mínima. A Figura 4.47 o gráfico do comportamento das perdas no alimentador para o caso base (a), acomodando uma penetração de 4559,3 kW, e para o caso após a aplicação das medidas de atenuação, acomodando uma penetração de 5656,7 kW. Portanto, percebe-se uma melhoria significativa tanto em relação ao caso base, quanto em relação ao caso 7, considerando a condição de demanda mínima.



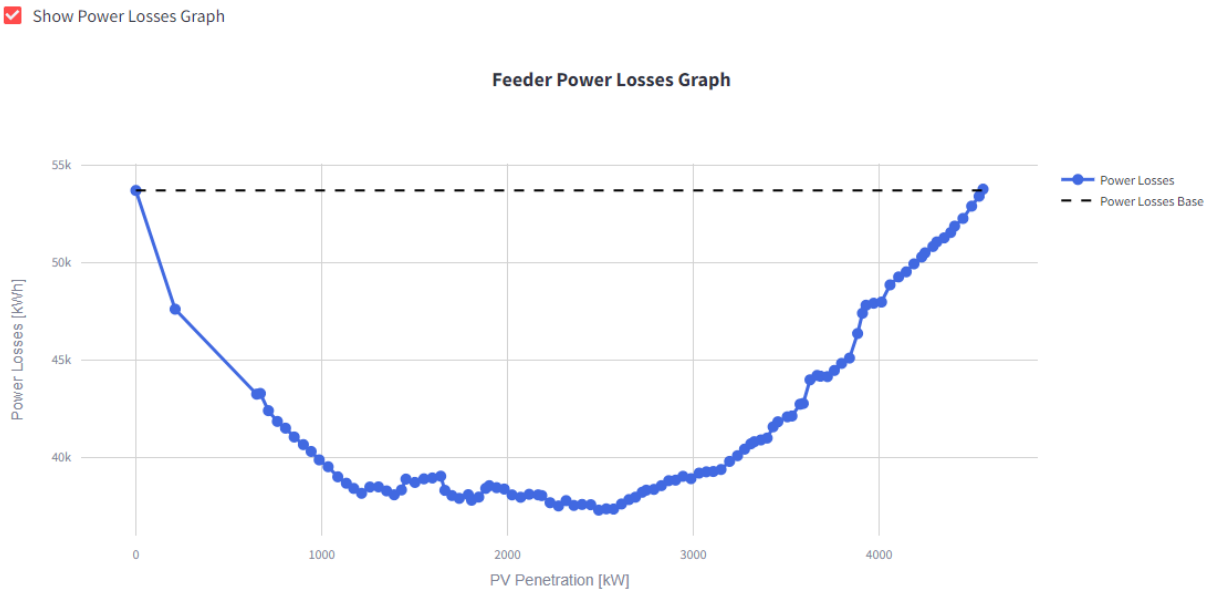
(a) CH mínima antes.

(b) Métrica limitante antes.

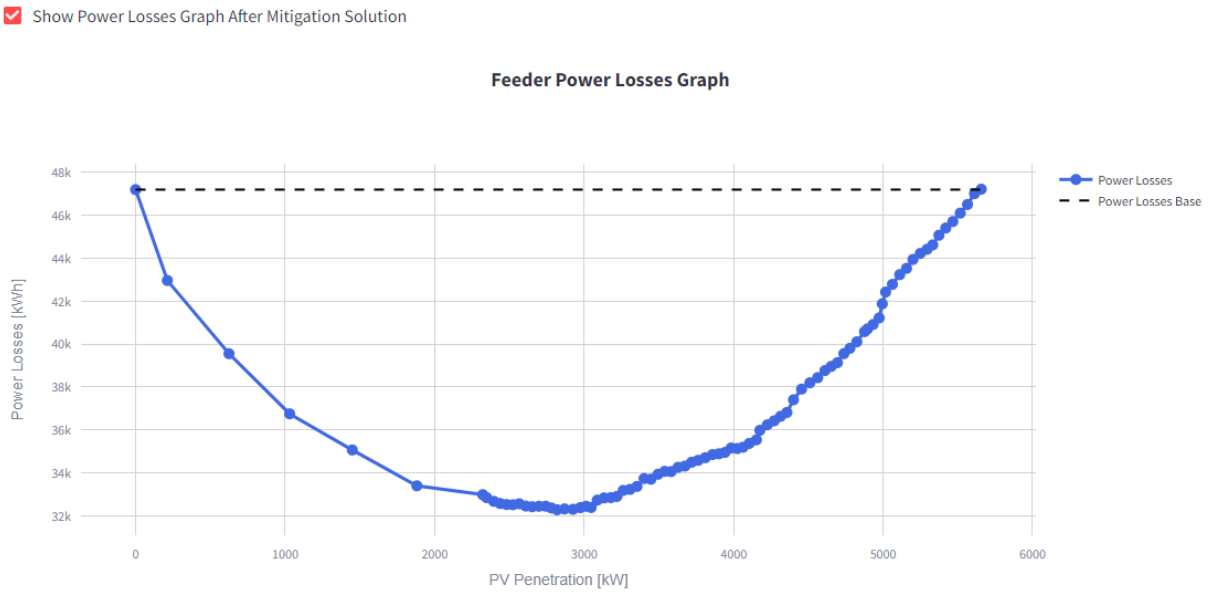
(c) CH mínima após.

(d) Métrica limitante após.

Figura 4.46 – Mapa da CH mínima e métrica limitante dos circuitos BT para o caso 8 – demanda máxima.



(a) Caso base.



(b) Após as medidas de atenuação.

Figura 4.47 - Comportamento das perdas no alimentador para o caso 8– demanda máxima.

Por fim, a Figura 4.48 apresenta o mapa de melhorias na CH, enfatizando uma melhoria na capacidade de hospedagem com aumentos de até 62,2 kW, sendo superior ao caso 7, considerando a demanda mínima. Portanto, após os resultados obtidos nesta seção, pode-se concluir que, de forma geral, para o alimentador estudado, a condição de demanda mínima permite uma análise em situações mais críticas de operação da GDFV, enquanto o as análises para a condição de demanda máxima apresentam resultados mais conservadores.

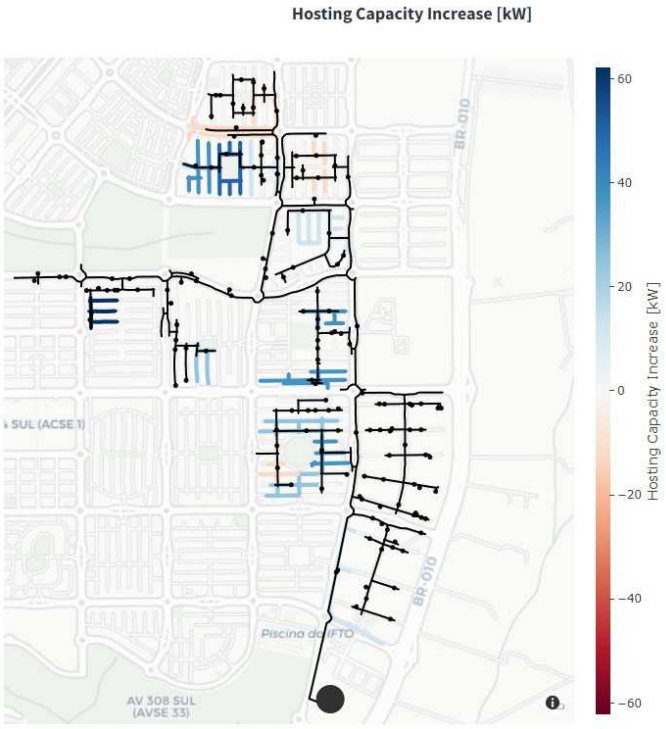


Figura 4.48 – Mapa da melhoria na CH dos circuitos BT para o caso 8 – demanda máxima.

4.2.10 Análise dos tempos de processamento

Visto que anteriormente foram apresentados os resultados das simulações computacionais, entende-se a importância de considerar os tempos de processamento, dessa forma, esta seção visa complementar as informações acerca das simulações realizadas, apresentando um resumo dos tempos de processamento dos casos analisados anteriormente, além de complementar com os tempos de processamento dos mesmos casos, porém para situações de simulação de 5 e 20 cenários também. Para todos os casos, o tempo de processamento da simulação é registrado, tanto para o cálculo da capacidade de hospedagem quanto para o reprocessamento da CH adicionando a medida de atenuação. Assim, optou-se por apresentar, na Figura 4.49, os tempos de processamento dos 8 casos analisados, envolvendo o processo de medida de atenuação e o cálculo da capacidade de hospedagem juntos para as condições de 5, 10 e 20 cenários. Percebe-se que os tempos de processamento possuem uma relação praticamente linear com aumento de cenários aplicados. Conforme era de se esperar, os casos envolvendo distorções harmônicas (caso 6) apresentam um tempo de processamento significativamente superior, devido ao fato de executar o fluxo de potência para cada ordem

harmônica individualmente. Ademais, ressalta-se que as simulações são realizadas em um computador Intel Core i7-1165G7 @ 2,80GHz e 16,0 GB de memória RAM.

