



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Tensão e Qualidade da Energia em Redes de Distribuição: Uma Análise via Simulink

Talles Henrique Calixto Silva

João Monlevade, MG
2025

Talles Henrique Calixto Silva

**Impactos da Geração Distribuída
Fotovoltaica na Tensão e Qualidade da
Energia em Redes de Distribuição: Uma
Análise via Simulink**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Me. Felipe Eduardo Moreira Cota

Coorientador:

**Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2025**

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

S586i Silva, Talles Henrique Calixto.
Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão e qualidade da energia em redes de distribuição [manuscrito]: uma análise via Simulink. / Talles Henrique Calixto Silva. - 2025.
60 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Me. Felipe Eduardo Moreira Cota.
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Energia elétrica - Distribuição - Alta tensão. 2. Energia elétrica - Distribuição - Regulamentos. 3. Energia elétrica - Qualidade. 4. Fator de potência. 5. Geração de energia fotovoltaica. 6. Geração distribuída de energia elétrica. I. Cota, Felipe Eduardo Moreira. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.316

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Talles Henrique Calixto Silva,

Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Tensão e Qualidade da Energia em Redes de Distribuição: Uma Análise via Simulink

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 17 de abril de 2025

Membros da banca

Me. Felipe Eduardo Moreira Cota - Orientador(a) - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Igor Dias Neto de Souza- Professor convidado - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Renan Fernandes Bastos- Professor convidado- Universidade Federal de Ouro Preto

Felipe Eduardo Moreira Cota, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 01/05/2025



Documento assinado eletronicamente por **Felipe Eduardo Moreira Cota, VICE-CHEFE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**, em 05/05/2025, às 16:24, 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 http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0898265** e o código CRC **3F24ECC5**.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por me permitir concluir esta etapa.

Aos meus pais, expresso minha mais profunda gratidão por cada ensinamento, pelo exemplo de dedicação e pelo investimento incansável em minha formação e desenvolvimento.

Aos meus queridos irmãos, Tatiane e Thiago, que representam o verdadeiro significado de companheirismo, agradeço de coração pelo apoio incondicional e por serem um alicerce sólido em minha vida.

À República Mistura Fina, minha segunda família, que me proporcionou crescimento pessoal e me ensinou que irmandade é um laço para a vida toda.

Agradeço às instituições, professores e técnicos que contribuíram para minha jornada acadêmica, em especial ao professor Felipe Cota, por sua orientação e dedicação fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Por fim, meu sincero agradecimento a todos os meus colegas pelo apoio, amizade e aprendizado compartilhado ao longo dessa trajetória; agradeço especialmente a Filipe Nunes e Gabriel Barbosa, que contribuíram grandiosamente com este trabalho.

“A educação é a arma mais poderosa que você pode usar para mudar o mundo.”

Nelson Mandela

Resumo

A crescente adoção da geração distribuída (GD) fotovoltaica no Brasil, impulsionada por regulamentações como a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, atualizada pela nº 1.059/2023, tem transformado a dinâmica das redes de distribuição. Este estudo analisou os impactos da GD nos níveis de tensão e na qualidade da energia, utilizando o Simulink para simular sistemas de 4 e 14 barras em diferentes cenários de geração e carga. Os resultados demonstraram que a GD eleva as tensões nas barras próximas ao ponto de conexão, com aumentos de até 8,6% (de 441 V para 479 V) na barra 4, além de melhorar o fator de potência de 0,70 para até 0,98. O desequilíbrio de tensão permaneceu em 0,02%, atendendo ao Módulo 8 do PRODIST, embora o fator de potência em alguns casos tenha ficado abaixo do limite normativo (0,92). As principais contribuições incluem a validação de uma metodologia robusta para modelagem de GD, a identificação de desafios em redes complexas (como sobretensões e condições críticas no sistema de 14 barras) e o fornecimento de subsídios técnicos para o planejamento de redes com alta penetração de fontes renováveis. Apesar de limitado ao regime permanente, o trabalho oferece uma base replicável para futuras análises dinâmicas e experimentais.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica, Qualidade da Energia, Simulink, Tensão de Distribuição, PRODIST.

Abstract

The increasing adoption of photovoltaic distributed generation (DG) in Brazil, driven by regulations such as ANEEL's Normative Resolution No. 482/2012, updated by No. 1,059/2023, has reshaped the dynamics of distribution networks. This study investigated the impacts of DG on voltage levels and power quality, employing Simulink to simulate 4-bus and 14-bus systems under various generation and load scenarios. The results demonstrated that DG significantly raises voltages at buses near the connection point, with increases of up to 8.6% (from 441 V to 479 V) at bus 4, while improving the power factor from 0.70 to as high as 0.98. The voltage unbalance remained at 0.02%, complying with Module 8 of PRODIST, although the power factor in some cases fell below the normative threshold of 0.92. Key contributions include the validation of a robust methodology for DG modeling, the identification of challenges in complex networks (such as overvoltages and critical conditions in the 14-bus system), and the provision of technical insights for planning distribution networks with high renewable energy penetration. Limited to steady-state analysis, this work provides a replicable foundation for future dynamic and experimental studies.

Keywords: Distributed Generation, Photovoltaic Energy, Power Quality, Simulink, Distribution Voltage, PRODIST.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira	1
Figura 2 – Quantidade de Conexões de Mini e Micro Gerações Anual.	2
Figura 3 – Sistema Conectado a Rede	8
Figura 4 – Circuito Equivalente Módulos Fotovoltaicos	18
Figura 5 – Curva I-V do Módulo 1Soltech 1STH-215-P	18
Figura 6 – Sistema Fotovoltaico.	20
Figura 7 – Diagrama do Sistema Fotovoltaico com Filtro.	20
Figura 8 – Representação de um Sistema Elétrico de Potência.	21
Figura 9 – Circuito Equivalente Linha Curta	22
Figura 10 – Circuito Equivalente Transformador Real	24
Figura 11 – Bloco PV Array	26
Figura 12 – Parâmetros do Bloco PV Array	26
Figura 13 – Diagrama Conversor Boost	27
Figura 14 – Sistema de Controle	27
Figura 15 – Bloco Universal Bridge	28
Figura 16 – Parâmetros Bloco Universal Bridge	28
Figura 17 – Parâmetros Three-Phase Series RLC Branch	29
Figura 18 – Bloco referente ao Three-Phase Series RLC Branch	29
Figura 19 – Three-Phase Parallel RLC Load	29
Figura 20 – Parâmetros de Carga	30
Figura 21 – Bloco referente as barras do sistema	30
Figura 22 – Bloco referente a Medição de Potência	31
Figura 23 – Bloco referente a Medição de Fator de Potência	31
Figura 24 – Parâmetros do Analisador de Sequência	31
Figura 25 – Analisador de Sequência	32
Figura 26 – Parâmetros do Medidor	32
Figura 27 – Bloco referente ao medidor	32
Figura 28 – Diagrama Unifilar 4 Barras	34
Figura 29 – Tensão nas Barras Caso 1. Comparação das Tensões com Injeção de 10 kW e Sem Injeção.	38
Figura 30 – Tensão nas Barras Caso 2. Comparação das Tensões com Injeção de 18 kW e Sem Injeção.	39
Figura 31 – Tensão nas Barras Caso 3. Comparação das Tensões com Injeção de 26 kW e Sem Injeção.	39
Figura 32 – Tensão nas Barras Caso 4. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Redução de Carga em 10%.	40

Figura 33 – Tensão nas Barras Caso 5. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Redução de Carga em 30%.	41
Figura 34 – Tensão nas Barras Caso 6. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Redução de Carga em 50%.	42
Figura 35 – Tensão nas Barras Caso 7. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Aumento de Carga em 10%.	43
Figura 36 – Tensão nas Barras Caso 8. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Aumento de Carga em 30%.	44
Figura 37 – Tensão nas Barras Caso 9. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Aumento de Carga em 50%.	44
Figura 38 – Diagrama Unifilar 14 Barras	45
Figura 39 – Tensão nas Barras Caso 10. Comparação das Tensões com Injeção de 6 kW e Sem Injeção.	47
Figura 40 – Fator de Potência	49
Figura 41 – Sistema 4 Barras Simulado Simulink	59
Figura 42 – Sistema 14 Barras Simulado Simulink	60

Lista de tabelas

Tabela 1 – Resumo das normas e leis aplicáveis à geração distribuída.	12
Tabela 2 – Características do Módulo Fotovoltaico	19
Tabela 3 – Faixas de Classificação de Tensões de Regime Permanente	33
Tabela 4 – Limites para o Indicador de Desequilíbrio de Tensão	34
Tabela 5 – Parâmetros do Sistema	35
Tabela 6 – Comparação entre o sistema simulado e o código de validação	36
Tabela 7 – Cenários Analisados no Sistema de 4 Barras	37
Tabela 8 – Comparação das tensões nos barramentos	46
Tabela 9 – Tensões Caso 1 a 3	48
Tabela 10 – Tensões Caso 4 a 6	48
Tabela 11 – Tensões em cada barra e variação para os Casos 7, 8 e 9	49
Tabela 12 – Parametrização das impedâncias das linhas	57
Tabela 13 – Parametrização Cargas Lineares	57
Tabela 14 – Parâmetros do sistema	58

Lista de siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
kW	quilowatt
MW	megawatt
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
ND	Norma de Distribuição

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Justificativas	3
1.3	Objetivos	4
1.4	Estrutura do Trabalho	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1	Introdução	6
2.2	Fundamentação teórica	6
2.2.1	Geração Distribuída	6
2.2.1.1	Sistemas Fotovoltaicos	6
2.2.1.2	Sistemas Eólicos	9
2.2.1.3	Sistemas Microturbina	9
2.2.1.4	Normas e Leis Aplicáveis aos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil	10
2.2.1.5	Vantagens x Desvantagens	11
2.2.2	Análise de Qualidade de Energia	13
2.2.2.1	Variação de Tensão	14
2.2.2.2	Distorção Harmônica	14
2.2.2.3	Desequilíbrio de tensão	15
2.2.2.4	Variação de Frequência	15
2.2.2.5	Fator de Potência	15
3	SISTEMA FOTOVOLTAICO	17
3.1	Sistema Fotovoltaico	17
3.2	Componentes de Simulação do Sistema Fotovoltaico	17
4	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	21
4.1	Modelagem do Sistema de Distribuição	22
4.1.1	Linhas	22
4.1.2	Cargas	23
4.1.3	Transformador	23
5	MATLAB/SIMULINK	25
5.1	Blocos Simulink	25
5.1.1	Blocos do Sistema Fotovoltaico	26
5.1.1.1	Módulos Fotovoltaicos	26

5.1.1.2	Conversor Boost	26
5.1.1.3	Inversor Fotovoltaico	27
5.1.2	Linhas	28
5.1.3	Cargas	28
5.1.4	Medidores	29
5.1.4.1	Barras do Sistema	29
5.1.4.2	Medidor de Tensão e Corrente	32
6	DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	33
6.1	Metodologia Aplicada	33
6.1.1	Sistema IEEE 4 Barras Adaptado	34
6.1.1.1	Validação do Sistema 4 Barras	35
6.1.1.2	Testes Sistema 4 Barras	37
6.1.1.3	Resultados Sistema 4 Barras	37
6.1.1.3.1	Caso 1	37
6.1.1.3.2	Caso 2	38
6.1.1.3.3	Caso 3	39
6.1.1.3.4	Caso 4	40
6.1.1.3.5	Caso 5	41
6.1.1.3.6	Caso 6	41
6.1.1.3.7	Caso 7	42
6.1.1.3.8	Caso 8	43
6.1.1.3.9	Caso 9	44
6.1.2	Sistema 14 Barras Adaptado	45
6.1.2.1	Validação do Sistema 14 Barras	45
6.1.2.2	Testes Sistema 14 Barras	46
6.1.2.3	Resultado Sistema 14 Barras	46
6.1.2.3.1	Caso 10	46
6.2	Discussões	47
6.2.1	Influência da Geração Distribuída (GD)	50
6.2.2	Variação de Tensão com Redução de Carga	50
6.2.3	Efeito do Aumento de Carga nas Tensões	50
6.2.4	Qualidade da Energia	51
6.2.5	Desequilíbrio de Tensão	51
6.2.6	Caso 10: Sistema de 14 Barras	51
7	CONCLUSÃO	52
7.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	53
	REFERÊNCIAS	55

A	ANEXO I	57
A.1	Parâmetros Sistema 14 Barras Adaptado	57
A.2	Parâmetros Sistema IEEE 4 Barras Adaptado	58
A	ANEXO II	59
A	ANEXO III	60

1 Introdução

1.1 Contextualização

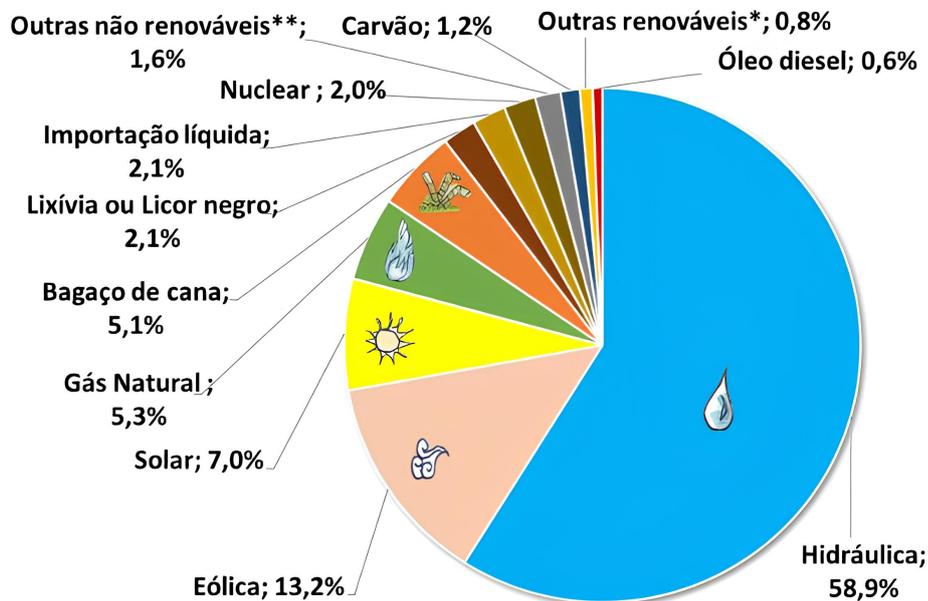
O sistema de geração de energia elétrica pode ser estruturado em dois modelos principais: centralizado e descentralizado.

De acordo com [TARANTO et al. \(2017\)](#), o modelo de geração centralizado é caracterizado pelo emprego de centrais geradoras de maior porte que ficam localizadas a uma distância considerável dos centros de demanda. Essas centrais são interligadas por linhas de transmissão de alta tensão, o que gera demanda significativa de obras de infraestrutura.

Em regra, são utilizadas usinas que empregam as fontes primárias tradicionais, como as hidrelétricas, usinas de gás natural, termelétricas e nucleares.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a matriz elétrica brasileira é composta em sua maior parte por fonte hidráulica, corresponde a 58,9% do sistema centralizado ([EPE, 2022](#)). Como ilustra a [Figura 1](#).

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: ([EPE, 2022](#))

O Planejamento Descentralizado, por sua vez, aborda centrais de pequeno porte, nas quais ocorre geração de energia próximo aos consumidores, com a finalidade de atender residências ou pequenas regiões.

Os sistemas descentralizados que apresentam maior crescimento são os de origem solar e eólica. A crescente diversidade dessas fontes tem demandado o desenvolvimento de formas avançadas de monitoramento, controle e proteção, além da adoção de novos modelos de comercialização de energia (TARANTO et al., 2017).

A Geração Distribuída (GD) trata da produção de energia próxima ao usuário final, por meio de fontes renováveis ou até mesmo por fontes de combustíveis fósseis, sendo que as formas mais comuns incluem térmica, eólica, hidrelétrica, fotovoltaica e biomassa.

O enfoque atribuído à geração distribuída ganhou relevância devido à crescente busca pelo fim da dependência de combustíveis fósseis, ao ganho econômico garantido pelo sistema de compensação e ao empenho internacional de manter o aumento da temperatura média global abaixo de 1,5°C acima dos níveis pré-industriais, conforme estabelecido no Acordo de Paris.

Soma-se a isso a implementação de regime jurídico que definiu os requisitos a serem cumpridos para a geração de energia, com a promulgação da RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, atualizado pela RN nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. As legislações regulamentam a forma como os consumidores podem gerar energia para suprir as suas necessidades e conseguir injetar o excedente de volta na rede, o que fomentou aumento da instalação desse tipo de geração. O aumento da quantidade de conexões de mini e micro gerações pode ser visto na Figura 2.

Figura 2 – Quantidade de Conexões de Mini e Micro Gerações Anual.



Fonte: Retirado de (ANEEL, 2022)

A imagem acima evidencia crescimento considerável da geração distribuída ao longo dos anos, o que tende a seguir em crescimento, considerando as vantagens econômicas e ambientais inerentes.

Entretanto, como as redes de distribuição não foram originalmente planejadas para integrar fontes de geração distribuída, sua inserção pode causar instabilidades operacio-

nais. Isso torna necessário o desenvolvimento de estudos que permitam avaliar e mitigar tais impactos, especialmente no que se refere à qualidade do fornecimento de energia elétrica. O presente trabalho visa realizar revisão bibliográfica sobre o tema, com posterior estudo sobre os impactos da geração distribuída nas redes de distribuição na qualidade da energia elétrica, por meio do *software Simulink*, que se faz importante devido ao seu amplo uso acadêmico.

Para se iniciar os estudos, é possível citar alguns trabalhos a respeito dos impactos da geração distribuída, como o realizado por [Waenga e Pinto \(2016\)](#) que apresenta primorosa revisão bibliográfica sobre tecnologias de painéis solares e inversores. Além disso, fornecem um panorama geral do sistema de distribuição de energia elétrica, estudando também os impactos da geração distribuída fotovoltaica em larga escala na rede de distribuição, com foco nos aspectos de proteção do sistema elétrico.

Em [Souza et al. \(2016\)](#) é implementada uma modelagem de um sistema fotovoltaico utilizando o *software Simulink*, com o método de rastreamento “Perturba e Observa” (P & O) e indutores de acoplamento conectados a rede elétrica. O trabalho analisou distorções harmônicas de tensão em um sistema de distribuição de baixa tensão.

Já o estudo apresentado por [Silveira \(2013\)](#) analisa o impacto da geração distribuída fotovoltaica conectada diretamente à rede de distribuição. Seu trabalho utiliza, na metodologia, dados de irradiância da cidade de Porto Alegre. Através desses dados, Silveira classifica qualitativamente os dias, definindo-os como ensolarados, parcialmente encobertos e dias encobertos. A partir dessa classificação, é possível gerar um padrão de comportamento dos dias, com o objetivo de buscar uma curva típica para estimar a potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

Diante desse cenário de expansão acelerada da geração distribuída e das transformações no setor elétrico, torna-se imprescindível o desenvolvimento de estudos técnicos que avaliem os impactos dessa integração nas redes de distribuição. A compreensão dos efeitos provocados pela GD, especialmente no que se refere à estabilidade e qualidade da energia elétrica, é fundamental para subsidiar decisões de planejamento, operação e regulação. Assim, este trabalho busca contribuir com essa discussão ao propor uma análise baseada em simulações computacionais no ambiente MATLAB/Simulink, focando nos parâmetros de tensão e conformidade normativa estabelecidos pelo PRODIST.

