

Theo Ferreira Menna Barreto

**Estudo elétrico de inclusão de geração renovável
em um sistema elétrico isolado**

São Carlos, SP

2025

Theo Ferreira Menna Barreto

Estudo elétrico de inclusão de geração renovável em um sistema elétrico isolado

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo para obtenção do Título de Engenheiro.

Universidade de São Paulo – USP
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação (SEL)

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos, SP
2025

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

M273e Menna-Barreto, Theo Ferreira
Estudo elétrico de inclusão de geração
renovável em um sistema elétrico isolado / Theo
Ferreira Menna-Barreto; orientador José Carlos Melo
Vieira Júnior. São Carlos, 2025.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2025.

1. Curto-circuito. 2. Fluxo de potência. 3.
Análise Harmônica. 4. Painéis fotovoltaicos. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Theo Ferreira Menna Barreto

Título: “Estudo elétrico de inclusão de geração renovável em um sistema elétrico isolado”

**Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 21 / 08 / 2025,**

**com NOTA 7,0 (sete, zero), pela Comissão
Julgadora:**

**Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP**

Prof. Dr. Ricardo Augusto Souza Fernandes - SEL/EESC/USP

Mestre Gabriella Pinheiro dos Santos - Doutoranda EESC/USP

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior**

Este trabalho é dedicado a todas as pessoas que amo.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, aos meus pais, Ana Cláudia e Décio, dos quais o amor e o apoio incondicionais que recebi e recebo não podem ser resumidos em meras linhas. Espero deixar vocês orgulhosos, agora e em todos os anos por vir. Devo a vocês tudo que conquistei e conquistarei, esta graduação inclusa.

Às minhas irmãs, Julia e Flora, pelo amor e pelas lições que possibilitaram o irmão caçula mimado se tornar um engenheiro eletricista da Universidade de São Paulo.

À minha avó, Andrea. Pelo amor eterno com seu magrelo, com sua flor de laranjeira. Pelas longas conversas tomando sorvete e os cafunés na cabeça.

Ao meu professor orientador José Carlos, pela paciência, suporte e direção na realização deste trabalho.

Aos meus irmãos da República 29, que me acolheram e moldaram toda a minha trajetória na Universidade, que me mostraram quão preenchedora a dádiva do amor da amizade realmente é, e sem os quais não consigo imaginar a minha vida. Nós, agora e em todos os anos por vir.

Aos meus amigos Giovani e Ian. Azantiga, que ingressaram comigo na faculdade e permanecem do meu lado até hoje. Sou muito sortudo de ter conhecido vocês em 2018 e mais sortudo ainda de tê-los como amigos hoje.

A toda minha família de sangue, pela criação, amor e apoio.

A todos os meus amigos. Sou uma pessoa muito sortuda em ter tantos a ponto de não conseguir mencioná-los individualmente, mas espero que vocês saibam que cada um ocupa um espaço enorme no meu coração.

Aos meus colegas de curso, pela ajuda e apoio ao longo desses anos.

À Universidade de São Paulo, alma mater de gerações da minha família, por me proporcionar a oportunidade de humildemente seguir este legado, e pelas tantas experiências únicas e edificantes durante o período que nela estudei.

Resumo

Este trabalho apresenta um estudo sobre o impacto da inserção de geração fotovoltaica em sistemas elétricos industriais de média e baixa tensão, utilizando simulações computacionais no software DIgSILENT PowerFactory. O objetivo principal é analisar, por meio de simulações comparativas, como a inclusão de painéis fotovoltaicos influencia os parâmetros elétricos fundamentais do sistema, com destaque para as análises de curto-circuito, fluxo de potência e qualidade de energia (harmônicos). Para tal, um sistema elétrico industrial isolado foi modelado contemplando geradores síncronos equivalentes, transformadores abaixadores, motores trifásicos como cargas representativas, e inversores fotovoltaicos com espectro harmônico caracterizado. Os resultados indicaram que a inserção dos painéis aumentaram a corrente e potência de curto-circuito em pontos estratégicos da rede. A análise de fluxo de potência revelou benefícios como a redução do carregamento dos geradores convencionais, porém destacou desafios relacionados ao controle da tensão, que pode ultrapassar limites normativos em condições de baixa carga. No âmbito da qualidade de energia, observou-se que, embora os níveis gerais dos indicadores de qualidade de energia mantiveram-se dentro das recomendações normativas, a presença dos inversores resultou em distorções harmônicas significativas em frequências específicas, potencializando o risco de ressonâncias futuras. Em conclusão, o estudo ressalta benefícios importantes da geração distribuída fotovoltaica, condicionados à implementação de estratégias corretivas para mitigação de impactos negativos na proteção e qualidade energética do sistema. Perspectivas futuras apontam para a necessidade de investigações adicionais diante do aumento previsto da penetração de geração distribuída nas redes elétricas, abordando desafios relacionados à estabilidade, controle e proteção em cenários com alta presença de inversores fotovoltaicos.

Palavras-chave: Geração distribuída. Energia fotovoltaica. Fluxo de potência. Curto-circuito. Análise harmônica. Sistemas elétricos industriais. DIgSILENT PowerFactory.

Abstract

This work presents a study on the impact of photovoltaic generation integration in industrial electrical systems at medium and low voltage levels, using computational simulations in the DIgSILENT PowerFactory software. The main objective is to analyze, through comparative simulations, how the inclusion of photovoltaic panels influences fundamental electrical parameters of the system, with emphasis on short-circuit analysis, power flow, and power quality (harmonics). For this purpose, an isolated industrial electrical system was modeled, including equivalent synchronous generators, step-down transformers, representative three-phase motor loads, and photovoltaic inverters with a characterized harmonic spectrum. The results indicated that the addition of photovoltaic panels increased short-circuit currents and power at strategic points of the network. The power flow analysis revealed benefits such as reduced loading on conventional generators, but also highlighted challenges related to voltage control, which may exceed regulatory limits under light load conditions. Regarding power quality indicators, although overall levels remained within standard recommendations, the presence of inverters resulted in significant harmonic distortions at specific frequencies, increasing the risk of future resonances. In conclusion, the study emphasizes key benefits of distributed photovoltaic generation, provided that corrective strategies are implemented to mitigate negative impacts on system protection and power quality. Future perspectives point to the need for further investigations considering the expected growth of distributed generation in electrical networks, addressing challenges related to stability, control, and protection in scenarios with high photovoltaic inverter penetration.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic energy. Power flow. Short-circuit. Harmonic analysis. Industrial electrical systems. DIgSILENT PowerFactory.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Ilustração do efeito fotoelétrico aplicado em contextos fotovoltaicos (BRITO, 2024)	21
Figura 2 – Esquemático de um sistema fotovoltaico (JÚNIOR; MENDES, 2016)	23
Figura 3 – Diagrama esquemático de um sistema de duas barras genéricas com fluxos de potência	25
Figura 4 – Esquemático de um curto-círcuito trifásico com impedância genérica de falta Z_f	28
Figura 5 – Ilustração da redução de uma rede pelo seu equivalente de Thévenin para determinação da corrente de curto-círcuito	29
Figura 6 – Forma de onda e sua decomposição em harmônicos (ZAPATA, 2020)	32
Figura 7 – Diagrama unifilar do sistema elétrico	39
Figura 8 – Modelagem de transformadores no software <i>PowerFactory</i>	43
Figura 9 – Modelagem de cabos	45
Figura 10 – Modelagem de um motor assíncrono no software <i>PowerFactory</i>	47
Figura 11 – Distorção harmônica da tensão nas barras em função da ordem harmônica	73
Figura 12 – Resposta em frequência da impedância do sistema em referência às barras 90-BBA e PN-UFV-NOVO	74

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros nominais dos geradores modelados	40
Tabela 2 – Transformadores modelados	42
Tabela 3 – Cabos modelados	45
Tabela 4 – Motores modelados	46
Tabela 5 – Espectro harmônico do inversor SG250HX – Harmônicas	49
Tabela 6 – Espectro harmônico do inversor SG250HX - Interharmônicas	50
Tabela 7 – Limites de distorção de tensão aceitáveis	51
Tabela 8 – Níveis de curto FT para as barras na ausência de painéis fotovoltaicos	55
Tabela 9 – Níveis de curto 3F para as barras na ausência de painéis fotovoltaicos .	56
Tabela 10 – Níveis de curto FT para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em metade de sua capacidade	57
Tabela 11 – Níveis de curto 3F para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em metade de sua capacidade	58
Tabela 12 – Níveis de curto FT para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em capacidade máxima	59
Tabela 13 – Níveis de curto 3F para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em capacidade máxima	60
Tabela 14 – Comparação das variáveis de curto circuito calculadas nas barras, entre o sistema sem e com painéis fotovoltaicos	61
Tabela 15 – Resultados de fluxo de potência nos transformadores	62
Tabela 16 – Resultados de fluxo de potência nos geradores	63
Tabela 17 – Resultados de fluxo de potência nas linhas modeladas	63
Tabela 18 – Resultados de fluxo de potência nas barras	63
Tabela 19 – Resultados de fluxo de potência nos transformadores	64
Tabela 20 – Resultados de fluxo de potência nos geradores	64
Tabela 21 – Resultados de fluxo de potência nas linhas modeladas	64
Tabela 22 – Resultados das tensões nas barras	65
Tabela 23 – Resultados de fluxo de potência nos transformadores	65
Tabela 24 – Resultados de fluxo de potência nos geradores	65
Tabela 25 – Resultados de fluxo de potência nas linhas modeladas	66
Tabela 26 – Resultados das tensões nas barras	67
Tabela 27 – Distorções harmônicas de tensão nas barras	69
Tabela 28 – Distorções harmônicas de tensão nos transformadores	69
Tabela 29 – Espectro harmônico individual de tensão das barras 90-BBA e PN-UFV- NOVO	72

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
NBR	Norma Brasileira
GD	Geração Distribuída
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
V	Volt
A	Ampère
W	Watt
VA	Volt-Ampère
BT	Baixa tensão (tensões até 1kV)
MT	Média tensão (tensões entre 1kV e 69 kV)
AT	Alta tensão (tensões acima de 69 kV)
FP	Fator de potência
HD	Distorção harmônica
THD	Distorção harmônica total
p.u.	Sistema por-unidade
X/R	Razão reatância/resistência

UFV	Usina fotovoltaica
Vnom	Tensão nominal
Ih	Distorção harmônica de corrente
ip	Corrente assimétrica de curto-circuito

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	15
1.2	Organização do Trabalho	15
2	ASPECTOS CONCEITUAIS	17
2.1	Sistemas Elétricos Industriais	17
2.1.1	Definição e Características Gerais	17
2.1.2	Qualidade e Confiabilidade da Energia	18
2.2	Geração Distribuída	18
2.2.1	Conceito e Características	18
2.2.2	Principais Fontes de Geração Distribuída	18
2.2.3	Vantagens e Desafios Técnicos	19
2.3	Sistemas Fotovoltaicos	20
2.3.1	Princípios de Funcionamento	20
2.3.2	Componentes e Classificação dos Sistemas Fotovoltaicos	22
2.3.3	Benefícios e Desafios Técnicos da Geração Fotovoltaica	23
2.4	Cálculos Elétricos em Sistemas Industriais com Fontes Renováveis	24
2.4.1	Fluxo de potência	24
2.4.1.1	Aplicação do Método de Newton-Raphson	25
2.4.1.2	Cálculo da Jacobiana	26
2.4.1.3	Critério de Convergência	27
2.4.2	Cálculo de Curto-Círcuito em Sistemas Elétricos	27
2.4.2.1	Conceito de Curto-Círcuito	28
2.4.2.2	Impedância Equivalente de Curto-Círcuito	28
2.4.2.3	Curtos-circuitos simétricos e assimétricos	29
2.4.3	Cálculos de Harmônicos em Sistemas Elétricos	30
2.4.3.1	Parâmetros operacionais de segurança de Harmônicos Elétricos	30
2.4.3.2	Descrição matemática de formas de onda	31
2.4.3.3	Índice de Distorção Harmônica Total (THD)	32
2.4.3.4	Origem dos harmônicos em equipamentos eletrônicos	33
2.4.3.5	Impedância e Propagação Harmônica	34
2.4.3.6	Análise Harmônica com Fontes Renováveis	35
2.5	Software de Simulação <i>PowerFactory</i>	35
2.6	Considerações Finais	36
3	MODELAGEM E METODOLOGIA	38

3.1	Modelagem	38
3.1.1	Modelagem do Sistema Elétrico Industrial	38
3.1.2	Modelagem de Geradores	38
3.1.3	Modelagem de transformadores	41
3.1.4	Modelagem de cabos	43
3.1.5	Modelagem de motores assíncronos	45
3.1.6	Modelagem dos painéis fotovoltaicos	47
3.1.7	Limites de distorção harmônica	51
3.1.7.1	Limites de distorção harmônica nos transformadores	51
3.1.7.2	Limites de distorção harmônica nas barras	51
3.2	Metodologia	51
3.2.1	Simulações no Software <i>PowerFactory</i>	51
3.2.2	Caracterização Inicial do Sistema Industrial	51
3.2.3	Análise Inicial do Sistema	52
3.2.4	Descrição Técnica do Sistema de Geração Fotovoltaica	52
3.2.5	Nova Análise do Sistema com Geração Fotovoltaica	53
3.2.5.1	Comparação e Avaliação dos Resultados	53
4	RESULTADOS	55
4.1	Cálculo de curto-círcuito	55
4.1.1	Painéis fotovoltaicos desconectados do sistema	55
4.1.2	Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 50% de geração	56
4.1.3	Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 100% de geração	58
4.1.4	Conclusões do cálculo de curto-círcuito	60
4.2	Cálculo de fluxo de potência	62
4.2.1	Painéis fotovoltaicos desconectados do sistema	62
4.2.2	Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 50% de geração	64
4.2.3	Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 100% de geração	65
4.2.4	Conclusões do cálculo de fluxo de potência	67
4.3	Análise harmônica	68
4.3.1	Conclusões da Análise Harmônica	74
5	CONCLUSÕES	77
	REFERÊNCIAS	79

1 Introdução

À medida que a humanidade se aproxima de um ponto crítico em relação ao aumento da temperatura média global, especialmente ao se considerar o limite de aumento da temperatura média global de 1,5 °C estabelecido pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2022), torna-se cada vez mais urgente enfrentar os desafios impostos pelo aquecimento global e pelas mudanças climáticas, tais como eventos climáticos extremos mais frequentes, elevação do nível do mar e impactos econômicos negativos de larga escala. No centro dessa problemática encontra-se a atual matriz energética global, ainda amplamente dependente da queima de combustíveis fósseis, cuja emissão contínua de gases de efeito estufa contribui diretamente para a degradação ambiental e ameaça a vida no planeta (BARBIR; VEZIROĞLU; PLASS, 1990).

Nesse cenário de desafios, a busca por fontes de energia sustentáveis e renováveis, que minimizem os impactos ambientais negativos, tornou-se uma questão de sobrevivência global. Entre as alternativas disponíveis, destaca-se a energia fotovoltaica como uma solução promissora. Ao longo dos últimos anos, a geração de energia fotovoltaica vem ganhando relevância crescente tanto no Brasil quanto no restante do mundo, tendo alcançado 7% da matriz elétrica brasileira em 2024 (Empresa de Pesquisa Energética, 2024).

O setor industrial é o principal consumidor de energia elétrica no Brasil. De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2024 (Empresa de Pesquisa Energética, 2024), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o setor industrial representou 36,4% do consumo total de energia elétrica em 2023. Este cenário ressalta a importância de iniciativas voltadas para a eficiência energética nas indústrias, visando não apenas a redução de custos operacionais, mas também a promoção de práticas sustentáveis que contribuam para a mitigação dos impactos ambientais associados ao elevado consumo de energia.

Diante do crescimento contínuo da demanda energética, da dependência de fontes não renováveis e das mudanças climáticas, torna-se essencial buscar alternativas sustentáveis que assegurem a continuidade e qualidade do fornecimento elétrico. Nesse contexto, a incorporação da geração fotovoltaica em sistemas elétricos industriais surge como uma solução estratégica e promissora para o encaminhamento do setor elétrico brasileiro à uma matriz menos dependente de combustíveis fósseis, contribuindo significativamente para a diversificação da matriz energética e redução dos impactos ambientais negativos. Entretanto, para garantir que essa integração seja eficaz e segura, é fundamental entender detalhadamente os efeitos dessa inclusão nos parâmetros operacionais dos sistemas industriais. Dessa forma, este trabalho busca aprofundar tais questões por meio de estudos elétricos

específicos, reforçando a relevância da energia fotovoltaica como ferramenta valiosa para o futuro sustentável do setor industrial.

1.1 Objetivos

Este trabalho teve como objetivo geral realizar uma análise dos impactos decorrentes da inclusão de sistemas de geração renovável — com ênfase na integração de painéis fotovoltaicos — em sistemas elétricos industriais, operando isoladamente da concessionária de energia local. A análise concentrou-se na avaliação de parâmetros operacionais e de segurança do sistema elétrico frente à inserção dessas fontes.

Para isso, foram realizadas simulações no software *PowerFactory*, envolvendo estudos de curto-circuito, análise de harmônicos e fluxo de carga sob diferentes condições operacionais. Esses estudos permitiram investigar o comportamento do sistema tanto em situações normais quanto anormais de operação.

Buscou-se identificar potenciais desafios associados à integração da geração fotovoltaica em ambientes industriais, bem como propor soluções técnicas que garantam a estabilidade, a qualidade da energia e a confiabilidade do sistema. O estudo insere-se no esforço mais amplo de promover a transição energética no setor industrial, fornecendo subsídios técnicos que favoreçam uma maior adoção de fontes renováveis de forma segura e eficiente.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos principais, incluindo o atual, os quais foram estruturados da seguinte forma:

Capítulo 2: apresenta uma revisão bibliográfica sobre temas fundamentais para a compreensão do estudo, abordando os conceitos gerais sobre sistemas elétricos industriais, geração distribuída e sistemas fotovoltaicos. São apresentados detalhes técnicos sobre qualidade e confiabilidade da energia, segurança operacional e normas técnicas aplicáveis. Além disso, são discutidos os fundamentos teóricos e matemáticos necessários para os cálculos de curto-circuito, fluxo de potência e análise harmônica em sistemas com geração renovável, bem como uma introdução ao software *PowerFactory*, utilizado nas simulações.