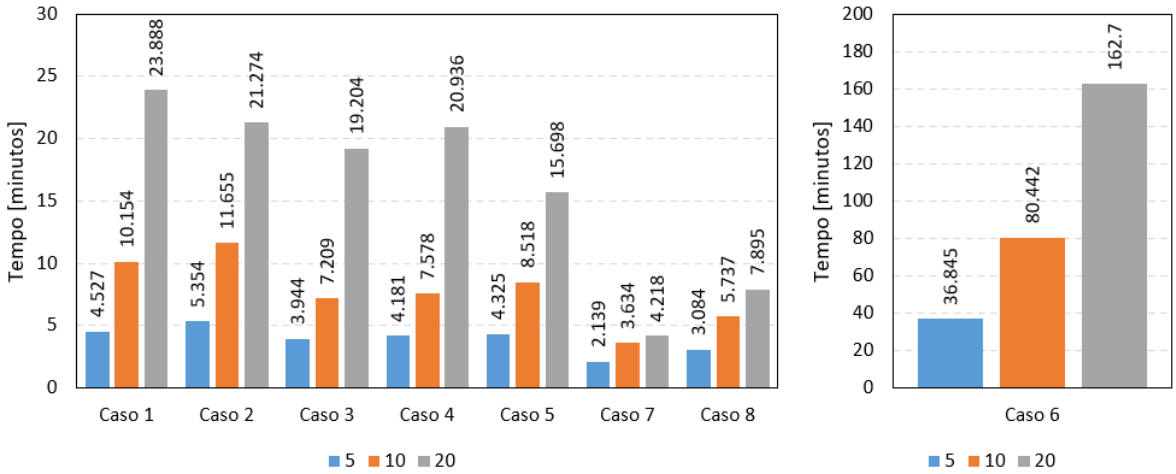


Figura 4.49 – Tempo de processamento dos casos envolvendo o processo de medida de atenuação e CH.

4.4 Considerações finais

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada para analisar os impactos da GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica por meio de estudos de capacidade de hospedagem. Destacam-se quatros pontos importantes em relação ao capítulo: os dados de entrada em relação aos modelos dos alimentadores e da GDFV, a metodologia utilizada para desenvolver as análises de capacidade de hospedagem, a interface gráfica desenvolvida para dar suporte às simulações e, por fim, a apresentação dos resultados em si.

Inicialmente, foi apresentada a metodologia para organização dos dados de entrada referente aos alimentadores e aos inversores da GDFV considerados nos estudos. Em relação aos alimentadores, os principais dados de entrada são tabelas da BDGD e arquivos que descrevem o modelo no *software* OpenDSS. Já em relação à GDFV, a metodologia adotada consiste em utilizar o modelo de carga de potência constante do OpenDSS, porém com valor negativo, além de vincular os espectros harmônicos obtidos nos ensaios experimentais. Na sequência, foi apresentada a metodologia para parametrização das simulações, definição dos fatores de impacto, assim como a implementação das métricas e medidas de atenuação. Em termos de fatores de impacto, foram consideradas as condições de operação referentes às demandas mínima e máxima registradas no alimentador durante um ano. Em termos de métricas, foram consideradas sobretensão, sobrecorrente, desequilíbrio de tensão, distorções

harmônicas de tensão e perdas técnicas. E, por fim, em termos de medidas de atenuação, consideraram-se mudança de *tap* dos transformadores de distribuição, aumento da capacidade nominal dos transformadores de distribuição, recondutoramento, subdivisão de circuitos, alteração do fator de potência dos inversores e alteração da emissividade harmônica dos inversores.

Por fim, foram apresentados os resultados das simulações para 8 estudos de caso por meio de uma interface gráfica desenvolvida. Os resultados das simulações se mostram aderentes aos fundamentos teóricos apresentados nos capítulos iniciais deste trabalho, e a interface gráfica se apresentou como uma ferramenta robusta para análises de capacidade de hospedagem no contexto de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Quanto às métricas avaliadas e os limites estabelecidos neste trabalho, para o alimentador específico avaliado, percebe-se que as sobretensões e perdas técnicas apresentaram os menores valores de capacidade de hospedagem. Em termos de medidas de atenuação, cada uma possui sua vantagem em relação à métrica avaliada. As medidas de alteração do *tap* dos transformadores de distribuição e alteração do fator de potência (para consumo de reativo da rede) se apresentam como boas soluções para os problemas de sobretensão, enquanto as medidas de aumento da capacidade dos transformadores de distribuição, recondutoramento e subdivisão de circuitos são mais favoráveis aos problemas de sobrecarga, perdas técnicas e desequilíbrio de tensão. Em termos de tempo de simulação, percebe-se valores próximos em relação às métricas e medidas de atenuação, exceto para os casos envolvendo distorções harmônicas, que necessitam de fluxos de potência harmônicos envolvendo cada ordem individualmente, tendo um tempo de processamento considerável. Entretanto, visto que a emissividade harmônica dos inversores da GDFV são baixas para os momentos em que estão operando próximo da capacidade nominal, tal métrica pode ser desconsiderada na grande maioria dos casos, não afetando o tempo de processamento da capacidade de hospedagem como um todo.

5 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para analisar os impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição de energia elétrica, assim como os resultados provenientes da análise por meio de um estudo de caso utilizando o software Matlab-Simulink. Dessa forma, o capítulo é dividido em 4 subseções: 1) metodologia para modelagem dos inversores para sistemas fotovoltaicos para estudo de impacto das correntes de curto-circuito e proteção do sistema de distribuição de energia; 2) metodologia de modelagem do alimentador real; 3) metodologia de modelagem do sistema de proteção; 4) apresentação de um estudo de caso e de resultados das simulações computacionais.

5.1 Metodologia para modelagem dos inversores

Durante uma falta no sistema de distribuição, os inversores podem contribuir com correntes de curto-circuito, conforme apresentado na Seção 3.2. Essa contribuição pode variar dependendo do projeto do inversor e do fabricante / modelo. Tipicamente, os inversores para sistemas fotovoltaicos são projetados para injetar na rede a máxima potência disponível nos painéis fotovoltaicos, até mesmo em condições de afundamentos de tensão vinculados a faltas no sistema de distribuição, se comportando como uma fonte de potência constante. De acordo com [63], a injeção de corrente de um inversor para sistema fotovoltaico pode ser estimada pela equação (5.1), onde P_{FV} representa a potência proveniente dos painéis fotovoltaicos e V é a tensão nos terminais do inversor.

$$I = \frac{P_{FV}}{V} \tag{5.1}$$

Um diagrama da modelagem adotada para representar o inversor no domínio do tempo, assim como sua curva V-I, pode ser observado na Figura 5.1. O inversor é representado por uma fonte de corrente controlada cuja magnitude (I_{inv}), ângulo (θ_{inv}) e duração podem ser ajustados com base nos resultados experimentais. Neste trabalho, o resultado experimental para o Inversor A, na faixa de 25% da potência nominal, é considerado para modelagem e simulação,

visto que esse representa o caso de contribuição de curto-circuito mais expressivo. O modelo do inversor monitora a tensão ($\dot{V}_{pac}$) no ponto de acoplamento comum (PAC) e injeta uma corrente ($\dot{I}_{inv}$) que corresponde com as características da curva V-I. A corrente é injetada em fase com a tensão, garantindo um fator de potência unitário, por meio de uma malha de captura de fase (*Phase Locked Loop* - PLL), a corrente máxima é limitada em 3 pu. Se a tensão no PAC permanecer abaixo de 0,8 pu, condição adotada como configuração de falta neste estudo, a duração da contribuição do inversor é de 48 ciclos.

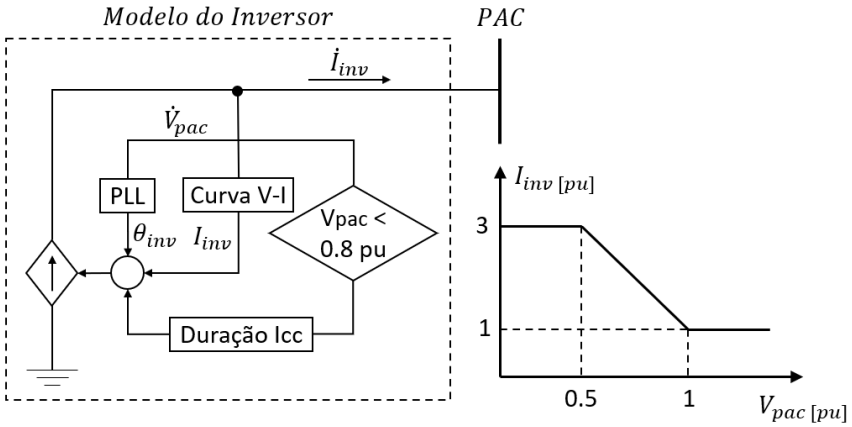


Figura 5.1 – Modelo do inversor para análises de falta.

A fim de validar o modelo do inversor para estudos de falta, a corrente da simulação é comparada com a corrente da medição do Inversor A, conforme apresentado na Figura 5.2. Percebe-se que a corrente medida apresenta algumas variações durante o período de falta, que não são representadas na simulação. Entretanto, tal simplificação não afeta os resultados da análise aqui proposta, visto que se deseja considerar o cenário de curto-circuito mais significativo.

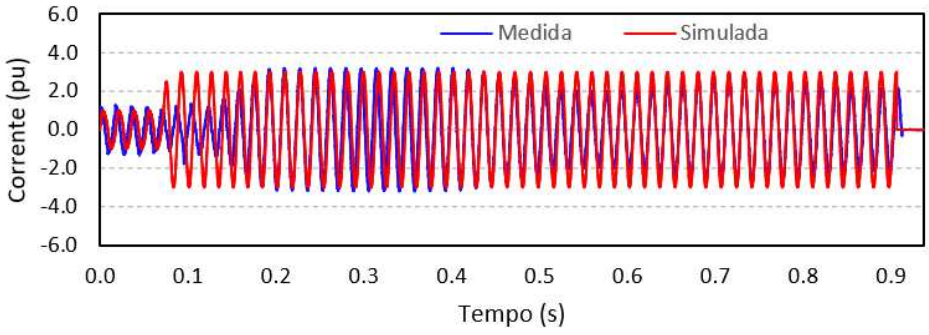


Figura 5.2 – Comparação entre os resultados medidos para o Inversor A e a simulação.

5.2 Metodologia para modelagem do alimentador

A fim de analisar o impacto da elevada penetração da GDFV na proteção do sistema de distribuição, um sistema de distribuição real, predominantemente residencial, foi considerado para estudo de caso, conforme ilustrado na Figura 5.3.