1.2 Justificativas

A crescente adoção da geração distribuída (GD) no Brasil tem sido impulsionada por regulamentações como a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, posteriormente atualizada pela RN nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Essas normativas aprimoraram as regras para a conexão de mini e microgeração distribuída ao sistema elétrico, introduzindo o mecanismo de compensação da energia injetada na rede. Como

consequência, observa-se um aumento significativo na instalação desses sistemas anualmente no país, tanto em ambientes residenciais quanto comerciais e industriais.

No entanto, as redes de distribuição não foram originalmente projetadas para operar com múltiplas unidades geradoras, o que acarreta impactos técnicos no sistema elétrico. Entre os principais efeitos, destacam-se o aumento dos níveis de tensão nodal, especialmente em áreas de menor demanda, a redução de perdas em determinadas barras do sistema e a possível melhora na estabilidade da tensão na rede de distribuição [Marques et al. \(2004\)](#). Ainda assim, em alguns cenários, esses efeitos podem comprometer a qualidade da energia fornecida, exigindo ajustes nos sistemas de proteção e controle das concessionárias.

Além dos impactos técnicos, há também consequências econômicas e regulatórias relevantes. A GD pode reduzir os custos operacionais do setor elétrico por meio da compensação da energia excedente e da diminuição da demanda por geração centralizada [Pereira \(2019\)](#). Entretanto, essa descentralização também impõe novos desafios de gerenciamento e monitoramento, especialmente em relação à confiabilidade da rede e ao controle da tensão.

Outro ponto crítico a ser considerado é a interferência da GD no funcionamento dos dispositivos de proteção contra curto-circuitos das distribuidoras [Luiz \(2012\)](#). Conforme [Medeiros \(2014\)](#), a geração distribuída pode afetar diretamente a qualidade da energia elétrica, elevando os níveis de tensão em pontos distantes da subestação, aumentando a presença de harmônicos e alterando o equilíbrio do sistema. Tais efeitos, se não monitorados e corrigidos, podem comprometer a segurança e a estabilidade da rede.

Diante desse contexto, torna-se essencial estudar de forma criteriosa os impactos da geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição, especialmente em relação aos padrões normativos que regulam a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Este trabalho justifica-se, portanto, pela necessidade urgente de compreender e antecipar os efeitos da GD no sistema elétrico brasileiro. Através da utilização do *software* Simulink, as simulações realizadas permitirão identificar variações de tensão, avaliar a conformidade com o Módulo 8 do PRODIST e propor percepções técnicas que contribuam para uma integração mais eficiente, segura e sustentável da geração distribuída ao setor elétrico nacional.

1.3 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é analisar a qualidade da energia elétrica em um sistema de distribuição que contém geração fotovoltaica conectada à rede, buscando compreender os impactos da geração distribuída sobre os níveis de tensão em regime permanente.

Para isso, serão realizadas simulações computacionais utilizando MATLAB/Simulink, avaliando o comportamento da tensão sob diferentes percentuais de geração e carga.

Para alcançar esse objetivo geral, os seguintes objetivos específicos serão desenvolvidos:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre os conceitos e fundamentos da geração distribuída, com ênfase em sistemas fotovoltaicos conectados à rede;
- Representar, de forma simplificada no ambiente MATLAB/Simulink, a conexão de um sistema de geração fotovoltaica a uma rede de distribuição, com foco na análise dos impactos causados pela geração distribuída.
- Avaliar os impactos da geração distribuída sobre a rede elétrica, com foco nas variações de tensão em regime permanente, no fator de potência e no desequilíbrio de tensão;
- Verificar a conformidade dos resultados obtidos com os limites estabelecidos pelo Módulo 8 da PRODIST, analisando a aderência às normas técnicas vigentes.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em sete capítulos, organizados conforme descrito a seguir:

O Capítulo 1 apresenta a contextualização da temática, destacando a relevância da geração distribuída e seus impactos na rede elétrica, além de expor as justificativas e os objetivos da pesquisa.

O Capítulo 2 contempla a fundamentação teórica, reunindo os principais conceitos relacionados à geração distribuída, com destaque para os sistemas fotovoltaicos, normas técnicas e parâmetros que influenciam na qualidade da energia elétrica.

O Capítulo 3 trata da modelagem dos componentes que integram o sistema fotovoltaico, descrevendo suas características e comportamentos elétricos.

O Capítulo 4 aborda a modelagem do sistema de distribuição, considerando suas principais particularidades e parâmetros técnicos relevantes.

O Capítulo 5 descreve o ambiente de simulação utilizado, com destaque para os blocos empregados no *software Simulink* e uma breve descrição de sua funcionalidade.

O Capítulo 6 apresenta a metodologia adotada para a realização das simulações, bem como os resultados obtidos e a análise comparativa com os limites e diretrizes estabelecidos pela PRODIST.

Por fim, o Capítulo 7 sintetiza as conclusões da pesquisa, evidenciando os principais achados e propondo sugestões para investigações futuras relacionadas ao tema.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Introdução

Neste capítulo, serão abordados os princípios fundamentais da geração distribuída fotovoltaica, eólica e por turbina a gás, por serem algumas das principais formas de geração. O foco principal será a geração fotovoltaica, destacando suas vantagens e desvantagens, além da legislação vigente e das regras de conexão. Também serão apresentados os principais aspectos utilizados para avaliar a qualidade da energia.

2.2 Fundamentação teórica

2.2.1 Geração Distribuída

A geração distribuída caracteriza-se pela produção de energia elétrica próxima ao ponto de consumo, o que contribui para a redução de perdas nas redes de transmissão e distribuição, além de melhorar a eficiência global do sistema elétrico [TARANTO et al. \(2017\)](#). Diferentemente do modelo centralizado, esse arranjo permite maior flexibilidade e escalabilidade, podendo ser implementado em residências, comércios ou instalações de maior porte. Diversas fontes podem ser utilizadas nesse modelo, tanto renováveis quanto não renováveis, com destaque para a energia solar fotovoltaica, eólica e pequenas centrais hidrelétricas. Quando provenientes de fontes renováveis, esses sistemas apresentam ainda o benefício adicional de mitigar impactos ambientais.

Segundo [TARANTO et al. \(2017\)](#), a geração distribuída pode ser categorizada com base em sua capacidade. Quando a capacidade está limitada a 30 MW, é chamada de geração distribuída. Se a capacidade estiver na faixa de média tensão e limitada a 5 MW, é denominada minigeração distribuída. Por fim, a microgeração distribuída ocorre quando a capacidade é de até 75 kW.

2.2.1.1 Sistemas Fotovoltaicos

De acordo com [Souza \(2012\)](#), a geração fotovoltaica ocorre por meio da conversão direta da energia luminosa em energia elétrica, por meio do chamado efeito fotovoltaico. Esse fenômeno acontece quando os fótons de luz interagem com átomos de materiais semicondutores, como o silício, promovendo a liberação de elétrons e gerando corrente elétrica contínua (CC). Para que essa energia possa ser utilizada pelas cargas residenciais ou injetada na rede elétrica, é necessária sua conversão em corrente alternada (CA), por meio de inversores.

Importante citar microinversores que fazem a conversão independente de cada painel, otimizando a produção de energia e melhorando a eficiência do sistema ao ver que a queda de eficiência de um módulo não afeta o desempenho do restante do sistema.

Os módulos fotovoltaicos são compostos por células solares responsáveis pela captação da luz solar e pela conversão em energia elétrica. Eles podem ser classificados conforme o material e a tecnologia de fabricação:

- Módulos Monocristalino: São produzidos a partir de cristal de silício que são fatiados e transformados em lâminas de silício individuais transformadas em células fotovoltaicas. Possui a vantagem de possuir a maior eficiência mas a desvantagem de ser o de maior custo.
- Módulos policristalinos: Assim como o módulo monocristalino, é a base de silício, o que o diferencia é a sua produção que se baseia em cristais de silício fundidos em um bloco formando múltiplos cristais. Possui a vantagem de ser mais econômico e durável. Como desvantagem, pode ser destacada a menor eficiência, em decorrência da menor pureza.
- Módulos amorfo: Módulos baseados em silício amorfo e produzidos em baixa escala, devido a baixa produção de energia elétrica.
- Módulos cádmio: Tecnologia constituída de película fina a base de Telureto de cádmio. Tem como vantagem ter superado o custo/eficiência de painéis solares de silício cristalino.
- Módulos híbrido: Utiliza de uma tecnologia conhecida como Heterojunção, fabricação de forma análoga a dos monocristalinos, mas possui uma passivação com camada de silício amorfo. Possui a vantagem de operar também em temperaturas altas.

A associação de módulos fotovoltaicos também conhecida como strings pode acontecer tanto em série como em paralelo em conexão com inversores tradicionais, na ligação em série a soma das tensões individuais de cada módulo e possui corrente comum. Já em relação a associação em paralelo as correntes são somadas e tensão permanece comum.

O inversor solar é o equipamento que faz a inversão da corrente contínua oriunda dos painéis fotovoltaicos para corrente alternada que poderá ser utilizada em uma residência por exemplo.

Além disso, quando se trata de microinversores, pode, com advento de uma Unidade de Comunicação Energética (ECU), fazer monitoramento e controle da energia produzida.

Abaixo segue a descrição de alguns tipos de inversores disponíveis no mercado.

- Inversor solar: Dispositivo que é responsável por conectar o sistema *on grid* à residência, fazendo a transformação da corrente contínua em alternada, sincroniza

frequência e tensão com a rede elétrica. Já no sistema *off grid* faz a interação com baterias. Sendo o *string inverter* o mais utilizado.

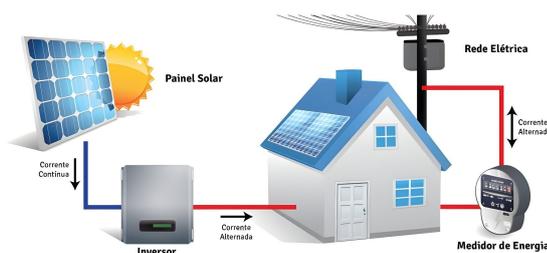
- Microinversor Solar: Inversor projetado para operar com um módulo em cada MPPT, conseguindo converter a energia daquele módulo em específico. Além disso, se diferencia do inversor tradicional ao possuir uma instalação próxima aos módulos, deixando uma instalação mais limpa visualmente. A tecnologia é capaz de otimizar cada placa solar separadamente, diminuindo perdas por sombreamento.

Segundo [Lana et al. \(2015\)](#) os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em três categorias:

- Sistemas autônomos ou isolado (*OFF GRID*) : Um sistema fotovoltaico que não depende da rede elétrica convencional, geralmente utilizado em locais de pequeno acesso a rede de distribuição. Subdivide-se em Cargas CC e CA podendo conter ou não armazenamento.
- Sistemas híbridos: Sistemas que não dependem exclusivamente da geração fotovoltaica para operar. Se caracterizam por ser sistemas mais complexos que operam com múltiplas formas de geração de energia elétrica que operam integradas. Podendo conter fontes de geração renovável ou combinações de renováveis com não renováveis.
- Sistemas ligados à rede (*ON GRID*): Operando de forma conjunta. Os sistemas fotovoltaicos e da concessionária de energia funcionam simultaneamente. Onde a energia elétrica de corrente contínua é convertida em corrente alternada pelo inversor de frequência que então é injetada na rede.

A [Figura 3](#) abaixo exemplifica um sistema conectado a rede, onde apresenta os módulos solares, inversor, medidor de energia e a rede elétrica. O caminho da corrente contínua gerada pelos módulos sendo transformada em corrente alternada no inversor para uso da residência.

Figura 3 – Sistema Conectado a Rede



Fonte: ([SOLAR, 2024](#))

De acordo com [Silva, Shayani e Oliveira \(2018\)](#), a energia fotovoltaica apresenta diversas vantagens do ponto de vista governamental, como o estímulo à economia local, a aceleração da expansão do acesso à energia elétrica em regiões remotas, a alta flexibilidade quanto aos locais de instalação e a promoção da geração de empregos.

2.2.1.2 Sistemas Eólicos

Assim como explicita [Souza \(2012\)](#), o funcionamento do sistema eólico pode ser resumido a quando o vento entra em contato com as pás da turbina, sua rotação gera energia mecânica, que, por sua vez, aciona o rotor do gerador, resultando na obtenção de eletricidade.

A potência do sistema eólico está diretamente ligada à área de coleta, e é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Portanto, dados não confiáveis ou de baixa qualidade podem vir a ocasionar um dimensionamento inadequado do sistema.

O conhecimento sobre turbinas eólicas envolve aspectos de meteorologia, aerodinâmica e engenharia civil, sendo que estas turbinas podem variar em tamanho, desde pequenas até unidades de produção de potência de alguns MW. Podem ser classificadas com base na orientação do eixo do rotor em relação ao solo, sendo verticais que se caracterizam por captar a energia dos ventos sem alterar a posição do rotor. Já as horizontais que são as mais encontradas possuem mecanismos que permitem as pás estarem sempre em posição perpendicular ao vento. Isso se aplica especificamente à geração de energia elétrica:

- Sistema isolado: Incorpora um sistema de armazenamento devido a essa característica, resultando em um custo considerável e uma capacidade de produção de até 80 kW.
- Sistema híbrido: Opera em conjunto com uma fonte estável de energia com o objetivo de auxiliá-la.
- Sistema interligado: Sistema interligado a rede de distribuição diretamente ou indiretamente acoplado aos geradores de corrente contínua.

2.2.1.3 Sistemas Microturbina

Conforme [Souza \(2012\)](#), as microturbinas geralmente são compostas por um compressor, uma câmara de combustão, uma turbina e um gerador elétrico. Na maioria dos casos, essas turbinas têm um único estágio de expansão. O seu funcionamento consiste em conduzir ar fresco entre o compressor e a câmara de combustão, uma maneira comum de aumentar a eficiência do processo é utilizar um recuperador de calor que reaproveita os gases de escape para aquecer o ar novo. No processo de combustão, o calor eleva a temperatura da mistura de ar e combustível, aumentando também a pressão. Ao passar

pela turbina, essa mistura fornece energia mecânica ao eixo, conseqüentemente acionando tanto o compressor quanto o gerador elétrico. Sistemas classificados como microturbinas, não excedem 250 kW.

2.2.1.4 Normas e Leis Aplicáveis aos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil

O setor fotovoltaico no Brasil é cercado de normas e leis que visam garantir segurança, eficiência e viabilidade econômica das instalações. Dentre os principais está o Marco Legal da Geração Distribuída, estabelecido pela Lei 14.300/2022, normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), as resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A seguir, são apresentadas as principais regulamentações que impactam diretamente os sistemas fotovoltaicos. As normas técnicas da ABNT que mais se destacam:

- ABNT NBR 16274:2014 – Esta norma descreve os requisitos mínimos para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, abordando critérios como a segurança elétrica, dimensionamento de cabos e componentes, e proteção contra surtos elétricos.
- ABNT NBR 5410:2004 – Voltada para instalações elétricas de baixa tensão, esta norma também é aplicável aos sistemas fotovoltaicos. Ela estabelece regras para a proteção de circuitos, dimensionamento adequado de condutores, e proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos, garantindo a segurança das instalações residenciais e comerciais.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula a geração distribuída por meio de suas resoluções normativas. A Resolução Normativa 482/2012, revisada pela Resolução Normativa 687/2015, incentivou o crescimento do setor fotovoltaico, sendo fundamental para permitir a conexão de sistemas de micro e mini geração à rede de distribuição, incentivando o crescimento do setor solar fotovoltaico. A Lei nº 14.300, sancionada em janeiro de 2022, consolidou o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil. Esta lei introduziu mudanças significativas no modelo de compensação de energia elétrica e estabelece regras claras para o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída, incluindo a energia solar fotovoltaica.

Um dos principais aspectos da Lei 14.300/2022 é a transição para um novo modelo tarifário. Os sistemas instalados até janeiro de 2023 continuam a se beneficiar do modelo de compensação integral, no qual o consumidor recebe créditos equivalentes à energia injetada na rede. No entanto, a partir dessa data, novos sistemas passarão a arcar com algumas das tarifas associadas ao uso da rede elétrica, como os custos de distribuição, o que pode impactar a atratividade econômica de novos projetos.

Em se tratando do estado de Minas Gerais, uma das empresas que é responsável pelas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, estabelece as seguintes normas como principais para conexão de geração distribuída:

- ND 5.30: Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão. Norma que estabelece critérios para conexão de microgeração distribuída, atendidas em baixa tensão. Este documento apresenta os procedimentos de acesso, os critérios e padrões técnicos de projeto, bem como os critérios operacionais e os requisitos de qualidade e segurança necessários para a conexão de acessantes em baixa tensão.
- ND 5.31: Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão. É apresentado requisitos para conexão em média tensão produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição.

Procedimentos de Distribuição foram adotados na Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, com intuito de normatizar e padronizar atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. É composta por 11 módulos que tratam desde Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição à Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares. O módulo 8 é de extrema importância para o presente trabalho por definir os fenômenos relacionados à qualidade do produto, entendidos como aqueles relativos à conformidade da onda de tensão em regime permanente, estabelecendo seus indicadores, valores de referência, metodologia de medição e gestão das reclamações.

Dessa forma, observa-se que o arcabouço normativo que regulamenta os sistemas fotovoltaicos no Brasil é amplo e abrange diferentes esferas — federal, estadual, técnica e regulatória. Esse conjunto de normas tem como objetivo garantir a segurança, a padronização, a viabilidade técnica e a atratividade econômica dos projetos de geração distribuída. A compreensão e o correto atendimento a esses requisitos são fundamentais tanto para o sucesso da implantação dos sistemas quanto para a conformidade com as exigências das distribuidoras de energia. A seguir, apresenta-se a Tabela 1 que sintetiza as principais normas e leis aplicáveis, organizadas por categoria.

2.2.1.5 Vantagens x Desvantagens

De acordo com [Pereira \(2019\)](#) a geração distribuída apresenta vantagens que podem ser classificadas em:

- **Vantagens Econômicas:** A principal vantagem está na redução real da conta de energia paga pelo consumidor final à concessionária. No entanto, os preços dos equipamentos vendidos pelas empresas influenciam diretamente no retorno financeiro do consumidor.

Tabela 1 – Resumo das normas e leis aplicáveis à geração distribuída.