Capítulo 3: descreve a metodologia empregada para a execução do estudo. Apresenta detalhadamente a modelagem do sistema elétrico industrial fictício utilizado nas simulações, incluindo geradores, transformadores, cabos, motores assíncronos e painéis fotovoltaicos. São estabelecidos também os limites técnicos relevantes, como

os níveis permitidos de distorção harmônica. Além disso, detalha as etapas metodológicas adotadas nas simulações realizadas no software *PowerFactory*, destacando as condições iniciais do sistema e a análise comparativa após a inserção da geração fotovoltaica.

Capítulo 4: são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações realizadas. Este capítulo inclui os dados provenientes das análises de curto-circuito, fluxo de potência e harmônicos, considerando diferentes cenários operacionais: sistema sem geração fotovoltaica, com 50% e com 100% da capacidade dos painéis fotovoltaicos conectados.

Capítulo 5: sintetiza as conclusões obtidas a partir da interpretação e análise crítica dos resultados apresentados no capítulo anterior, destacando os impactos da integração de sistemas fotovoltaicos sobre os parâmetros de curto-circuito, fluxo de potência e distorções harmônicas de corrente e tensão.

2 Aspectos Conceituais

Neste capítulo, serão apresentados os principais conceitos técnicos referentes ao estudo desenvolvido neste trabalho, visando oferecer uma base teórica para fundamentação da análise dos impactos, em sistemas elétricos industriais, da inclusão de geração renovável, especificamente a integração de painéis fotovoltaicos nesses sistemas. Serão, também, apresentados conceitos essenciais relacionados às simulações elétricas empregadas neste trabalho, abordando o software *PowerFactory* como ferramenta de análise computacional.

2.1 Sistemas Elétricos Industriais

2.1.1 Definição e Características Gerais

Sistemas elétricos industriais são conjuntos estruturados de equipamentos e dispositivos elétricos projetados para atender às necessidades específicas de processos industriais (RIZZONI, 2009). Esses sistemas têm como característica principal a demanda significativa por energia, alta confiabilidade, segurança operacional rigorosa e estabilidade de fornecimento (GLOVER; OVERBYE; SARMA, 2016). A operação contínua e eficiente desses sistemas é crítica, dado o impacto direto na produtividade e lucratividade das atividades industriais (SHORT, 2018). Diversas indústrias, como siderúrgicas, petroquímicas, automotivas e alimentícias, dependem fortemente desses sistemas para suas operações contínuas, ressaltando ainda mais a importância da eficiência e estabilidade energética (BAYLISS; HARDY, 2011).

Um sistema elétrico industrial típico é composto por diversos componentes principais. As subestações de energia, formadas por transformadores, disjuntores, seccionadores e sistemas de proteção, têm a função de controlar e distribuir a energia elétrica de forma segura e eficiente dentro da instalação industrial (SOCIETY, 2014). Os sistemas de distribuição interna, que incluem painéis elétricos, cabos, eletrodutos e sistemas de aterramento, são responsáveis por levar a energia a todos os pontos necessários da instalação. Já os equipamentos consumidores, como motores elétricos, máquinas industriais, sistemas de iluminação e equipamentos eletrônicos sensíveis, são fundamentais para o desenvolvimento dos processos produtivos e exigem níveis rigorosos de qualidade e continuidade energética (WILDI, 2017). A interação correta entre esses elementos é essencial para garantir o funcionamento confiável e seguro da instalação, o que demanda um projeto detalhado, manutenção adequada e atenção a parâmetros de qualidade, de modo a evitar falhas ou interrupções (WILDI, 2017).

2.1.2 Qualidade e Confiabilidade da Energia

Nos sistemas elétricos industriais, a qualidade da energia refere-se à estabilidade e adequação dos parâmetros elétricos essenciais como tensão, frequência e distorções harmônicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022). Distúrbios como quedas de tensão, oscilações de frequência, surtos transitórios e presença de harmônicos podem levar a falhas operacionais, redução da vida útil dos equipamentos e interrupções significativas na produção (BOLLEN, 2000a). Consequentemente, a implementação de soluções eficazes de monitoramento, filtragem de harmônicos, regulação de tensão e sistemas de proteção tornam-se essenciais para minimizar esses efeitos adversos e garantir alta confiabilidade operacional (BOLLEN, 2000a).

A segurança operacional abrange a adoção de práticas, procedimentos e normas técnicas que visam preservar a integridade física dos trabalhadores, garantir a proteção dos equipamentos e assegurar a continuidade operacional (ABNT, 2020). Normas técnicas nacionais e internacionais, como as estabelecidas pela ABNT (por exemplo, NBR 5410 e NBR 14039), IEC e IEEE, definem diretrizes rigorosas para a instalação, manutenção e operação segura dos sistemas elétricos industriais (IEC, 2015; SOCIETY, 2014). O cumprimento dessas normas é crucial para prevenir acidentes, reduzir riscos operacionais e manter altos padrões de segurança nas instalações industriais (ABNT, 2020).

2.2 Geração Distribuída

2.2.1 Conceito e Características

A Geração Distribuída (GD) refere-se à produção descentralizada de energia elétrica, realizada próxima ou no próprio local de consumo, conectada diretamente à rede de distribuição ou operando de forma isolada (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). Essa abordagem contrasta com o modelo tradicional de geração centralizada, no qual grandes usinas geram a energia que é transmitida a longas distâncias até os centros de carga.

As principais características da GD incluem a modularidade, a flexibilidade de implantação, a redução das perdas elétricas na transmissão e a possibilidade de uso de fontes renováveis. Além disso, a GD favorece a resiliência do sistema elétrico ao descentralizar a produção de energia, mitigando os riscos associados a falhas em grandes centrais geradoras (LASSETER; PIAGI, 2004).

2.2.2 Principais Fontes de Geração Distribuída

As fontes de energia utilizadas na GD são, em sua maioria, renováveis e de menor impacto ambiental. Entre as principais, destacam-se:

Energia solar fotovoltaica: converte diretamente a radiação solar em eletricidade por meio de células fotovoltaicas. Trata-se de uma tecnologia silenciosa, de baixa manutenção e altamente modular, podendo ser aplicada em telhados, fachadas ou áreas livres (MASTERS, 2004).

Energia eólica de pequeno porte: utiliza aerogeradores para converter a energia cinética dos ventos em energia elétrica. É particularmente viável em regiões com regime de ventos favorável, e pode complementar sistemas solares em configurações híbridas (HEIER, 2014).

Cogeração (ou geração combinada): consiste na produção simultânea de eletricidade e calor útil, utilizando fontes como gás natural, biomassa ou energia solar térmica. É bastante utilizada em indústrias e grandes edifícios, oferecendo alto rendimento energético e melhor aproveitamento do combustível (CHICCO; MANCARELLA, 2009).

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): caracterizam-se por utilizar o potencial hidráulico de cursos d’água com potência instalada entre 5 MW e 30 MW. No Brasil, as PCHs têm papel estratégico devido à ampla disponibilidade de recursos hídricos e ao seu menor impacto ambiental e social, se comparadas às grandes usinas hidrelétricas (GOLDEMBERG, 2012).

2.2.3 Vantagens e Desafios Técnicos

A inserção da GD no sistema elétrico apresenta diversas vantagens, como: a redução das perdas técnicas ao longo da rede de transmissão e distribuição, desde que o nível de penetração seja adequado e bem distribuído; o alívio da carga em subestações e linhas, possibilitando o adiamento de investimentos em expansão da infraestrutura; o incremento da confiabilidade e da continuidade do fornecimento, especialmente quando associada a armazenamento de energia ou à operação em microgrids; o estímulo à transição energética e ao uso de fontes limpas, contribuindo para o cumprimento de metas ambientais e para a redução das emissões de gases de efeito estufa; além da participação ativa do consumidor no processo de geração, assumindo o papel de prosumidor e promovendo maior engajamento e consciência energética.

Por outro lado, a integração da GD também impõe desvantagens e desafios que não podem ser negligenciados. Em cenários de excesso de geração, especialmente em horários de baixa demanda, podem ocorrer fluxos reversos que aumentam as perdas e comprometem a eficiência do sistema. A bidirecionalidade do fluxo de potência altera os paradigmas tradicionais de operação da rede, exigindo a revisão dos esquemas de proteção, o controle de tensão e frequência, a coordenação com sistemas centralizados e a garantia da estabilidade dinâmica (DRAGICEVIC et al., 2016). Além disso, a intermitência característica de fontes

renováveis, como a solar e a eólica, compromete a previsibilidade da geração e dificulta o equilíbrio entre oferta e demanda. Em condições de alta penetração dessas fontes, ou em sistemas isolados com cargas críticas, tornam-se necessárias estratégias complementares, como o armazenamento de energia e o gerenciamento inteligente de cargas, a fim de garantir a continuidade e a qualidade do fornecimento (U.S. Department of Energy, 2012).

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

2.3.1 Princípios de Funcionamento

Os sistemas fotovoltaicos operam com base no efeito fotovoltaico, um fenômeno físico-químico em que a incidência de radiação eletromagnética (luz solar) sobre materiais semicondutores gera uma diferença de potencial elétrico. Esse efeito é explorado nas células solares, que são, na maioria dos casos, compostas por silício dopado formando uma junção $p-n$ (MASTERS, 2004).

Quando fótons com energia superior à banda proibida (*bandgap*) do semicondutor incidem sobre a célula, eles excitam elétrons da banda de valência para a banda de condução, gerando pares elétron-lacuna. O campo elétrico interno da junção $p-n$ separa essas cargas, fazendo com que os elétrons se desloquem para a região tipo- n e os buracos para a região tipo- p , originando uma corrente elétrica contínua (CC) quando a célula é conectada a uma carga externa. A Figura 1 ilustra como este fenômeno acontece.

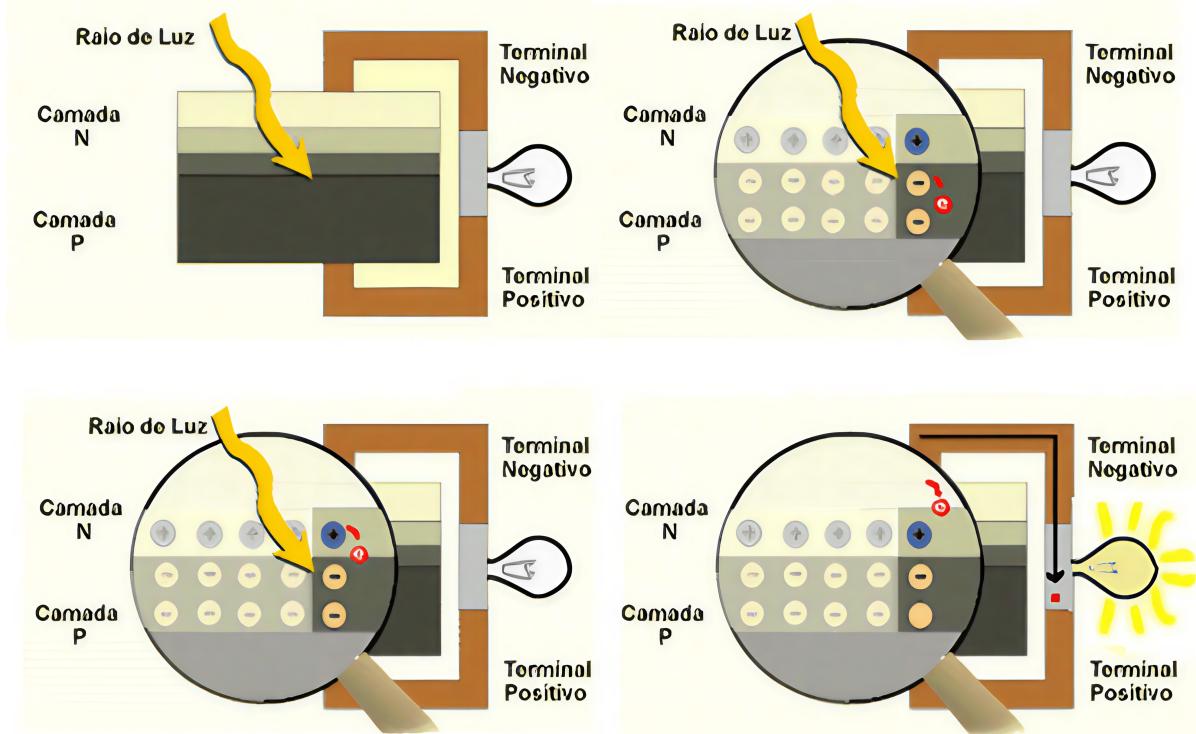


Figura 1 – Ilustração do efeito fotoelétrico aplicado em contextos fotovoltaicos (BRITO, 2024)

A tensão gerada por uma única célula fotovoltaica é tipicamente da ordem de 0,5 a 0,6 Volts em regime de máxima potência. Para aplicações práticas, múltiplas células são conectadas em série (aumentando a tensão) e em paralelo (aumentando a corrente), formando os módulos e arranjos fotovoltaicos. A potência elétrica extraída depende das condições ambientais e das características da célula, sendo influenciada por fatores como:

- **Tipo de material semicondutor:** silício monocristalino, policristalino ou tecnologias de filme fino possuem diferentes eficiências de conversão e resposta espectral;
- **Temperatura de operação:** o aumento da temperatura geralmente reduz a tensão de circuito aberto e, consequentemente, a eficiência do módulo (LUQUE; HEGEDUS, 2011);
- **Irradiação solar incidente:** a potência gerada é proporcional à densidade de potência da luz incidente (W/m^2), sendo a irradiância indicada para testes 1000 W/m^2 (condição STC - Standard Test Conditions);
- **Ângulo de inclinação e orientação:** o alinhamento adequado do módulo em relação à trajetória solar maximiza a captação de luz solar, e, consequentemente, a geração de energia, ao longo do dia e do ano;

- **Sombreamento parcial:** mesmo pequenas obstruções em uma parte do módulo podem reduzir significativamente sua geração, devido ao efeito dominó nos arranjos em série.

2.3.2 Componentes e Classificação dos Sistemas Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos, formados por células solares encapsuladas em materiais resistentes a aos efeitos climáticos, convertem a luz solar em energia elétrica, de forma que sua escolha seja extremamente importante para a eficiência global do sistema (MASTERS, 2004). Os inversores associados aos módulos convertem a corrente contínua gerada em corrente alternada, e, além dessa função básica, também utilizam-se de tecnologias de controle de potência reativa, monitoramento remoto, detecção de ilhamento e rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) (WALKER, 2001). Em sistemas isolados, o uso de controladores de carga e baterias é essencial para regular a tensão e a corrente, assegurando o carregamento adequado e prolongando a vida útil do dispositivo armazenador de energia. Para a segurança da instalação, são empregados dispositivos de proteção elétrica, como disjuntores, fusíveis, seccionadoras e protetores contra surtos (DPS), cuja aplicação deve estar em conformidade com normas técnicas, como a NBR 5410 (ABNT, 2020). A estrutura de suporte e o cabeamento também têm papel fundamental, garantindo a fixação adequada dos módulos, resistência a esforços mecânicos, ventos e corrosão, e asseguram a condução eficiente e segura da energia gerada. A Figura 2 apresenta de forma simplificada a configuração de um sistema isolado com armazenamento de energia, omitindo, contudo, as proteções e os elementos estruturais. Quanto à forma de operação, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais (HEIER, 2014). O modelo on-grid (conectado à rede) opera em paralelo com a rede pública, injetando excedentes de energia e consumindo da rede quando necessário, sendo o mais comum em centros urbanos e industriais e viabilizando mecanismos de compensação previstos na legislação brasileira. Já o modelo off-grid (isolado) é empregado em locais sem acesso à rede elétrica, utilizando baterias para garantir fornecimento contínuo e autonomia energética por períodos prolongados. Por fim, o sistema híbrido combina a geração fotovoltaica com outras fontes, como geradores a diesel ou turbinas eólicas, podendo funcionar tanto conectado quanto de forma isolada, sendo especialmente indicado para aplicações que exigem alta confiabilidade, como hospitais ou sistemas industriais críticos.

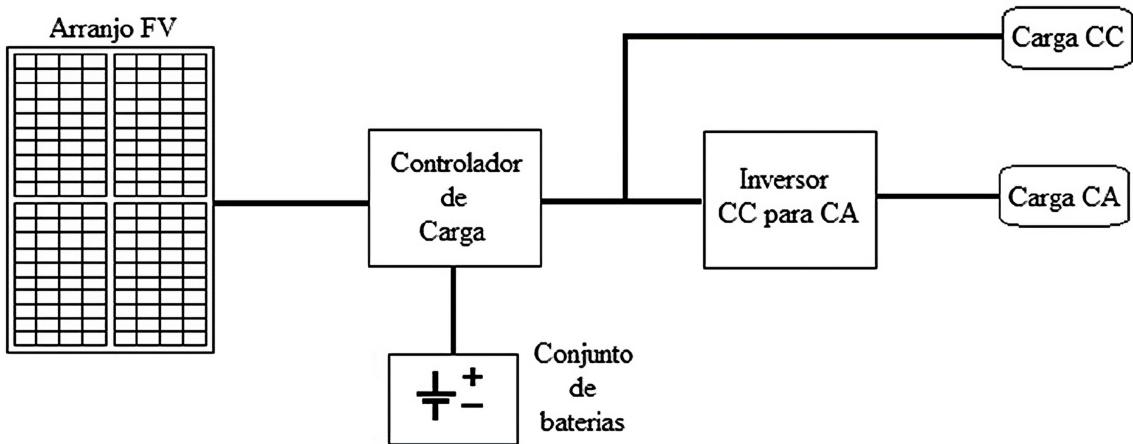


Figura 2 – Esquemático de um sistema fotovoltaico (JÚNIOR; MENDES, 2016)

2.3.3 Benefícios e Desafios Técnicos da Geração Fotovoltaica

A adoção de sistemas fotovoltaicos oferece benefícios técnicos, ambientais e econômicos relevantes. Do ponto de vista da sustentabilidade ambiental, trata-se de uma fonte limpa, com baixíssimo impacto durante a operação e sem emissão de gases de efeito estufa ou poluentes atmosféricos (U.S. Department of Energy, 2012). Além disso, há significativa redução de custos, uma vez que, após o investimento inicial, o sistema apresenta baixo custo operacional, proporcionando economia ao longo de sua vida útil. Outro aspecto positivo é a modularidade, que permite o dimensionamento conforme a necessidade energética do consumidor e ampliações futuras de forma simplificada. Soma-se a isso a descentralização da geração, que pode contribuir para a diminuição das perdas técnicas na rede de transmissão e distribuição, ao mesmo tempo em que aumenta a resiliência do sistema elétrico.