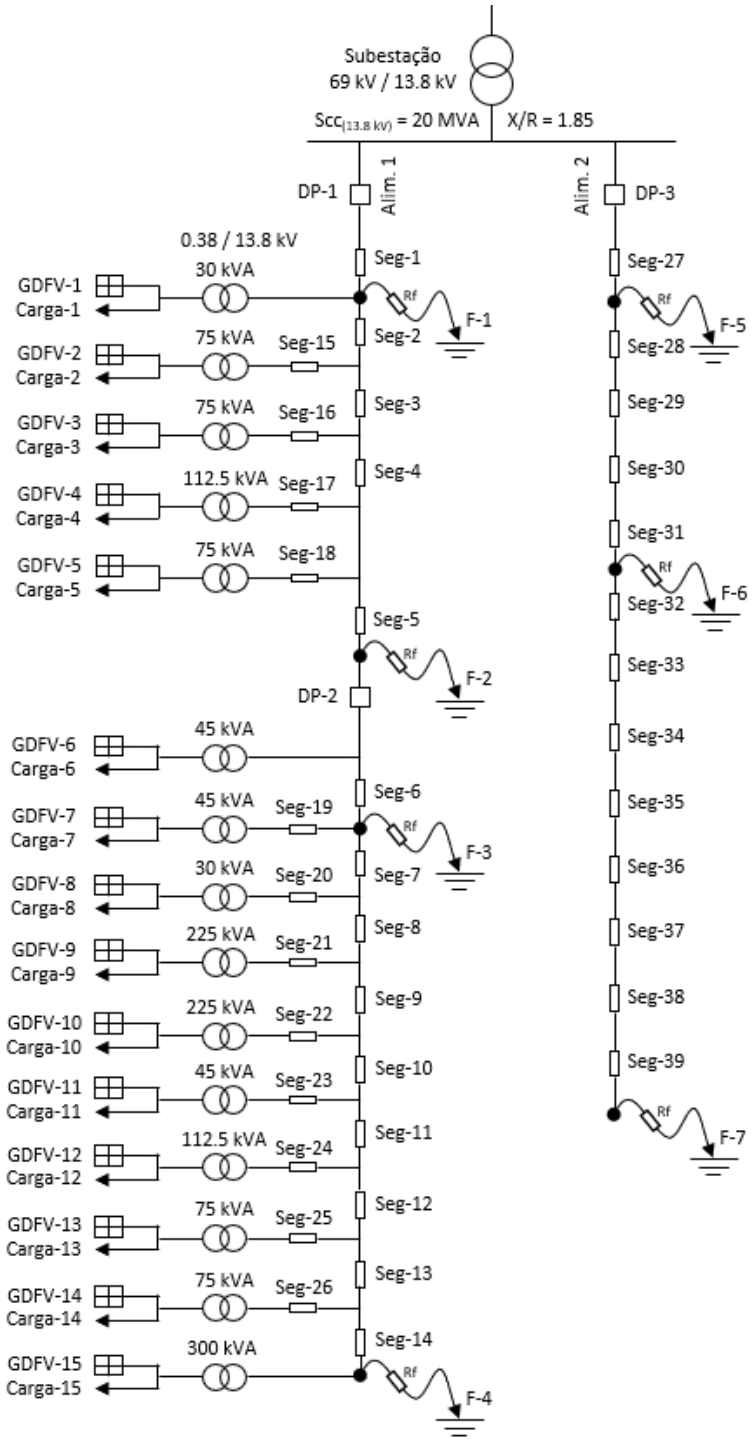


Figura 5.3 –Modelo utilizado para avaliação dos impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição.

O sistema é composto por dois alimentadores de média tensão em 13,8 kV, com nível de curto-circuito de 20 MA na barra de média tensão da subestação. O alimentador 1 é composto por 15 circuitos secundários de baixa tensão, atendendo 630 consumidores, enquanto o alimentador 2 é composto por 14 circuitos BT, atendendo 874 consumidores, conforme detalhado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Características dos circuitos de baixa tensão.

Alimentador	**Circuito BT**	**Transformador de Distribuição (kVA)**	**Número de Consumidores**
1	1	30	6
	2	75	112
	3	75	156
	4	112,5	39
	5	75	200
	6	45	6
	7	45	5
	8	30	1
	9	225	3
	10	225	1
	11	45	31
	12	112,5	12
	13	75	31
	14	75	6
	15	300	21
2	1	225	146
	2	5	1
	3	150	1
	4	225	12
	5	300	204
	6	300	111
	7	225	98
	8	300	193
	9	45	19
	10	5	1
	11	300	14
	12	75	18
	13	300	14
	14	300	42

Todos os circuitos de baixa tensão são alimentados por meio de transformadores de distribuição trifásicos conectados em delta no primário e estrela aterrada no secundário, com tensão nominal de 380 V. Optou-se por modelar tanto as cargas quanto as unidades de GDFV de forma concentrada em cada transformador de distribuição do alimentador. As cargas são representadas por impedâncias constantes, sendo uma forma de representação adequada para estudos de proteção, balanceadas, com potência nominal baseada na potência nominal do transformador de distribuição e fator de potência 0,92 indutivo. As unidades da GDFV são modeladas de forma balanceada, apesar de serem modelos monofásicos. Ademais, o alimentador 1 é protegido por um dispositivo de proteção localizado na subestação (DP-1) e outro localizado à jusante no alimentador (DP-3), e o alimentador 2 é protegido por apenas um dispositivo de proteção localizado na subestação (DP-2), todos monitorados por relés de sobrecorrente, modelados na simulação. Os dados dos segmentos de média tensão dos alimentadores podem ser consultados na Tabela 5.2.

5.3 Metodologia para modelagem do sistema de proteção

Geralmente o sistema de proteção não direcional de corrente é adotado em sistemas de distribuição, podendo ter funções instantâneas, de tempo definido ou tempo inverso. Este estudo considera as proteções instantânea e de tempo inverso, designadas como função 50 e 51, respectivamente, de acordo com os códigos padronizados pela ANSI/IEEE. Convencionalmente, os elementos 50/51 são os mais aplicados nos relés de proteção utilizados nos sistemas de distribuição, que são coordenados por meio de curvas do tipo tempo-corrente. De acordo com a norma IEC-60255, a característica de tempo inverso dos relés de sobrecorrente pode ser representada pela equação (5.2), onde T_{op} representa o tempo de operação do relé, TMS é o multiplicador de tempo, I é a corrente de falta detectada pelo dispositivo, PCS representa a corrente de ajuste (*pick-up*), e, por fim, A e B são os coeficientes da curva inversa do relé de sobrecorrente, padronizados e apresentados na Tabela 5.3. A curva adotada neste trabalho é a Normal Inversa e os parâmetros de proteção utilizados são apresentados na Tabela 5.4, assim como os transformadores de corrente (TC) adotados. O critério de ajuste da função 50 de cada relé se baseia na atuação instantânea para curtos-circuitos que ocorram em até 80 % da sua zona de proteção. Dessa forma, para curtos-circuitos que ocorram após 80% da zona de proteção, os relés atuam por meio da função temporizada (51). Ademais, o critério de ajuste da

função 51 se baseia em um valor acima de 130 % da corrente nominal da zona de proteção de cada relé.

Tabela 5.2 – Dados dos segmentos de média tensão.

Segmentos MT	R (Ω)	X (Ω)	Distância (m)
Seg1	0,17297	0,36565	905,17
Seg2	0,07117	0,15092	374,21
Seg3	0,00618	0,01199	28,26
Seg4	0,01551	0,03288	81,52
Seg5	0,02301	0,04878	120,96
Seg6	0,08825	0,18712	463,97
Seg7	0,02657	0,05633	139,68
Seg8	0,00436	0,00924	22,92
Seg9	0,00237	0,00502	12,45
Seg10	0,04441	0,09304	229,21
Seg11	0,00333	0,00705	17,49
Seg12	0,00312	0,00662	16,43
Seg13	0,03570	0,02693	58,45
Seg14	0,00310	0,00257	4,47
Seg15	0,07527	0,15960	395,74
Seg16	0,01560	0,03308	82,03
Seg17	0,02086	0,01583	33,87
Seg18	0,21135	0,15814	349,20
Seg19	0,03112	0,02350	50,85
Seg20	0,00520	0,00414	7,96
Seg21	0,01764	0,01343	28,54
Seg22	0,01778	0,01354	28,78
Seg23	0,00495	0,00395	7,53
Seg24	0,01778	0,01354	28,78
Seg25	0,02652	0,05511	135,17
Seg26	0,01236	0,00924	20,47
Seg27	0,10092	0,21534	532,48
Seg28 - Seg31	0,02381	0,05108	126,66
Seg32 - Seg39	0,11232	0,21885	536,28

$$T_{op} = \frac{A \times TMS}{(I/PCS)^B - 1} \tag{5.2}$$

Tabela 5.3 – Constantes das curvas de tempo-inverso de relés de sobrecorrente conforme IEC 60255

Tipo de Curva	**A**	**B**
Normal Inversa	0,14	0,02
Muito Inversa	13,5	1
Extremamente Inversa	80	2

Tabela 5.4 – Parametrização dos relés de proteção.