Tipo	Norma / Lei	Descrição Resumida
Federal (Leis)	Lei nº 14.300/2022	Marco Legal da Geração Distribuída, estabelece o novo modelo de compensação.
Resoluções ANEEL	Resolução nº 482/2012	Regula a conexão de micro e minigeração à rede de distribuição.
	Resolução nº 687/2015	Revisão da RN 482 – aprimoramento dos critérios técnicos e de acesso.
	Resolução nº 1.059/2023	Atualização das regras de compensação e conexão da GD.
PRODIST	Resolução nº 956/2021	Define os Procedimentos de Distribuição, com destaque para o Módulo 8 (qualidade).
Normas ABNT	ABNT NBR 16274:2014	Requisitos para instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.
	ABNT NBR 5410:2004	Instalações elétricas de baixa tensão.
Estaduais (Ex. MG)	ND 5.30 – CEMIG	Regras para conexão de unidades geradoras em baixa tensão.
	ND 5.31 – CEMIG	Requisitos técnicos para conexão em média tensão.

Fonte: Próprio Autor.

Além disso, incentivos fiscais promovidos pelo governo federal, como o lançamento do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) em 2015, têm o objetivo de ampliar e fortalecer ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base em fontes renováveis.

A geração distribuída também pode reduzir os gastos públicos, pois minimiza os custos de geração, transmissão e distribuição de energia. Dessa forma, os investimentos que antes eram destinados à construção de sistemas centralizados passam a ser responsabilidade do consumidor final por meio da aquisição de equipamentos.

Com o aumento do número de sistemas conectados à rede, há uma redução nos índices de demanda e consumo energético.

- **Vantagens Técnicas:** Por operar de forma descentralizada e controlada, a geração distribuída oferece uma energia mais confiável e estável.

Essa característica, aliada à redução da necessidade de linhas de transmissão, contribui para a diminuição das perdas elétricas no sistema. Além disso, a GD auxilia na redução da demanda elétrica, tornando-se uma importante aliada para a eficiência energética.

Apesar dos diversos benefícios proporcionados pela geração distribuída (GD), alguns fatores podem impactar negativamente as características da rede elétrica, como os níveis de tensão, a frequência do sistema e a ocorrência de falhas de corrente.

Apesar dos muitos benefícios da instalação da Geração Distribuída (GD), alguns fatores podem causar alterações nas características da rede, como níveis de tensão,

frequência do sistema e ocorrência de falhas de corrente.

De acordo com [Pereira \(2019\)](#), a GD também apresenta as seguintes desvantagens:

- **Desvantagem Econômica:** Entre as principais desvantagens estão os elevados custos dos equipamentos para o consumidor final, como inversores fotovoltaicos, módulos solares e estruturas de fixação.

Além disso, a falta de atualização de normas e resoluções pode dificultar a adaptação das concessionárias ao crescimento da GD, resultando em custos elevados para a realização de obras na rede. Essa situação pode acarretar atrasos na instalação de medidores bidirecionais, dificultando a conexão dos sistemas fotovoltaicos e gerando prejuízos econômicos para os consumidores.

- **Desvantagem Técnicas:** O aumento das conexões à rede, aliado à falta de adaptação das operadoras, pode comprometer a qualidade, estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico.

Um dos desafios técnicos mais relevantes está relacionado à reversão do fluxo de potência. Com a expansão da GD, pode haver fluxo de potência no sentido contrário ao convencional, ou seja, das cargas para a subestação. Esse fenômeno pode representar riscos para os equipamentos conectados à rede e dificultar a obtenção de pareceres favoráveis de acesso por parte das concessionárias.

2.2.2 Análise de Qualidade de Energia

O trabalho de Shayani [Shayani \(2011\)](#) aborda diversos impactos da geração distribuída (GD) no sistema de distribuição de energia elétrica, incluindo variações do perfil de tensão em regime permanente, elevação das correntes de falta, influência na qualidade da energia elétrica e alterações na proteção do sistema.

Considerando que o objetivo deste trabalho é analisar os impactos da GD na qualidade do produto, este capítulo apresenta uma revisão dos principais impactos relatados na literatura técnica e nos conteúdos do Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) ([ANEEL, 2021](#)):

- Variações de tensão em regime permanente
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Variação de frequência;
- Fator de potência.

2.2.2.1 Variação de Tensão

A qualidade da energia elétrica em redes com geração distribuída é avaliada com base em parâmetros estabelecidos pelo Módulo 8 da PRODIST, que define os principais indicadores de desempenho. A seguir, são descritos os principais aspectos que afetam a qualidade do fornecimento.

Nas normas reguladoras da Prodist, variação de tensão se refere à diferença entre o valor medido da tensão em um ponto de conexão e os limites estabelecidos pela norma em relação à tensão nominal do sistema. Em [Shayani \(2011\)](#), características que interfere diretamente na qualidade da energia, podendo prejudicar a qualidade, ou provocar a atuação dos dispositivos responsáveis pela regulação de tensão. A elevação de tensão no ponto de conexão da GD pode provocar alterações no tap de reguladores automáticos e a desconexão de bancos de capacitores.

De forma geral, a inserção de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição tende a gerar efeitos positivos, como a mitigação das quedas de tensão ao longo dos alimentadores, especialmente em sistemas com grandes extensões. No entanto, a presença da GD também pode provocar elevação excessiva da tensão em pontos distantes da subestação, sobretudo durante períodos de baixa demanda, exigindo maior atenção no controle dos níveis de tensão. Além disso, situações de desconexão súbita dos geradores podem comprometer significativamente a qualidade da energia elétrica fornecida, resultando em flutuações indesejadas que afetam a estabilidade do sistema.

2.2.2.2 Distorção Harmônica

Distorções harmônicas estão diretamente ligadas às deformações que as ondas de tensão e corrente sofrem em comparação com a frequência fundamental, este fenômeno acontece devido ao chaveamento dos comutadores que são baseados em tiristores.

Segundo a Prodist, a equação para o cálculo distorção harmônica individual de tensão de ordem h , se dá pela equação (2.1):

$$DIT = \frac{V_h}{V_1} \times 100\%, \quad (2.1)$$

Em que, V_h tensão harmônica de ordem h , h ordem harmônica individual, V_1 é a tensão fundamental medida.

Um indicador de grande relevância para a análise da qualidade da energia elétrica é a Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT%), definida pela equação (2.2). Nesse contexto, (h) representa as ordens harmônicas de 2 até h_{max} , (h_{max}) ordem harmônica máxima considerada, conforme classe do equipamento de medição utilizado, (V_h) tensão harmônica de ordem h e (V_1) tensão fundamental medida.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100\% \quad (2.2)$$

Altos níveis de harmônicos podem causar superaquecimento de transformadores, falhas em equipamentos eletrônicos sensíveis e operação incorreta de relés de proteção.

2.2.2.3 Desequilíbrio de tensão

Segundo a Prodist, desequilíbrio de tensão é caracterizado pela diferença na amplitude das fases ou na defasagem do ângulo de fase das tensões do sistema.

O indicador utilizado pela norma se chama Fator de Desequilíbrio de tensão (FD95%). O cálculo do indicador FD% é representado pela equação (2.3), em que, V_- é a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental, V_+ é a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental,

$$\text{FD\%} = \frac{V_-}{V_+} \times 100\% \quad (2.3)$$

Desequilíbrios podem causar aquecimento excessivo em motores trifásicos, redução da vida útil de equipamentos e ineficiência energética.

2.2.2.4 Variação de Frequência

Em condições normais de operação, a frequência do sistema elétrico deve ser mantida dentro da faixa de 59,9 Hz a 60,1 Hz. No entanto, em casos de distúrbios na rede, a geração distribuída (GD) deve operar de forma a garantir que a frequência retorne à faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz no prazo máximo de 30 segundos após a ocorrência da anomalia, assegurando, assim, o restabelecimento do equilíbrio entre carga e geração no sistema.

Quando há algum desequilíbrio na rede de distribuição e é necessário desconectar a GD, alguns parâmetros da frequência devem ser seguidos:

- Em condições extremas a frequência deve se manter entre 56,5Hz e 66Hz;
- Acima de 62Hz por no máximo 30 segundos, acima de 63,5Hz por no máximo 10 segundos;
- Abaixo 58,5 Hz em até 10 segundos e 63,5Hz no máximo 5 segundos.

Frequências fora do intervalo podem levar à desconexão automática de geradores e comprometimento da estabilidade do sistema.

2.2.2.5 Fator de Potência

Segundo o trabalho de Pomilio (2007), fator de potência é definido pela relação da potência ativa e aparente consumida por um dispositivo, onde um sinal variante no tempo deve ser periódico e pode ser determinada pela (2.4), em que, FP é o fator de potência, $P = \frac{1}{T} \int v(t) \cdot i(t) dt$ é a potência ativa média (produto médio de tensão e corrente

instantâneas), $S = V_{\text{RMS}} \cdot I_{\text{RMS}}$ é a potência aparente (produto dos valores eficazes de tensão e corrente), $V_{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int [v(t)]^2 dt}$ é o valor eficaz da tensão, $I_{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int [i(t)]^2 dt}$ é o valor eficaz da corrente.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \int v(t) \cdot i(t) dt}{V_{\text{RMS}} \cdot I_{\text{RMS}}} \quad (2.4)$$

Quando se trata de um sistema com formas de onda senoidais, o fator de potência torna-se igual ao cosseno da defasagem entre as ondas de tensão e corrente, conforme a equação (2.5), onde ϕ é o ângulo de fase entre a tensão e a corrente (causado por cargas indutivas ou capacitivas), $\cos(\phi)$ representa a proporção entre a potência ativa e a potência aparente.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos(\phi) \quad (2.5)$$

Segundo a Prodist, quando se trata de unidades consumidoras do grupo A ou que tenha tensão abaixo de 230 kV, quando se trata de conexão entre distribuidoras. O fator de potência deve estar entre 0,92 e 1.

De acordo com a PRODIST, o fator de potência deve ser calculado, conforme a equação (2.6), onde Q é a potência reativa (em volt-ampères reativos).

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.6)$$

Fatores de potência baixos indicam grande presença de potência reativa, o que gera sobrecarga na rede e penalidades econômicas ao consumidor.

3 Sistema Fotovoltaico

Neste capítulo, será abordado brevemente o sistema fotovoltaico e seus componentes: módulo fotovoltaico, conversor boost e inversor do sistema utilizado.

3.1 Sistema Fotovoltaico

O funcionamento do sistema fotovoltaico baseia-se no uso de semicondutores, como o silício e o germânio. Quando os cristais desses materiais formam uma junção e são expostos à luz, os fótons incidentes podem ser absorvidos, promovendo a liberação de elétrons e gerando corrente elétrica (SEGUEL, 2009).

A eficiência de um sistema fotovoltaico exige mais do que a simples geração de corrente. A energia produzida precisa ser adaptada às condições operacionais da rede elétrica, e isso é feito com o auxílio de equipamentos eletrônicos de potência, como conversores CC-CC (boost) e inversores CC-CA. O conversor boost ajusta o nível de tensão contínua proveniente dos módulos para os níveis exigidos pelo inversor, otimizando a transferência de energia. Em seguida, o inversor fotovoltaico realiza a conversão da corrente contínua em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica.

Além da conversão, o inversor também exerce funções essenciais de sincronização com a rede elétrica, controle de tensão e corrente, e monitoramento da operação do sistema. Tecnologias mais avançadas, como microinversores, podem ser utilizadas para operar individualmente com cada módulo, oferecendo vantagens como maior eficiência em cenários de sombreamento parcial e facilidade de manutenção.

A integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica está sujeita a padrões técnicos e regulatórios, o que exige atenção especial à qualidade da energia gerada, à compatibilidade eletromagnética e aos requisitos de proteção e segurança. O correto dimensionamento e modelagem de seus componentes são, portanto, essenciais para o desempenho global do sistema.

3.2 Componentes de Simulação do Sistema Fotovoltaico

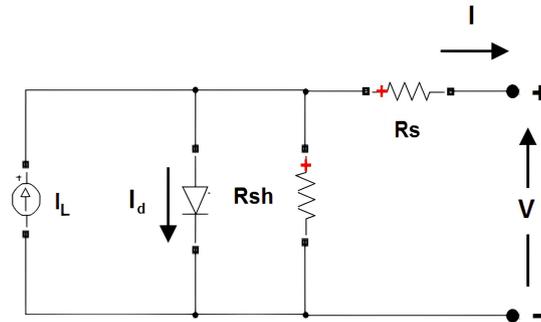
O bloco PV Array implementa um arranjo de sistemas fotovoltaicos. O arranjo é composto por cadeias de módulos conectados em paralelo, cada cadeia consistindo de módulos conectados em série. Este bloco permite modelar módulos fotovoltaicos predefinidos.

Uma célula PV pode ser representada por um circuito equivalente, como mostrado na [Figura 4](#). De acordo com [Souza et al. \(2016\)](#) o circuito equivalente é composto por uma

fonte de corrente gerada pela luz (I_L), um diodo, resistência série e resistência shunt (R_s , R_{sh}).

Importante salientar que a resistência em paralelo representa perdas por correntes de fuga provenientes da célula solar e a resistência série apresenta as quedas de tensão que ocorrem devido ao contato do material semicondutor com o meio externo.

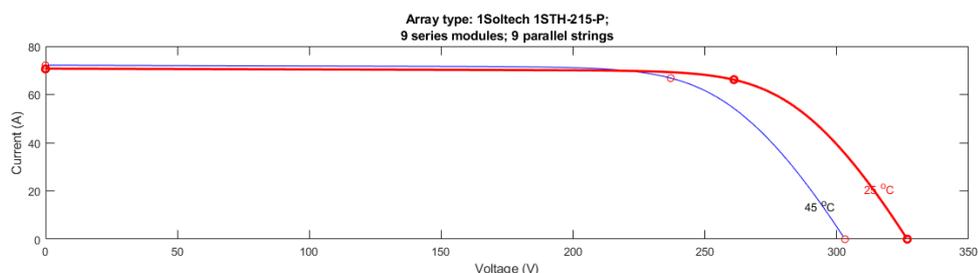
Figura 4 – Circuito Equivalente Módulos Fotovoltaicos



Fonte: (MathWorks, 2025)

Uma importante característica do módulo fotovoltaico é a curva I-V, que representa a relação entre corrente elétrica e tensão a partir da temperatura e irradiância. Esta curva se encarrega de definir pontos de operação de importância para estudos, como corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e o ponto de máxima potência (MPP), onde a geração de energia é otimizada. De acordo com o trabalho de Souza et al. (2016), algumas características interferem diretamente na curva I-V como por exemplo, a corrente do módulo é diretamente proporcional a irradiância do sol. Já a temperatura provoca um efeito contrário, sendo que quanto maior a temperatura mais atenuado se torna o ponto de máxima potência. Por fim é esperado que módulos com maior número de células apresentem aumento na resistência série. A Figura 5 é um exemplo de curva I-V do módulo 1Soltech 1STH-215-P, utilizado neste trabalho.

Figura 5 – Curva I-V do Módulo 1Soltech 1STH-215-P



Fonte: (MathWorks, 2025)

Os dados do módulo solar fotovoltaico 1Soltech 1STH-215-P utilizado encontram-se na Tabela 2:

Tabela 2 – Características do Módulo Fotovoltaico

Parâmetro	Valor
Máx. Potência Nominal ($P_{\text{máx}}$)	213,15 W
Opt. Tensão de Operação (V_{mp})	29 V
Opt. Corrente de Operação (I_{mp})	7,35 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	36,3 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	7,84 A

Fonte: (MathWorks, 2025)

Segundo Hart (2016), o conversor CC-CC do tipo boost, também chamado de elevador, recebe esse nome porque sua tensão de saída é superior à de entrada. Seu funcionamento é baseado na comutação periódica de uma chave eletrônica. O diagrama é representado pela Figura 13.

O conversor foi projetado para que a partir de uma tensão de entrada de 10 módulos em série totalizando 290 V, que é a soma das tensões de máxima potência, entregue cerca de 500V na saída.

A indutância mínima L_{min} necessária para o funcionamento adequado do conversor pode ser calculada por (3.1), em que, D é a razão cíclica (duty cycle), R é a resistência da carga, f é a frequência de chaveamento.

$$L_{\text{min}} = \frac{D(1 - D)^2 R}{2f} \quad (3.1)$$

A capacitância C necessária para limitar a ondulação da tensão de saída pode ser calculada por (3.2), em que, D é a razão cíclica (duty cycle), R é a resistência da carga, ΔV_o é a variação da ondulação da tensão de saída, V_o é o valor médio da tensão de saída, f é a frequência de chaveamento.

$$C = \frac{D}{R \left(\frac{\Delta V_o}{V_o} \right) f} \quad (3.2)$$

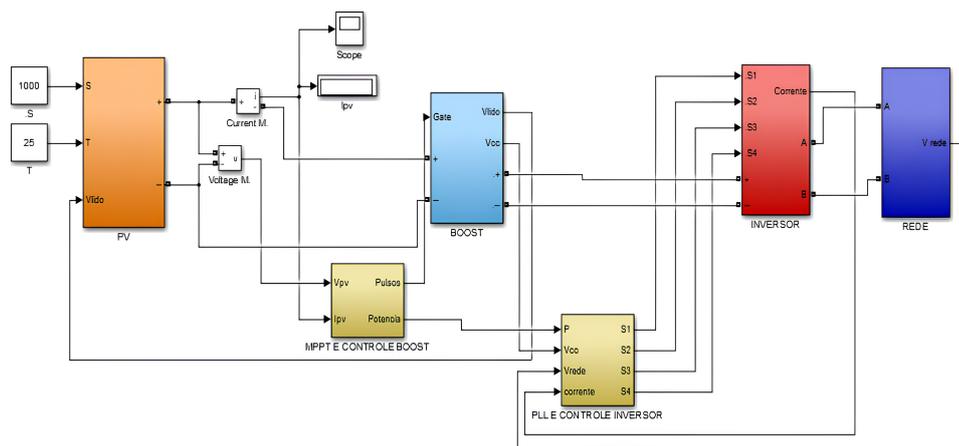
Por fim, antes de se conectar à rede, existe o inversor fotovoltaico que, ainda seguindo a literatura de Hart (2016), se caracteriza por transferir potência de uma fonte CC para uma carga CA. Os inversores são usados em aplicações como: acionamentos de motores CA com ajuste da rotação, fontes de alimentação sem interrupção (UPS) e funcionamento de aparelhos CA a partir da bateria de automóveis.

O controle de tensão do inversor fotovoltaico é realizado por meio de um sinal de referência somado à entrada de um controlador PID, responsável por regular a tensão do sistema. Já o controle de corrente utiliza um bloco que recebe como entradas o ângulo da tensão do sistema e os valores medidos de corrente. A saída desse bloco é transformada

para o sistema de coordenadas de referência rotativas dq0. Esse sinal é então processado por um segundo controlador PID, que gera a referência para o modulador PWM (Pulse Width Modulation), permitindo o acionamento adequado do inversor. Após o inversor, o sistema é conectado à rede de distribuição.