Apesar dessas vantagens, a inserção crescente da geração fotovoltaica na matriz elétrica também apresenta desafios técnicos que precisam ser superados para garantir uma operação segura e eficiente. A variabilidade da geração é um dos pontos centrais, pois a produção depende das condições climáticas e da incidência solar, o que torna a fonte intermitente. Em sistemas isolados, esse fator impacta diretamente a continuidade do fornecimento, exigindo estratégias complementares como armazenamento de energia e controle de carga. Já em sistemas interligados, embora a variabilidade seja parcialmente atenuada, ela ainda pode dificultar o despacho centralizado e o controle da frequência em horários de elevada penetração solar. Outro desafio são os impactos na qualidade da energia, já que a presença de inversores eletrônicos pode introduzir distorções harmônicas que afetam o desempenho de equipamentos conectados (DRAGICEVIC et al., 2016). Também se destacam as necessidades de ajustes nas proteções, visto que os esquemas tradicionais foram projetados para fluxos unidirecionais de potência, enquanto a GD pode provocar fluxos reversos e comprometer a coordenação de falhas (ABNT, 2020). Por fim, a

regulação da tensão se torna uma questão crítica em redes com alta penetração solar, nas quais podem ocorrer elevações de tensão durante períodos de baixa carga e alta irradiação, demandando estratégias mais refinadas para controle de tensão.

2.4 Cálculos Elétricos em Sistemas Industriais com Fontes Renováveis

A integração crescente de fontes renováveis, especialmente a energia fotovoltaica, nos sistemas elétricos industriais requer análises técnicas rigorosas para assegurar o desempenho adequado e a segurança operacional. Nesse contexto, estudos elétricos específicos como o fluxo de potência, análise de curto-circuito e estudo de harmônicos tornam-se imprescindíveis.

2.4.1 Fluxo de potência

O estudo de fluxo de potência em sistemas com geração renovável tem por objetivo avaliar o impacto da introdução dessas fontes na operação normal da rede elétrica industrial. Diferentemente dos sistemas convencionais, a geração proveniente de fontes renováveis como a fotovoltaica apresenta variabilidade significativa, exigindo estudos detalhados em múltiplos cenários operacionais (como condições de baixa e alta geração solar) (MILANO, 2010).

O fluxo de potência avalia a tensão nodal, o carregamento das linhas e transformadores, e o fluxo de potência ativa e reativa no sistema. Com a inclusão de fontes renováveis distribuídas, esses parâmetros podem sofrer alterações substanciais, como inversões do fluxo tradicional de energia, ocasionando desafios na regulação da tensão e na operação de dispositivos automáticos de controle (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010).

A análise de fluxo de potência consiste na determinação dos valores de tensão, corrente, potência ativa e reativa ao longo do sistema elétrico, considerando as características das cargas e das fontes de geração conectadas (GRAINGER; JR., 2016). O estudo fornece informações detalhadas sobre as condições operacionais normais do sistema, permitindo identificar possíveis pontos de sobrecarga, desvios de tensão e necessidade de compensação de potência reativa.

A resolução do fluxo de potência é normalmente feita através de métodos numéricos iterativos, como Newton-Raphson ou Gauss-Seidel. Essas metodologias buscam solucionar um conjunto de equações não lineares, descrevendo o equilíbrio entre geração, demanda e perdas do sistema elétrico (STAGG; EI-ABIAD, 1968). Esse procedimento é especialmente crítico em indústrias com cargas variáveis ou fontes renováveis intermitentes, como sistemas

fotovoltaicos, onde mudanças na geração e no consumo afetam diretamente o equilíbrio energético.

O método de Newton-Raphson é um algoritmo numérico iterativo amplamente utilizado para resolver sistemas não lineares de equações, sendo especialmente eficiente no cálculo do fluxo de potência em sistemas elétricos. O método permite determinar as tensões nodais e ângulos de fase nas barras do sistema a partir das especificações conhecidas de potência ativa (P) e reativa (Q), descrevendo os parâmetros de cálculo pelas equações não lineares de balanço de potência ativa e reativa para cada barra i de um sistema elétrico genérico, tal qual o exemplificado na Figura 3:

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.1)$$

$$Q_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (2.2)$$

em que:

- P_i, Q_i são as potências ativa e reativa injetadas na barra i ;
- V_i, V_k são os módulos das tensões nas barras i e k ;
- $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ é a diferença de ângulos entre as barras i e k ;
- G_{ik} e B_{ik} são as componentes de condutância e susceptância da matriz admitância nodal Y_{ik} do sistema.

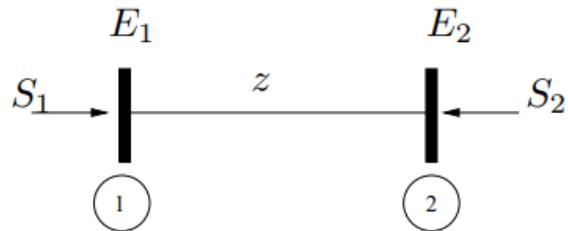


Figura 3 – Diagrama esquemático de um sistema de duas barras genéricas com fluxos de potência

2.4.1.1 Aplicação do Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson lineariza as Equações 2.1 e 2.2 em torno de um ponto de operação inicial e as resolve iterativamente até alcançar a convergência desejada.

De maneira matricial, o método pode ser descrito por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Onde:

- ΔP e ΔQ são os vetores de desvios de potência ativa e reativa entre os valores especificados e os calculados;
- $\Delta \theta$ e ΔV são as correções incrementais no ângulo e na magnitude das tensões;
- A matriz de derivadas parciais é conhecida como *Jacobiana* do sistema.

2.4.1.2 Cálculo da Jacobiana

A Jacobiana J é composta por derivadas parciais calculadas da seguinte forma:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Os elementos individuais da Jacobiana são:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = \begin{cases} -V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}), & i \neq k \\ -Q_i - B_{ii} V_i^2, & i = k \end{cases} \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_k} = \begin{cases} V_i (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}), & i \neq k \\ \frac{P_i}{V_i} + G_{ii} V_i, & i = k \end{cases} \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = \begin{cases} -V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}), & i \neq k \\ P_i - G_{ii} V_i^2, & i = k \end{cases} \quad (2.7)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = \begin{cases} V_i (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}), & i \neq k \\ \frac{Q_i}{V_i} - B_{ii} V_i, & i = k \end{cases} \quad (2.8)$$

2.4.1.3 Critério de Convergência

O processo iterativo é repetido até que os desvios de potência estejam abaixo de um valor de tolerância predefinido:

$$|\Delta P| < \epsilon \quad \text{e} \quad |\Delta Q| < \epsilon \quad (2.9)$$

Onde ϵ é um valor pequeno, tipicamente 10^{-6} p.u.

Após o cálculo dos incrementos $\Delta\theta$ e ΔV por meio da resolução do sistema linear, os valores das variáveis de estado — ângulos das tensões (θ) e suas magnitudes (V) — são atualizados iterativamente. Isso é feito somando-se os incrementos obtidos à estimativa atual:

$$\theta^{(\alpha+1)} = \theta^{(\alpha)} + \Delta\theta \quad (2.10)$$

$$V^{(\alpha+1)} = V^{(\alpha)} + \Delta V \quad (2.11)$$

Nessas expressões, o índice α representa a iteração atual do método. Após a atualização, um novo conjunto de potências $P^{(\alpha+1)}$ e $Q^{(\alpha+1)}$ é calculado com base nos valores atualizados de θ e V . Em seguida, os desvios ΔP e ΔQ são recalculados e comparados com o critério de convergência. Caso os desvios ainda sejam maiores do que o limite estabelecido (ϵ), uma nova iteração é iniciada com os valores atualizados.

Esse processo é repetido até que as correções sejam suficientemente pequenas, ou seja, até que o método atinja a convergência. Quando isso ocorre, considera-se que os valores de V e θ encontrados representam uma solução aceitável para o problema de fluxo de potência, compatível com as equações de balanço de potência do sistema.

2.4.2 Cálculo de Curto-Círcuito em Sistemas Elétricos

Curto-círcuito é uma condição anormal na qual ocorre uma redução abrupta da impedância do sistema elétrico, resultando em correntes elevadas. Essas correntes podem provocar danos térmicos e mecânicos severos aos equipamentos, além de comprometer a segurança operacional das instalações (IEEE, 2006; ANDERSON, 1995).

Os estudos de curto-círcuito têm como objetivo determinar as correntes máximas possíveis em diferentes pontos da rede, considerando tanto condições simétricas quanto assimétricas. As análises simétricas envolvem falhas trifásicas equilibradas, enquanto as assimétricas incluem falhas monofásicas e bifásicas, que são mais frequentes na prática. Tais estudos são fundamentais para o correto dimensionamento dos equipamentos de

proteção, como disjuntores, relés e fusíveis, garantindo a integridade dos sistemas industriais (ANDERSON, 1995).

O cálculo matemático das correntes de curto-circuito é uma etapa fundamental para o dimensionamento e proteção de sistemas elétricos industriais. Ele permite prever os valores máximos de corrente em situações de falhas, garantindo que os equipamentos sejam adequadamente protegidos contra danos térmicos e mecânicos.

2.4.2.1 Conceito de Curto-Círcuito

Um curto-círcuito é definido como uma conexão elétrica não intencional de baixa impedância entre condutores energizados ou entre condutores e terra, como exemplificado pela Figura 4 (neste caso, trata-se de um curto-círcuito trifásico). Tais conexões provocam uma elevação significativa das correntes no ponto da falha, influenciadas diretamente pela impedância equivalente da rede no local do curto-círcuito. Em sistemas elétricos de potência, as impedâncias de falta representam a soma das impedâncias envolvidas no caminho percorrido pela corrente de curto-círcuito, desde a fonte até o ponto da falta. Elas incluem a impedância dos geradores síncronos, transformadores, linhas de transmissão e, muitas vezes, a própria impedância de arco elétrico no local da falha.

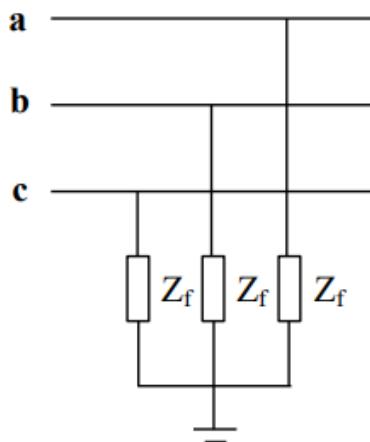


Figura 4 – Esquemático de um curto-círcuito trifásico com impedância genérica de falta Z_f

2.4.2.2 Impedância Equivalente de Curto-Círcuito

Para determinar as correntes de curto-círcuito, a primeira etapa consiste em obter a impedância equivalente vista no ponto da falha. Considerando um curto-círcuito trifásico simétrico, a impedância equivalente (Z_{th}) vista no ponto da falha é calculada a partir da redução das impedâncias do sistema ao seu equivalente Thévenin, conforme a ilustração do processo de cálculo da Figura 5:

$$Z_{th} = R_{th} + jX_{th} \quad (2.12)$$

$$I_f = \frac{V_{th}}{Z_{th} + Z_f} \quad (2.13)$$

onde:

- R_{th} é a resistência equivalente até o ponto de curto-circuito;
- X_{th} é a reatância equivalente até o ponto de curto-circuito;
- I_f é a corrente de curto-circuito;
- V_{th} é a tensão equivalente de Thévenin, isto é, a tensão equivalente da rede do ponto de vista dos terminais nos quais será conectada a impedância de falta.

Esses valores são obtidos a partir da rede elétrica simplificada ou do diagrama unifilar correspondente.

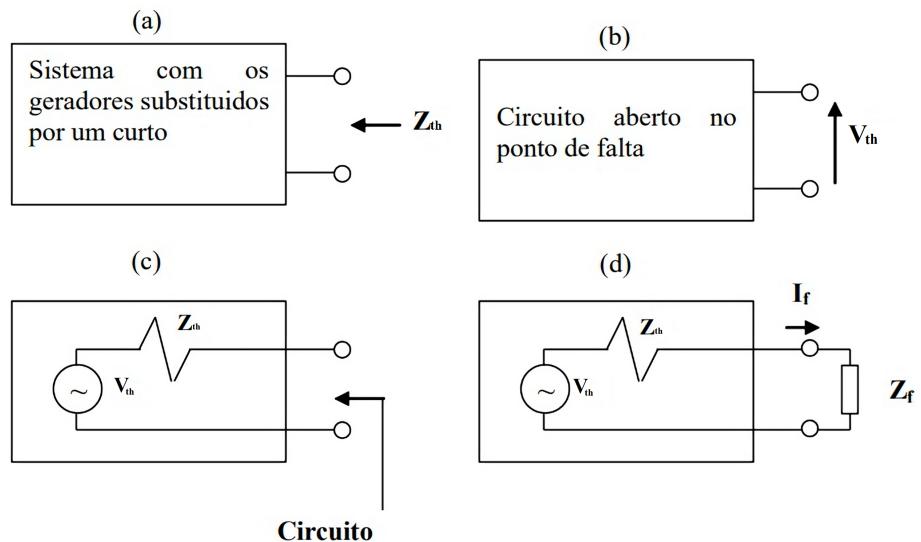


Figura 5 – Ilustração da redução de uma rede pelo seu equivalente de Thévenin para determinação da corrente de curto-circuito

2.4.2.3 Curtos-circuitos simétricos e assimétricos

Uma vez determinada a impedância equivalente no ponto da falha, a corrente simétrica inicial de curto-circuito trifásico (I_{cc}) pode ser calculada pela expressão:

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot |Z_{th}|} \quad (2.14)$$

onde:

- V_n é a tensão nominal fase-fase do sistema (em Volts);
- $|Z_{th}| = \sqrt{R_{th}^2 + X_{th}^2}$ é o módulo da impedância equivalente.

Essa corrente representa o valor inicial simétrico da corrente trifásica no instante imediatamente após a ocorrência do curto-círcuito.

Além do curto-círcuito trifásico simétrico, existem os curtos-circuitos assimétricos, como monofásico-terra, bifásico e bifásico-terra, que são mais frequentes. As correntes para esses curtos-circuitos são calculadas utilizando o método das componentes simétricas.

Por exemplo, para uma falha monofásica-terra, utiliza-se a sequência das impedâncias de sequência positiva (Z_1), negativa (Z_2) e zero (Z_0):

$$I_{cc1\phi} = \frac{3V_{fase}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.15)$$

onde V_{fase} é a tensão fase-terra.

Na prática, durante os primeiros ciclos após a falha, a corrente pode apresentar uma componente assimétrica devido à presença da componente CC transitória, tanto para curtos simétricos quanto assimétricos. Essa componente depende do instante da ocorrência do curto-círcuito e do ângulo da tensão no momento da falha.

A corrente total assimétrica ($i_{cc}(t)$) pode ser representada como:

$$i_{cc}(t) = I_{cc}\sqrt{2} \left(\sin(\omega t + \alpha - \phi) - e^{-(R_{eq}/L_{eq})t} \sin(\alpha - \phi) \right) \quad (2.16)$$

onde:

- $I_{cc}\sqrt{2}$ é o valor de pico da corrente simétrica;
- ω é a frequência angular da rede ($\omega = 2\pi f$);
- α é o ângulo da tensão no instante da falha;
- $\phi = \arctan\left(\frac{X_{eq}}{R_{eq}}\right)$ é o ângulo da impedância equivalente;
- $L_{eq} = X_{eq}/\omega$ é a indutância equivalente da rede.

2.4.3 Cálculos de Harmônicos em Sistemas Elétricos

2.4.3.1 Parâmetros operacionais de segurança de Harmônicos Elétricos

Harmônicos são componentes senoidais de corrente ou tensão com frequência múltipla inteira da frequência fundamental da rede (60 Hz no Brasil). A presença de cargas

não lineares, como inversores, conversores de frequência, retificadores e equipamentos eletrônicos, provoca distorções na forma de onda, resultando na geração de harmônicos (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

Os efeitos adversos dos harmônicos incluem sobreaquecimento de transformadores e cabos, atuação indevida de sistemas de proteção, interferências em sistemas de comunicação e redução da eficiência dos equipamentos industriais. A análise harmônica permite quantificar esses efeitos por meio de índices, como a distorção harmônica total (*Total Harmonic Distortion* – THD), e facilita o projeto de filtros passivos ou ativos, além de estratégias adequadas de mitigação (SINGH; CHANDRA; AL-HADDAD, 2014).

A qualidade da energia elétrica refere-se à adequação da forma de onda de tensão e corrente aos padrões estabelecidos para garantir o desempenho e a durabilidade dos equipamentos. Dentre os diversos fenômenos que afetam a qualidade da energia, os harmônicos se destacam como uma das questões mais críticas, especialmente em ambientes industriais, uma vez que os sistemas industriais frequentemente utilizam cargas não lineares de alta potência (como variadores de frequência, retificadores e conversores) que não apenas geram harmônicos em grande escala, mas também são mais sensíveis aos seus efeitos. A presença excessiva de harmônicos pode comprometer diretamente o funcionamento de processos produtivos, reduzir a vida útil de ativos estratégicos e gerar custos significativos com manutenção corretiva e perdas energéticas.