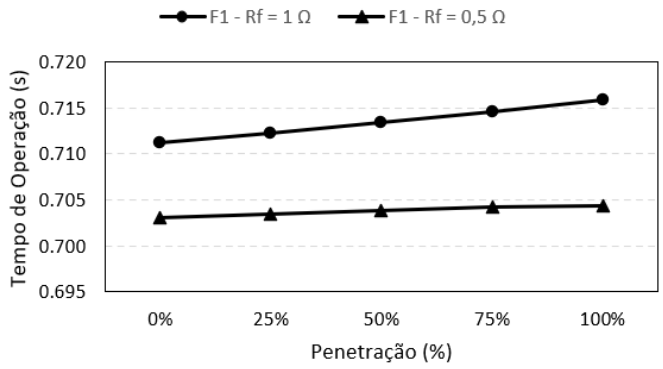
Configurações	**DP-1**	**DP -2**	**DP -3**
TC	100:5	100:5	150:5
PCS (50)	37	36	25
PCS (51)	5	4	5
TMS	0,2	0,1	0,1

5.4 Resultados das simulações

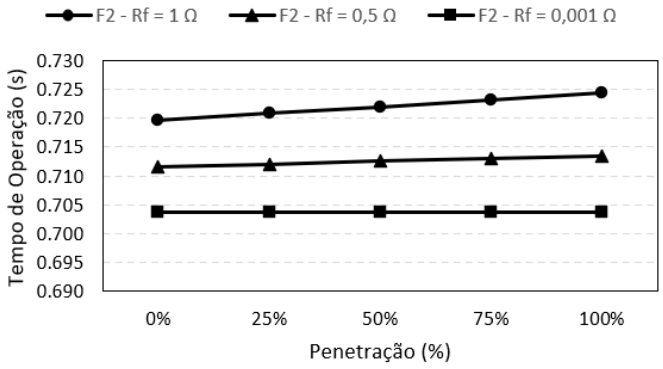
Nesta seção, os efeitos da alta penetração de GDFV na proteção do sistema de distribuição modelado são analisados. Os níveis de penetração adotados são de 25%, 50%, 75% e 100%, com base na potência nominal de cada transformador de distribuição. A fim de verificar os impactos da GDFV no tempo de operação dos dispositivos de proteção, quatro faltas são aplicadas no alimentador 1 (F-1 a F-4) e 3 faltas são aplicadas no alimentador 2 (F-5 a F-7). Adicionalmente, são consideradas variações nas resistências de falta (R_f), com valores de 1, 0,5 e 0,001 Ω. Por fim, uma condição específica associada a faltas de alta impedância ($R_f = 100\ \Omega$) é considerada.

O tempo de operação do DP-1 para as faltas F-1 e F-2 é apresentado na Figura 5.4. Conforme pode ser observado na Figura 5.4 (a), para a falta F-1, a mais próxima da zona de proteção do DP-1, o tempo de operação aumenta à medida em que a penetração da GDFV aumenta. Como as unidades de GDFV estão à jusante do DP-1, durante a falta a GDFV injeta corrente no sentido da subestação provocando uma elevação de tensão na resistência de falta, resultando em uma redução na contribuição de curto-circuito vinda da fonte, a qual é enxergada pelo DP-1. Como a corrente vista pela DP-1 é reduzida, o tempo de operação se torna maior. Ressalta-se que, devido à maior resistência, os resultados para $R_f = 1\ \Omega$ apresentam uma maior inclinação no gráfico à medida em que a penetração da GDFV aumenta. Por outro lado, os resultados para $R_f = 0{,}001\ \Omega$ não são apresentados para o DP-1, pois esse dispositivo de proteção atua instantaneamente para todos os níveis de proteção. O comportamento do DP-1

para falta F-2, a mais distante da zona de proteção do DP-1, é similar ao da falta F-1, conforme apresentado na Figura 5.4 (b). Os tempos de operação aumentam à medida em que a penetração da GDFV também aumenta. Devido à maior distância da falta F-2, a corrente vista pelo DP-1 é reduzida, comparada com a falta F-1, dessa forma, os tempos de operação são maiores que os obtidos para a falta F-1.



(a)

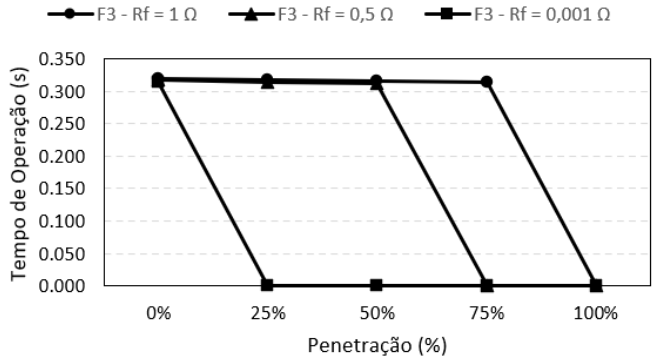


(b)

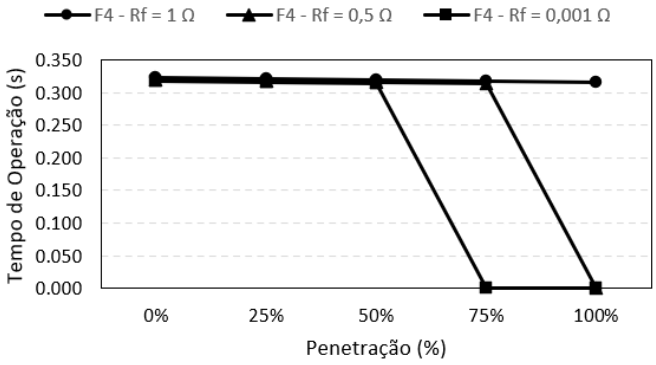
Figura 5.4 – Tempos de operação do DP-1 para as faltas F-1 (a) e F-2 (b)

Em situações em que as unidades de GDFV são localizadas à montante do dispositivo de proteção, as correntes injetadas durante a falta tendem a aumentar, resultando em redução nos tempos de operação. Tal efeito pode ser observado na Figura 5.5. Notadamente, a Figura 5.5 (a) mostra que, para a falta F-3, os tempos de operação do DP-2 são reduzidos à medida em que a penetração da GDFV aumenta. Percebe-se que o DP-2 atua instantaneamente para 25% de penetração da GDFV para a resistência de falta $R_f = 0{,}001\ \Omega$, enquanto, orginalmente, sem a presença da GDFV, esse tempo de operação era de 0,3136 segundos. O mesmo comportamento pode ser observado para $R_f = 0{,}5\ \Omega$ e $R_f = 1\ \Omega$ para 75% e 100% de

penetração da GDFV, respectivamente. O comportamento do DP-2 para a falta F-4 é parecido com o da falta F-3, e é apresentado na Figura 5.5 (b). Devido à maior distância da falta F-4, a corrente vista pelo DP-2 é reduzida, quando comparada com a da falta F-3, portanto, a atuação instantânea do DP-2 é observada apenas para penetração acima de 75% para $R_f = 0{,}001\ \Omega$ e 100% para $R_f = 0{,}5\ \Omega$. Para $R_f = 1\ \Omega$ os tempos de operação para o DP-2 é reduzido à medida em que a penetração aumenta, mas não há atuações instantâneas.



(a)



(b)

Figura 5.5 - Tempos de operação do DP-2 para as faltas F-3 (a) e F-4 (b)

Conforme apresentado na Figura 5.4 e na Figura 5.5, os tempos de operação do DP-1 tendem a aumentar, enquanto do DP-2 tende a reduzir, com o aumento da penetração da GDFV. Consequentemente, a coordenação original entre os dois dispositivos de proteção pode ser comprometida. A Figura 5.6 apresenta os tempos de operação e a margem de tempo entre os dispositivos DP-1 e DP-2 durante a falta F-4 com $R_f = 1\ \Omega$ a fim de analisar como a margem de tempo se altera com o aumento da penetração da GDFV. Percebe-se que a margem de tempo tem um pequeno aumento de 0,4106 para 0,4243 segundos, não implicando em problemas de coordenação para este caso analisado.

O último caso analisado é para uma falta aplicada no alimentador 2 a fim de verificar a possibilidade de uma atuação indevida dos dispositivos de proteção DP-1 ou DP-2 devido à contribuição das unidades de GDFV presentes no alimentador 1. Tal situação é também conhecida na literatura como *sympathetic tripping*. Após a aplicação das faltas F-5, F-6 e F-7 no alimentador 2, variando as resistências de falta (1, 0,5 e 0,001 Ω) e a penetração da GDFV (25% até 100%), não se observou nenhuma atuação da proteção do alimentador. Em todos esses cenários testados, apenas o DP-3 atuou, com um decréscimo no tempo de atuação devido ao acréscimo de corre advindo da contribuição da GDFV do alimentador 1. Os tempos de operação do DP-3 para a falta F-7 são apresentados na Figura 5.7. Pode ser observado que o DP-3 atua de forma instantânea para 25% de penetração da GDFV para as resistências de falta $R_f = 0{,}001\ \Omega$ e $R_f = 0{,}5\ \Omega$, em que, originalmente, operariam com tempos de 0,4354 e 0,4424 segundos, respectivamente. O mesmo tipo de comportamento é observado para $R_f = 1\ \Omega$ para 50% de penetração.

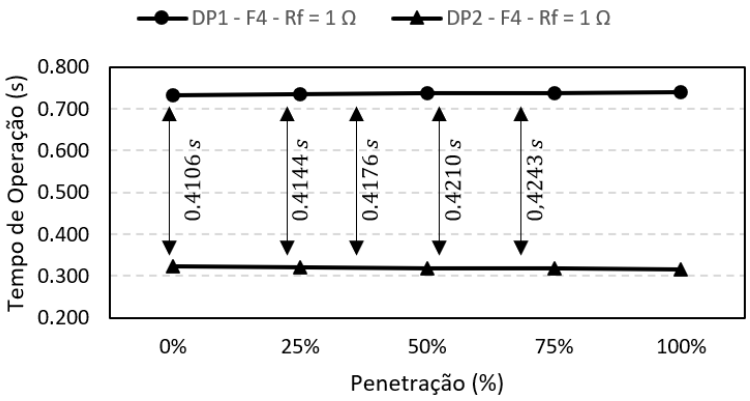


Figura 5.6 – Coordenação entre o DP-1 e DP-2.

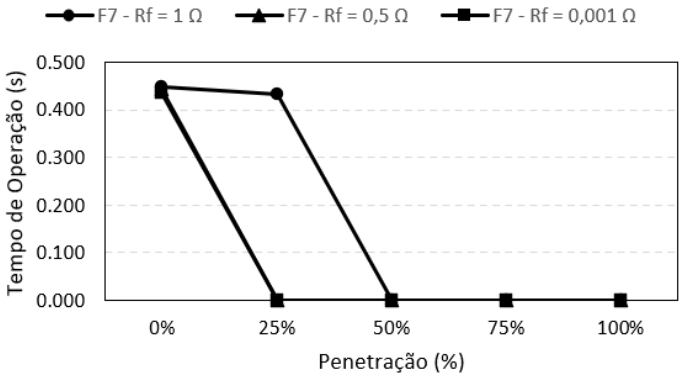


Figura 5.7 – Tempos de operação do DP-3 para a falta F-7.