Como o objetivo deste trabalho é comparar o comportamento da tensão no sistema de distribuição com a inserção da geração fotovoltaica, a modelagem detalhada do sistema fotovoltaico não será abordada neste estudo. No entanto, a literatura especializada contempla trabalhos relevantes sobre esse tema, como o de Souza et al. (2016), que apresenta a modelagem matemática e computacional de sistemas fotovoltaicos, incluindo a representação do painel solar, conversor boost, controle de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), inversor de tensão, malha de sincronização de fase (PLL) e o indutor de acoplamento responsável pela conexão do sistema à rede elétrica. A Figura 6 ilustra o sistema fotovoltaico apresentado nesse estudo.

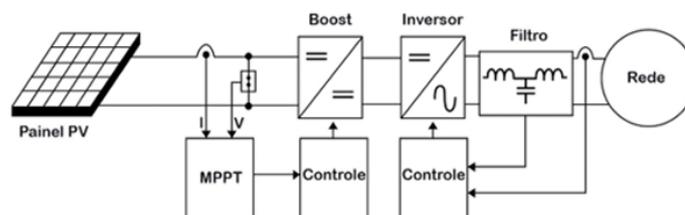
Figura 6 – Sistema Fotovoltaico.



Fonte: Retirado de (SOUZA et al., 2016)

Outro exemplo é o estudo de Vinhas (2019), que, além de descrever os componentes dos sistemas fotovoltaicos trifásicos, também aborda a utilização de filtros de acoplamento com o objetivo de atenuar as ondulações de comutação entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica. A configuração proposta é ilustrada na Figura 7.

Figura 7 – Diagrama do Sistema Fotovoltaico com Filtro.

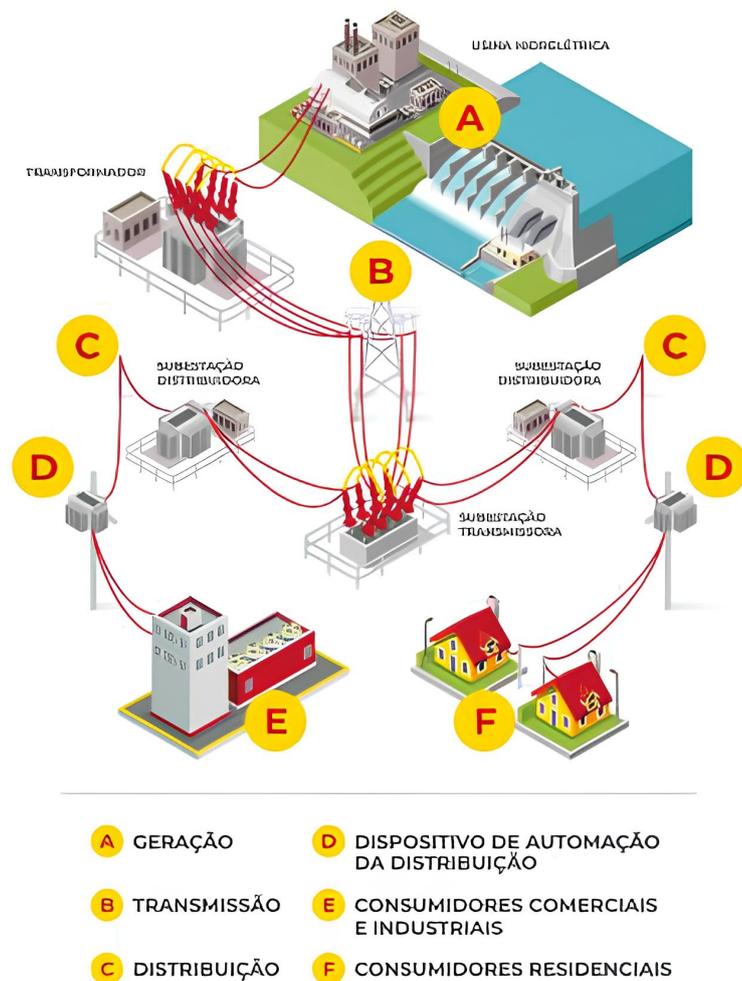


Fonte: Retirado de (VINHAS, 2019)

4 Sistema de Distribuição

Os sistemas elétricos de potência abrangem todos os equipamentos e instalações responsáveis por garantir o fornecimento contínuo de energia elétrica aos usuários. Esses sistemas podem ser subdivididos em três blocos principais: geração, transmissão e distribuição. A geração corresponde à etapa em que diferentes fontes de energia, como hidroelétrica, eólica, solar ou térmica, são convertidas em energia elétrica. A transmissão é responsável por transportar essa energia a longas distâncias, conectando os centros de geração aos centros de consumo, geralmente em tensões elevadas para minimizar as perdas durante o percurso. Finalmente, a distribuição é a etapa que reduz a tensão elétrica para níveis adequados e seguros, permitindo que a energia chegue aos consumidores finais (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2021).

Figura 8 – Representação de um Sistema Elétrico de Potência.



O sistema de distribuição pode ser dividido em dois tipos: distribuição primária e distribuição secundária.

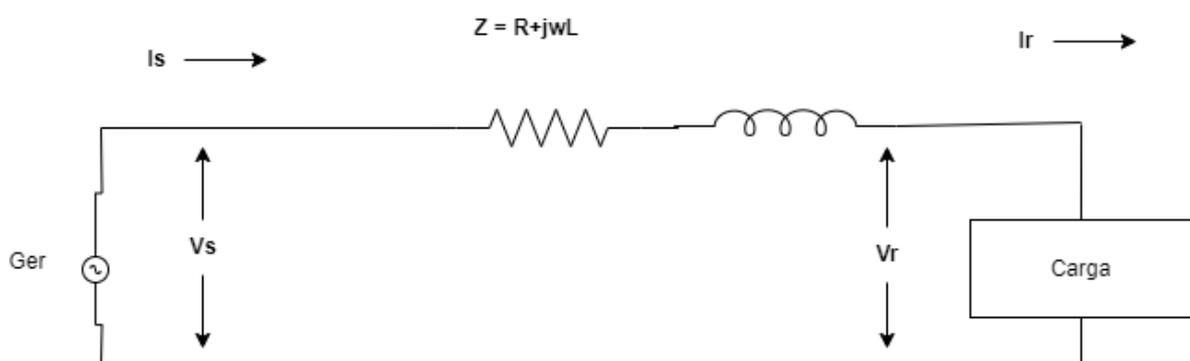
- **Distribuição Primária:** opera em média tensão, com valores típicos em torno de 13,8 kV, e uma capacidade de transporte de até 12 MVA. A distribuição primária pode ser feita por meio de redes aéreas, que são mais comuns devido ao custo mais baixo, ou redes subterrâneas, que, embora mais caras, são usadas em áreas onde a estética ou a segurança é uma prioridade. Essas redes atendem a consumidores de grande porte, como indústrias, shopping centers e sistemas de iluminação pública.
- **Distribuição Secundária:** origina-se nas estações transformadoras, onde a tensão da rede primária é reduzida para valores mais baixos, típicos de 220/127 V ou 380/220 V. A distribuição secundária também pode operar em configuração radial ou em malha, e atende majoritariamente consumidores residenciais, além de pequenos comércios e indústrias de menor porte.

4.1 Modelagem do Sistema de Distribuição

4.1.1 Linhas

As linhas de transmissão podem ser divididas em curtas, que possuem até 80 km, linhas médias de 80 km a 240 km e linhas longas, com comprimento acima dos 240 km. Por se tratar de sistemas de distribuição, o presente trabalho trará a respeito de linhas curtas. Devido ao seu comprimento, a capacitância pode ser desprezada, sendo necessário considerar apenas a resistência em série e a indutância também em série por todo comprimento. O circuito equivalente é representado na [Figura 9](#). Entre as variáveis representadas, estão, a impedância total da linha, correntes e tensão nas barras. (STEVENSON, 1974)

Figura 9 – Circuito Equivalente Linha Curta



Fonte: Adaptado de (STEVENSON, 1974)

As variáveis são resolvidas através de um circuito CA simples, onde a impedância da linha é determinada por (4.1), onde, Z é a impedância total em série por fase, ω é a

velocidade angular, L é a indutância da linha, R é a resistência. A igualdade das correntes é dada por (4.2), em que, I_s é a corrente na barra transmissora, I_r é a corrente na barra receptora. V_r é a tensão na barra receptora, V_s é a tensão na barra transmissora (4.3).

$$Z = R + j\omega L \quad (4.1)$$

$$I_s = I_r \quad (4.2)$$

$$V_s = V_r + I_r Z \quad (4.3)$$

4.1.2 Cargas

Segundo [Kagan, Oliveira e Robba \(2021\)](#) as cargas do sistema elétrico de potência pode ser classificado de acordo com a localização geográfica, finalidade, dependência de energia, perturbações causadas pela carga e tensão de fornecimento. A modelagem das cargas consideram um equivalente monofásico, tem que sua potência aparente é dada pelas somas da potência ativa e reativa. em (4.4), S_{NF}^* é a potência aparente complexa da carga, S_{NF} é o módulo da potência aparente (em VA), φ é o ângulo de fase entre a tensão e a corrente, P_{NF} é a potência ativa (em W), Q_{NF} é a potência reativa (em var), j representa a unidade imaginária.

$$S_{NF}^* = S_{NF} \angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \quad (4.4)$$

Já a corrente absorvida pela carga de potência constante se dá por (4.5), em que, I_F é a corrente no condutor de fase [A], S_{NF} é a potência aparente (neutro-fase) [VA], \dot{V}_F é a tensão fasorial na fase [V], φ é o ângulo de fase da potência aparente [rad], θ_1 é o ângulo de fase da tensão V_F [rad], S_{NF}^* é o conjugado da potência aparente [VA], \dot{V}_F^* é o conjugado da tensão fasorial [V].

$$I_F = \frac{S_{NF}^*}{\dot{V}_F^*} = \frac{S_{NF} \angle -\varphi}{V_F \angle \theta_1} = \frac{S_{NF}}{V_F} \angle (\theta_1 - \varphi) \quad (4.5)$$

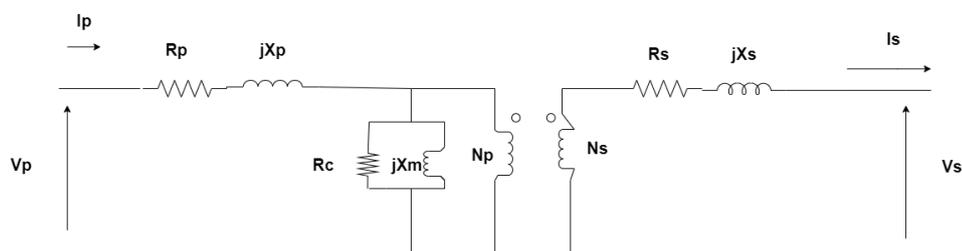
4.1.3 Transformador

Transformador se caracteriza por ser um dispositivo de sistemas elétrico de potência que é responsável por converter o nível de tensão em corrente alternada de mesma frequência. A conversão é feita através da ação de campo magnético. A ligação dos transformadores é feito com o enrolamento primário ligado a uma fonte de energia elétrica, o enrolamento secundário fornece energia as cargas. A modelagem de um transformador real deve levar em consideração as suas perdas, que são: ([CHAPMAN, 2013](#))

- Perdas no cobre – Perdas devido aquecimento resistivo e é proporcional ao quadrado da corrente nos enrolamentos.
- Perdas por corrente Parasita - Acontecem devido ao aquecimento resistivo no núcleo do transformador.
- Perdas por histerese - As perdas por histerese em um transformador real ocorrem devido ao ciclo de magnetização e desmagnetização do núcleo de ferro quando submetido a um campo magnético alternado. Esse processo gera perdas de energia térmica, pois parte da energia elétrica é dissipada em forma de calor devido à fricção interna dos domínios magnéticos.
- Fluxo de dispersão – Perdas por fluxo de dispersão em um transformador real ocorrem quando parte do fluxo magnético gerado não se confina totalmente no núcleo de ferro, dispersando-se pelo ar ou por componentes próximos. Esse fluxo disperso não contribui para a transferência eficiente de energia, causando perda de potência e diminuindo o desempenho do transformador.

A [Figura 10](#) representa o modelo de transformador real, em que, V_p é a tensão no primário, I_p é a corrente no primário, R_p é a resistência de enrolamento no primário, jX_p é a reatância devido a indutância de dispersão no primário, R_c é a resistência, jX_m é a reatância, N_p é o número de espiras na bobina primária, N_s é o número de espiras na bobina secundária, R_s é a resistência do enrolamento secundário, jX_s é a reatância devido a indutância de dispersão no secundário, I_s é a corrente no secundário e V_s é a tensão no secundário.

Figura 10 – Circuito Equivalente Transformador Real



Fonte: Adaptado de ([CHAPMAN, 2013](#))

5 Matlab/Simulink

O Matlab é um *software* utilizado para cálculos numéricos, modelagem e simulação de sistemas dinâmicos, além da análise de propriedades desses sistemas, medição e processamento de sinais [Rodrigues, Seabra e Silva \(2018\)](#). Esse *software* é baseado na manipulação de matrizes e pode ser empregado em diversas aplicações, como manipulação de dados e análise de propriedades dinâmicas de sistemas.

O Simulink é um pacote adicional totalmente integrado ao Matlab, o *software* pode ser utilizado para modelar sistemas elétricos de potência dinâmicos por meio de diagramas de blocos interconectados. Essa abordagem permite tanto modelagens matemáticas quanto representações gráficas, suportando sistemas lineares e não lineares. A interface chamada *Simulink Library Browser*, contém uma ampla variedade de blocos pré-configurados, permitindo ao usuário navegar e selecionar componentes específicos para a construção de modelos personalizados.

O *software* possibilita a simulação de sistemas elétricos de potência, eletrônica de potência, controle e comunicação em uma única plataforma integrada. Para isso, emprega diferentes métodos de resolução, permitindo a análise de transitórios eletromagnéticos. Também incorpora modelos de sistemas mecânicos, hidráulicos e pneumáticos.

Importante destacar o bloco *powergui* utilizado para ajuste de parâmetros do sistema em tempo real. É possível escolher os seguintes métodos de resolução:

- **Contínuo:** Utiliza passo de integração variável, adequado para simulações onde as variáveis mudam de forma contínua e suave.
- **Discreto:** Discretização do sistema elétrico para uma solução em passos de tempo fixos.
- **Fasorial:** Empregado na análise por fasor, em uma frequência especificada do sistema.

5.1 Blocos Simulink

Nesta seção, são apresentados os principais blocos utilizados na construção do sistema fotovoltaico e da rede de distribuição no ambiente de simulação do Simulink. Os blocos são organizados conforme os componentes do sistema: módulos fotovoltaicos, conversor boost, inversor fotovoltaico, linhas, cargas, barras do sistema e medidores.

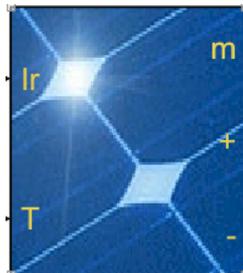
5.1.1 Blocos do Sistema Fotovoltaico

Para representar os arranjos fotovoltaicos, foi utilizado o bloco PV Array, que simula cadeias de módulos conectados em série (strings).

5.1.1.1 Módulos Fotovoltaicos

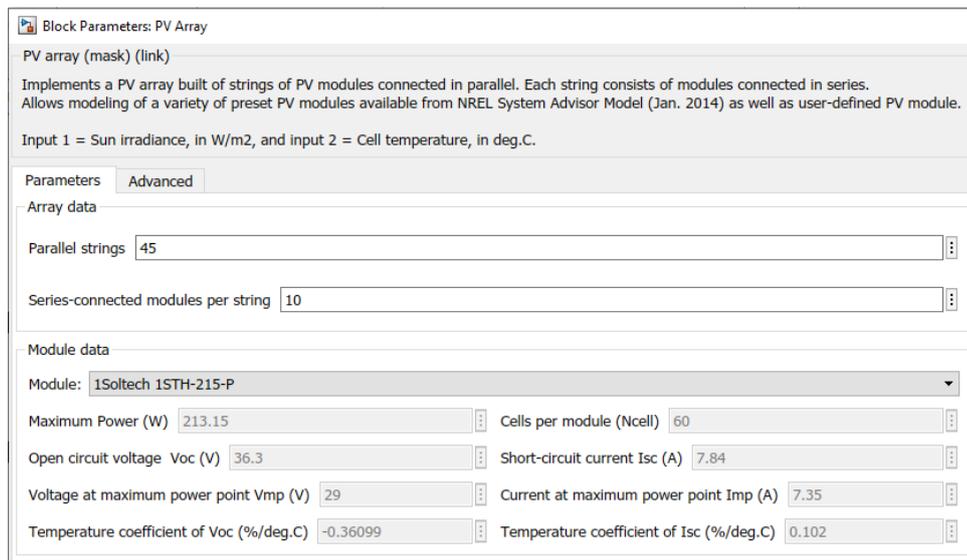
O bloco PV Array é responsável por implementar um arranjo fotovoltaico através de módulos conectados em série representando as strings. A [Figura 11](#) e [Figura 12](#), representa o bloco no ambiente de simulação e os parâmetros adotados.

Figura 11 – Bloco PV Array



Fonte: (MathWorks, 2025)

Figura 12 – Parâmetros do Bloco PV Array



Block Parameters: PV Array			
PV array (mask) (link)			
Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series. Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.			
Input 1 = Sun irradiance, in W/m2, and input 2 = Cell temperature, in deg.C.			
Parameters Advanced			
Array data			
Parallel strings	45		
Series-connected modules per string	10		
Module data			
Module:	1Soltech 1STH-215-P		
Maximum Power (W)	213.15	Cells per module (Ncell)	60
Open circuit voltage Voc (V)	36.3	Short-circuit current Isc (A)	7.84
Voltage at maximum power point Vmp (V)	29	Current at maximum power point Imp (A)	7.35
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	-0.36099	Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)	0.102

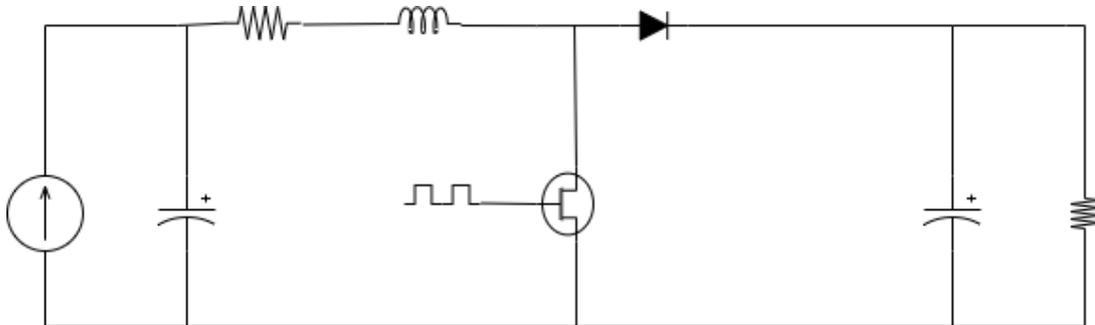
Fonte: (MathWorks, 2025)

5.1.1.2 Conversor Boost

Para ajustar o nível de tensão de saída dos módulos fotovoltaicos ao valor necessário para o inversor, utiliza-se um conversor Boost. Esse conversor é responsável por

e elevar a tensão de entrada, garantindo que o sistema opere dentro dos parâmetros ideais. A [Figura 13](#) apresenta o diagrama utilizado para esse conversor.