2.4.3.2 Descrição matemática de formas de onda

No contexto de um sistema elétrico ideal, espera-se que as tensões de suprimento e correntes de carga sejam formas de onda senoidais puras e perfeitamente equilibradas. Na prática, porém, observa-se que esses sinais frequentemente apresentam distorções devido à operação de cargas com características não lineares e outros fatores. Qualquer forma de onda periódica distorcida pode ser decomposta matematicamente em componentes sinusoidais por meio da Série de Fourier, isto é, como a soma de uma componente de valor médio (nível de corrente contínua) e de diversas componentes senoidais cujas frequências são múltiplos inteiros da frequência fundamental. A Figura 6 elucida a decomposição de uma forma de onda genérica na soma de diversas formas de onda senoidais, onde b_1, b_3, b_5 , etc., representam as amplitudes dos harmônicos na série de Fourier de um sinal periódico. Para uma tensão periódica $v(t)$ de frequência fundamental f (com frequência angular $\omega = 2\pi f$), essa decomposição pode ser expressa tal como demonstrado na Equação 2.17.

$$v(t) = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} V_n \operatorname{sen}(n\omega t + \phi_n) \quad (2.17)$$

em que V_0 é o valor médio (componente contínua) da forma de onda, e cada termo n, ω corresponde a uma harmônica de ordem n , ou seja, a um componente cuja frequência é

n vezes a frequência fundamental. Nessa expressão, V_n representa o valor eficaz (RMS) da componente harmônica de ordem n , de modo que $\sqrt{2}V_n$ é a sua amplitude de pico (considerando cada harmônica uma senoide pura), e ϕ_n é a defasagem (ângulo de fase) dessa harmônica. A componente de ordem $n = 1$ corresponde à onda fundamental (frequência f), enquanto as de $n \geq 2$ são as componentes harmônicas propriamente ditas (distorções periódicas de alta ordem). Essa representação permite analisar separadamente cada frequência presente no sinal e entender a contribuição de cada harmônica na forma de onda total (DUGAN et al., 2012).

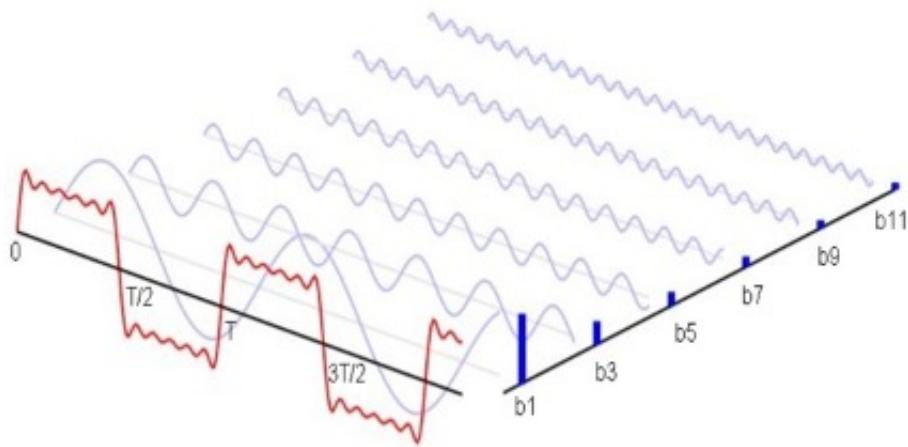


Figura 6 – Forma de onda e sua decomposição em harmônicos (ZAPATA, 2020)

2.4.3.3 Índice de Distorção Harmônica Total (THD)

Para quantificar o grau de distorção de uma forma de onda em relação a uma senoide pura, utiliza-se o índice de Distorção Harmônica Total, conhecido pela sigla THD (do inglês Total Harmonic Distortion). O THD é definido como a razão entre a soma das potências (ou, de forma equivalente, a soma dos quadrados dos valores eficazes) de todos os componentes harmônicos de ordem superior e a potência (valor eficaz ao quadrado) da componente fundamental. Matematicamente, no caso de uma tensão, o THD pode ser formulado da seguinte forma (BLAGOUCHINE; MOREAU, 2011):

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \times 100\% \quad (2.18)$$

onde V_1 é o valor RMS da componente fundamental (primeira harmônica) e V_n (para $n \geq 2$) são os valores RMS das demais componentes harmônicas presentes no sinal. Em outras palavras, o THD expressa quanta parcela da energia total do sinal está contida nas distorções harmônicas em comparação com o conteúdo fundamental. Quanto menor o THD, mais próxima do ideal senoidal é a forma de onda. Em sistemas de energia elétrica, valores baixos de THD são desejáveis, pois implicam menores correntes de pico, menos

aquecimento nos equipamentos e menores perdas em núcleos de máquinas elétricas e transformadores (SHMILOVITZ, 2005). A norma IEEE 519 (IEEE..., 2022), por exemplo, recomenda limites para a THD de tensão e corrente, sendo geralmente aceitos valores abaixo de 5% para tensões.

2.4.3.4 Origem dos harmônicos em equipamentos eletrônicos

A geração de harmônicos em sistemas elétricos está diretamente associada à presença de cargas não lineares, cujo comportamento tensão-corrente não segue uma relação proporcional. Equipamentos de eletrônica de potência — como inversores, conversores CA-CC/CC-CA, retificadores controlados e fontes chaveadas — são os principais responsáveis por esse tipo de distorção nas redes modernas.

Matematicamente, quando um dispositivo não linear é submetido a uma tensão senoidal $v(t) = V_1\sqrt{2}\sin(\omega t)$, a corrente resultante $i(t)$ consumida ou injetada por ele pode ser expressa como uma soma de componentes harmônicas, como demonstra a Equação 2.19.

$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sqrt{2} \sin(n\omega t + \phi_n) \quad (2.19)$$

em que:

- I_n é o valor eficaz (RMS) da corrente da n -ésima harmônica;
- $\omega = 2\pi f$ é a frequência angular fundamental;
- ϕ_n é o ângulo de fase associado à harmônica de ordem n ;
- $n = 1$ representa a componente fundamental, enquanto $n > 1$ corresponde aos harmônicos.

Para cargas lineares puras, todos os termos com $n > 1$ são nulos. Entretanto, em dispositivos de eletrônica de potência, a comutação de chaves semicondutoras e a operação em modos de controle modulados (como PWM) produzem formas de onda de corrente não senoidais, ricas em componentes harmônicas. Essas formas de onda podem ser altamente distorcidas e dependem da topologia do conversor, da lógica de controle e da frequência de chaveamento (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 2003).

De forma geral, se a corrente $i(t)$ é periódica, mas não senoidal, ela pode ser representada por uma Série de Fourier na forma:

$$i(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t) \quad (2.20)$$

cuja representação fasorial foi descrita pela Equação 2.19, e em que os coeficientes a_n e b_n estão diretamente relacionados ao conteúdo harmônico da corrente. Esses coeficientes dependem da forma de onda gerada pelo circuito eletrônico de potência, que, por sua vez, é função dos estados de condução das chaves semicondutoras em cada instante (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

Em inversores fotovoltaicos, por exemplo, a modulação por largura de pulso (PWM) utilizada para sintetizar formas de onda senoidais a partir de uma fonte CC inevitavelmente introduz harmônicos ao redor das múltiplas da frequência de chaveamento. Embora harmônicos de alta frequência sejam atenuados por filtros internos, o espectro resultante da corrente injetada ainda pode conter harmônicos de ordens ímpares baixas.

Portanto, mesmo que os harmônicos gerados dependam da natureza específica do equipamento, sua inserção no sistema pode ser analisada por meio da decomposição espectral da corrente resultante, a partir da qual se obtêm os índices de distorção relevantes — como o THD — e se avalia a conformidade com os padrões normativos.

2.4.3.5 Impedância e Propagação Harmônica

As correntes harmônicas produzidas por cargas não lineares interagem com a impedância do sistema elétrico, resultando em quedas de tensão harmônicas nas mesmas frequências dessas correntes. Para cada ordem harmônica h , a relação entre a corrente harmônica (I_h) e a tensão harmônica resultante (V_h) é dada, analogamente à lei de Ohm, por:

$$V_h = Z_h \cdot I_h \quad (2.21)$$

onde Z_h é a impedância equivalente do sistema “vista” na frequência harmônica h . Dessa forma, uma dada injeção de corrente harmônica provocará uma distorção de tensão cuja magnitude depende diretamente da impedância do circuito naquela frequência. Em sistemas de potência robustos – isto é, com fonte de curto-círcito de alta potência e, portanto, baixa impedância interna – uma corrente harmônica de determinada amplitude produzirá uma distorção de tensão relativamente pequena. Por outro lado, em sistemas com fonte fraca (impedância elevada), correntes harmônicas modestas podem resultar em distorções de tensão significativas (MORENO, 2019). Essa impedância (Z_h) geralmente inclui efeitos indutivos e capacitivos das linhas, transformadores e cargas, podendo gerar ressonâncias perigosas quando componentes harmônicas encontram frequências naturais do sistema.

Outro fenômeno relevante é a possibilidade de ressonâncias harmônicas na rede. Elementos reativos do sistema – principalmente indutâncias (de linhas e transformadores) e capacitâncias (de bancos de capacitores para correção de fator de potência ou filtros) –

podem formar circuitos ressonantes em determinadas frequências. Se a frequência de uma corrente harmônica presente no sistema coincide (ou fica muito próxima) da frequência natural de ressonância de alguma parte do circuito, pode ocorrer amplificação dessa componente. Nesses casos, mesmo uma corrente harmônica de pequena amplitude pode gerar tensões harmônicas elevadas (ou vice-versa), devido ao acúmulo de energia na ressonância entre as indutâncias e capacitâncias do circuito (GRADY; SAMOTYJ, 2012). Ressonâncias do tipo paralelo (entre a reatância da rede e capacitores) são especialmente críticas, pois tendem a elevar a impedância equivalente na frequência ressonante, aumentando drasticamente as distorções de tensão. Esse efeito pode resultar em sobretensões, sobrecarga de capacitores, aquecimento excessivo de componentes e outros problemas de qualidade de energia. Por essa razão, ao inserir novas fontes de harmônicos em uma instalação (como um conjunto de inversores ou grandes conversores eletrônicos), é fundamental avaliar as frequências harmônicas geradas e as impedâncias do sistema, de modo a evitar fenômenos de ressonância. Medidas de mitigação, como filtros harmônicos sintonizados ou filtros ativos, podem ser necessárias para manter os índices de distorção dentro de limites aceitáveis e assegurar a qualidade da energia fornecida.

2.4.3.6 Análise Harmônica com Fontes Renováveis

A presença de inversores eletrônicos utilizados na conexão de fontes fotovoltaicas gera distorções harmônicas no sistema elétrico, afetando diretamente a qualidade da energia fornecida. Os inversores possuem circuitos de potência baseados em eletrônica de potência, produzindo harmônicos de frequências superiores que podem causar interferências e danos aos equipamentos sensíveis, além de gerar perdas adicionais nos componentes da rede (ARRILLAGA; WATSON; CHEN, 2007).

O estudo harmônico visa determinar índices como a distorção harmônica total (THD), identificar os harmônicos mais críticos presentes no sistema e propor soluções de mitigação. Em sistemas industriais, esses estudos são fundamentais para evitar problemas operacionais e assegurar o funcionamento eficiente e seguro dos equipamentos (BAGGINI, 2008).

2.5 Software de Simulação *PowerFactory*

O software *PowerFactory*, desenvolvido pela DIgSILENT GmbH, é uma ferramenta computacional amplamente utilizada para a modelagem, análise e simulação avançada de sistemas elétricos de potência. Reconhecido por sua versatilidade, o *PowerFactory* permite realizar estudos completos, incluindo análise de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade dinâmica e transitória, além de estudos harmônicos e de qualidade da energia, sendo especialmente adequado para sistemas industriais que integram geração renovável (DIgSI-

LENT GmbH, 2023). Sua operação baseia-se na representação detalhada dos componentes elétricos por meio de modelos matemáticos, o que possibilita análises realistas de sistemas industriais complexos. A interface gráfica oferece ferramentas intuitivas para a criação e edição de diagramas unifilares, configuração de cenários operacionais e visualização dos resultados obtidos (GONZALEZ-LONGATT; RUEDA, 2014). Entre suas funcionalidades destacam-se a modelagem detalhada de equipamentos como transformadores, motores, inversores, geradores, linhas e cabos; a configuração dinâmica e transitória dos elementos do sistema; a flexibilidade para simulações multifásicas (sejam trifásicas completas ou simplificadas); a realização de análises probabilísticas e estudos de sensibilidade; e ainda ferramentas integradas para tratamento de dados e geração automática de relatórios.

A realização de simulações fidedignas no *PowerFactory* exige a observância de alguns aspectos essenciais. É imprescindível garantir a precisão na coleta e inserção dos dados referentes a equipamentos, cargas e geração, uma vez que erros de parametrização podem comprometer totalmente os resultados. Também é fundamental a seleção adequada e a correta parametrização dos modelos matemáticos de motores, geradores e inversores, de modo a representar de forma realista o comportamento elétrico do sistema industrial. Além disso, a definição clara de cenários operacionais, contemplando diferentes condições de carregamento e de potência gerada, é determinante para identificar corretamente os limites do sistema. Por fim, deve-se assegurar a conformidade das simulações com normas técnicas reconhecidas, como ABNT, IEC e IEEE, a fim de garantir que os resultados sejam tecnicamente válidos e aceitos para a tomada de decisão e aplicação prática. A observância rigorosa desses critérios é indispensável para assegurar análises consistentes e resultados aplicáveis às práticas reais dos sistemas elétricos industriais.

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo, discutiram-se conceitos sobre GD e seus impactos técnicos. Evidenciou-se a importância da descentralização energética como estratégia para reduzir perdas técnicas, melhorar a qualidade do fornecimento e aumentar a sustentabilidade ambiental e econômica das instalações industriais. Destacaram-se ainda os desafios técnicos significativos, como a variabilidade da geração e impactos na estabilidade e proteção do sistema elétrico.

Ao abordar os sistemas fotovoltaicos, foram descritos detalhadamente seus princípios de funcionamento, componentes essenciais e desafios específicos associados à integração com redes industriais existentes, como a necessidade de gestão ativa da qualidade da energia e ajustes nos sistemas tradicionais de proteção elétrica. Ressaltou-se que a correta implementação desses sistemas depende fortemente da consideração detalhada desses fatores técnicos.

Adicionalmente, foram analisados os parâmetros operacionais críticos relacionados ao desempenho seguro e eficiente dos sistemas elétricos industriais, incluindo estudos específicos sobre fluxo de potência, curto-círcuito e harmônicos. Esses parâmetros representam elementos-chave para garantir a integridade física das instalações e equipamentos, bem como para assegurar a confiabilidade operacional contínua dos processos industriais.

A aplicação prática dessas análises foi reforçada pela apresentação das capacidades do software *PowerFactory*, ferramenta reconhecida pela precisão e versatilidade na realização desses estudos elétricos. A discussão técnica enfatizou a importância da qualidade dos dados, correta parametrização dos modelos e adesão às normas técnicas para garantir resultados confiáveis e aplicáveis.

A integração de geração renovável em sistemas elétricos industriais apresenta oportunidades significativas, aliadas a desafios técnicos que exigem planejamento cuidadoso, análises rigorosas e emprego adequado de ferramentas computacionais especializadas.

3 Modelagem e Metodologia

3.1 Modelagem

3.1.1 Modelagem do Sistema Elétrico Industrial

O sistema elétrico industrial utilizado neste estudo foi modelado de modo a representar de forma fidedigna as características operacionais típicas de instalações industriais de médio porte, contemplando diferentes níveis de tensão, perfis de carga e topologias de distribuição interna. Para a definição dos parâmetros do sistema, consideraram-se critérios técnicos baseados em literatura especializada e recomendações normativas (ABNT, 2021), (IEEE, 1993), (IEEE, 1997), garantindo assim a representatividade do arranjo elétrico para fins de análise comparativa. Foi considerado que o sistema sob análise está isolado, com três geradores alimentando respectivos três painéis **PAINEL EQ-A**, **PAINEL EQ-B** e **PAINEL EQ-C**. O diagrama unifilar, os dados nominais dos transformadores, motores, linhas, painéis e dispositivos de proteção foram determinados de forma a abranger as principais variáveis de interesse e permitir a realização das simulações propostas com abrangência e flexibilidade. As configurações adotadas visam ainda contemplar cenários de operação realistas, de modo a possibilitar a avaliação dos impactos da inserção de geração fotovoltaica em diferentes condições de operação do sistema. O sistema elétrico modelado, já com a geração incluída, está explicitado na Figura 7. O sistema elétrico foi propositalmente modelado de maneira simplificada e isolada, visando minimizar a influência de variáveis externas e facilitar a identificação clara e direta dos impactos associados à inserção da geração fotovoltaica. Dessa forma, é possível distinguir mais facilmente as alterações provocadas pela introdução dos painéis, como mudanças em níveis de curto-circuito, fluxos de potência e distorções harmônicas, sem que tais efeitos sejam mascarados por complexidades adicionais inerentes a sistemas mais extensos ou altamente interligados.

3.1.2 Modelagem de Geradores

A adição de geradores síncronos ao sistema elétrico industrial tem como finalidade fornecer suporte de potência ativa e reativa à rede, além de permitir a comparação do desempenho elétrico da planta antes e depois da inserção de fontes rotativas. Neste estudo, os geradores foram conectados diretamente aos painéis EQ-A, EQ-B e EQ-C, operando em paralelo e representando uma fonte convencional de geração elétrica de média tensão em subseções de sistemas elétricas industriais.