O resumo dos tempos de operação para todas as faltas, resistências de falta e níveis de penetração da GDFV é apresentado na Tabela 5.5. Para os casos em que os dispositivos de proteção operaram de forma instantânea são marcados como “Inst.”. Ademais, ressalta-se que os atrasos mecânicos relacionados aos disjuntores e religador não foram considerados nas simulações. De forma geral, os resultados apontam que, para o sistema considerado, apesar da massiva penetração da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica apresentar um certo impacto nos tempos de operação dos dispositivos de proteção, não foram suficientes para provocar problemas de coordenação ou proteção como um todo. Assim, nenhuma modificação ou ação corretiva é proposta para este estudo de caso específico. Tal conclusão está em consonância com trabalhos disponíveis na literatura. Em [99], por exemplo, em que também é considerado um estudo de proteção envolvendo uma alta penetração da GDFV em um alimentador residencial, os autores concluem que o impacto observado no sistema de proteção não é severo.

Por outro lado, alguns trabalhos [66] [67] apresentam resultados diferentes. Em [66], problemas de coordenação são encontrados em alguns casos, e ações corretivas são propostas para aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição. As ações adotadas consistem em alterar os parâmetros dos religadores e analisar os melhores pontos para alocação da GD. Porém, sabe-se que em se tratando de microgeração distribuída, os pontos de alocação não podem ser facilmente alterados, visto que tais localizações estão vinculadas aos consumidores já existentes. Já em [67], a possibilidade de ocorrência de *sympathetic tripping* é observada para várias condições, tendo que ser adotadas medidas de atenuação. Dessa forma, os autores propõem soluções no sentido de alterar os parâmetros e curvas do sistema de proteção.

Adicionalmente, algumas situações específicas, associadas com faltas de alta impedância, foram avaliadas. Assim, a Tabela 5.6 apresenta um resumo dos resultados obtidos quando considerado resistência de falta igual a 100 Ω para os mesmos cenários já analisados. Com base nos resultados, pode-se concluir que a presença da GDFV aumenta a complexidade já presente na identificação de faltas de alta impedância. Por exemplo, no caso da falta F-1, sem a presença da GDFV, o DP-1 atua com 5,3635 segundos. Apesar de originalmente ser um longo tempo de operação, a presença da GDFV acima de 50% de penetração agrava a situação, fazendo com que a falta não seja detectada pelo dispositivo de proteção. O mesmo comportamento pode ser observado para as faltas F-2, F-3 e F-4. O motivo dessa perda de sensibilidade da proteção é que, como a resistência é relativamente alta, as tensões nos pontos de conexão das unidades de GDFV à jusante da falta são pouco reduzidas, fazendo com que os

inversores injetem corrente ligeiramente acima da corrente nominal, a fim de manter a potência constante. Tal situação faz com que a corrente vista pelo dispositivo de proteção seja reduzida, dificultando sua operação. Por fim, para as faltas F-5, F-6 e F-7, a presença da GDFV não altera o cenário da incapacidade da proteção de sobrecorrente em detectar faltas de alta impedância.

Tabela 5.5 – Tempos de operação dos dispositivos de proteção.

Falta	**Rf (Ω)**	**Nível de penetração da GDFV (%)**				
		0%	**25%**	**50%**	**75%**	**100%**
F-1 (DP-1)	1	0,7112	0,7123	0,7134	0,7146	0,7158
	0,5	0,703	0,7035	0,7039	0,7042	0,7044
	0,001	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
F-2 (DP-1)	1	0,7197	0,7208	0,722	0,7232	0,7244
	0,5	0,7115	0,7121	0,7126	0,7131	0,7135
	0,001	0,7038	0,7038	0,7038	0,7038	0,7038
F-3 (DP-2)	1	0,3201	0,3179	0,3158	0,3137	Inst.
	0,5	0,3168	0,3146	0,3124	Inst.	Inst.
	0,001	0,3136	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
F-4 (DP-2)	1	0,3232	0,3212	0,3192	0,3172	0,3152
	0,5	0,3198	0,318	0,3161	0,3142	Inst.
	0,001	0,3167	0,3152	0,3138	Inst.	Inst.
F-5 (DP-3)	1	0,4420	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
	0,5	0,4345	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
	0,001	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
F-6 (DP-3)	1	0,4434	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
	0,5	0,4360	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
	0,001	0,4290	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
F-7 (DP-3)	1	0,4477	0,4333	Inst.	Inst.	Inst.
	0,5	0,4424	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.
	0,001	0,4354	Inst.	Inst.	Inst.	Inst.

Tabela 5.6 – Tempos de operação dos dispositivos de proteção para Rf = 100 Ω.

Falta	Nível de penetração da GDFV (%)				
	0%	25%	50%	75%	100%
F-1 (DP-1)	5,3635	12,0254	∞	∞	∞
F-2 (DP-1)	5,4059	12,2949	∞	∞	∞
F-3 (DP-2)	1,8783	2,7771	5,3189	∞	∞
F-4 (DP-2)	1,8856	2,7974	5,4115	∞	∞
F-5 (DP-3)	∞	∞	∞	∞	∞
F-6 (DP-3)	∞	∞	∞	∞	∞
F-7 (DP-3)	∞	∞	∞	∞	∞

Como apresentado neste capítulo e na literatura, alguns sistemas de distribuição com alta penetração da GDFV podem ter seus sistemas de proteção impactados, necessitando de medidas de atenuação, ao passo que em outros casos, não. Dessa forma, pode-se concluir que cada caso precisar ser analisado de forma particular a fim de se investigar tanto os impactos quanto as possíveis soluções para os problemas.

5.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada para analisar os impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição de energia elétrica, assim como os resultados provenientes da análise por meio de um estudo de caso utilizando o software Matlab-Simulink.

Inicialmente é apresentada a metodologia de modelagem dos inversores por meio de sua curva V-I e dados dos resultados experimentais. Com o objetivo de representar o inversor que apresentou as correntes de curto-circuito mais significativas, o Inversor A é considerado na modelagem, tendo uma contribuição de 3 pu por 48 ciclos. Assim, o modelo utilizado é validado por meio da comparação com a forma de onda de corrente obtida nos ensaios laboratoriais. Na sequência, a fim de analisar o impacto da elevada penetração da GDFV na proteção do sistema de distribuição, um sistema de distribuição real, predominantemente residencial, foi considerado para estudo de caso. Por fim, a proteção de sobrecorrente é adotada para os estudos, designadas pelas funções 50 e 51, e os resultados das simulações são obtidos.

Os resultados das simulações para o estudo de caso específico apontam que a alta penetração da GDFV pode mudar os tempos de operação dos dispositivos de proteção, mas o real impacto não é severo. O principal motivo é que a GDFV tem sua injeção de curto-circuito

limitada durante a ocorrência da falta. Assim, de forma geral, os resultados obtidos sugerem que os impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica são gerenciáveis, pelo menos para situações tipicamente encontradas nos sistemas de distribuição. Entretanto, para situações específicas, principalmente associadas com faltas de alta impedância, os impactos já são mais significativos.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Muito embora as considerações finais de cada capítulo tenham sido expostas, considera-se importante sintetizar as principais conclusões e contribuições neste capítulo de considerações finais sobre esta Tese de Doutorado, além indicar algumas lacunas não exploradas nesta pesquisa e sugestões para trabalhos futuros.

O capítulo 1 apresentou, inicialmente, uma contextualização e motivação acerca do tema estudado, destacando o crescimento e a expressividade da GDFV no cenário mundial e nacional, enfatizando seus benefícios e a importância da inserção da fonte solar na matriz energética. Por outro lado, foi visto que o aumento da inserção da GDFV de forma não planejada pode causar impactos na operação, proteção e na QEE do sistema de distribuição, acarretando em desafios técnicos sob a perspectiva da distribuidora de energia elétrica, necessitando, em alguns casos, de investimentos em adaptação, reforço e expansão da rede de distribuição. Uma atenção especial foi dada às análises de capacidade de hospedagem (CH), tanto para aplicações de interconexão quanto para aplicações de planejamento. Na sequência, com o objetivo de embasar as discussões sobre o assunto, foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre os principais problemas, soluções e métodos de análise relacionados aos impactos da GDFV em sistemas de distribuição de energia elétrica. Por fim, foram sintetizados os principais desafios sobre o tema, além de definir as diretrizes para atingir os objetivos e contribuições propostos.

O capítulo 2 apresentou os fundamentos teóricos sobre a GDFV, destacando, inicialmente, as particularidades dos geradores fotovoltaicos e sua dependência das condições climáticas, caracterizando uma intermitência intrínseca. Foram apresentados, também, os conceitos teóricos sobre os inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*grid-tie*) e suas características de emissividade harmônica, inter-harmônica e de componente contínua (CC), assim como os limites estabelecidos na norma ABNT NBR 16149:2013. Na sequência, foram abordados, de forma analítica, os principais impactos na operação, proteção e na QEE do sistema de distribuição devido à inserção da GDFV, além de apresentar os limites dos indicadores de QEE estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST. Os principais impactos destacados em cada tópico foram: carregamento do sistema, perdas técnicas, variação de tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas de tensão e proteção.

Por fim, ressaltou-se que, para uma representação fidedigna dos impactos da massiva inserção da GDFV nos sistemas de distribuição, são necessários estudos detalhados envolvendo simulações computacionais utilizando modelos precisos tanto para a GDFV quanto para o sistema de distribuição.