Figura 13 – Diagrama Conversor Boost



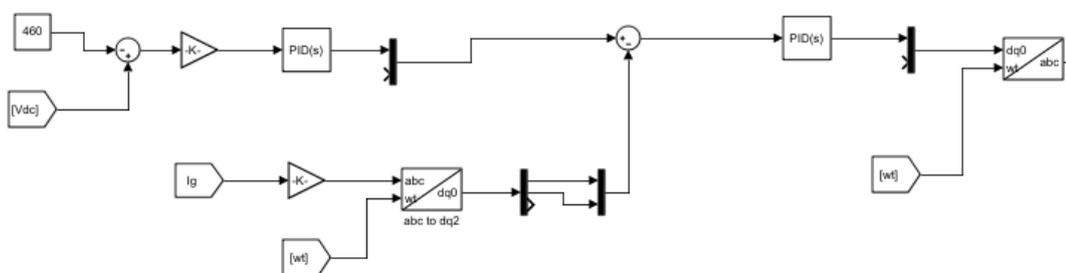
Fonte: Próprio Autor

5.1.1.3 Inversor Fotovoltaico

O controle do inversor fotovoltaico pode ser dividido em duas partes: controle de tensão e controle de corrente, conforme ilustrado na [Figura 14](#).

- O controle de tensão utiliza blocos de constante que são somados à entrada de um controlador PID, responsável por regular a tensão do sistema.
- O controle de corrente recebe como entrada o sinal angular da tensão do sistema e os valores medidos da corrente. A saída desse bloco é expressa em coordenadas de referência rotativas dq0 e, posteriormente, processada por um segundo controlador PID, cujo sinal de saída é utilizado como entrada para o modulador PWM.

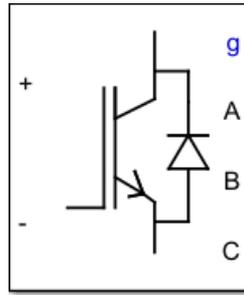
Figura 14 – Sistema de Controle



Fonte: Próprio Autor

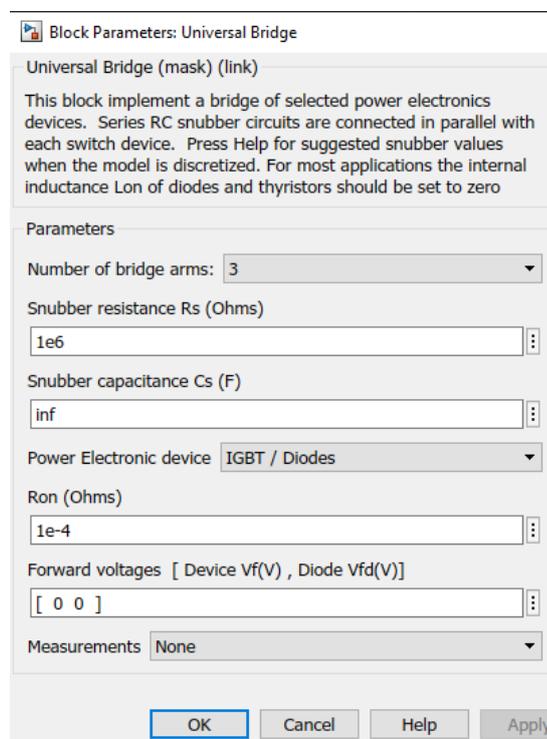
Para a conversão da corrente contínua (CC) proveniente do conversor Boost em corrente alternada (CA) a ser utilizada no sistema, utiliza-se o bloco Universal Bridge, representado na [Figura 15](#). Cujos parâmetros são apresentados na [Figura 16](#).

Figura 15 – Bloco Universal Bridge



Fonte: Próprio Autor

Figura 16 – Parâmetros Bloco Universal Bridge



Fonte: Próprio Autor

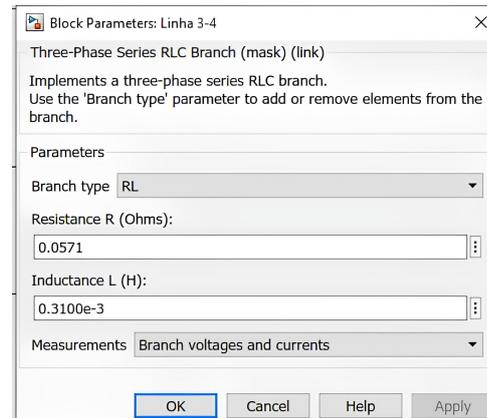
5.1.2 Linhas

As resistências e impedâncias das linhas do sistema de distribuição são representadas pelo bloco Three-Phase Series RLC Branch. A [Figura 17](#) apresenta os parâmetros de resistência e indutância utilizados na simulação do IEEE 4 barras adaptado, enquanto a [Figura 18](#) mostra o bloco correspondente no Simulink.

5.1.3 Cargas

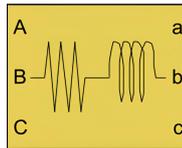
As cargas trifásicas são representadas pelo bloco Three-Phase Parallel RLC Load. A [Figura 20](#) mostra a parametrização utilizada e a [Figura 19](#) representa o bloco corres-

Figura 17 – Parâmetros Three-Phase Series RLC Branch



Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

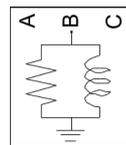
Figura 18 – Bloco referente ao Three-Phase Series RLC Branch



Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

pondente no Simulink.

Figura 19 – Three-Phase Parallel RLC Load



Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

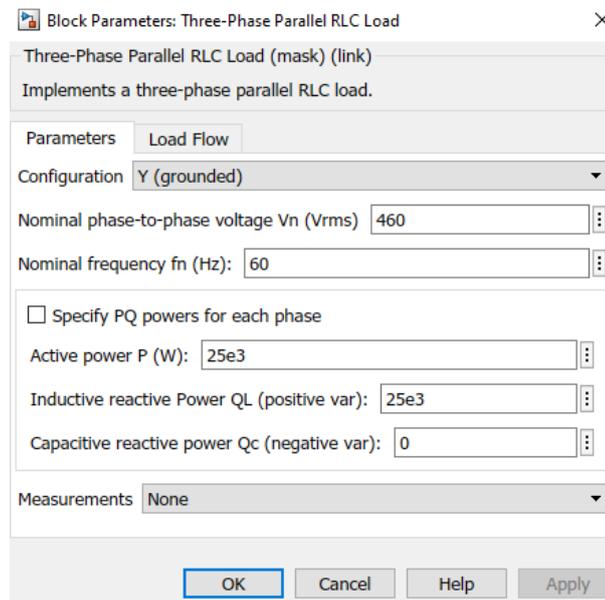
5.1.4 Medidores

5.1.4.1 Barras do Sistema

As barras do sistema foram equipadas com medidores específicos para aferição de tensões de fase, tensões de linha, corrente, potência ativa, potência reativa e fator de potência, conforme ilustrado na [Figura 21](#).

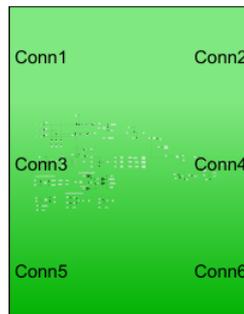
Na [Figura 22](#) apresenta o bloco power, responsável pelo cálculo das potências ativas e reativas de sequência positiva em um sistema trifásico. Esse cálculo é realizado considerando tensões e correntes periódicas, utilizando uma janela deslizante de um ciclo da frequência fundamental.

Figura 20 – Parâmetros de Carga



Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

Figura 21 – Bloco referente as barras do sistema



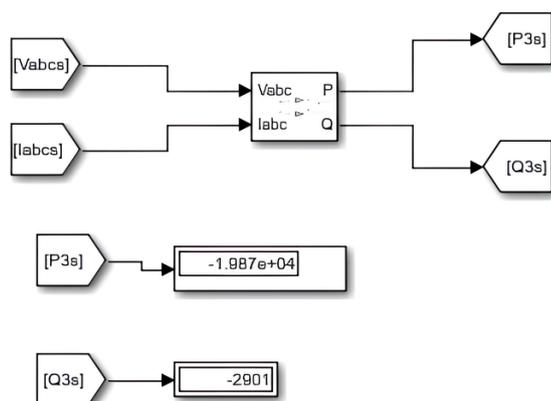
Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

A [Figura 23](#) representa os blocos utilizados para fazer as equações do capítulo dois referentes ao fator de potência.

O analisador de sequência decompõe o sinal trifásico de entrada em suas componentes positiva, negativa e zero, por meio da análise de Fourier. Esse recurso foi essencial para a avaliação da qualidade de energia, especialmente no que diz respeito ao desequilíbrio de tensão.

O bloco fornece exatamente os parâmetros exigidos pela PRODIST, permitindo a extração das componentes positiva, negativa e zero na frequência fundamental do sistema. Sua entrada consiste em um sinal trifásico senoidal, e suas saídas correspondem à magnitude e ao ângulo de fase da sequência especificada. A [Figura 25](#) ilustra o bloco e a [Figura 24](#) representa os seus parâmetros.

Figura 22 – Bloco referente a Medição de Potência



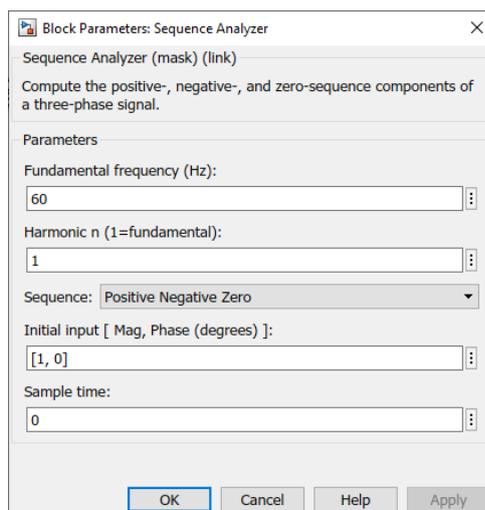
Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

Figura 23 – Bloco referente a Medição de Fator de Potência



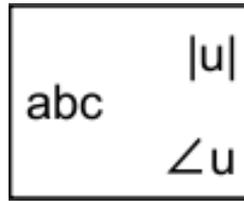
Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

Figura 24 – Parâmetros do Analisador de Sequência



Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

Figura 25 – Analisador de Sequência

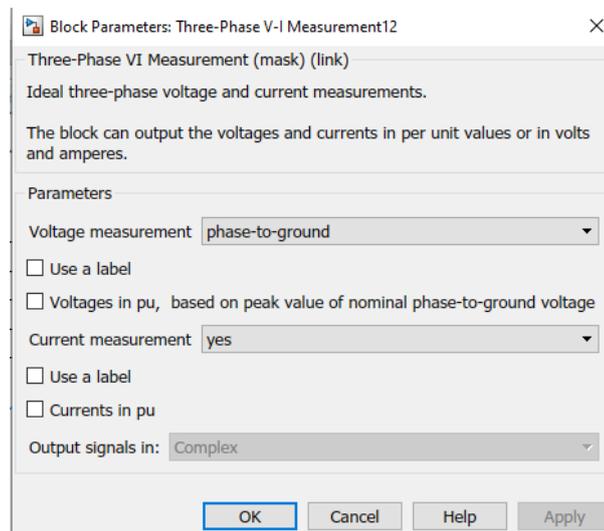


Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

5.1.4.2 Medidor de Tensão e Corrente

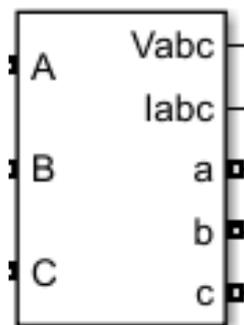
As medições de tensão e corrente foram realizadas nas saídas dos barramentos. A parametrização está representada na Figura 26 e o bloco correspondente na Figura 27.

Figura 26 – Parâmetros do Medidor



Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

Figura 27 – Bloco referente ao medidor



Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

6 Desenvolvimento do Trabalho

6.1 Metodologia Aplicada

Este capítulo descreve a metodologia empregada para a obtenção dos resultados apresentados na Seção 6.2, com foco na análise do comportamento da tensão em redes de distribuição e na avaliação da qualidade da energia elétrica, conforme os critérios estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST. A metodologia foi estruturada em cinco etapas principais:

- Modelagem de um sistema fotovoltaico no Simulink;
- Validação e análise do sistema IEEE 4 Barras adaptado;
- Realização de testes com diferentes níveis de carga e percentuais de geração distribuída;
- Análise do comportamento da tensão em um sistema de 14 Barras adaptado;
- Avaliação da conformidade da qualidade do produto com os limites normativos definidos pela PRODIST.

A verificação da qualidade da energia foi conduzida com base nos parâmetros normativos referentes à variação de tensão em regime permanente. Para essa análise, adotou-se como referência a Tabela 3, adaptada da (ANEEL, 2020), a qual apresenta as faixas de classificação dos níveis de tensão admissíveis.

Tabela 3 – Faixas de Classificação de Tensões de Regime Permanente

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)	Valores Base Calculado
Adequada	$0,92 \cdot TN < TL < 1,05 \cdot TN$	$423,2 < TL < 483$
Precária	$0,87 \cdot TN < TL < 0,92 \cdot TN$	$400,2 < TL < 423,2$
	ou $1,05 \cdot TN < TL < 1,06 \cdot TN$	ou $483 < TL < 487,6$
Crítica	$TL < 0,87 \cdot TN$	$TL < 400,2$
	ou $TL > 1,06 \cdot TN$	ou $TL > 487,6$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2020).

Além disso, o fator de potência medido no ponto de conexão entre a GD e o sistema de distribuição deve estar de acordo com o PRODIST, que estabelece que, para pontos de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência deve estar entre 0,92 e 1,00 indutivo ou entre 1,00 e 0,92 capacitivo, conforme as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Por fim, o indicador de desequilíbrio de tensão segue os limites definidos pela Tabela 4.

Tabela 4 – Limites para o Indicador de Desequilíbrio de Tensão

Indicador	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

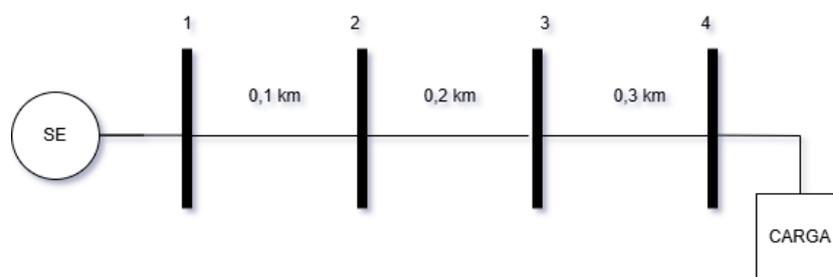
6.1.1 Sistema IEEE 4 Barras Adaptado

O primeiro sistema de distribuição analisado é uma adaptação de um sistema conhecido, o IEEE 4 barras, conforme apresentado em (GONZÁLEZ-MORÁN et al., 2018).

As modificações utilizadas neste trabalho foram baseadas em (NUNES, 2022), que considera uma rede com tensão nominal de 460 V e uma carga alocada na barra 4 com 25 kW de potência ativa e 25 kVAr de potência reativa. Os parâmetros do sistema estão detalhados na Tabela 5.

O sistema é ilustrado pelo diagrama na Figura 28 e Apêndice A, que apresenta a simulação no ambiente Simulink. Nos diagramas: os blocos verdes representam as barras; os azuis, os módulos fotovoltaicos; os subsistemas próximos a eles correspondem ao conversor e ao inversor. As linhas são representadas por blocos marrom-claro, enquanto os blocos brancos representam os medidores e a carga.

Figura 28 – Diagrama Unifilar 4 Barras



Fonte: Próprio Autor

Tabela 5 – Parâmetros do Sistema

Parâmetros do Sistema	Valores
Tensão	460 V
Frequência	60 Hz
Potência ativa da carga	25 kW
Potência reativa da carga	25 kVAr
Z_L	$0,1902 + j0,3896 \Omega/\text{km}$
l_{12}	0,1 km
l_{23}	0,2 km
l_{34}	0,3 km
Z_{12}	$Z_L \cdot l_{12} \Omega$
Z_{23}	$Z_L \cdot l_{23} \Omega$
Z_{34}	$Z_L \cdot l_{34} \Omega$

Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022).

6.1.1.1 Validação do Sistema 4 Barras

Como este sistema é a base para os estudos realizados neste trabalho, foi necessário realizar uma validação. Essa validação foi feita por meio da aplicação do algoritmo *backward/forward*, que calcula tensões e correntes a partir de um método iterativo de varredura, sendo amplamente utilizado em estudos de fluxo de potência.

O funcionamento do método *backward/forward*, conforme descrito por (NUNES, 2022), pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1 - Inicializa os parâmetros de tensão em toda a rede.
- 2 - Calcula-se a corrente de carga em cada barra utilizando (6.1), em que, I_k é a corrente de carga da barra k [A], S_k é a potência aparente da barra k [VA], V_k é a tensão nodal da barra k [V].

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (6.1)$$

- 3 - Inicia-se a varredura *backward*, na qual são calculadas as correntes dos ramos por meio da Lei de *Kirchhoff* das Correntes, representada em (6.2), em que, I_{km} é a corrente no ramo que liga a barra k à barra m , I_m é a corrente injetada na barra m , F_m é o conjunto das barras filhas da barra m , I_{mj} é a corrente no ramo que liga a barra m à sua filha j .

$$I_{km} = I_m + \sum_{j \in F_m} I_{mj} \quad (6.2)$$

- 4 - Calculado as perdas de potência ativa e reativa.
- 5 - Neste passo as perdas são comparadas com a tolerância especificada no código e quando é atingido este limite se inicia a varredura *forward*.
- 6 - A varredura *forward* inicia-se da subestação em direção às extremidades da rede e é realizada com base na Lei de *Kirchhoff* das Tensões. Considerando uma linha curta, o equacionamento correspondente é dado por (6.3) e (6.4), em que, V_m é a tensão na barra m [V], V_k é a tensão na barra k [V] e Z_{km} é a impedância da linha entre as barras k e m .

$$V_m = V_k - Z_{km}I_{km}, \quad (6.3)$$

$$Z_{km} = r_{km} + jx_{km}, \quad (6.4)$$

Os resultados da validação estão apresentados na Tabela 6, incluindo o desvio padrão das tensões obtidas.