Para fins de simulação, foram utilizados modelos disponíveis na biblioteca padrão do

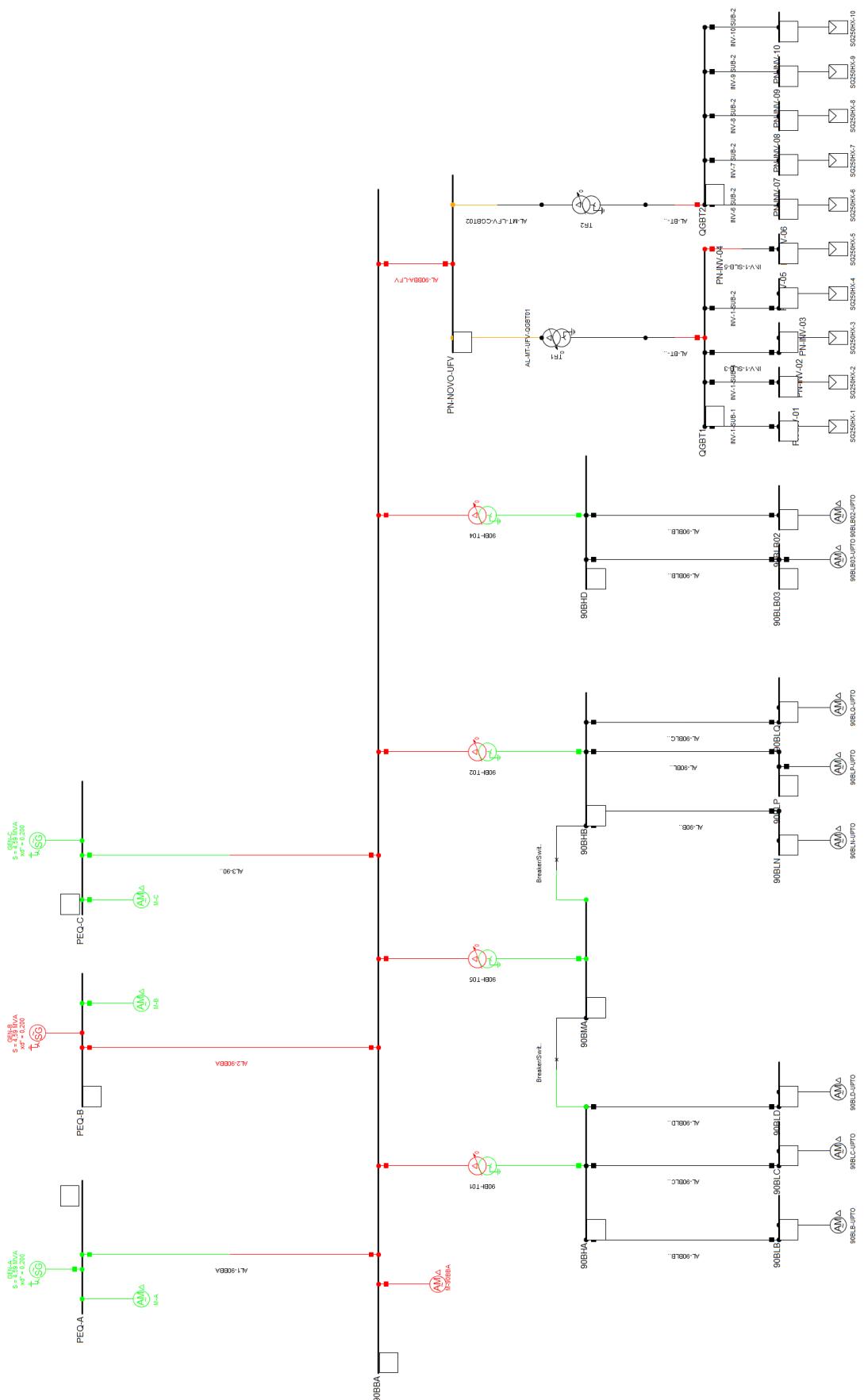


Figura 7 – Diagrama unifilar do sistema elétrico

software *PowerFactory*, que permite a representação de geradores síncronos com controle de tensão (*PV buses*). Esta abordagem simplifica a implementação e garante precisão na análise de fluxo de potência e simulações de curto-círcuito, desde que os parâmetros sejam corretamente definidos.

Os geradores foram parametrizados com base em características típicas de equipamentos comerciais para esta faixa de tensão e aplicação. A Tabela 1 apresenta os principais dados nominais utilizados:

Parâmetro	Valor
Potência ativa nominal	4,592 MW
Tensão nominal	6,6 kV
Fator de potência	0,9 (indutivo)
Configuração	Trifásico, conexão YN
Resistência do estator (R_s)	0,004 pu
Reatância do estator (X_s)	0,124 pu
Reatância subtransitória (X_d'')	0,181 pu
Reatância de sequência negativa (X_2)	0,191 pu
Reatância de sequência zero (X_0)	0,06 pu

Tabela 1 – Parâmetros nominais dos geradores modelados

A modelagem no *PowerFactory* foi realizada utilizando o modelo de gerador síncrono com controle automático de tensão terminal. Esse modelo permite representar a resposta dinâmica e a regulação de tensão dos geradores, além de calcular adequadamente a contribuição de corrente durante faltas. Por serem representados como barramentos PV, os geradores controlam a tensão nos barramentos aos quais estão conectados, dentro dos limites de capacidade reativa especificados.

Nos estudos de fluxo de carga, os geradores contribuem com potência ativa e reativa ao sistema, estabilizando a tensão nos painéis EQ-A, EQ-B e EQ-C. Em simulações de curto-círcuito, os parâmetros de reatância subtransitória (X_d'') e resistência do estator (R_s) são essenciais para calcular a magnitude da corrente de falta fornecida pelos geradores, particularmente nos primeiros ciclos do evento. Já nos estudos de harmônicos, assumiu-se que os geradores síncronos não introduzem distorções significativas à rede, sendo desconsiderada sua contribuição harmônica, conforme prática comum para esta classe de equipamento (ARRILLAGA; WATSON, 1997; HINGORANI; GYUGYI, 2000).

A utilização de três unidades geradoras com os mesmos parâmetros técnicos garante simetria na operação em paralelo. A modelagem adequada destes equipamentos é fundamental para garantir a fidelidade das simulações, tanto em regime permanente quanto em situações de contingência.

3.1.3 Modelagem de transformadores

Cada transformador foi especificado com características técnicas fundamentadas em normas (ABNT, 2014), (IEEE, 1993), (ABNT, 2021). Na prática, a definição de um transformador de alimentação deve considerar a demanda prevista (soma das cargas com fatores de demanda), o regime de operação das cargas e futuras expansões. Nesse estudo, são abordados critérios de escolha da potência do transformador (kVA), definição do tipo (seco ou a óleo, dependendo do ambiente), e especificação dos componentes associados (tensão de operação dos componentes, potência demandada, barramentos etc.), garantindo que o perfil de carga industrial seja atendido com folga e segurança. A modelagem de um transformador no software *PowerFactory* é explicitada na Figura 8. As principais escolhas de projeto – relação de transformação, tipo construtivo (refrigeração), impedância de curto-círcuito e grupo de ligação – adotadas no sistema são:

Relação de Transformação (Níveis de Tensão): Os transformadores T01–T05 rebaixam 6,6 kV para 0,48 kV, adequando a tensão do barramento MT para a alimentação de motores em baixa tensão (480 V). Esse nível de 480 V (fase-fase) é comumente utilizado em instalações industriais para acionar motores, painéis e outras cargas de potência, estando em conformidade com padrões internacionais de distribuição de baixa tensão (IEEE, 1993). Já os transformadores TR1–TR2 têm relação 6,3 kV/0,8 kV, conectando o barramento de 6,3 kV aos painéis fotovoltaicos cuja saída dos inversores é em torno de 800 V. Essa relação permite elevar a tensão gerada pelos inversores solares para o nível do barramento MT, viabilizando a integração da geração distribuída ao sistema elétrico da planta. (KADIR; KHATIB; ELMENREICH, 2014)

Tipo Construtivo e Meio de Resfriamento: Os transformadores T01–T05 (0,8 MVA) são do tipo imerso em óleo mineral (refrigeração natural, ONAN), enquanto os transformadores TR1–TR2 (1,4 MVA) são do tipo a seco (provavelmente em resina moldada, ventilação natural/forçada). A potência dos transformadores foi determinada através da análise das potências ativas e reativas dos componentes a elas conectados. A opção por transformadores a óleo nos alimentadores principais se justifica pelo fato de, em potências mais elevadas, os transformadores com óleo possuem maior capacidade de dissipação térmica, dimensões mais compactas e geralmente custo inicial inferior em comparação aos secos de mesma capacidade. Por outro lado, os transformadores a seco foram selecionados para TR1–TR2 devido à sua aplicação específica junto aos painéis fotovoltaicos – instalados em ambiente *indoor* (salas elétricas próximas aos inversores), consequentemente em áreas onde se busca eliminar riscos associados a vazamentos de óleo e fogo. Transformadores a seco apresentam menor risco de incêndio e dispensam sistemas de contenção de óleo,

sendo indicados para instalações onde a segurança contra incêndio e facilidade de manutenção são prioritárias. ([Schneider Electric, 2004](#))

Impedância de Curto-Círcuito (%Z): As impedâncias percentuais selecionadas (aprox. 6,25% para T01–T05 e 5,88% para TR1–TR2) foram assim decididas por estarem dentro da faixa típica para transformadores de distribuição deste porte, conforme diretrizes normativas internacionais ([IEEE, 1993](#)).

Grupo de ligação (Dyn11): Todos os transformadores são conectados em Delta no enrolamento de 6,6 kV e Estrela com neutro no enrolamento de BT, com defasagem de 30° (grupo vetorial Dyn11). A configuração delta-estrela com neutro segue o padrão amplamente utilizado em transformadores de distribuição trifásicos. Primeiramente, o enrolamento primário em delta impede a circulação de correntes de sequência zero entre o lado BT e o lado MT – ou seja, correntes de falta à terra ou harmônicas de terceira ordem no lado de 0,48 kV/0,8 kV não retornam pelo lado de 6,6 kV – contribuindo para a estabilidade do sistema de MT. Em segundo lugar, o enrolamento secundário em estrela fornece um ponto neutro solidamente aterrado (ou aterrável) para atendimento das cargas trifásicas e monofásicas em BT, em conformidade com as práticas de aterramento de baixa tensão (conforme ([ABNT, 2004](#)), é necessário neutro para sistemas de distribuição TN/TT). No presente sistema, a padronização de todos os transformadores em Dyn11 garante coerência de fase entre as diversas fontes e cargas: por exemplo, os transformadores TR1–TR2 que inserem a geração fotovoltaica no barramento de 6,6 kV o fazem em fase com os transformadores de carga T01–T05, possibilitando paralelismo e transferência de potência adequada. Esta escolha está alinhada às normas IEC 60076-1 e IEC 60076-4 ([IEC, 2011](#)) (que classificam grupos vetoriais) e às recomendações do IEEE Std C57.12.10-2017 ([IEEE..., 2018](#)), sendo predominante em transformadores de subestações industriais.

As informações dos transformadores modelados encontram-se na Tabela 2.

Nome do transformador	Potência nominal [MVA]	Tensão prim. [kV]	Tensão sec. [kV]	Ligaçāo primária	Ligaçāo secundária	Diferença de fase [°]	Posições tap	Tensão por tap [%]	Posição central
T01-90BBA	0,8	6,3	0,48	D	YN	330	±2	2,5	0
T02-90BBA	0,8	6,3	0,48	D	YN	330	±2	2,5	0
T03-90BBA	0,8	6,3	0,48	D	YN	330	±2	2,5	0
T04-90BBA	0,8	6,3	0,48	D	YN	330	±2	2,5	0
T05-90BBA	0,8	6,3	0,48	D	YN	330	±2	2,5	0
TR1-INVERSORES	1,4	6,3	0,8	D	YN	30	±2	2,5	0
TR2-INVERSORES	1,4	6,3	0,8	D	YN	30	±2	2,5	0

Tabela 2 – Transformadores modelados

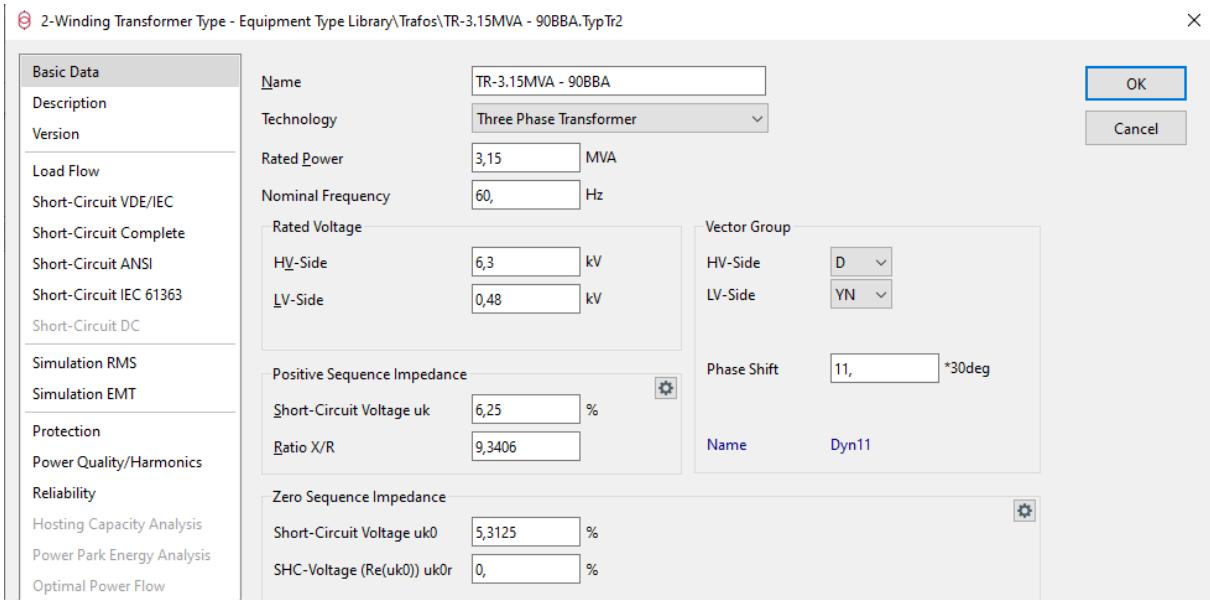


Figura 8 – Modelagem de transformadores no software *PowerFactory*

3.1.4 Modelagem de cabos

A seleção adequada dos cabos baseia-se em critérios técnicos que visam atender às exigências elétricas e normativas do projeto e atender as normas técnicas vigentes (ABNT, 2004), (IEC, 2015), (IEC, 2023). Os cabos elétricos são elementos fundamentais nos sistemas elétricos industriais, cumprindo a função crítica de interligar equipamentos como transformadores, inversores, painéis e cargas. Para as interligações do sistema em que não havia um cabo de potência explicitamente especificado (por exemplo, conexões internas em painéis ou barramentos curtos não listados na tabela), optou-se por uma modelagem ideal, assumindo impedâncias desprezíveis nessas ligações, equivalentes a condutores “perfeitos” para aquele nível de tensão. Essa simplificação evita a inserção de quedas de tensão artificiais onde o efeito do cabo é insignificante. Em contrapartida, nas conexões principais detalhadas na Tabela 3, as impedâncias R_1 , X_1 , R_0 , X_0 foram rigorosamente incluídas.

No software *PowerFactory*, a modelagem dos cabos é realizada por meio do elemento denominado *Line*, que requer parâmetros elétricos específicos para representar fielmente o comportamento real dos cabos no sistema. Para os cabos relevantes do sistema estudado, os seguintes parâmetros foram considerados:

Resistência de sequência positiva (R_1): define as perdas ôhmicas e influências sobre quedas de tensão;

Reatância de sequência positiva (X_1): define a oposição ao fluxo de corrente alternada trifásica equilibrada, influenciando sobre quedas de tensão e fluxo de potência reativa;

Resistência de sequência zero (R_0) e reatância de sequência zero (X_0): parâmetros fundamentais para análise de faltas à terra e condições de desequilíbrio no sistema elétrico;

Seção nominal: escolhida de modo a conduzir a corrente de carga sem aquecimento excessivo e suportar correntes de curto-círcuito dentro dos limites toleráveis, atendendo aos critérios de ampacidade contínua e de curto prazo;

Tipo de isolamento: definido em função da tensão de operação e das condições ambientais. No sistema em estudo utilizam-se cabos de média tensão isolados em EPR ou HEPR (borracha etileno-propileno, inclusive de alto módulo) e XLPE (polietileno reticulado) para 6,3 kV, e cabos de baixa tensão (0,6/1 kV) em XLPE, por serem os tipos mais comuns para as dadas configurações de isolamento;

Número de condutores: cabos tripolares/trifásicos ou arranjos trifilares (três condutores de fase reunidos) são utilizados nas ligações trifásicas, facilitando a instalação e garantindo simetria nas impedâncias de fase. Nos níveis de 6,3 kV, são usados cabos trifásicos com três condutores isolados sob a mesma capa (identificados como “TRIF” na especificação), enquanto no nível de 0,48 kV empregam-se conjuntos trifilares de cabos unipolares agrupados (arranjo trefoil);

Material do condutor: definido pelo compromisso entre performance e custo. Optou-se pelo uso de alumínio como material condutor em todos os cabos de potência do sistema (indicado pela sigla “AL”), devido à sua menor densidade e custo por ampère comparado ao cobre, atendendo ainda aos requisitos de condutividade elétrica.

Esses parâmetros são normalmente fornecidos por fabricantes, sendo estabelecidos em função da seção do condutor, tipo de isolamento, configuração física dos cabos e método de instalação. No software *PowerFactory*, os valores desses parâmetros são definidos diretamente no objeto de linha correspondente, juntamente com o comprimento físico dos cabos, resultando em um cálculo automático e representação fiel das impedâncias reais dos circuitos. A modelagem de um cabo no software é explicitada na Figura 9.