O capítulo 3, por sua vez, apresentou os resultados dos ensaios laboratoriais de sete inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*grid-tie*) amplamente utilizados junto às distribuidoras brasileiras, sendo dividido em duas subseções principais: uma dedicada aos ensaios laboratoriais para obtenção das características de emissividade dos inversores, e outra dedicada aos ensaios laboratoriais para obtenção das contribuições de curto-circuito dos inversores. Na primeira subseção, foram obtidos os resultados de emissividade em termos de distorções harmônicas e inter-harmônicas e injeção de componente CC na rede elétrica, além do fator de potência, para várias faixas de potência de operação. Os resultados obtidos foram comparados com os limites estabelecidos pelas normas técnicas ABNT NBR 16150:2013, 16149:2013 e IEEE 1547:2018. Foi observado que os resultados de emissividade calculados em relação à corrente fundamental de cada faixa de potência apresentaram elevados valores percentuais. Todavia, ao se calcular a emissividade em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor, percebeu-se que os valores se encontram próximos dos limites presentes nas normas analisadas, com algumas exceções específicas pontuadas ao longo do capítulo 3. Por fim, com o objetivo de analisar o comportamento da GDFV em condições próximas às reais, foram apresentados os resultados da emissividade dos inversores para perfis diários específicos de irradiação e temperatura, consolidando os resultados obtidos nas etapas anteriores sobre a elevada emissividade dos inversores em condições de baixa irradiação solar. Na segunda subseção, inicialmente, apresentou-se o desenvolvimento de um gerador de afundamento de tensão baseado em autotransformador, que possibilitou a realização dos ensaios experimentais para obtenção das correntes de curto-circuito dos inversores. Diferentes contribuições de curto-circuito foram observadas entre os inversores testados. O Inversor A foi o que apresentou a maior contribuição de curto-circuito, com uma magnitude de 3,6 pu por 48 ciclos. Os demais apresentaram correntes próximas do valor nominal ou cessaram suas correntes logo após a aplicação do afundamento, não contribuindo significativamente com correntes de curto-circuito. Por fim, ressalta-se que os resultados provenientes dos experimentos permitem a adequada representação dos inversores para sistemas fotovoltaicos, visando sua modelagem e implementação computacional para análise dos impactos na QEE e na proteção dos sistemas de distribuição.

O capítulo 4 apresentou a metodologia utilizada para analisar os impactos da GDFV na operação e QEE no sistema de distribuição de energia por meio de estudos de capacidade de hospedagem. Os dados utilizados para a modelagem dos alimentadores são provenientes da BDGD e arquivos DSS e as análises de capacidade de hospedagem são realizadas com o foco em estudo de planejamento, com características estocásticas em termos de alocação aleatória das unidades de GDFV. As métricas utilizadas nos estudos foram sobrecarga, sobretensão, desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas de tensão e perdas técnicas e o *software* OpenDSS é utilizado como motor de cálculo para as simulações. As medidas de atenuação consideradas foram mudança de *tap* dos transformadores de distribuição, aumento da capacidade nominal dos transformadores de distribuição, recondutoramento, subdivisão de circuitos, alteração do fator de potência dos inversores e alteração da emissividade harmônica dos inversores. Por fim, são apresentados os resultados para estudos de caso envolvendo um alimentador de distribuição real. Ademais, a fim de facilitar a manipulação de dados e parametrização de todas as etapas de simulação, uma interface gráfica foi desenvolvida. Os resultados das simulações se mostram aderentes aos fundamentos teóricos apresentados nos capítulos iniciais deste trabalho, e a interface gráfica se apresentou como uma ferramenta robusta para análises de capacidade de hospedagem no contexto de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica.

Já o capítulo 5 detalhou a metodologia empregada na análise dos impactos da GDFV na proteção do sistema de distribuição de energia elétrica, utilizando o software Matlab-Simulink e um estudo de caso. Inicialmente, a modelagem dos inversores, baseada na curva V-I e em dados experimentais, é apresentada, com foco no Inversor A devido às suas correntes de curto-circuito mais relevantes. Após validar o modelo, é realizado o estudo de caso em um sistema de distribuição residencial real, analisando o impacto da alta penetração da GDFV na proteção, especialmente nas funções 50 e 51 de sobrecorrente. Os resultados indicam que, embora a GDFV possa alterar os tempos de operação dos dispositivos de proteção, seu impacto não é severo devido à limitação da injeção de curto-circuito durante falhas. Em geral, os resultados sugerem que os impactos da GDFV não são significativos, mas situações específicas, como faltas de alta impedância, podem apresentar desafios adicionais.

Dessa forma, pode-se concluir que o trabalho atingiu o objetivo principal em relação a promover contribuições relacionadas à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tendo como principais contribuições:

- Caracterização, por meio de ensaios experimentais, de inversores para sistemas fotovoltaicos de diferentes fabricantes e modelos tanto em termos de emissividade harmônica e inter-harmônica, injeção de componente contínua, quanto em termos de contribuição para as correntes de curto-circuito.
- Desenvolvimento de um gerador de afundamentos de tensão para realização dos ensaios de contribuição de curto-circuito dos inversores para sistemas fotovoltaicos, apresentando o princípio de operação, metodologia de projeto, características construtivas e desempenho de operação.
- Desenvolvimento de uma metodologia para análise de capacidade hospedagem da microgeração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia, considerando uma abordagem de alocação estocástica, aplicada a circuitos de baixa tensão, envolvendo os impactos mais frequentemente encontrados no sistema de distribuição de energia, assim como os métodos de atenuação mais adotados por engenheiros de planejamento.
- Criação de uma interface visual que pode ser compartilhada e amplamente utilizada como ferramenta de cálculo de capacidade de hospedagem no cenário brasileiro, ao passo que conversores de BDGD para OpenDSS estejam disponíveis e abertos ao público.
- Desenvolvimento de uma metodologia para estudo do impacto da microgeração distribuída fotovoltaica na proteção dos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando uma abordagem no domínio do tempo.

6.1 Propostas para trabalhos futuros

Após os desenvolvimentos e discussões feitos ao longo deste trabalho, ficaram evidentes suas contribuições. Não obstante a esse fato, ainda existem lacunas a serem preenchidas. Dessa forma, como sugestões para trabalhos futuros, podem ser destacados os pontos discutidos na sequência.

Em relação aos ensaios experimentais:

- Realizar ensaios experimentais para um número maior de inversores, envolvendo outros modelos, fabricantes, potências e demais características.

- Utilizar uma fonte de alimentação bidirecional para os ensaios de emissividade, permitindo estabelecer diferentes condições suprimento, tanto em termos de amplitude quanto em termos de forma de onda / distorções de tensão.
- Utilizar uma fonte de alimentação bidirecional para os ensaios de curto-circuito, permitindo estabelecer diferentes condições de falta, tanto em termos de amplitude dos afundamentos, quanto em termos de ângulo de aplicação da falta.

Em relação à construção do gerador de afundamento de tensão (GAT):

- Desenvolver e construir um GAT com mais *taps* disponíveis, a fim de aplicar afundamentos com uma diversidade maior de amplitudes.
- Implementar um sistema de aquisição de tensão, a fim de possibilitar a aplicação da falta em diferentes ângulos de disparo.

Em relação às análises de impacto na operação, perdas técnicas e QEE no sistema de distribuição de energia e interface gráfica desenvolvida:

- Desenvolver, e implementar na interface gráfica, a metodologia para a análise da capacidade de hospedagem aplicada a estudos de interconexão, sobretudo aplicando métodos de simulações por meio de séries temporais.
- Desenvolver, e implementar na interface gráfica, uma métrica para análise da capacidade de hospedagem em relação aos critérios de proteção do sistema de distribuição, tanto para a abordagem de planejamento quanto para a abordagem de interconexão.
- Desenvolver, e implementar na interface gráfica, outros métodos de atenuação dos problemas, tais como: critérios de balanceamento de cargas e GDFV; opções de controle de reguladores de tensão; opções de controle dos inversores da GDFV; opções de utilização de armazenamento e controle de energia por baterias.
- Expandir a metodologia para análise de impactos nos circuitos de média tensão, englobando a modelagem e inserção da minigeração distribuída.
- Implementar, na interface gráfica, um conversor de BDGD para OpenDSS, a fim de expandir os estudos para qualquer alimentador disponível no portal de dados abertos da ANEEL.

Em relação às análises de impacto na proteção do sistema de distribuição de energia elétrica, no domínio do tempo, por meio do *software* Matlab-Simulink:

- Expandir as análises para outros alimentadores, além de avaliar os resultados para casos em que há presença de microrredes.
- Expandir as análises para outros tipos de falta, além das faltas trifásicas exploradas, permitindo avaliar outras funções de proteção, como as funções 50N e 51N.
- Expandir as análises para faltas de alta impedância.

6.2 Projetos e publicações

Durante o desenvolvimento desta Tese de Doutorado houve a oportunidade de participação em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Termo de Execução Descentralizada (TED), além de publicações de documentos técnicos e artigos científicos conforme apresentado na sequência.

6.2.1 Projetos via P&D e TED

- TED ANEEL - Análise de aprimoramentos na metodologia de cálculo de perdas técnicas na distribuição considerando a inserção da geração distribuída.
- P&D ANEEL / ENERGISA - Desenvolvimento de sistemas de GD fotovoltaica remota e armazenamento de energia de forma distribuída ao longo de alimentadores, com funções de arbitragem de preços (HFP-HP) e prestação de serviços ancilares locais para melhoria da qualidade da energia elétrica em circuitos secundários de distribuição.
- P&D ANEEL / EQUATORIAL - Análise e quantificação das perdas harmônicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.
- P&D ANEEL / LIGHT - Análise dos impactos da mini e micro geração distribuída com fonte fotovoltaica na qualidade da energia elétrica em redes de distribuição.