Tabela 6 – Comparação entre o sistema simulado e o código de validação

Barras	Tensão Simulada (V)	Tensão Código (V)	Desvio Padrão(%)
BARRA 1	459,8	460	0,1
	459,9	460	0,05
	460,3	460	0,15
BARRA 2	456,74	456,83	0,045
	456,89	456,83	0,03
	457,23	456,83	0,2
BARRA 3	450,7	450,49	0,105
	450,8	450,49	0,155
	451,2	450,49	0,355
BARRA 4	441,6	440,99	0,305
	441,7	440,99	0,355
	442,1	440,99	0,555

Fonte: Próprio Autor.

Na tabela apresentada é possível comparar a tensão obtida na simulação do sistema elétrico com os cálculos do código de validação. Os baixos desvios indicam boa aproximação entre a simulação e os cálculos, sendo as pequenas diferenças atribuídas, em grande parte, a arredondamentos.

6.1.1.2 Testes Sistema 4 Barras

Os testes do sistema foram organizados em três etapas distintas para avaliar os impactos da geração distribuída (GD) fotovoltaica na rede de distribuição. Na primeira etapa, a potência da GD foi variada em três níveis 10 kW, 18 kW e 26 kW, possibilitando a análise detalhada do comportamento da rede frente a diferentes condições de geração.

Na segunda etapa, simulou-se o aumento e a redução da carga no sistema, representando cenários como crescimento residencial ou instalação de novas indústrias. A carga base, composta por 25 kW de potência ativa e 25 kvar de potência reativa, foi ajustada em $\pm 10\%$, $\pm 30\%$ e $\pm 50\%$, enquanto a GD permaneceu injetando potência constante.

Essas etapas permitem não apenas avaliar os efeitos das variações de geração e carga na rede, mas também verificar a sensibilidade e a robustez da modelagem utilizada, contribuindo para a validação dos resultados obtidos. A Tabela 7 apresenta os cenários que serão simulados, no sistema de 4 barras:

Tabela 7 – Cenários Analisados no Sistema de 4 Barras

Caso	Descrição
1	Geração Distribuída Fotovoltaica de 10 kW
2	Geração Distribuída Fotovoltaica de 18 kW
3	Geração Distribuída Fotovoltaica de 26 kW
4	Redução de carga em 10%
5	Redução de carga em 30%
6	Redução de carga em 50%
7	Aumento de carga em 10%
8	Aumento de carga em 30%
9	Aumento de carga em 50%

Fonte: Próprio Autor.

6.1.1.3 Resultados Sistema 4 Barras

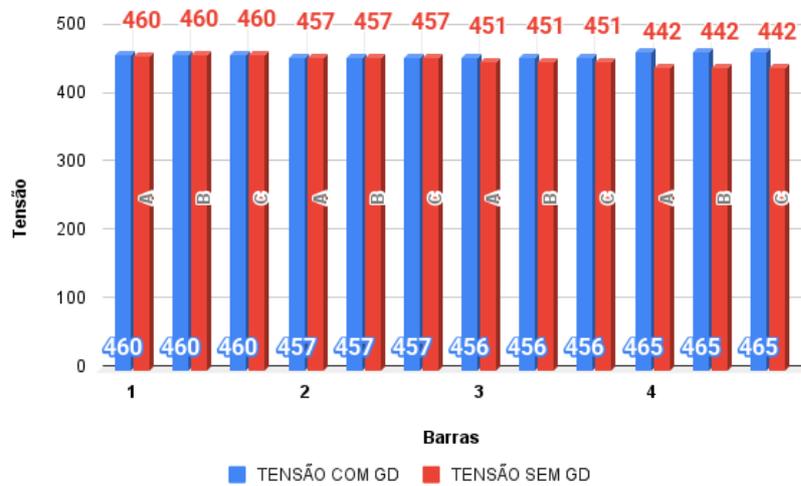
6.1.1.3.1 Caso 1

Para se atender o primeiro caso, é implementada uma geração distribuída fotovoltaica que injeta 10 kW no sistema. A Figura 29 apresenta a comparação das tensões nas barras com e sem geração distribuída.

Observa-se que a barra 1 apresenta aproximadamente 460 V, valor correspondente à tensão fornecida pela fonte. A barra 2, por estar mais afastada da fonte, já apresenta uma leve queda, atingindo 456 V sem a presença da GD. A barra 3, ainda mais distante, apresenta uma queda mais significativa. No entanto, é possível notar a atuação da geração distribuída na melhoria do nível de tensão, elevando-a de 450,7 V para 456,2 V.

Nota-se que, próximo ao ponto de conexão da GD, os níveis de tensão se aproximam do valor nominal. A barra 4, por ser o ponto de conexão da geração, apresenta a maior elevação de tensão, passando de 442 V para 465 V com a inserção da GD.

Figura 29 – Tensão nas Barras Caso 1. Comparação das Tensões com Injeção de 10 kW e Sem Injeção.



Fonte: Próprio Autor

O fator de potência também apresentou melhora, passando de 0,70 para 0,75. Contudo, ainda permanece fora dos limites estabelecidos pela norma PRODIST.

Outro indicador de qualidade de energia analisado foi o desequilíbrio de tensão, que se manteve em 0,03%, dentro dos parâmetros aceitáveis estabelecidos pela norma.

6.1.1.3.2 Caso 2

Dando sequência aos estudos, o conversor boost foi ajustado para entregar ao inversor uma tensão de 572 V, juntamente com o aumento da quantidade de strings em paralelo. A GD implementada injeta 18 kW no sistema. A Figura 30 apresenta a comparação das tensões nas barras com e sem geração distribuída.

A barra 1 mantém os mesmos 460 V fornecidos pela fonte de tensão. Na barra 2, observou-se um leve aumento da tensão, passando de 456,74 V (sem GD) para 457,65 V (com GD). A barra 3 se aproxima do nível de tensão nominal do sistema ao atingir 457,2 V com a inserção da geração distribuída.

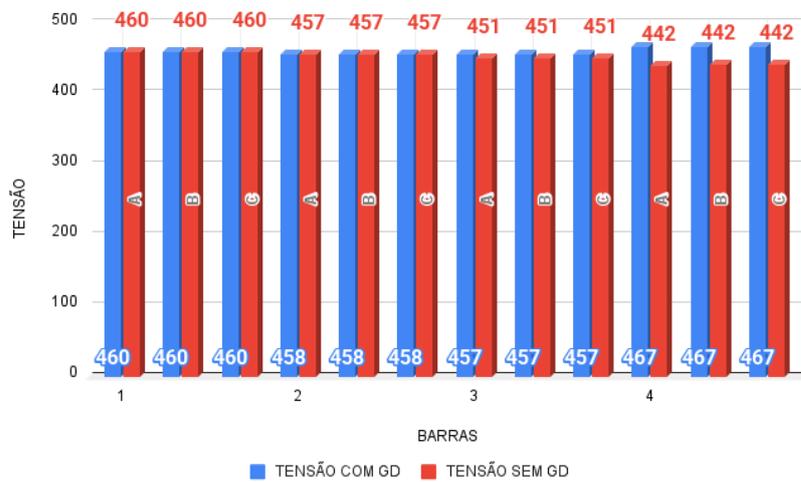
A barra 4, ponto de conexão da GD, apresentou um nível de tensão superior ao nominal, com uma melhora significativa, passando de 441,6 V para 466,9 V.

Mais uma vez, observa-se a melhoria dos níveis de tensão nas barras próximas ao ponto de injeção da geração distribuída.

O fator de potência apresentou evolução considerável, aumentando de 0,70 (sem GD) para 0,88. No entanto, esse valor ainda permanece fora dos limites estabelecidos pela norma PRODIST.

O desequilíbrio de tensão se manteve em 0,03%, valor que está dentro dos parâmetros normativos permitidos.

Figura 30 – Tensão nas Barras Caso 2. Comparação das Tensões com Injeção de 18 kW e Sem Injeção.

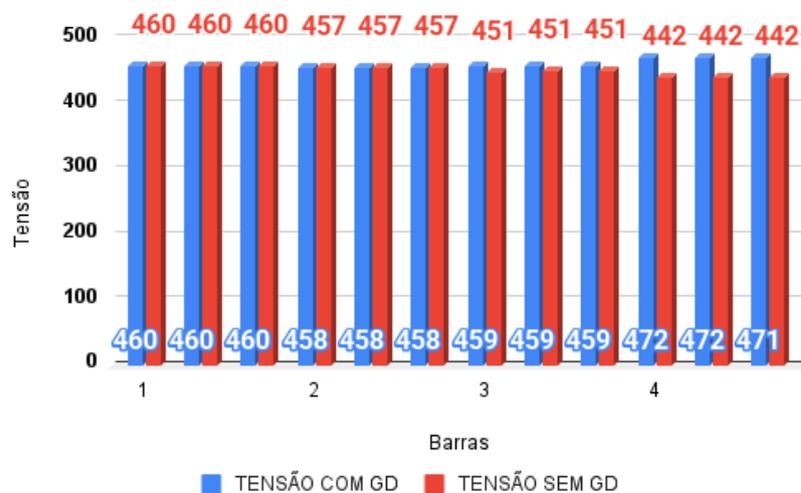


Fonte: Próprio Autor

6.1.1.3.3 Caso 3

Ajustes são necessários para que o conversor boost entregue 578 V, tendo por fim a geração distribuída entregando 471 V. A estratégia adotada foi de comparação entre as tensões de linha de cada barra e comparando com o sistema simulado sem a GD. A Figura 31 apresenta os resultados.

Figura 31 – Tensão nas Barras Caso 3. Comparação das Tensões com Injeção de 26 kW e Sem Injeção.



Fonte: Próprio Autor

Com a inserção da geração distribuída, observa-se que todas as barras apresentam níveis de tensão próximos ao valor nominal do sistema. Na barra 2, a tensão com GD

atingiu 458,2 V. A barra 3 apresentou um salto de 450,7 V para 459,3 V, praticamente alcançando o nível nominal. A barra 4, ponto de conexão da GD, teve uma melhoria significativa, passando de 441,6 V para 471,5 V.

A análise dos resultados evidencia o aumento dos níveis de tensão nas barras conectadas à GD, bem como nas barras adjacentes. Esse incremento contribuiu para uma melhoria substancial no fator de potência, que passou de 0,70 para 0,97, dentro dos limites estabelecidos pela norma PRODIST.

De acordo com os critérios de qualidade da PRODIST, as tensões permanecem em nível adequado, conforme estabelecido na Tabela 3. O desequilíbrio de tensão foi de 0,04%, valor que também se mantém dentro dos parâmetros normativos.

6.1.1.3.4 Caso 4

Injeção de 26 kW é mantida, simula-se agora a redução da carga para 22,5 kW e 22,5 kvar. A Figura 32 apresenta a comparação entre a tensão base (com 26 kW de geração) e o novo cenário com carga reduzida.

Figura 32 – Tensão nas Barras Caso 4. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW (Tensão Base) e Tensão com Redução de Carga em 10%.



Fonte: Próprio Autor

Com a redução da carga, observa-se que a barra 2 manteve-se no mesmo nível de tensão registrado com a carga plena. A barra 3 permaneceu próxima ao nível nominal do sistema. Já a barra 4 apresentou um leve aumento de tensão, passando de 471,5 V (com carga total) para 473,1 V (com carga reduzida).

A comparação entre os dois cenários evidencia um aumento da tensão devido à redução de carga, resultando em uma variação de 3,19%.

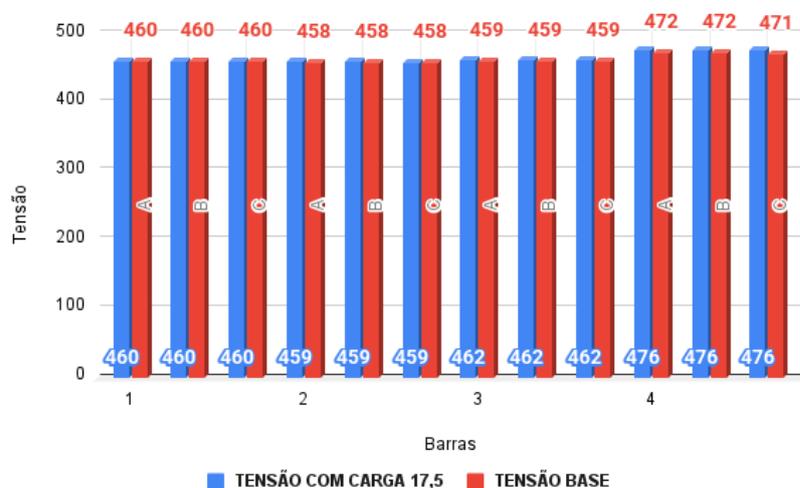
O fator de potência manteve-se em 0,97, atendendo aos limites estabelecidos pela PRODIST.

O desequilíbrio de tensão permaneceu em 0,03%, valor dentro dos parâmetros normativos.

6.1.1.3.5 Caso 5

Para se chegar à redução da carga em 30%, foi necessário modificar os parâmetros de potência ativa e reativa da carga, que correspondem aos valores de 17,5 kW e 17,5 kvar. A [Figura 33](#) traz as comparações do sistema.

Figura 33 – Tensão nas Barras Caso 5. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW (Tensão Base) e Tensão com Redução de Carga em 30%.



Fonte: Próprio Autor

A barra 2 apresenta uma tensão de 459 V, valor próximo ao nominal do sistema. A barra 3, como esperado, exibe uma tensão ligeiramente acima do valor nominal, atingindo 462 V. Já a barra 4 apresentou um aumento mais significativo, chegando a 476 V.

De modo geral, houve um aumento nos níveis de tensão em comparação ao cenário anterior com injeção de 26 kW e carga total, reflexo da redução da demanda.

O fator de potência sofreu uma leve queda, passando de 0,97 para 0,96, mas ainda se mantém dentro dos limites aceitáveis pela PRODIST.

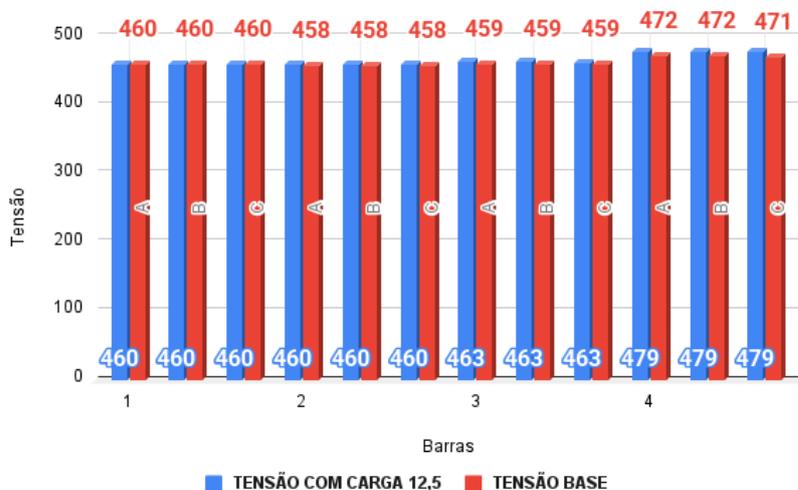
O desequilíbrio de tensão permaneceu em 0,03%, valor conforme os critérios normativos vigentes.

6.1.1.3.6 Caso 6

Com a carga reduzida para 12,5 kW e 12,5 kvar, os resultados podem ser observados através da [Figura 34](#)

Com essa redução significativa de carga, é esperado um aumento no nível de tensão, o que é confirmado pelos resultados. A barra 4, por exemplo, apresentou um valor de

Figura 34 – Tensão nas Barras Caso 6. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW (Tensão Base) e Tensão com Redução de Carga em 50%.



Fonte: Próprio Autor

479 V, sendo que no cenário anterior com injeção de 26 kW e carga total, a tensão era de 471 V. A barra 2 permaneceu próxima do nível nominal de tensão e a barra 3 teve um acréscimo, atingindo 463 V, representando um aumento de 4 V em relação ao cenário de carga plena.

Este foi o cenário com maior nível de tensão registrado nos testes, atingindo 479 V, valor ainda dentro da faixa adequada segundo a PRODIST, considerando que o nível precário se inicia a partir de 483 V.

O fator de potência manteve-se em 0,96, atendendo aos limites estabelecidos pela norma.

O desequilíbrio de tensão foi de 0,02%, permanecendo dentro dos parâmetros normativos.

6.1.1.3.7 Caso 7

A partir deste ponto, simulam-se casos com aumento de carga, representando possíveis expansões industriais ou residenciais na área.

O caso consistiu no aumento da carga para 27,5 kW e 27,5 kvar. Como pode ser visto na [Figura 35](#)

Com o aumento da carga, espera-se uma redução nos níveis de tensão, o que de fato ocorreu. A barra 4, que no Caso 6 apresentava uma tensão de 479 V, agora registra 470 V, valor próximo ao cenário base de comparação.

As barras 2 e 3 mantiveram praticamente os mesmos níveis de tensão observados anteriormente, não apresentando variações significativas.

Figura 35 – Tensão nas Barras Caso 7. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW (Tensão Base) e Tensão com Aumento de Carga em 10%.



Fonte: Próprio Autor

No geral, observa-se uma redução nos níveis de tensão em comparação com o caso anterior, com tensão máxima registrada de 470 V.

O fator de potência permaneceu em 0,97, dentro dos limites estabelecidos pela PRODIST.

O desequilíbrio de tensão foi de 0,04%, mantendo-se dentro dos padrões normativos.

6.1.1.3.8 Caso 8

A carga aumentada para 32,5 kW e 32,5 kvar. A [Figura 36](#) Apresenta os resultados.

Este caso marca a primeira ocorrência em que a tensão comparada ficou abaixo da tensão base, comportamento já esperado devido ao aumento significativo da carga, que acarreta queda nos níveis de tensão.

A barra 2 apresentou baixa sensibilidade à queda de tensão, mantendo-se próxima ao valor anterior. A barra 3 teve uma redução de 2 V em relação à comparação base, enquanto a barra 4 apresentou uma queda de 5 V, evidenciando o impacto mais acentuado da sobrecarga nesse ponto do sistema.

O fator de potência registrado foi de 0,98, valor que atende aos critérios estabelecidos pela PRODIST.

O desequilíbrio de tensão permaneceu em 0,04%, dentro dos limites normativos.

Figura 36 – Tensão nas Barras Caso 8. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Aumento de Carga em 30%.

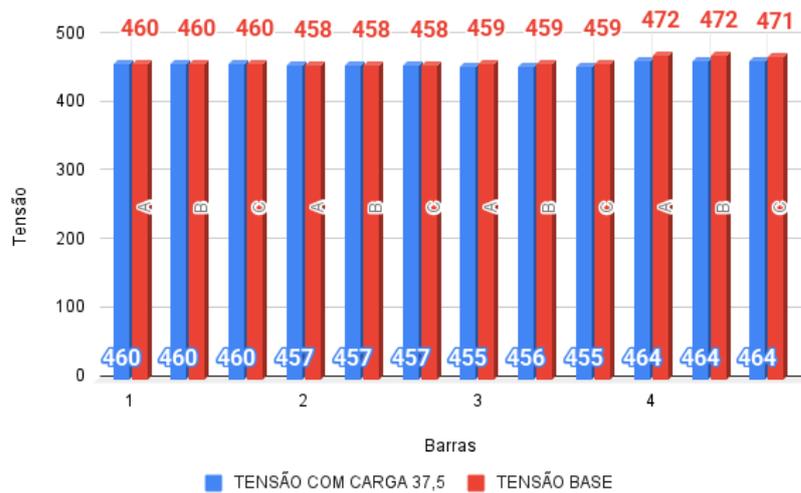


Fonte: Próprio Autor

6.1.1.3.9 Caso 9

Caso onde a carga aumentada para 37,5 kW e 37,5 kvar. A Figura 37 Apresenta os resultados.