Para os cabos identificados como relevantes neste estudo, utilizaram-se valores explícitos de resistência e reatância de sequência positiva e zero, detalhados na Tabela 3. A nota *TRIF* presente no tipo de alguns cabos significa Trifólio, uma disposição geométrica dos condutores em formato triangular, comum em instalações subterrâneas.

Cabo	Tipo de cabo considerado	Comprimento [m]	R_1 [Ω]	X_1 [Ω]	R_0 [Ω]	X_0 [Ω]
AL-90BBA-90BHT03	EPR - 6/10 kV - 150 mm ² - TRIF	575	0,0926	0,0713	0,3703	0,2852
AL-90BBA-UFV	EPR - 6/10 kV - 95 mm ² - TRIF	603	0,0769	0,040	0,3705	0,1637
AL-BT-UFV-QGBT01	HEPR - 0.6/1 kV - 150 mm ²	5	0,0001	0,0001	0,0005	0,0003
AL-BT-UFV-QGBT02	HEPR - 0.6/1 kV - 150 mm ²	5	0,0001	0,0001	0,0005	0,0003
AL-MT-UFV-QGBT01	EPR - 6/10 kV - 95 mm ² - TRIF	180	0,0028	0,0018	0,0130	0,0074
AL-MT-UFV-QGBT02	EPR - 6/10 kV - 95 mm ² - TRIF	318	0,0049	0,0031	0,0229	0,0129
AL-Transformer T1	EPR - 6/10 kV - 120 mm ² - TRIF	150	0,0296	0,0192	0,1182	0,0768
AL-Transformer T2	EPR - 6/10 kV - 120 mm ² - TRIF	150	0,0296	0,0192	0,1182	0,0768
INV-1 SUB-1	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	55	0,0116	0,0048	0,0692	0,0472
INV-2 SUB-2	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	118	0,0248	0,0103	0,1485	0,0947
INV-3 SUB-1	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	53	0,0112	0,0046	0,0667	0,0454
INV-4 SUB-1	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	72	0,0151	0,0063	0,0907	0,0618
INV-5 SUB-1	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	78	0,0164	0,0068	0,0983	0,0670
INV-6 SUB-1	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	46	0,0097	0,0040	0,0580	0,0395
INV-7 SUB-2	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	20	0,0042	0,0018	0,0252	0,0184
INV-8 SUB-2	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	40	0,0084	0,0035	0,0505	0,0368
INV-9 SUB-2	Cabo-AL-XLPE-Trifólio-185 mm ²	104	0,0218	0,0090	0,0874	0,0416

Tabela 3 – Cabos modelados

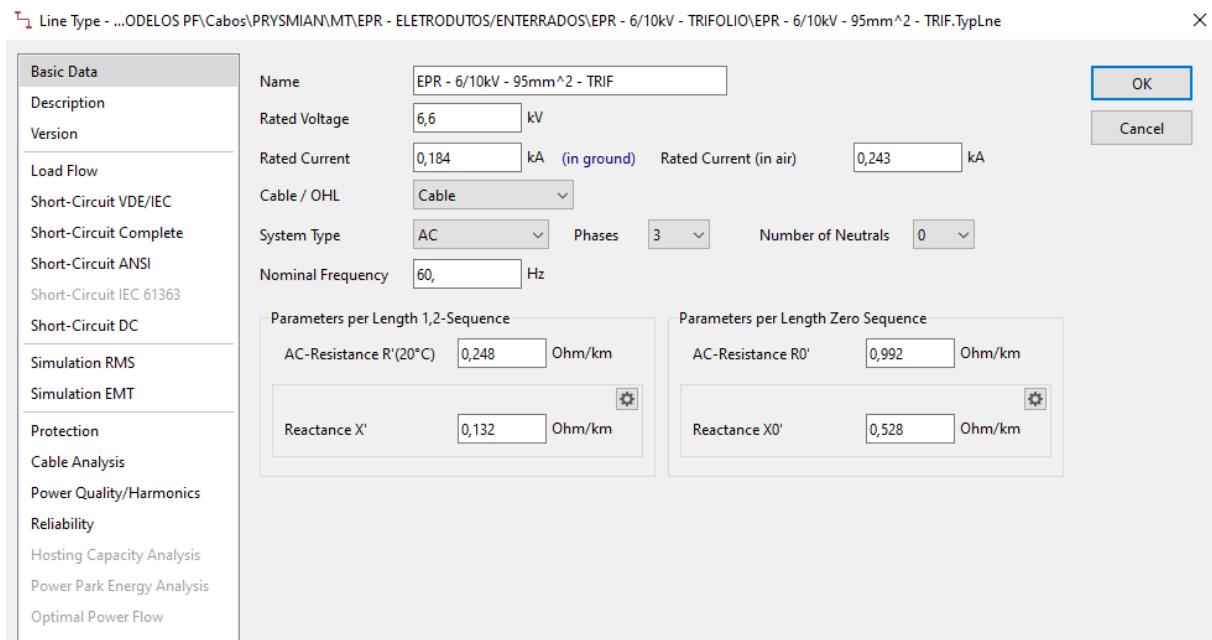


Figura 9 – Modelagem de cabos

3.1.5 Modelagem de motores assíncronos

As cargas industriais de baixa tensão foram representadas no software *PowerFactory* por meio de motores de indução trifásicos equivalentes individuais, utilizando características típicas de motores da fabricante WEG. Isto foi feito pois, para sistemas industriais, a maioria das cargas é constituída por motores elétricos, permitindo representar com fidelidade tanto a demanda ativa quanto a reativa dessas cargas. Não foram utilizadas cargas não-lineares na modelagem do projeto.

Cada carga foi modelada utilizando um motor trifásico com as especificações técnicas indicadas na Tabela 4.

Nomes dos motores	Potência nominal [W]	Tensão [kV]	Fator de potência	Rendimento	Frequência [Hz]	Rotação nominal [rpm]	Pares de polos	Corrente de rotor bloqueado [p.u.]	R/X
M01-A, M01-B, M01-C	3,55 M	6,3	0,9	95,8%	60	1890	4	4,1299	0,1538
M01-90BBA	900 k	6,3	0,87	94,9%	60	1184	3	3,8148	0,1752
M01-90BLN, M01-90BLP, M01-90BLQ, M01-90BLB, M01-BLC, M01-BLD	75 k	0,48	0,85	95,5%	60	1785	2	4,4	0,175

Tabela 4 – Motores modelados

Os motores foram conectados diretamente à rede em configuração delta, sem dispositivos intermediários de partida ou controle eletrônico. Inicialmente, não foram adotados bancos de capacitores para correção local de fator de potência.

A utilização de motores equivalentes no *PowerFactory* permite avaliar corretamente os impactos das cargas sobre o comportamento do sistema, e, no caso deste trabalho, no que tange os estudos de curto-circuito, fluxo de carga e análise harmônica. Em regime permanente, esses motores absorvem potência ativa e reativa, resultando em quedas de tensão mais significativas e maior demanda por potência reativa, o que afeta diretamente o dimensionamento de condutores e equipamentos associados. Nos cálculos de curto-circuito, os motores foram considerados fontes transitórias adicionais de corrente devido à energia armazenada em seus rotores, contribuindo para uma corrente inicial de falta mais elevada. Por fim, do ponto de vista harmônico, os motores foram considerados cargas lineares devido à ausência de eletrônica de potência, porém sua presença influencia a impedância global do sistema e, consequentemente, a resposta do sistema às frequências harmônicas.

Os parâmetros mencionados foram inseridos diretamente no tipo *Asynchronous Machine* do software *PowerFactory*, utilizando o elemento padrão de máquina assíncrona disponibilizado pelo software, como indicado na Figura 10. A partir dessa parametrização detalhada, o software realiza cálculos que refletem o comportamento real das cargas motorizadas, garantindo que os estudos elétricos subsequentes tenham resultados realistas e fundamentados tecnicamente.

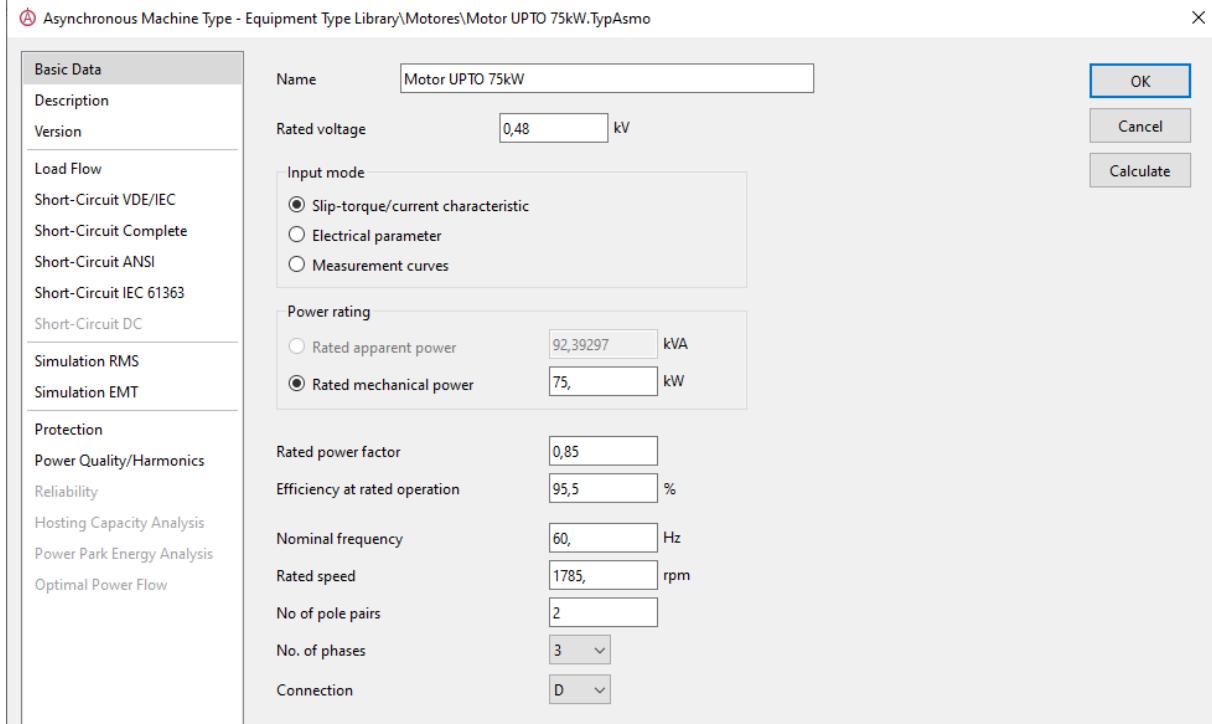


Figura 10 – Modelagem de um motor assíncrono no software *PowerFactory*

3.1.6 Modelagem dos painéis fotovoltaicos

Para representar os painéis fotovoltaicos no sistema elétrico industrial, foram utilizados os modelos específicos dos inversores fotovoltaicos SG250HX fornecidos pela fabricante Sungrow. Foram modelados dez painéis fotovoltaicos idênticos, cada um com potência ativa instalada de 0,2 MW e potência reativa de -0,05 MVAr, totalizando 2 MW e -0,5 MVAr respectivamente. Cada painel opera com fator de potência capacitivo de aproximadamente 0,9701 e potência aparente de 0,206 MVA. Por simplificação e clareza na modelagem, os painéis foram assumidos conectados diretamente aos inversores, sem componentes intermediários adicionais.

No software *PowerFactory*, o modelo do inversor SG250HX já existente na biblioteca foi utilizado, complementado com os dados técnicos fornecidos pela fabricante Sungrow. O espectro harmônico dos inversores foi representado de acordo com os maiores níveis de harmônicos do inversor SG250HX, representados pela Tabelas 5 e 6.

A inserção de painéis fotovoltaicos afeta significativamente os estudos de fluxo de carga, curto-circuito e harmônicos. No fluxo de carga, a injeção de potência ativa e reativa pelos inversores altera o perfil de tensão e pode provocar fluxos reversos, dependendo das condições operacionais e da carga total do sistema. No caso de curto-circuito, os inversores geralmente têm capacidade limitada de contribuição para corrente de falta (por exemplo, 1,1–1,5 pu), tipicamente próxima à corrente nominal, influenciando menos os cálculos de curto-circuito comparativamente a fontes convencionais de geração. No caso

deste trabalho, a contribuição dos inversores foi adotada como 1,2 p.u. No entanto, a presença de conversores eletrônicos introduz distorções harmônicas adicionais, tornando essencial uma avaliação detalhada das correntes harmônicas injetadas na rede (KADIR; KHATIB; ELMENREICH, 2014).

Assim, os principais parâmetros considerados na modelagem dos painéis fotovoltaicos incluíram potência ativa e reativa fornecida, espectro harmônico detalhado, controles internos do inversor, e impedância efetiva de saída. Esses parâmetros foram inseridos no modelo do *PowerFactory* com o objetivo de realizar simulações detalhadas e confiáveis sobre o impacto da geração fotovoltaica no comportamento operacional e na qualidade da energia do sistema industrial analisado.

Harmônicas		
Ordem harmônica	Frequência [Hz]	Ih [%]
2	120	0,09
3	180	0,1
4	240	0,05
5	300	0,75
6	360	0,02
7	420	1,02
8	480	0,02
9	540	0,05
10	600	0,02
11	660	0,54
12	720	0,01
13	780	0,29
14	840	0,01
15	900	0,03
16	960	0,01
17	1020	0,36
18	1080	0,01
19	1140	0,26
20	1200	0,02
21	1260	0,02
22	1320	0,02
23	1380	0,19
24	1440	0,02
25	1500	0,18
26	1560	0,02
27	1620	0,03
28	1680	0,02
29	1740	0,16
30	1800	0,02
31	1860	0,15
32	1920	0,02
33	1980	0,03
34	2040	0,02
35	2100	0,11
36	2160	0,02
37	2220	0,12
38	2280	0,02
39	2340	0,04
40	2400	0,02
41	2460	0,12
42	2520	0,02
43	2580	0,2
44	2640	0,02
45	2700	0,04
46	2760	0,03
47	2820	0,19
48	2880	0,02
49	2940	0,1
50	3000	0,02

Tabela 5 – Espectro harmônico do inversor SG250HX – Harmônicas

Interharmônicas		
Ordem harmônica	Frequência [Hz]	Ih [%]
1,25	75	0,02
2,08	125	0,01
2,92	175	0,01
3,75	225	0,01
4,58	275	0,01
5,42	325	0,01
6,25	375	0,01
7,08	425	0,01
7,92	475	0,01
8,75	525	0,01
9,58	575	0,01
10,42	625	0,01
11,25	675	0,01
12,08	725	0,01
12,92	775	0,01
13,75	825	0,01
14,58	875	0,01
15,42	925	0,01
16,25	975	0,01
17,08	1025	0,01
17,92	1075	0,01
18,75	1125	0,01
19,58	1175	0,01
20,42	1225	0,01
21,25	1275	0,01
22,08	1325	0,01
22,92	1375	0,01
23,75	1425	0,01
24,58	1475	0,01
25,42	1525	0,01
26,25	1575	0,01
27,08	1625	0,01
27,92	1675	0,01
28,75	1725	0,01
29,58	1775	0,01
30,42	1825	0,01
31,25	1875	0,01
32,08	1925	0,01
32,92	1975	0,01

Tabela 6 – Espectro harmônico do inversor SG250HX - Interharmônicas

3.1.7 Limites de distorção harmônica

3.1.7.1 Limites de distorção harmônica nos transformadores

Para os transformadores, a norma IEEE Std 141 (IEEE, 1993) recomenda o limite de THD de corrente de 5%. Além disso, nessa norma, também é definida a máxima sobretensão RMS (incluindo o conteúdo harmônico de tensão) de 5% a plena carga e 10% em vazio nas barras de transformadores.

3.1.7.2 Limites de distorção harmônica nas barras

Os limites aceitáveis considerados para a distorção harmônica da tensão foram baseados na norma IEEE Std 519 (IEEE..., 2022) e são mostrados na Tabela 7. Para condições de curta duração, como picos de cargas e contingência de filtros, a norma tolera que os valores para a condição normal sejam excedidos.

Nível de tensão	HD	THDv
$1kV < V_n \leq 69kV$	3%	5%
$69kV < V_n \leq 161kV$	1,5%	2,5%
Barras dedicadas a inversores	-	10%

Tabela 7 – Limites de distorção de tensão aceitáveis

3.2 Metodologia

3.2.1 Simulações no Software *PowerFactory*

As simulações foram realizadas utilizando o software DIgSILENT *PowerFactory*, através de um levantamento, com resolução suficiente, de todos os dados operacionais relevantes para garantir uma análise detalhada e realista dos fenômenos elétricos. Cada cenário foi simulado individualmente, e os resultados foram armazenados para análise comparativa posterior. O software utiliza modelos matemáticos detalhados, permitindo representar com fidelidade as características operacionais reais do sistema, incluindo o comportamento dinâmico e estacionário dos equipamentos elétricos.

3.2.2 Caracterização Inicial do Sistema Industrial

Inicialmente foi realizada uma caracterização técnica detalhada do sistema elétrico industrial de referência, sem a presença de geração fotovoltaica. A etapa incluiu o levantamento e validação dos seguintes dados:

- **Diagrama unifilar completo:** apresentando todas as conexões entre transformadores, motores, inversores, cabos e painéis elétricos, essenciais para a identificação clara dos caminhos de potência e pontos críticos;

- **Dados nominais detalhados dos equipamentos:** incluindo transformadores (potência nominal, impedâncias, relações de transformação), motores (potência, eficiência, fator de potência), inversores (capacidade nominal, eficiência), cabos (seção transversal, comprimento, resistividade e reatância), e painéis elétricos (capacidade máxima e proteção associada);
- **Diferentes carregamentos industriais:** foram analisados os parâmetros do sistema para diferentes carregamentos de cargas ativas e reativas do sistema, proporcionando um panorama do funcionamento do sistema em duas situações de carregamento: carregamento médio e carregamento máximo.