6.2.2 Trabalhos publicados

- ALMEIDA, L. R., LIMA, R. N. C., MACEDO JR, J. R., “Analysis of fault current contributions from small-scale single-phase photovoltaic inverters and their impacts on

the protection of electric power distribution systems", *IET Gener. Transm. Distrib*. 18, 1343–1359 (2024). https://doi.org/10.1049/gtd2.13127

- MAMEDE, A. C. F. et al., "Analysis of Different BESS Dispatch Strategies to Improve Low-Voltage Distribution Grid Performance", 2023 *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA)*, San Juan, PR, USA, 2023, pp. 500-504, doi: 10.1109/ISGT-LA56058.2023.10328349.
- NOVAIS, I. N. F. et al., "Uma contribuição ao processo de cálculo das perdas técnicas da distribuição no âmbito do módulo 7 do PRODIST", *XV CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2023, São Luís – MA.
- RADATZ, P. et al., "Simulações Computacionais e Aprendizagem por Projeto no Ensino de Engenharia Elétrica: Utilizando OpenDSS e Python como Ferramentas de Análise de Sistemas Elétricos de Potência", *XV CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2023, São Luís – MA.
- ALMEIDA, L. R. et al., "Contribuições Técnicas para Tomada de Subsídios 013/2022 da ANEEL: Cálculo de Perdas na Distribuição da Energia Elétrica", Universidade Federal de Uberlândia – UFU / Electric Power Research Institute – EPRI, 2022. Disponível em: Link TS-ANEEL.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] D. J. C. MacKay, Sustainable Energy – without the hot air, Cambridge, Inglaterra: UIT Cambridge, 2009.

[2] G. Konzen, “Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass,” Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

[3] 2. REN21, “Renewables 2023 Global Status Report collection, Renewables in Energy Suppy,” 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR-2023_Energy-Supply-Module.pdf>. [Acesso em Mar. 2024].

[4] ABGD, “Geração Distribuída: Conceitos e caminhos para o desenvolvimento sustentável,” 2021. [Online]. Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal>. [Acesso em Mar. 2021].

[5] ABSOLAR, “Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo,” Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. [Acesso em Mar. 2024].

[6] ANEEL, “Resolução Normativa N° 482,” Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Acesso em Mai. 2021].

[7] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 687,” Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Acesso em Mai. 2021].

[8] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 1000,” 2021. [Online]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. [Acesso em Mar. 2024].

[9] L. C. R. Junior, “Inversores Inteligentes em Sistemas Fotovoltaicos para Controle Integrado de Funções Utilizando o OpenDSS,” Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018.

[10] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE),” 2022. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf>. [Acesso em Mar. 2024].

[11] M. H. Bollen e F. Hassan, Integration of distributed generation in the power system, Nova Iorque: John Wiley & Sons, 2011. https://doi.org/10.1002/9781118029039.

[12] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição,” Agência Nacional de Energia Elétrica, 01 Junho 2017. [Online].

[13] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” Agência Nacional de Energia Elétrica, 01 Janeiro 2021. [Online].

[14] S. M. Ismael, S. H. E. A. Aleem, A. Y. Abdelaziz e A. F. Zobaa, “State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation,” *Renewable Energy,* vol. 130, pp. 1002-1020, 2019. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008.

[15] R. R. A. Fortes, “Propagação de harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída,” Tese de Doutorado - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2018.

[16] R. A. Shayani e M. A. G. de Oliveira, “Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 26, pp. 1625-1631, 2011. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2077656.

[17] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin e A. H. A. Bakar, “Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 53, pp. 594-605, 2016. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042.

[18] SWECO, “Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system,” Final report to The European Commission, 2015.

[19] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick e B. Mather, “High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016. https://doi.org/10.2172/1235905.

[20] S. Singh, J. Østergaard e N. Jain, “Distributed Generation in Power Systems: An Overview and Key Issues,” *Proceedings of IEC ,* 2009.

[21] M. Thomson e D. G. Infield, “Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems,” *IET Renewable Power Generation,* vol. 1, pp. 33-40, 2007. https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20060009.

[22] M. Gavrilaş, B. C. Neagu, R. D. Pentiuc e E. Hopulele, “Overview on Distributed Generation Integration in Distribution Systems,” *2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE),* pp. 1063-1069, 2018. https://doi.org/10.1109/ICEPE.2018.8559657.

[23] T. Wang, M. Meskin, Y. Zhao e I. Grinberg, “Optimal power flow in distribution networks with high penetration of photovoltaic units,” *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC),* pp. 1-6, 2017. https://doi.org/10.1109/EPEC.2017.8286231.

[24] V. C. de Souza, “Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da Regulação de Tensão em Redes de Distribuição,” Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Pará, Belém, 2017.

[25] P. M. O. Filho, T. Abud, B. S. M. C. Borba e R. S. Maciel, “Impact of photovoltaic systems on voltage magnitude and unbalance in low voltage networks,” *Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE),* pp. 1-6, 2018.

[26] Y. K. Wu, C. S. Chen, Y. S. Huang e C. Y. Lee, “Advanced Analysis of Clustered Photovoltaic System's Performance Based on the Battery-Integrated Voltage Control Algorithm,” *International Journal of Emerging Electric Power Systems,* 2009.

[27] F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes e W. Freitas, “Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems With PV Solar Farms,” *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. vol. 32, pp. 921-932, 2017. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2562922.

[28] T. Walla, “Hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids,” Dissertação de Mestrado - Uppsala University, Uppsala, 2012.

[29] P. A. V. Pato, “Avaliação de uma estratégia de controle volt-var hierárquico na presença de microgeração solar fotovoltaica,” Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019.

[30] T. S. D. Ferreira, “Desenvolvimento de metodologias para maior acomodação de veículos elétricos de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica,” Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2020.

[31] R. V. Galdino, “Investigação do Potencial de Utilização de Equipamentos Modernos em Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Microgeração Distribuída Baseada em Energia Fotovoltaica,” Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021.

[32] L. Chao, C. Yongting e Z. Xunjun, “Analysis and Solution of Voltage Overvoltage Problem in Grid Connection of Distributed Photovoltaic System,” *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED),* pp. 1114-1117, 2018. https://doi.org/10.1109/CICED.2018.8592177.

[33] E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez e U. Borup, “Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies,” *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC),* pp. 1-6, 2009. https://doi.org/10.1109/EPEC.2009.5420366.

[34] H. M. Ayres, W. Freitas, M. C. de Almeida e L. C. P. da Silva, “Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations,” *IET Generation Transmission & Distribution,* vol. 4, p. 495 – 508, 2010. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0317.

[35] R. N. D. C. Lima e J. R. Macedo, “A Novel Switching Methodology for Low Voltage Static Regulators,” *IEEE Access,* vol. vol. 10, pp. 20745-20763, 2022. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3152205.

[36] P. R. R. de Freitas, “Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica,” Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

[37] N. Etherden, “Increasing the Hosting Capacity of Distributed Energy Resources Using Storage and Communication,” Tese de Doutorado - Luleå University of Technology, Luleå, 2014.

[38] D. Schwanz, S. K. Rönnberg e M. Bollen, “Hosting capacity for photovoltaic inverters considering voltage unbalance,” *2017 IEEE Manchester PowerTech,* pp. 1-6, 2017. https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981274.

[39] E. De Jaeger, A. D. Bois e B. Martin, “Hosting capacity of LV distribution grids for small distributed generation units, referring to voltage level and unbalance,” *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013),* pp. 1-4, 2013. https://doi.org/10.1049/cp.2013.1171.

[40] P. Gnacinski, “Windings Temperature and Loss of Life of an Induction Machine Under Voltage Unbalance Combined With Over- or Undervoltages,” *IEEE Transactions on*

Energy Conversion, vol. 23, pp. 363-371, 2008. https://doi.org/10.1109/TEC.2008.918596.

[41] A. von Jouanne e B. Banerjee, "Assessment of voltage unbalance," *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 16, pp. 782-790, 2001. https://doi.org/10.1109/61.956770.

[42] N. K. Roy, H. R. Pota e M. A. Mahmud, "DG integration issues in unbalanced multi-phase distribution networks," *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC),* pp. 1-5, 2016. https://doi.org/10.1109/AUPEC.2016.7749381.

[43] F. Shahnia, R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich e F. Zare, "Voltage imbalance analysis in residential low voltage distribution networks with rooftop PVs," *Electric Power Systems Research,* vol. 81, pp. 1805-1814, 2011. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.05.001.

[44] R. R. A. Fortes, "Distorções harmônicas produzidas por inversores de geração distribuída fotovoltaica em condição de ressonância paralela," Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016.

[45] W. I. Gabr e W. A. Salem, "Impact of Grid Connected Photovoltaic System on Total Harmonics Distortion (THD) of Low Voltage Distribution Network: A Case Study," *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON),* pp. 608-614, 2018. https://doi.org/10.1109/MEPCON.2018.8635216.

[46] T. E. C. de Oliveira, P. M. S. Carvalho, P. F. Ribeiro e B. D. Bonatto, "PV Hosting Capacity Dependence on Harmonic Voltage Distortion in Low-Voltage Grids: Model Validation with Experimental Data," *Energies,* 2018. https://doi.org/10.3390/en11020465.

[47] J. H. R. Enslin e P. J. M. Heskes, "Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," *IEEE Transactions on Power Electronics,* vol. 19, pp. 1586-1593, 2004. https://doi.org/10.1109/TPEL.2004.836615.

[48] Z. Deng, M. D. Rotaru e J. K. Sykulski, “Harmonic Analysis of LV distribution networks with high PV penetration,” *2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS),* pp. 1-6, 2017. https://doi.org/10.1109/MPS.2017.7974392.

[49] C. Mayr, R. Brundlinger e B. Bletterie, “Photovoltaic-inverters as active filters to improve power quality in the grid. What can state-of-the-art equipment achieve?,” *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation,* pp. 1-5, 2007. https://doi.org/10.1109/EPQU.2007.4424129.

[50] M. Dongare e M. Kalgunde, “Mitigation of Lower Order Harmonics in a Grid-Connected Single-Phase PV Inverter using Shunt Active Filter,” *2017 International Conference on Current Trends in Computer, Electrical, Electronics and Communication (CTCEEC),* pp. 192-197, 2017. https://doi.org/10.1109/CTCEEC.2017.8455001.

[51] J. R. Macedo Junior, “Uma contribuição à análise das componentes inter-harmônicas e seus efeitos nos indicadores de flutuação de tensão,” Tese de Doutorado - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2009.

[52] W. A. Omran, M. Kazerani e M. M. A. Salama, “Investigation of Methods for Reduction of Power Fluctuations Generated From Large Grid-Connected Photovoltaic Systems,” *IEEE Transactions on Energy Conversion,* vol. 26, pp. 318-327, 2011. https://doi.org/10.1109/TEC.2010.2062515.