Figura 37 – Tensão nas Barras Caso 9. Comparação entre Tensão com Injeção de 26 kW(Tensão Base) e Tensão com Aumento de Carga em 50%.



Fonte: Próprio Autor

A tensão na barra 2 permaneceu em 457 V, demonstrando relativa estabilidade. Por outro lado, a barra 4 apresentou uma queda acentuada em relação aos casos anteriores, passando de 472 V para 464 V, o que representa uma redução de 8 V.

A menor tensão registrada foi de 455,4 V na barra 3, evidenciando os efeitos do aumento de carga sobre a queda de tensão nas barras do sistema.

O fator de potência manteve-se em 0,98, permanecendo dentro dos limites estabelecidos pela PRODIST.

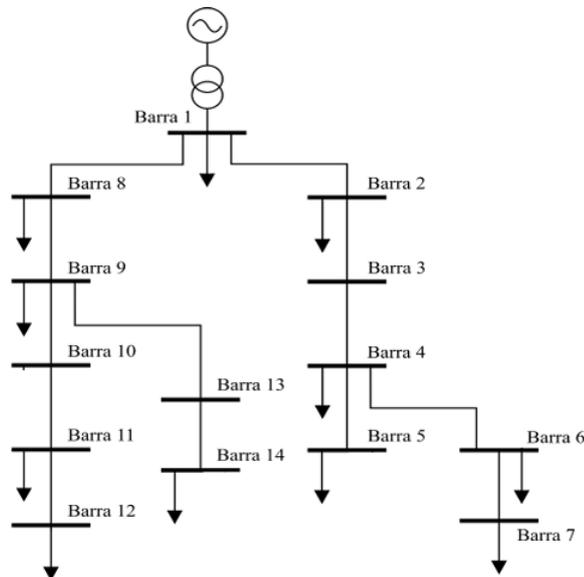
O desequilíbrio de tensão foi de 0,02%, também em conformidade com as normas vigentes.

6.1.2 Sistema 14 Barras Adaptado

O estudo de (SOUZA et al., 2016) consiste na implementação computacional de um sistema fotovoltaico utilizando o software MATLAB/Simulink, com análise dos impactos na rede de distribuição em tensão secundária, avaliando a Distorção Harmônica Total de Corrente e de Tensão.

Este trabalho visa replicar o mesmo sistema apresentado no estudo citado, caracterizado por uma rede de 14 barras com tensão nominal de 220 V e cargas totalizando 25,07 kW e 8,075 kVAr. A Figura 38 representa o diagrama unifilar do sistema.

Figura 38 – Diagrama Unifilar 14 Barras



Fonte: Adaptado de (SOUZA et al., 2016)

6.1.2.1 Validação do Sistema 14 Barras

A validação do sistema foi realizada por meio de uma análise comparativa, replicando as características do sistema de referência e avaliando os níveis de tensão fase-neutro em cada barra. A Tabela 8 apresenta os resultados, confrontando os valores obtidos neste estudo com os dados do trabalho de referência, demonstrando a consistência da simulação realizada.

Tabela 8 – Comparação das tensões nos barramentos

Barra	Tensão Simulada(V)	Tensão Referência (V)	Desvio Padrão(%)
1	127,0	126,8	0,1
2	126,8	126,6	0,1
3	110,1	110,6	0,25
4	108,7	109,1	0,2
5	101,4	101,8	0,2
6	106,4	106,8	0,2
7	103,5	103,9	0,2
8	124,3	124,1	0,1
9	122,0	121,8	0,1
10	118,5	118,3	0,1
11	107,8	107,6	0,1
12	103,2	103,4	0,1
13	113,9	113,8	0,05
14	108,1	108,0	0,05

Fonte: Próprio Autor.

6.1.2.2 Testes Sistema 14 Barras

Para avaliar o comportamento do sistema em maior escala e analisar a sensibilidade das simulações, o sistema fotovoltaico foi conectado à barra 3 da rede de 14 barras, permitindo a investigação dos impactos da geração distribuída em uma configuração mais complexa, este teste está registrado como caso 10. O Apêndice A, representa o sistema montado no ambiente Simulink.

6.1.2.3 Resultado Sistema 14 Barras

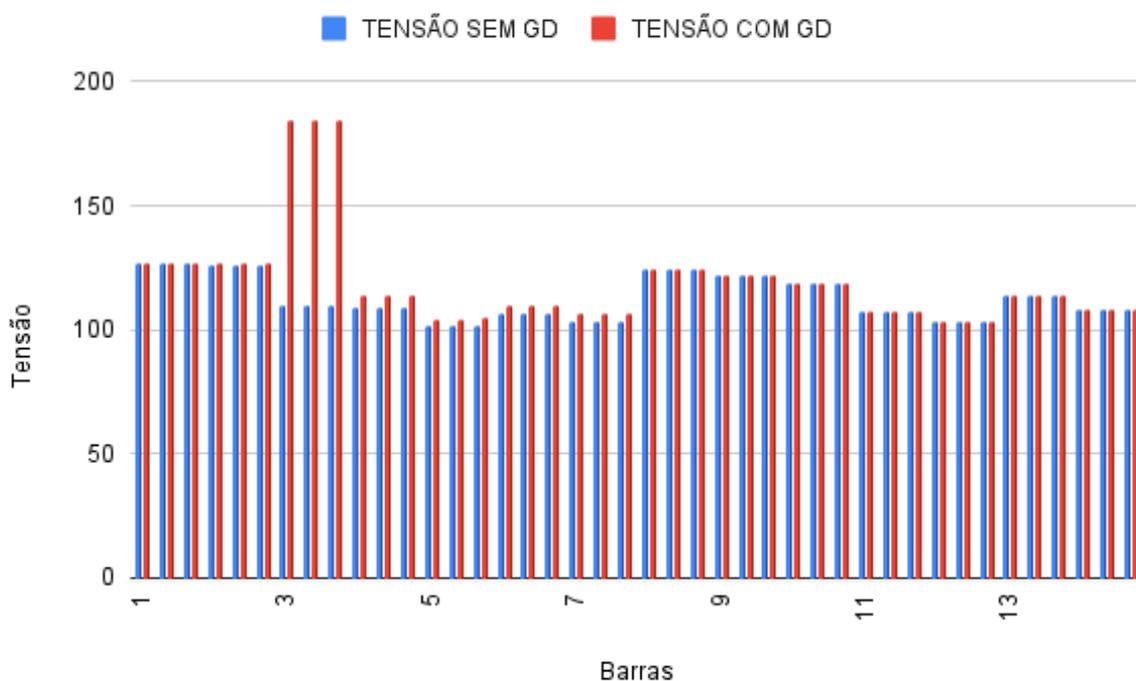
6.1.2.3.1 Caso 10

Neste caso, a geração distribuída fotovoltaica foi conectada ao sistema de 14 barras adaptado. [Figura 39](#), apresenta as comparações entre a tensão nas barras sem GD e com GD.

Observa-se um aumento nos níveis de tensão nas barras próximas ao ponto de conexão da GD, especialmente entre as barras 3 e 7. Essa elevação demonstra a atuação da geração distribuída na melhoria da qualidade da tensão nas regiões adjacentes ao seu ponto de inserção.

Uma peculiaridade importante observada neste caso e evidenciada na [Figura 39](#) é que, em sistemas maiores, as barras mais distantes da GD não apresentam alterações significativas nos níveis de tensão, demonstrando que o efeito da geração distribuída é mais localizado em topologias maiores.

Figura 39 – Tensão nas Barras Caso 10. Comparação das Tensões com Injeção de 6 kW e Sem Injeção.



Fonte: Próprio Autor

O fator de potência apresentou melhora, variando de 0,93 para 0,98, alinhando-se com os critérios da PRODIST.

Já o desequilíbrio de tensão reduziu-se de 0,10% para 0,03%, permanecendo dentro dos padrões normativos.

6.2 Discussões

A análise dos resultados apresentados nas Tabelas 7, 8 e 9 permite compreender a influência da inserção da geração distribuída (GD) sobre os níveis de tensão, o comportamento do sistema diante de variações de carga e a qualidade da energia em diferentes cenários.

A Tabela 9 apresenta os casos de 1 a 3, nos quais foi possível analisar a influência da inserção da geração distribuída (GD) sobre os níveis de tensão do sistema. No Caso 1, os valores permaneceram próximos aos iniciais. Já no Caso 2, observou-se um leve acréscimo, culminando em um aumento expressivo de 1,44% no Caso 3.

Ao analisar a variação de tensão em um mesmo caso, nota-se que a barra 4 foi a que apresentou maior variação, alcançando 2,46% no caso 3. Esse comportamento pode ser justificado pela inserção da GD, que reduz as quedas de tensão ao longo do sistema, elevando os níveis de tensão nas barras próximas à geração.

Tabela 9 – Tensões Caso 1 a 3

BARRA	FASE	CASO 1	CASO 2	CASO 3	Variação (%)
1	A	460,00	460,00	460,00	0,00
1	B	460,00	460,00	460,00	0,00
1	C	460,00	460,00	460,00	0,00
2	A	457,35	457,65	458,29	0,21
2	B	457,34	457,65	458,28	0,21
2	C	457,31	457,61	458,24	0,20
3	A	456,20	457,20	459,30	0,68
3	B	456,20	457,20	459,20	0,66
3	C	456,10	457,10	459,10	0,66
4	A	464,80	466,90	471,50	1,44
4	B	464,70	466,90	471,50	1,46
4	C	464,60	466,90	471,30	1,44

Fonte: Próprio Autor.

Os Casos 4 a 6 consideram cenários de redução de carga. Conforme apresentado na Tabela 10, à medida que a carga diminui, há uma elevação nas tensões, com variações de até 1,33%. Esse comportamento confirma que alterações na carga impactam diretamente os níveis de tensão nas barras do sistema.

Tabela 10 – Tensões Caso 4 a 6

BARRA	FASE	CASO 4	CASO 5	CASO 6	Variação (%)
1	A	460,00	460,00	460,00	0,00
1	B	460,00	460,00	460,00	0,00
1	C	460,00	460,00	460,00	0,00
2	A	458,54	459,06	459,79	0,27
2	B	458,52	459,06	459,79	0,28
2	C	458,49	459,02	459,57	0,24
3	A	460,00	461,60	463,20	0,70
3	B	460,00	461,60	463,20	0,70
3	C	459,90	461,50	463,10	0,69
4	A	473,10	476,10	479,20	1,29
4	B	473,00	476,10	479,20	1,31
4	C	472,80	475,90	479,10	1,33

Fonte: Próprio Autor.

Casos 7, 8 e 9 simulam o aumento de carga, o que resulta em variações negativas nas tensões, conforme demonstrado na Tabela 11, Tal comportamento é esperado, já que o aumento da carga provoca maiores quedas de tensão no sistema.

No que diz respeito à qualidade da energia, todas as tensões permanecem dentro do nível adequado de acordo com os limites da PRODIST. Observa-se que a barra 4, no Caso 6, foi a mais próxima de ultrapassar o limite superior, enquanto a barra 3, no Caso 9, foi a mais próxima do limite inferior.

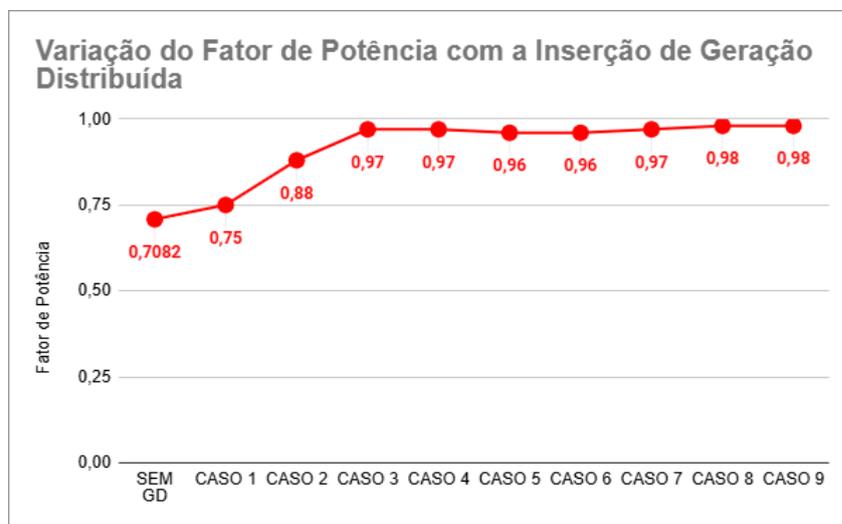
Tabela 11 – Tensões em cada barra e variação para os Casos 7, 8 e 9

BARRA	FASE	CASO 7 (V)	CASO 8 (V)	CASO 9 (V)	Variação (%)
1	A	460,00	460,00	460,00	0,00
1	B	460,00	460,00	460,00	0,00
1	C	460,00	460,00	460,00	0,00
2	A	458,03	457,52	457,01	-0,22
2	B	458,01	457,51	457,02	-0,22
2	C	457,97	457,47	456,99	-0,21
3	A	458,50	457,00	455,40	-0,67
3	B	458,50	457,00	455,50	-0,65
3	C	458,30	456,80	455,40	-0,63
4	A	470,10	467,10	464,10	-1,28
4	B	470,00	467,00	464,10	-1,26
4	C	469,80	466,80	464,00	-1,23

Fonte: Próprio Autor.

A variação do fator de potência pode ser verificada na [Figura 40](#). Nota-se que, a partir do Caso 3, o fator de potência entra em conformidade com os níveis estabelecidos pela PRODIST, evidenciando o impacto positivo da inserção progressiva da GD.

Figura 40 – Fator de Potência



Fonte: Próprio Autor

A análise do desequilíbrio de tensão entre os Casos 1 a 9 demonstra que o sistema se mantém bem equilibrado, variando de 0,13% (sem GD) a 0,02% (com GD), sempre dentro dos limites normativos.

O Caso 10, por envolver o sistema de 14 barras, também evidenciou melhorias nos níveis de tensão, principalmente nas barras próximas à geração distribuída fotovoltaica. A exceção foi a barra 3, que apresentou tensão em nível crítico. Conforme Módulo 8 da Prodíst, a partir do conjunto de medição de leituras válidas, o valor da duração relativa da

transgressão máxima de tensão precária é estabelecido em 3% e da transgressão máxima de tensão crítica fica estabelecido em 0,5%.

O fator de potência neste caso teve uma melhora de 0,93 para 0,98, e o desequilíbrio de tensão passou de 0,1% para 0,03%, permanecendo dentro dos limites definidos pela norma.

Sintetizando as discussões apresentadas nesta seção, podemos organizar as análises da seguinte forma:

6.2.1 Influência da Geração Distribuída (GD)

Nos Casos 1 a 3, em que a GD foi inserida, observou-se que os níveis de tensão permaneceram praticamente inalterados no Caso 1, com valores constantes de 460 V em todas as barras. No Caso 2, ocorreu um leve acréscimo nos níveis de tensão, refletindo uma melhoria nas condições de operação do sistema. Contudo, foi no Caso 3 que se observou um aumento mais significativo de 1,44% nas tensões nas barras mais próximas à geração, como a barra 4. O Caso 3, também foi o que apresentou a maior variação entre barras do mesmo caso, variando 2,46%. Esse comportamento pode ser explicado pela contribuição da GD para a redução das quedas de tensão ao longo da rede, o que resulta em uma elevação das tensões nas áreas próximas à fonte de geração fotovoltaica.

6.2.2 Variação de Tensão com Redução de Carga

Nos Casos 4 a 6, que simulam cenários de redução de carga, as tensões aumentaram progressivamente, com variações de até 1,33%. Esse comportamento está em conformidade com o esperado, pois a redução de carga diminui as perdas no sistema, resultando em uma leve elevação dos níveis de tensão. A Tabela 8 demonstra claramente essa tendência, com destaque para as barras 4, que mostraram um aumento substancial nas tensões, chegando a 479,20 V no Caso 6.

6.2.3 Efeito do Aumento de Carga nas Tensões

Por outro lado, os Casos 7 a 9 simulam cenários de aumento de carga, o que resultou em uma queda nas tensões. Essa diminuição é um reflexo direto do aumento das perdas no sistema, que ocorre quando a carga sobrecarrega as capacidades da rede, ocasionando maiores quedas de tensão. As variações observadas nas tensões foram negativas, chegando a -1,28% na barra 4 no Caso 9, conforme mostrado na Tabela 9. Esse comportamento é esperado, pois o aumento de carga exige mais energia do sistema, sobrecarregando-o e causando quedas de tensão.

6.2.4 Qualidade da Energia

No que diz respeito à qualidade da energia, todos os níveis de tensão permaneceram dentro dos limites normativos estabelecidos pela PRODIST. No Caso 6, a barra 4 foi a que mais se aproximou do limite superior de tolerância, enquanto a barra 3, no Caso 9, se aproximou do limite inferior. Entretanto, esses valores permanecem dentro dos padrões aceitáveis, indicando que o sistema manteve uma boa qualidade de energia durante as simulações. A Figura 42 ilustra a variação do fator de potência, que, a partir do Caso 3, se alinha aos padrões estabelecidos pela PRODIST, evidenciando o impacto positivo da inserção progressiva da GD.

6.2.5 Desequilíbrio de Tensão

A análise do desequilíbrio de tensão, conforme as medições dos Casos 1 a 9, demonstrou que o sistema se manteve estável, com variações de desequilíbrio de 0,13% (sem GD) a 0,02% (com GD), sempre dentro dos limites normativos. Esse comportamento reforça a eficácia da GD na manutenção da estabilidade do sistema elétrico, garantindo que o desequilíbrio permaneça dentro das margens aceitáveis.

6.2.6 Caso 10: Sistema de 14 Barras

O Caso 10, que envolveu o sistema de 14 barras, evidenciou uma melhoria geral nos níveis de tensão, especialmente nas barras próximas à geração distribuída fotovoltaica. No entanto, a barra 3 apresentou níveis de tensão em condições críticas, o que destaca a necessidade de monitoramento mais detalhado em áreas específicas do sistema. De acordo com o Módulo 8 da PRODIST, as transgressões de tensão devem ser limitadas a 3% para transgressões máximas de tensão precária e 0,5% para transgressões de tensão crítica. Embora a tensão tenha ficado dentro dos limites aceitáveis, foi importante observar essa exceção. Além disso, o fator de potência no Caso 10 teve uma melhora significativa, passando de 0,93 para 0,98, enquanto o desequilíbrio de tensão foi reduzido de 0,1% para 0,03%, permanecendo dentro dos limites definidos pela norma.