3.2.3 Análise Inicial do Sistema

A análise inicial, sem inclusão da geração fotovoltaica, envolveu os seguintes procedimentos técnicos detalhados:

- **Fluxo de carga:** realizado através do método iterativo de Newton-Raphson, com convergência garantida pelo critério de erro máximo estabelecido em 10^{-6} p.u., tem o objetivo a análise do sistema elétrico em regime permanente nas principais condições operacionais do sistema. Com base nos resultados deste teste, podem ser definidas as condições de carga do sistema em operação "normal", isto é, condições operacionais do sistema com os carregamentos constantes esperados durante o funcionamento do sistema.
- **Curto-circuito:** aplicados os critérios estabelecidos pela norma IEC 60909 ([INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION \(IEC\), 2016](#)), considerando diferentes cenários de falhas (trifásica, bifásica e monofásica). Com base nos resultados deste teste, são determinadas as correntes máximas permitidas pelo sistema.
- **Análise harmônica:** inicialmente, no sistema sem a presença de painéis fotovoltaicos, não há a injeção de harmônicos em decorrência da ausência de componentes eletrônicos no sistema. Com a inserção dos painéis fotovoltaicos, os inversores associados (cujos espectros harmônicos estão indicados nas [Tabelas 5 e 6](#)) injetam harmônicos no sistema e esta injeção foi analisada através de um estudo de fluxo de potência harmônico.

3.2.4 Descrição Técnica do Sistema de Geração Fotovoltaica

O sistema fotovoltaico proposto foi detalhado considerando os seguintes aspectos técnicos:

- **Configuração técnica dos módulos fotovoltaicos:** potência instalada total calculada a partir da quantidade e potência nominal dos módulos, considerando fatores de perda operacionais;
- **Inversores utilizados:** especificação detalhada da potência nominal, eficiência, tipo de configuração (monofásico ou trifásico), capacidade para controle avançado de potência reativa e injeção harmônica mínima;
- **Equipamentos auxiliares e de proteção:** descrição técnica dos dispositivos necessários para conexão segura e eficiente à rede elétrica, incluindo disjuntores, dispositivos contra surtos e sistemas de monitoramento contínuo.

3.2.5 Nova Análise do Sistema com Geração Fotovoltaica

Após a inserção dos sistemas fotovoltaicos, as simulações iniciais foram repetidas sob as mesmas condições de carga e operacionais para assegurar comparabilidade direta:

- **Fluxo de carga:** avaliação detalhada das alterações nos perfis de tensão e potência em todos os pontos do sistema;
- **Curto-circuito:** análise do impacto da geração fotovoltaica nas correntes máximas de falha, verificando a necessidade de ajuste nos sistemas de proteção;
- **Análise harmônica:** identificação e avaliação das mudanças no comportamento harmônico devido à presença dos inversores fotovoltaicos, com ênfase nas alterações no índice THD e na ocorrência de novas frequências críticas.

3.2.5.1 Comparação e Avaliação dos Resultados

Uma análise comparativa detalhada entre os resultados obtidos antes e após a integração dos painéis fotovoltaicos foi conduzida, considerando os seguintes aspectos técnicos:

- Mudanças no perfil das tensões nodais e carregamento dos equipamentos, destacando possíveis sobrecargas ou desvios de tensão fora dos limites recomendados;
- Variações nas correntes de curto-circuito e impacto na atuação das proteções, avaliando se os equipamentos de proteção existentes permanecem eficazes ou necessitam de novos ajustes;
- Influência dos inversores fotovoltaicos no fluxo de potência e na qualidade da energia, analisando especificamente o surgimento de novos harmônicos ou amplificação de harmônicos existentes.

Os cenários simulados neste estudo foram definidos de forma a permitir uma análise comparativa clara das influências causadas pela inserção da geração fotovoltaica. Para tal, consideraram-se três situações distintas: a primeira delas com o sistema funcionando sem a presença dos painéis fotovoltaicos; a segunda situação com os 10 painéis fotovoltaicos operando a 50% de sua capacidade nominal, o que corresponde a uma potência ativa total de 1 MW e potência reativa total de -0,25 MVAr (cada painel com 0,1 MW e -0,025 MVAr); e a terceira situação com os painéis operando a plena capacidade nominal, resultando em 2 MW e -0,5 MVAr totais (cada painel com 0,2 MW e -0,05 MVAr). A potência especificada para os geradores síncronos considerados no sistema é de 4,592 MW, conforme indicada na Tabela 1.

4 Resultados

4.1 Cálculo de curto-circuito

Nesta seção são apresentados os resultados das correntes térmicas, correntes de abertura e correntes de pico verificados nos cálculos de curto-circuito trifásico (3F) e curto-circuito fase-terra (FT). Foi utilizada os padrões IEC 60909 no software de simulação para a determinação dos valores de curto-circuito.

4.1.1 Painéis fotovoltaicos desconectados do sistema

As Tabelas 8 e 9 mostram os resultados para os curto-circuitos francos FT e 3F, respectivamente, aplicados individualmente nas barras do sistema.

TAG Painel	Skss [MVA]	Ikss [kA]	ip [kApico]
90BHA	13,572	48,975	112,918
90BHB	13,572	48,975	112,918
90BHD	5,005	18,061	40,781
90BLB	13,572	48,975	112,918
90BLB02	5,005	18,061	40,781
90BLB03	5,005	18,061	40,781
90BLC	13,572	48,975	112,918
90BLD	13,572	48,975	112,918
90BLN	13,572	48,975	112,918
90BLP	13,572	48,975	112,918
90BLQ	13,572	48,975	112,918
90BMA	13,572	48,975	112,918
90BBA	54,282	14,245	37,543
PEQ-A	54,282	14,245	37,543
PEQ-B	54,282	14,245	37,543
PEQ-C	54,282	14,245	37,543

Tabela 8 – Níveis de curto FT para as barras na ausência de painéis fotovoltaicos

onde:

- S_{kss} é a potência de curto-circuito calculada, para curto-circuitos ocorrendo em cada barra;
- I_{kss} é a corrente simétrica inicial;

- i_p é a corrente assimétrica de curto-circuito;

TAG Painel	Skss [MVA]	Ikss [kA]	ip [kApico]	Ib [kA]	Ith [kA]	X/R	Rk [Ω]	Xk [Ω]
90BHA	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BHB	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BHD	14,328	17,234	38,913	15,942	17,373	5,692	0,003	0,017
90BLB	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BLB02	14,328	17,234	38,913	15,942	17,373	5,692	0,003	0,017
90BLB03	14,328	17,234	38,913	15,942	17,373	5,692	0,003	0,017
90BLC	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BLD	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BLN	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BLP	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BLQ	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BMA	37,333	44,904	103,532	41,024	41,398	6,512	0,001	0,006
90BBA	159,267	13,932	36,718	9,739	10,381	37,233	0,008	0,301
PEQ-A	159,267	13,932	36,718	9,739	10,381	37,233	0,008	0,301
PEQ-B	159,267	13,932	36,718	9,739	10,381	37,233	0,008	0,301
PEQ-C	159,267	13,932	36,718	9,739	10,381	37,233	0,008	0,301

Tabela 9 – Níveis de curto 3F para as barras na ausência de painéis fotovoltaicos

4.1.2 Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 50% de geração

As Tabelas 10 e 11 mostram os resultados para os curto-circuitos FT e 3F, respectivamente, das barras do sistema modelado, com os painéis solares do sistema atuando a 50% da sua capacidade;

TAG Painel	Skss [MVA]	Ikss [kA]	ip [kApico]
90BHA	13,580	49,003	112,920
90BHB	13,580	49,003	112,920
90BHD	5,006	18,065	40,781
90BLB	13,580	49,003	112,920
90BLB02	5,006	18,065	40,781
90BLB03	5,006	18,065	40,781
90BLC	13,580	49,003	112,920
90BLD	13,580	49,003	112,920
90BLN	13,580	49,003	112,920
90BLP	13,580	49,003	112,920
90BLQ	13,580	49,003	112,920
90BMA	13,580	49,003	112,920
PN-INV-06	5,074	10,985	19,614
PN-INV-07	6,488	14,048	27,379
PN-INV-08	5,357	11,597	21,059
PN-INV-09	3,274	7,089	11,457
PN-INV-10	3,006	6,508	10,376
QGBT1	7,780	16,844	37,355
QGBT2	7,887	17,077	36,863
90BBA	54,436	14,286	37,554
PEQ-A	54,436	14,286	37,554
PEQ-B	54,436	14,286	37,554
PEQ-C	54,436	14,286	37,554
PN-NOVO-UFV	39,262	10,304	21,216

Tabela 10 – Níveis de curto FT para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em metade de sua capacidade

TAG Painel	Skss [MVA]	Ikss [kA]	ip [kApico]	X/R
90BHA	37,390	44,973	103,633	6,466
90BHB	37,390	44,973	103,633	6,466
90BHD	14,336	17,244	38,927	5,678
90BLB	37,390	44,973	103,633	6,466
90BLB02	14,336	17,244	38,927	5,678
90BLB03	14,336	17,244	38,927	5,678
90BLC	37,390	44,973	103,633	6,466
90BLD	37,390	44,973	103,633	6,466
90BLN	37,390	44,973	103,633	6,466
90BLP	37,390	44,973	103,633	6,466
90BLQ	37,390	44,973	103,633	6,466
90BMA	37,390	44,973	103,633	6,466
PN-INV-06	17,729	12,795	22,845	2,122
PN-INV-07	20,009	14,441	28,145	2,931
PN-INV-08	18,226	13,154	23,884	2,258
PN-INV-09	13,804	9,962	16,100	1,430
PN-INV-10	13,067	9,430	15,035	1,343
QGBT1	20,928	15,103	33,495	5,251
QGBT2	21,951	15,842	34,198	4,430
90BBA	160,607	14,049	36,933	32,136
PEQ-A	160,607	14,049	36,933	32,136
PEQ-B	160,607	14,049	36,933	32,136
PEQ-C	160,607	14,049	36,933	32,136
PN-NOVO-UFV	137,557	12,033	24,777	3,975

Tabela 11 – Níveis de curto 3F para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em metade de sua capacidade

4.1.3 Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 100% de geração

As Tabelas 12 e 13 mostram os resultados para os curto-circuitos FT e 3F, respectivamente, das barras do sistema modelado, com os painéis solares atuando em máxima capacidade;

TAG Painel	Skss [MVA]	Ikss [kA]	ip [kApico]
90BHA	13,587	49,028	112,921
90BHB	13,587	49,028	112,921
90BHD	5,007	18,069	40,781
90BLB	13,587	49,028	112,921
90BLB02	5,007	18,069	40,781
90BLB03	5,007	18,069	40,781
90BLC	13,587	49,028	112,921
90BLD	13,587	49,028	112,921
90BLN	13,587	49,028	112,921
90BLP	13,587	49,028	112,921
90BLQ	13,587	49,028	112,921
90BMA	13,587	49,028	112,921
PN-INV-01	0,472	1,022	1,499
PN-INV-02	0,472	1,022	1,499
PN-INV-03	0,472	1,022	1,499
PN-INV-04	0,472	1,022	1,499
PN-INV-05	0,472	1,022	1,499
PN-INV-06	5,075	10,988	19,615
PN-INV-07	6,491	14,054	27,385
PN-INV-08	5,358	11,601	21,060
PN-INV-09	3,275	7,091	11,457
PN-INV-10	3,006	6,509	10,375
QGBT1	7,943	17,197	37,714
QGBT2	7,892	17,087	36,879
90BBA	54,577	14,323	37,562
PEQ-A	54,577	14,323	37,562
PEQ-B	54,577	14,323	37,562
PEQ-C	54,577	14,323	37,562
PN-NOVO-UFV	39,365	10,331	21,239

Tabela 12 – Níveis de curto FT para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em capacidade máxima

TAG Painel	Skss [MVA]	Ikss [kA]	ip [kApico]	X/R
90BHA	37,441	45,034	103,723	6,422
90BHB	37,441	45,034	103,723	6,422
90BHD	14,344	17,253	38,940	5,665
90BLB	37,441	45,034	103,723	6,422
90BLB02	14,344	17,253	38,940	5,665
90BLB03	14,344	17,253	38,940	5,665
90BLC	37,441	45,034	103,723	6,422
90BLD	37,441	45,034	103,723	6,422
90BLN	37,441	45,034	103,723	6,422
90BLP	37,441	45,034	103,723	6,422
90BLQ	37,441	45,034	103,723	6,422
90BMA	37,441	45,034	103,723	6,422
PN-INV-01	2,907	2,098	3,076	0,668
PN-INV-02	2,907	2,098	3,076	0,668
PN-INV-03	2,907	2,098	3,076	0,668
PN-INV-04	2,907	2,098	3,076	0,668
PN-INV-05	2,907	2,098	3,076	0,668
PN-INV-06	17,750	12,810	22,866	2,119
PN-INV-07	20,038	14,461	28,178	2,926
PN-INV-08	18,249	13,170	23,907	2,254
PN-INV-09	13,815	9,970	16,110	1,428
PN-INV-10	13,077	9,437	15,044	1,341
QGBT1	22,128	15,969	35,022	4,707
QGBT2	21,987	15,868	34,248	4,422
90BBA	161,825	14,156	37,125	28,252
PEQ-A	161,825	14,156	37,125	28,252
PEQ-B	161,825	14,156	37,125	28,252
PEQ-C	161,825	14,156	37,125	28,252
PN-NOVO-UFV	138,905	12,151	24,981	3,926

Tabela 13 – Níveis de curto 3F para as barras com os painéis fotovoltaicos gerando em capacidade máxima

4.1.4 Conclusões do cálculo de curto-círcuito

Foram elaboradas planilhas comparativas, as quais ilustram a influência da adição de painéis fotovoltaicos em um sistema elétrico nos níveis de curto calculados:

TAG Painel	Skss [MVA]	Ikss [kA]	ip [kApico]	X/R
90BHA	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BHB	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BHD	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLB	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLB02	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLB03	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLC	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLD	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLN	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLP	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BLQ	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BMA	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
90BBA	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
PEQ-A	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
PEQ-B	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição
PEQ-C	Aumento	Aumento	Aumento	Diminuição

Tabela 14 – Comparação das variáveis de curto circuito calculadas nas barras, entre o sistema sem e com painéis fotovoltaicos

Como pode ser observado na Tabela 14, a inserção dos painéis fotovoltaicos impactou os parâmetros de curto-círcuito. Em todas as barras analisadas, observou-se um aumento da potência de curto-círcito (S_{kss}) e das correntes associadas (I_{kss}) e corrente de pico i_p .

Esses resultados evidenciam que a geração fotovoltaica distribuída aumenta a severidade das correntes de falta, mas não de forma exacerbada, em decorrência da limitação intrínseca dos inversores fotovoltaicos, que tipicamente fornecem correntes máximas entre 1,0 e 1,2 vezes sua corrente nominal, diferente das fontes síncronas tradicionais, que podem atingir múltiplos valores nominais (KELLER; KROPOSKI, 2010). No caso deste estudo, a corrente máxima estabelecida para fornecimento foi 1,2 vezes sua corrente nominal. Assim, a integração dos painéis solares tende a tornar o sistema mais severo em termos de curto-círcito.

Por outro lado, do ponto de vista da proteção elétrica, o aumento dos níveis de corrente pode resultar na sobrecorrente das proteções existentes, exigindo maior atenção à coordenação e seletividade entre dispositivos. Correntes de falta mais elevadas podem provocar atuações indevidas ou intempestivas, levando à desconexão desnecessária de partes do sistema e comprometendo a confiabilidade operacional (ALCALA-GONZALEZ et al., 2021). Nesse contexto, a inserção de geração fotovoltaica, ao elevar a contribuição de corrente de curto-círcito, impõe a necessidade de revisar os ajustes dos relés, avaliar a capacidade de interrupção dos disjuntores e, quando aplicável, adotar esquemas de proteção adaptativa para garantir uma operação segura e coordenada.

4.2 Cálculo de fluxo de potência

Nesta seção são apresentados os resultados de diferentes parâmetros de interesse para diferentes componentes do sistema, a dizer:

Transformadores: Potência ativa e reativa, corrente passante, carregamento do transformador e fator de potência;

Barras: Tensão e ângulo;

Linhas: Potência ativa e reativa e corrente passantes.

Geradores: Carregamento, potência injetada/consumida e corrente fornecida;

Nos resultados apresentados a seguir para o fluxo de potência, valores de fluxo de potência negativos indicam potência exportada, enquanto valores positivos indicam potência consumida.

4.2.1 Painéis fotovoltaicos desconectados do sistema

As Tabelas 15, 16, 17 e 18 a seguir sintetizam os resultados de interesse das simulações de fluxo de carga para o caso com os painéis fotovoltaicos desconectados do sistema.

TAG Transformador	Dados Nominais			Dados Calculados				
	S [MVA]	V _{hv} [kV]	V _{lv} [kV]	P [MW]	Q [MVar]	I _{hv} [kA]	Carregamento [%]	FP
90BHT01	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT02	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT04	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT05	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802

Tabela 15 – Resultados de fluxo de potência nos transformadores

onde:

S é a potência aparente nominal do transformador;

V_{hv} é a tensão do enrolamento primário;

V_{lv} é a tensão do enrolamento secundário;

P é a potência ativa calculada, consumida;

Q é a potência reativa calculada, consumida;

I_{hv} é a corrente no enrolamento primário;

FP é fator de potência calculado com base nas potências ativas e reativas.

TAG Painel	Dados Calculados			
	Potência ativa [MW]	Potência reativa [MVar]	Corrente passante [kA]	Carregamento [%]
GEN-A	-3,43	-3,02	0,399	100,4
GEN-B	-3,43	-1,94	0,344	85,7
GEN-C	-3,43	-1,94	0,344	85,7

Tabela 16 – Resultados de fluxo de potência nos geradores

Neste caso, percebe-se que o gerador GEN-A possui valores maiores, quando comparado aos demais, de potência reativa, corrente passante e carregamento. Isto se dá por uma definição do software para realização dos cálculos, o qual determina um gerador como gerador de referência para fazer a maior parte da compensação de potência reativa do sistema.