[53] A. Woyte, V. Van Thong, R. Belmans e J. Nijs, “Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems,” *IEEE Transactions on Energy Conversion,* vol. 21, pp. 202-209, 2006. https://doi.org/10.1109/TEC.2005.845454.

[54] T. Van Dao, H. T. N. Nguyen, S. Chaitusaney e R. Chatthaworn, “Local reactive power control of PV plants for voltage fluctuation mitigation,” *2014 11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON),* pp. 1-6, 2014. https://doi.org/10.1109/ECTICon.2014.6839808.

[55] R. Albarracín e H. Amaris, “Power Quality in distribution power networks with photovoltaic energy sources,” *Proceedings of International Conference on Environment and Electrical Engineering,* 2009.

[56] R. C. Dugan, M. F. Mc Granaghan, S. Santoso e H. W. Beaty, Electrical Power Systems Quality - Second Edition, New York: McGraw-Hill, 2003.

[57] L. Huang, W. Zhang e H. Yang, “The impact of dynamic behaviors of distributed grid-connected photovoltaic system on distribution network transient voltage stability,” *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT),* pp. 1959-1964, 2015. https://doi.org/10.1109/DRPT.2015.7432559.

[58] M. Yagami, N. Kimura, M. Tsuchimoto e J. Tamura, “Power system transient stability analysis in the case of high-penetration photovoltaics,” *2013 IEEE Grenoble Conference,* pp. 1-6, 2013. https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652139.

[59] Y. Zhang, S. Zhu, R. Sparks e I. Green, “Impacts of solar PV generators on power system stability and voltage performance,” *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting,* pp. 1-7, 2012. https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344990.

[60] M. Meskin, A. Domijan e I. Grinberg, “Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: Analysis and remedies—Review paper,” *IET Gener. Transmiss. Distrib.,* vol. vol. 14, pp. 5944-5960, 2020. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1652.

[61] N. Nimpitiwan, G. T. Heydt, R. Ayyanar e S. Suryanarayanan, “Fault Current Contribution From Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators,” *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. vol. 22, pp. 634-641, 2007. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2006.881440.

[62] R. Varma, S. Rahman, V. Atodaria, S. Mohan e T. Vanderheide, “Technique for Fast Detection of Short Circuit Current in PV Distributed Generator,” *IEEE Power and*

Energy Technology Systems Journal, vol. vol. 3, pp. 155-165, 2016. https://doi.org/10.1109/JPETS.2016.2592465.

[63] H. Hooshyar e M. E. Baran, "Fault Analysis on Distribution Feeders With High Penetration of PV Systems," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. vol. 28, pp. 2890-2896, 2013. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2227842.

[64] M. Usama, H. Mokhlis, M. Moghavvemi, N. N. Mansor, M. A. Alotaibi, M. A. Muhammad e A. A. Bajwa, "A Comprehensive Review on Protection Strategies to Mitigate the Impact of Renewable Energy Sources on Interconnected Distribution Networks," *IEEE Access,* vol. vol. 9, pp. 35740-35765, 2021. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3061919.

[65] R. Buzo, H. Barradas e F. Leão, "Fault Current of PV Inverters Under Grid-Connected Operation: A Review.," *J Control Autom Electr Syst,* vol. vol. 32, p. 1053–1062, 2021. https://doi.org/10.1007/s40313-021-00729-6.

[66] A. F. Naiem, Y. Hegazy, A. Y. Abdelaziz e M. A. Elsharkawy, "A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. vol. 27, pp. 176-185, 2012. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2170224.

[67] K. Jennett, C. Booth, F. Coffele e A. Roscoe, "Investigation of the sympathetic tripping problem in power systems with large penetrations of distributed generation," *IET Gener. Transm. Distrib.,* vol. vol. 9, p. 379–385, 2015. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0169.

[68] W. Hamanah, M. Hossain, M. Shafiullah e M. Abido, "AC microgrid protection schemes: A comprehensive review," *IEEE Access,* vol. vol. 11, p. 76842–76868, 2023. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3298306.

[69] B. F. J. Mahamedi, "Trends in the protection of inverter-based microgrids," *IET Gener. Transm. Distrib.,* vol. vol. 13, p. 4511–4522, 2019. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0808.

[70] E. Mulenga, M. H. J. Bollen e N. Etherden, “A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 115, 2020. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105445.

[71] E. J. de Lima, “Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída com Fonte Solar em Redes de Distribuição,” Tese de Doutorado - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2021. https://doi.org/10.18618/REP.2021.1.0057.

[72] ABNT, “NBR 16149/2013: Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição,” Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.

[73] R. de Oliveira, “Modelos de Geração Fotovoltaica e Avaliação da Influência nos Índices de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição,” Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

[74] M. G. Villalva, “Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica,” Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

[75] H. S. Rauschenbach, Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion, Van Nostrand Reinhold, 1980.

[76] W. N. Macêdo, “Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede,” Tese de Doutorado - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

[77] A. C. de Souza, “Sistemas Fotovoltaicos Trifásicos com Compensação de Reativo, Armazenamento Interno de Energia e Inércia Virtual,” Tese de Doutorado - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020.

[78] A. C. de Souza, “Análise dos Impactos da Geração Distribuída por Fonte Solar Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica,” Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

[79] W. Li, Y. Gu, H. Luo, W. Cui, X. He e C. Xia, “Topology Review and Derivation Methodology of Single-Phase Transformerless Photovoltaic Inverters for Leakage Current Suppression,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics,* vol. 62, pp. 4537-4551, 2015. https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2399278.

[80] F. L. de Albuquerque, “Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Operando como Gerador de Potência Ativa e Compensador de Potência Reativa,” Tese de Doutorado - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012.

[81] R. Takahashi, “Proposta de um Gerador de Afundamentos Momentâneos de Tensão Baseado em Componentes Simétricos,” Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2008.

[82] Q. Shi, “Power Quality Impact of Photovoltaic Systems on Residencial Distribution Networks,” Dissertação de Mestrado - University of Alberta, Edmonton, 2014.

[83] Q. Shi, H. Hu., W. Xu e J. Yong, “Low-Order Harmonic Characteristics of Photovoltaic Inverters,” *International Transactions on Electrical Energy Systems,* vol. 26, pp. 347-364, 2015. https://doi.org/10.1002/etep.2085.

[84] A. Kulkarni e V. John, “Mitigation of Lower Order Harmonics in a Grid-Connected Single-Phase PV Inverter,” *IEEE Transactions on Power Electronics,* vol. 28, pp. 5024-5037, 2013. https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2238557.

[85] C. Varghese, M. Karpagam e T. Alwarsamy, “Analysis of Leakage Current and DC Injection in Transformerless PV Inverter Topologies,” *International Journal of Engineering and Technology,* vol. 6, pp. 453-459, 2014.

[86] T. K. S. Freddy, N. A. Rahim, W. Hew e H. S. Che, "Comparison and Analysis of Single-Phase Transformerless Grid-Connected PV Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics,* vol. 29, pp. 5358-5369, 2014. https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2294953.

[87] R. Teodorescu, M. Liserre e P. Rodríguez, Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems, John Wiley and Sons, 2011. https://doi.org/10.1002/9780470667057.

[88] L. G. Teixeira, "Avaliação dos Impactos Causados pela Difusão da Micro Geração Distribuída Fotovoltaica na Baixa Tensão de Redes Reais de Distribuição de Energia Elétrica," 2019.

[89] R. A. Shayani, "Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição," Tese de Doutorado - Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

[90] R. van Gerwen, "Power Quality and Utilisation Guide: Distributed Generation and Renewables," Leonardo Energy, European Copper Institute (ECI), Copper Development Association (CDA) - Institution of Engineering and Technology Endorsed Training Provider, Arnhem, 2006.

[91] J. A. da Costa, "Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição com Integração Ótima de Geração Distribuída Fotovoltaica," Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

[92] E. Carpaneto, G. Chicco e J. S. Akilimali, "Loss Partitioning and Loss Allocation in Three-Phase Radial Distribution Systems With Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 23, pp. 1039-1049, 2008. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922228.

[93] E. Carpaneto, G. Chicco e J. S. Akilimali, "Branch current decomposition method for loss allocation in radial distribution systems with distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 21, nº 3, pp. 1170-1179, 2006. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876684.

[94] P. Esslinger e R. Witzmann, “Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication,” *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe),* pp. 1-8, 2010. https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638867.

[95] W. H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, New Mexico State University - Las Cruces, New Mexico: CRC Press, Third Edition, 2012.

[96] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, H. R. Pota e A. B. M. Nasiruzzaman, “Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation,” *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society,* pp. 985-990, 2011. https://doi.org/10.1109/IECON.2011.6119329.

[97] R. T. Borges, “Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultra-Dispersa,” Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

[98] A. e. a. Darwish, “Fault current contribution scenarios for grid-connected voltage source inverter-based distributed generation with an LCL filter,” *Electr. Power Syst. Res.,* vol. vol. 104, p. 93–103, 2013. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.06.020.

[99] M. Baran, H. Hooshyar, Z. Shen e A. Huang, “Accommodating high PV penetration on distribution feeders,” *IEEE Trans. Smart Grid,* vol. vol. 3, pp. 1039-1046, 2012. https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2190759.

[100] ABNT, “NBR 16150/2013: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade,” Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.

[101] IEEE, “Std 1547-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,” IEEE Standards Association, 2018.

[102] INMET, “Instituto Nacional de Meteorologia,” [Online]. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/>. [Acesso em Outubro 2020].

[103] M. Rylander e L. Rogers, “The Hosting Capacity Process,” EPRI, Palo Alto, CA, 2020.

[104] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição,” Agência Nacional de Energia ELétrica, 29 Março 2023. [Online].

[105] “Documentação da biblioteca "Random",” python.org, [Online]. Disponível em: https://python.readthedocs.io/en/stable/library/random.html.

[106] H. Liao e J. V. Milanović, “Methodology for the Analysis of Voltage Unbalance in Networks with Single Phase Distributed Generation,” *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. 11, nº 2, pp. 550-559, 2016. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1155.