7 Conclusão

Com o avanço da energia solar no Brasil, impulsionado por incentivos regulatórios, cresce o número de conexões de sistemas fotovoltaicos em redes de média e baixa tensão. Contudo, esse crescimento gera desafios técnicos que exigem compreensão e mitigação.

Este estudo analisou os impactos da geração distribuída (GD) fotovoltaica nos níveis de tensão e na qualidade da energia em redes de distribuição, utilizando o Simulink como ferramenta de simulação.

As análises iniciaram-se com a modelagem de um sistema de 4 barras, no qual foram realizados testes com variações na potência injetada. Verificou-se que a barra onde ocorre a conexão da GD apresenta o maior aumento nos níveis de tensão, com uma variação máxima de 2,46%. Quanto à qualidade da energia, as tensões em regime permanente permaneceram dentro dos limites da PRODIST, exceto em um caso próximo ao limite superior indicando que reduções expressivas de carga podem comprometer a estabilidade do sistema.

Os resultados confirmaram que a GD eleva significativamente as tensões nas barras próximas ao ponto de conexão. A barra 4, por exemplo, registrou aumento de 441 V para até 479 V em cenários com maior penetração (26 kW) e carga reduzida em 50%. No sistema de 14 barras, a conexão da GD à barra 3 melhorou o perfil de tensão nas barras adjacentes, embora a própria barra 3 tenha operado em condição crítica (acima de 135 V), o que evidencia limitações na regulação de redes mais complexas.

Além de melhorar os níveis de tensão, a geração distribuída também elevou o fator de potência do sistema. Nos cenários simulados, esse indicador variou de um valor mínimo de 0,70 até 0,98, situando-se dentro dos parâmetros normativos. O desequilíbrio de tensão, por sua vez, apresentou seu melhor valor em aproximadamente 0,02%, amplamente dentro dos limites estabelecidos pela PRODIST.

As principais contribuições do trabalho incluem a validação de uma metodologia robusta para modelagem e simulação de sistemas com GD, demonstrando sua capacidade de reproduzir variações de tensão com precisão em cenários controlados. Esses achados oferecem suporte técnico para o planejamento de redes de distribuição, especialmente diante da crescente adoção de fontes renováveis.

O estudo apresentou limitações, como a modelagem restrita ao regime permanente, sem contemplar transitórios e harmônicos, que são fundamentais para avaliar a qualidade da energia em condições reais. A complexidade computacional do sistema de 14 barras também dificultou a convergência das simulações, exigindo ajustes manuais nos parâmetros do Simulink. Além disso, a ausência de dados experimentais limitou a validação direta dos resultados, reforçando a necessidade de testes em redes reais.

A parametrização precisa dos componentes fotovoltaicos e a representação fiel das

condições de carga também se mostraram desafiadoras, o que destaca a importância de ferramentas avançadas e da maior disponibilidade de dados operacionais. Ainda assim, o trabalho fornece uma base sólida para o entendimento dos efeitos da GD e futuras investigações. Recomenda-se a continuidade dos estudos com foco em análises dinâmicas e validações experimentais, a fim de aprimorar a integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição.

7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Este estudo estabeleceu uma base preliminar para a análise dos impactos da geração distribuída (GD) fotovoltaica em redes de distribuição, mas revelou limitações que abrem caminho para investigações futuras. Para aprofundar o entendimento e aprimorar a integração de sistemas fotovoltaicos, propõem-se cinco direções de pesquisa que complementam os resultados obtidos, abordando lacunas técnicas e cenários mais realistas.

1. Análise de Harmônicos em Redes de Distribuição com Alta Penetração de GD Fotovoltaica

- **Justificativa:** O presente trabalho não fez a análise de harmônicos, que podem comprometer a qualidade da energia devido à operação de inversores. Harmônicos são especialmente relevantes em redes com múltiplas unidades de GD, onde distorções podem afetar equipamentos e a estabilidade do sistema.
- **Objetivo:** Avaliar a geração de harmônicos em redes com GD, identificando os níveis de Distorção Harmônica Total (DHT) e propondo estratégias de mitigação, como filtros ativos, para garantir a conformidade com o Módulo 8 do PRODIST.

2. Estudo de Transitórios na Conexão e Desconexão de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Baixa Tensão

- **Justificativa:** A ausência de análise de transitórios neste estudo limitou a compreensão dos efeitos dinâmicos da GD, como oscilações de tensão durante a conexão/desconexão de unidades fotovoltaicas. Esses eventos são críticos em redes com alta penetração de GD, podendo causar instabilidade.
- **Objetivo:** Simular o comportamento transitório de redes de distribuição durante a integração ou remoção de GD, analisando impactos na tensão e na proteção do sistema para propor ajustes operacionais.

3. Otimização da Alocação de Múltiplas Unidades de GD em Redes de Distribuição Complexas

- **Justificativa:** O estudo considerou uma única unidade de GD conectada à barra 3 no sistema de 14 barras, mas redes reais frequentemente operam com várias unidades distribuídas. A alocação inadequada pode levar a sobretensões ou perdas excessivas, exigindo estratégias otimizadas.
- **Objetivo:** Desenvolver um modelo de otimização para determinar a localização e a capacidade ideais de múltiplas unidades de GD, minimizando perdas de energia e maximizando a estabilidade da rede.

4. Validação Experimental de Modelos de GD Fotovoltaica em Redes de Distribuição Reais

- **Justificativa:** A validação deste trabalho foi baseada em simulações e comparações com referências teóricas, sem dados experimentais. Testes em redes reais são essenciais para confirmar a precisão dos modelos e avaliar variáveis práticas, como sombreamento e falhas de equipamentos.
- **Objetivo:** Implementar um sistema fotovoltaico em uma rede de distribuição real, coletando dados de tensão, potência e qualidade da energia para validar os modelos simulados no *Simulink* e ajustar parâmetros críticos.

5. Integração de Sistemas de Armazenamento de Energia com GD Fotovoltaica para Gestão de Demanda

- **Justificativa:** A variabilidade da geração fotovoltaica, não abordada neste estudo, pode desestabilizar a rede em horários de pico ou baixa irradiação. Sistemas de armazenamento de energia (baterias) podem mitigar esses impactos, otimizando a entrega de potência e reduzindo sobrecargas.
- **Objetivo:** Analisar a integração de baterias com GD fotovoltaica, avaliando sua eficácia na regulação de tensão e na gestão de demanda em redes de distribuição sob diferentes condições de carga.

Essas propostas visam superar as limitações identificadas, como a ausência de análises dinâmicas e experimentais, e ampliar o escopo do estudo para cenários mais abrangentes, contribuindo para a expansão segura e eficiente da GD no Brasil.

Referências

- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8*. 2020. Acesso em: 2 abr. 2025. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf>.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8, Versão 13*. 2021. Acesso em: 2 abr. 2025. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>.
- ANEEL. *Painel de Geração Distribuída*. 2022. Disponível em: app.powerbi.com. Acesso em: 14 abr. 2025.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. [S.l.]: AMGH editora, 2013.
- EPE. *Balanco Energético Nacional 2022*. 2022. <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em 06/06/2023.
- GONZÁLEZ-MORÁN, C. et al. 4-node test feeder with step voltage regulators. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 94, p. 245–255, 2018.
- HART, D. W. *Eletrônica de potência: análise e projetos de circuitos*. [S.l.]: McGraw Hill Brasil, 2016.
- Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (IDEC). *O setor elétrico brasileiro*. 2025. Disponível em: <<https://idec.org.br/edasuaconta/o-setor>>.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBIA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Editora Blucher, 2021.
- LANA, L. T. C. et al. Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica. *Engenharias Online*, v. 1, n. 2, p. 21–33, 2015.
- LUIZ, C. M. Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico. Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- MARQUES, F. A. et al. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. *Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural*, SciELO Brasil, 2004.
- MathWorks. *MATLAB Documentation: Power Flow Analysis*. [S.l.], 2025. Accessed: 2025-01-05. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/>>.
- MEDEIROS, R. B. d. Impactos da geração distribuída fotovoltaica na qualidade de energia em rede de distribuição de energia elétrica. 2014.
- NUNES, F. H. O. Comparação de modelos que representam aerogeradores conectados em redes de distribuição considerando a incerteza do vento. 2022.
- PEREIRA, N. X. Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no brasil: geração distribuída vs geração centralizada. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2019.

- POMILIO, J. A. Pré-reguladores de fator de potência. *Publicação FEE*, v. 3, p. 95, 2007.
- RODRIGUES, J.; SEABRA, E.; SILVA, L. F. D. Elaboração de uma biblioteca de exemplos de modelização de sistemas mecânicos utilizando a ferramenta matlab/simulink. AEI-PRO, 2018.
- SEGUEL, J. I. L. Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica mppt e controle digital. Universidade Federal de Minas Gerais, 2009.
- SHAYANI, R. A. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. 2011.
- SILVA, L. R. d. J. R.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Análise comparativa das fontes de energia solar fotovoltaica, hidrelétrica e termelétrica, com levantamento de custos ambientais. In: *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. [S.l.: s.n.], 2018.
- SILVEIRA, M. F. d. Análise do impacto da geração distribuída sobre a rede elétrica de distribuição devido à utilização de geradores fotovoltaicos. Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2013.
- SOLAR, R. E. *Tipos de sistemas fotovoltaicos*. 2024. <<https://ribsol.com.br/sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em 16/09/2024.
- SOUZA, A. C. d. et al. Análise dos impactos da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica na qualidade da energia elétrica. Universidade Federal de Uberlândia, 2016.
- SOUZA, M. E. M. de. Impactos da geração distribuída nas redes de baixa tensão. Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974.
- TARANTO, G. et al. Impactos da difusão da micro e da mini geração no planejamento, na operação e na manutenção do sistema de distribuição. *GESEL-Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ, Rio de Janeiro*, 2017.
- VINHAS, W. M. Implementação de sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede via plataforma matlab/simulink. Universidade Federal de Uberlândia, 2019.
- WAENGA, A. F. C.; PINTO, D. A. F. *Impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.

A Anexo I

A.1 Parâmetros Sistema 14 Barras Adaptado

O sistema de 14 barras utilizado neste trabalho foi adaptado de (SOUZA et al., 2016), Trata-se de um sistema fictício no qual a impedância das linhas é apresentada na Tabela 12.

Tabela 12 – Parametrização das impedâncias das linhas

Impedância das Linhas					
Barras	R (Ω)	L (H)	Barras	R (Ω)	L (H)
1-2	6,69E-03	2,56E-05	1-8	7,92E-03	8,37E-04
2-3	5,27E-03	7,36E-03	8-9	5,07E+00	7,47E-04
3-4	6,08E-04	8,97E-04	9-10	1,42E-03	2,09E-03
4-5	5,68E-03	8,37E-03	10-11	4,86E-03	7,17E-03
4-6	1,22E-02	4,79E-03	11-12	7,09E-03	1,05E-02
6-7	5,675E-03	8,37E-03	9-13	5,74E-03	6,93E-03
–	–	–	13-14	1,91E-03	5,77E-03

Fonte: Adaptado de (SOUZA et al., 2016)

Este sistema possui cargas conectadas a 11 barras, totalizando 25,07 kW de potência ativa (P) e 8,075 kvar de potência reativa (Q). A Tabela 13 apresenta a parametrização dessas cargas.

Tabela 13 – Parametrização Cargas Lineares

Cargas lineares					
Barras	P (W)	Q (Var)	Barras	P (W)	Q (Var)
1	8,00E+03	2,00E+03	8	5,00E+01	2,00E+01
2	3,00E+03	1,90E+03	9	2,00E+01	5,00E+00
3	–	–	10	–	–
4	6,00E+02	1,50E+02	11	2,00E+03	1,00E+03
5	1,80E+03	1,00E+03	12	1,00E+03	5,00E+02
6	1,50E+03	0,00E+00	13	–	–
7	1,00E+03	4,00E+02	14	2,10E+03	1,10E+03

Fonte: Adaptado de (SOUZA et al., 2016)

A.2 Parâmetros Sistema IEEE 4 Barras Adaptado

O sistema IEEE de 4 barras adaptado foi retirado de (NUNES, 2022). Trata-se de um sistema no qual o alimentador entrega energia em baixa tensão, operando em 460 V, com uma carga concentrada de 25 kW e 25 kvar conectada à barra 4. Esse sistema foi utilizado para analisar os efeitos da inserção da geração distribuída fotovoltaica nas tensões e no fator de potência da rede.

A Tabela 14 apresenta os parâmetros do sistema.

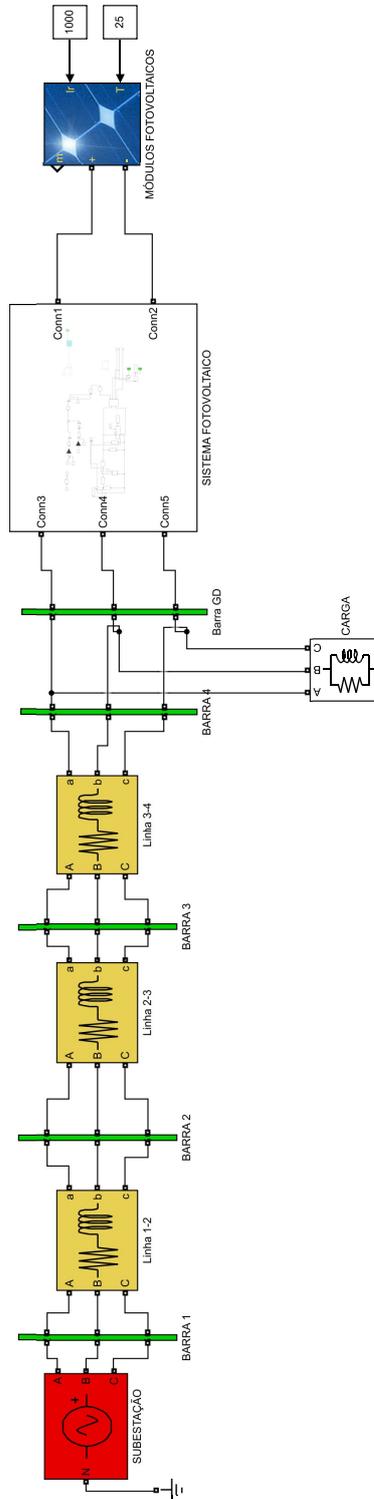
Tabela 14 – Parâmetros do sistema

Parâmetro	Valor
Tensão	460 V
Frequência	60 Hz
Potência ativa da carga	25 kW
Potência reativa da carga	25 kVAr
\mathbf{Z}_L	$0,1902 + j0,3896 \Omega/\text{km}$
l_{12}	0,1 km
l_{23}	0,2 km
l_{34}	0,3 km
\mathbf{Z}_{12}	$0,0190 + j0,0390 \Omega$
\mathbf{Z}_{23}	$0,0380 + j0,0779 \Omega$
\mathbf{Z}_{34}	$0,0571 + j0,1169 \Omega$

Fonte: Adaptado de (NUNES, 2022)

A Anexo II

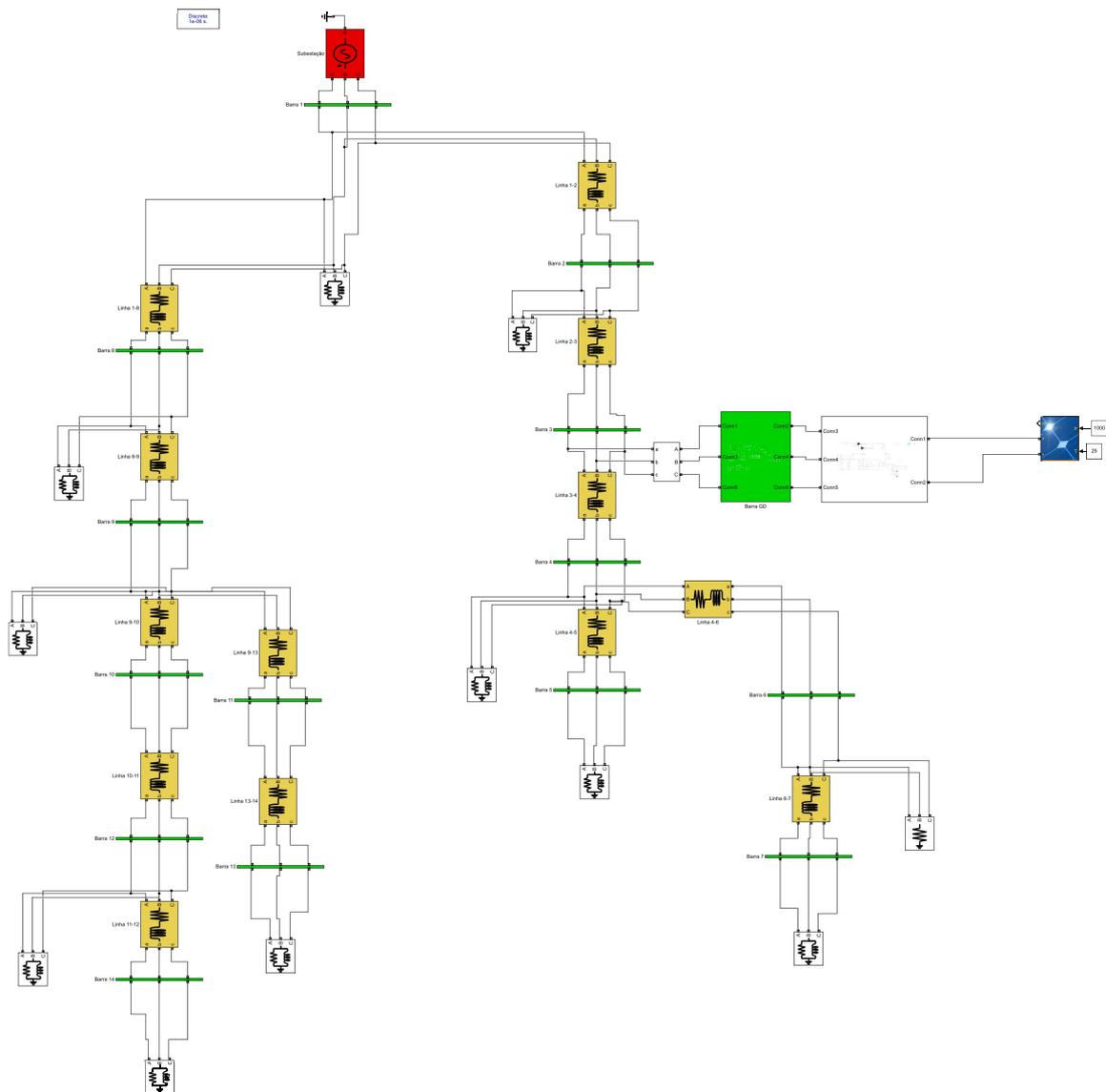
Figura 41 – Sistema 4 Barras Simulado Simulink



Fonte: Próprio Autor

A Anexo III

Figura 42 – Sistema 14 Barras Simulado Simulink



Fonte: Próprio Autor