TAG Alimentador	V [kV]	P [MW]	Q [MVAr]	I [kA]
AL1-90BBA	6,60	0,43	1,01	0,10
AL2-90BBA	6,60	0,43	0,07	0,04
AL3-90BBA	6,60	0,43	0,07	0,04
AL-90BLB02	0,48	0,07	0,04	0,10
AL-90BLB03	0,48	0,07	0,04	0,10
AL-90BLB-A	0,48	0,07	0,04	0,10
AL-90BLC-A	0,48	0,07	0,04	0,10
AL-90BLD-A	0,48	0,07	0,04	0,10
AL-90BLN-B	0,48	0,07	0,04	0,10
AL-90BLP-B	0,48	0,07	0,04	0,10
AL-90BLQ-B	0,48	0,07	0,04	0,10

Tabela 17 – Resultados de fluxo de potência nas linhas modeladas

TAG Painel	Dados Nominais	Dados Calculados		
		V [kV]	V [kV]	V [pu]
90BBA	6,60	6,60	1,000	0,00
PEQ-A	6,60	6,60	1,000	0,00
PEQ-B	6,60	6,60	1,000	0,00
PEQ-C	6,60	6,60	1,000	0,00
90BHA	0,48	0,475	0,990	29,46
90BHB	0,48	0,475	0,990	29,46
90BHD	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLB	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLB02	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLB03	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLC	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLD	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLN	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLP	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLQ	0,48	0,475	0,990	29,46
90BMA	0,48	0,475	0,990	29,46

Tabela 18 – Resultados de fluxo de potência nas barras

4.2.2 Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 50% de geração

As Tabelas 19, 20, 21 e 22 a seguir sintetizam os resultados de interesse das simulações de fluxo de carga para o caso com metade dos painéis fotovoltaicos desconectados do sistema.

TAG Transformador	Dados Nominais			Dados Calculados				
	S [MVA]	Vhv [kV]	Vlv [kV]	P [MW]	Q [MVar]	Ihv [kA]	Carregamento [%]	FP
TR1	1,400	6,600	0,800	0,008	0,005	0,001	0,612	0,857
TR2	1,400	6,600	0,800	0,982	0,297	0,089	70,164	-0,957
90BHT01	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT02	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT04	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT05	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802

Tabela 19 – Resultados de fluxo de potência nos transformadores

TAG Painel	Dados Calculados			
	Potência ativa [MW]	Potência reativa [MVar]	Corrente passante [kA]	Carregamento [%]
GEN-A	-3,10	-3,31	0,409	98,8
GEN-B	-3,12	-1,94	0,321	79,7
GEN-C	-3,12	-1,94	0,321	79,7

Tabela 20 – Resultados de fluxo de potência nos geradores

TAG Alimentador	Dados Nominais		Dados Calculados			
	V [kV]	Nº Circuitos	P [MW]	Q [MVar]	I [kA]	Carregamento [%]
AL1-90BBA	6,600	1,000	0,102	1,307	0,115	0,000 (cabo ideal)
AL2-90BBA	6,600	1,000	0,102	0,068	0,011	0,000 (cabo ideal)
AL3-90BBA	6,600	1,000	0,102	0,068	0,011	0,000 (cabo ideal)
AL-90BBA-UFV	6,600	2,000	0,971	0,294	0,089	24,158
AL-MT-UFV-QGBT01	6,600	1,000	0,008	0,004	0,001	0,427
AL-MT-UFV-QGBT02	6,600	1,000	0,980	0,296	0,089	48,640
AL-BT-UFV-QGBT01	1,000	6,000	0,000	0,001	0,001	0,033
AL-BT-UFV-QGBT02	1,000	6,000	0,996	0,252	0,709	43,598
INV-10 SUB-2	1,000	1,000	0,199	0,051	0,141	40,748
INV-6 SUB-2	1,000	1,000	0,199	0,050	0,142	40,901
INV-7 SUB-2	1,000	1,000	0,200	0,050	0,142	40,957
INV-8 SUB-2	1,000	1,000	0,199	0,050	0,142	40,914
INV-9 SUB-2	1,000	1,000	0,199	0,051	0,141	40,778
AL-90BLB02	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLB03	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLB-A	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLC-A	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLD-A	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLN-B	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLP-B	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLQ-B	0,480	1,000	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)

Tabela 21 – Resultados de fluxo de potência nas linhas modeladas

TAG Painel	Dados Nominais	Dados Calculados		
		V [kV]	V [kV]	V [pu]
90BBA	6,60	6,60	1,000	0,00
PEQ-A	6,60	6,60	1,000	0,00
PEQ-B	6,60	6,60	1,000	0,00
PEQ-C	6,60	6,60	1,000	0,00
PN-NOVO-UFV	6,60	6,609	1,001	0,08
PN-INV-06	0,80	0,839	1,048	32,52
PN-INV-07	0,80	0,837	1,047	32,46
PN-INV-08	0,80	0,838	1,048	32,51
PN-INV-09	0,80	0,841	1,051	32,67
PN-INV-10	0,80	0,842	1,052	32,70
QGBT1	0,80	0,839	1,049	30,07
QGBT2	0,80	0,837	1,046	32,41
90BHA	0,48	0,475	0,990	29,46
90BHB	0,48	0,475	0,990	29,46
90BHD	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLB	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLB02	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLB03	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLC	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLD	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLN	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLP	0,48	0,475	0,990	29,46
90BLQ	0,48	0,475	0,990	29,46
90BMA	0,48	0,475	0,990	29,46

Tabela 22 – Resultados das tensões nas barras

4.2.3 Painéis fotovoltaicos conectados ao sistema com 100% de geração

As Tabelas 23, 24, 25 e 26 a seguir sintetizam os resultados de interesse das simulações de fluxo de carga para o caso com os painéis fotovoltaicos desconectados do sistema.

TAG Transformador	Dados Nominais			Dados Calculados				FP
	S [MVA]	Vhv [kV]	Vlv [kV]	P [MW]	Q [MVar]	Ihv [kA]	Carregamento [%]	
TR1	1,400	6,600	0,800	0,924	0,322	0,085	70,047	-0,944
TR2	1,400	6,600	0,800	0,982	0,299	0,089	73,419	-0,957
90BHT01	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT02	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT04	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802
90BHT05	0,800	6,600	0,480	0,144	0,108	0,016	22,508	0,802

Tabela 23 – Resultados de fluxo de potência nos transformadores

TAG Painel	Dados Calculados			
	Potência ativa [MW]	Potência reativa [MVar]	Corrente passante [kA]	Carregamento [%]
GEN-A	-2,80	-2,84	0,4	97,2
GEN-B	-2,82	-1,94	0,345	77,3
GEN-C	-2,82	-1,94	0,345	77,3

Tabela 24 – Resultados de fluxo de potência nos geradores

TAG Alimentador	Dados Nominais	Dados Calculados			
	V [kV]	P [MW]	Q [MVA _r]	I [kA]	Carregamento [%]
AL1-90BBA	6,60	0,174	2,057	0,181	0,000 (cabo ideal)
AL2-90BBA	6,60	0,174	0,267	0,028	0,000 (cabo ideal)
AL3-90BBA	6,60	0,174	0,267	0,028	0,000 (cabo ideal)
AL-90BBA-UFV	6,60	1,901	0,611	0,175	47,519
AL-MT-UFV-QGBT01	6,60	0,928	0,318	0,086	46,519
AL-MT-UFV-QGBT02	6,60	0,980	0,296	0,089	48,575
AL-BT-UFV-QGBT01	1,00	0,942	0,277	0,678	41,697
AL-BT-UFV-QGBT02	1,00	0,996	0,252	0,708	43,540
INV-10 SUB-2	1,00	0,199	0,051	0,141	40,694
INV-1-SUB-1	1,00	0,188	0,055	0,136	39,086
INV-1-SUB-2	1,00	0,188	0,055	0,136	39,086
INV-1-SUB-3	1,00	0,188	0,055	0,136	39,086
INV-1-SUB-4	1,00	0,188	0,055	0,136	39,086
INV-1-SUB-5	1,00	0,188	0,055	0,136	39,086
INV-6 SUB-2	1,00	0,199	0,050	0,142	40,846
INV-7 SUB-2	1,00	0,200	0,050	0,142	40,902
INV-8 SUB-2	1,00	0,199	0,050	0,142	40,859
INV-9 SUB-2	1,00	0,199	0,051	0,141	40,723
AL-90BLB02	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000
AL-90BLB03	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLB-A	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLC-A	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLD-A	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLN-B	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLP-B	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)
AL-90BLQ-B	0,48	0,070	0,045	0,101	0,000 (cabo ideal)

Tabela 25 – Resultados de fluxo de potência nas linhas modeladas

TAG Painel	Dados Nominais	Dados Calculados		
		V [kV]	V [kV]	V [pu]
90BBA	6,60	6,600	1,000	0,000
PEQ-A	6,60	6,600	1,000	0,000
PEQ-B	6,60	6,600	1,000	0,000
PEQ-C	6,60	6,600	1,000	0,000
PN-NOVO-UFV	6,60	6,618	1,003	0,164
PN-INV-01	0,80	0,878	1,097	34,724
PN-INV-02	0,80	0,878	1,097	34,724
PN-INV-03	0,80	0,878	1,097	34,724
PN-INV-04	0,80	0,878	1,097	34,724
PN-INV-05	0,80	0,878	1,097	34,724
PN-INV-06	0,80	0,840	1,050	32,598
PN-INV-07	0,80	0,839	1,048	32,533
PN-INV-08	0,80	0,839	1,049	32,583
PN-INV-09	0,80	0,842	1,053	32,741
PN-INV-10	0,80	0,843	1,054	32,775
QGBT1	0,80	0,836	1,045	32,343
QGBT2	0,80	0,838	1,047	32,483
90BHA	0,48	0,475	0,990	29,456
90BHB	0,48	0,475	0,990	29,456
90BHD	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLB	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLB02	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLB03	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLC	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLD	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLN	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLP	0,48	0,475	0,990	29,456
90BLQ	0,48	0,475	0,990	29,456
90BMA	0,48	0,475	0,990	29,456

Tabela 26 – Resultados das tensões nas barras

4.2.4 Conclusões do cálculo de fluxo de potência

Os resultados obtidos nas simulações permitem comparar o desempenho do sistema elétrico industrial antes e após a inserção dos painéis fotovoltaicos, revelando claramente os impactos da geração distribuída. Inicialmente, com os painéis desconectados, um dos geradores principais (GEN-A) operava com sobrecarga leve (cerca de 100% do carregamento), situação que pode causar danos térmicos e reduzir a vida útil do equipamento (BLACK-BURN; DOMIN, 2006). Os demais geradores (GEN-B e GEN-C) operavam próximo de 86% de carregamento, ainda aceitável, porém elevado.

Com a conexão dos painéis fotovoltaicos, tanto em 50% quanto em 100% da geração, foi possível observar uma redução na demanda imposta aos geradores síncronos locais. No cenário com 100% da geração fotovoltaica, o gerador antes operando em seu carregamento máximo (GEN-A) teve seu carregamento reduzido para aproximadamente 97%, eliminando a condição prejudicial de sobrecarga. A redução de carregamento dos geradores é vantajosa,

pois evita operação prolongada acima da capacidade nominal, prevenindo problemas como superaquecimento e desgaste prematuro dos equipamentos (GÖNEN, 2008).

Paralelamente, nos cenários com geração fotovoltaica, algumas barras próximas aos inversores apresentaram elevação das tensões, chegando próximo ao limite crítico de 1,10 p.u. no cenário com 100% da geração. Tal situação configura uma condição de sobretensão preocupante, podendo levar ao desligamento automático dos inversores e danos aos equipamentos conectados à rede (BOLLEN, 2000b).

Para mitigar esses problemas, recomenda-se adotar medidas técnicas como: o ajuste dos dispositivos existentes de controle de tensão (como transformadores com tap ajustável ou reguladores automáticos de tensão), o uso de inversores inteligentes que possam operar com controle ativo do fator de potência, e, se necessário, limitação da potência ativa injetada (curtailment) durante períodos críticos. Também pode-se considerar reforços na rede elétrica, como a substituição por cabos de menor impedância, visando reduzir a elevação das tensões locais.

Em conclusão, a inserção da geração fotovoltaica proporcionou benefícios claros ao sistema, reduzindo a carga nos geradores locais e a dependência da rede externa, mas trouxe consigo desafios relacionados à regulação de tensão. Com a implementação das medidas corretivas recomendadas, é possível otimizar os benefícios operacionais da geração distribuída, mantendo os parâmetros elétricos dentro dos limites normativos e garantindo uma operação segura e estável.

4.3 Análise harmônica

Nesta seção são apresentados os resultados de um fluxo de potência harmônico. Neste caso, as análises pertinentes são inferidas quando os sistemas fotovoltaicos se encontram conectados ao sistema com 100% de geração, uma vez que nos demais componentes do sistema não foi considerada a presença da injeção de harmônicos. Ademais, foi considerado somente o caso com 100%, por se tratar do caso mais crítico no que diz respeito à injeção de harmônicos (BARUTCU; KARATEPE; BOZTEPE, 2020). O espectro harmônico do sistema sem a presença dos painéis fotovoltaicos foi considerado como ideal a frequência de 60 Hz, e os resultados finais foram obtidos através do cálculo de um fluxo de carga harmônico. As Tabelas 27, 28 a seguir sintetizam os resultados de interesse das simulações de fluxo de carga para o caso com os painéis fotovoltaicos desconectados do sistema.

TAG Painel	Dados Nominais	Dados Calculados	
	V [kV]	Vrms [kV]	THDv [%]
90BBA	6,60	1,000	0,168
PEQ-A	6,60	1,000	0,168
PEQ-B	6,60	1,000	0,168
PEQ-C	6,60	1,000	0,168
PN-NOVO-UFV	6,60	1,003	0,189
PN-INV-01	0,80	1,097	1,335
PN-INV-02	0,80	1,097	1,335
PN-INV-03	0,80	1,097	1,335
PN-INV-04	0,80	1,097	1,335
PN-INV-05	0,80	1,097	1,335
PN-INV-06	0,80	1,050	0,759
PN-INV-07	0,80	1,048	0,749
PN-INV-08	0,80	1,049	0,757
PN-INV-09	0,80	1,053	0,782
PN-INV-10	0,80	1,054	0,788
QGBT1	0,80	1,045	0,776
QGBT2	0,80	1,047	0,742
90BHA	0,48	0,990	0,152
90BHB	0,48	0,990	0,152
90BHD	0,48	0,990	0,152
90BLB	0,48	0,990	0,152
90BLB02	0,48	0,990	0,152
90BLB03	0,48	0,990	0,152
90BLC	0,48	0,990	0,152
90BLD	0,48	0,990	0,152
90BLN	0,48	0,990	0,152
90BLP	0,48	0,990	0,152
90BLQ	0,48	0,990	0,152
90BMA	0,48	0,990	0,152

Tabela 27 – Distorções harmônicas de tensão nas barras

TAG Transformador	Dados nominais			Dados Calculados		
	S [MVA]	Vhv [kV]	Vlv [kV]	Vhv rms [pu]	Vlv [kV]	THDi hv [%]
TR1	1,4	6,3	0,8	1,00	1,05	1,23
TR2	1,4	6,3	0,8	1,00	1,05	1,17
90BHT01	0,8	6,6	0,5	1,00	0,99	0,10
90BHT02	0,8	6,6	0,5	1,00	0,99	0,10
90BHT04	0,8	6,6	0,5	1,00	0,99	0,10
90BHT05	0,8	6,6	0,5	1,00	0,99	0,10

Tabela 28 – Distorções harmônicas de tensão nos transformadores

Foi determinada a distorção harmônica individual das duas principais barras do sistema, 90-BBA e PN-UFV-NOVO. As harmônicas presentes na Tabela 29 são referentes ao espectro harmônico dos inversores associados aos painéis fotovoltaicos.

Ordem Harmônica	Frequência [Hz]	HDv no painel 90-BBA [%]	HDv no painel PN-NOVO-UFV [%]
1,25	75	0,0004	0,0004
2	120	0,0083	0,0087
2,083	125	0,0003	0,0003
2,917	175	0,0005	0,0005
3	180	0,0149	0,0156
3,75	225	0,0006	0,0006
4	240	0,0100	0,0104
4,583	275	0,0007	0,0008
5	300	0,0895	0,0941
5,417	325	0,0009	0,0009
6	360	0,0031	0,0033
6,25	375	0,0010	0,0010
7	420	0,1857	0,1944
7,083	425	0,0011	0,0012
7,917	475	0,0013	0,0013
8	480	0,0039	0,0040
8,75	525	0,0014	0,0015
9	540	0,0118	0,0123
9,583	575	0,0015	0,0016
10	600	0,0053	0,0055
10,417	625	0,0017	0,0018
11	660	0,0884	0,0928
11,25	675	0,0018	0,0019
12	720	0,0019	0,0020
12,083	725	0,0020	0,0021
12,917	775	0,0021	0,0022
13	780	0,0616	0,0644
13,75	825	0,0023	0,0024
14	840	0,0021	0,0022
14,583	875	0,0024	0,0025
15	900	0,0074	0,0078
15,417	925	0,0026	0,0027
16	960	0,0027	0,0028
16,25	975	0,0027	0,0028
17	1020	0,0945	0,0992

Tabela 29 continuada da página anterior

Ordem Harmônica	Frequência [Hz]	HDv no painel 90-BBA [%]	HDv no painel PN-NOVO-UFV [%]
17,083	1025	0,0029	0,0030
17,917	1075	0,0030	0,0032
18	1080	0,0031	0,0032
18,75	1125	0,0032	0,0033
19	1140	0,0845	0,0884
19,583	1175	0,0034	0,0035
20	1200	0,0063	0,0066
20,417	1225	0,0035	0,0037
21	1260	0,0073	0,0077
21,25	1275	0,0037	0,0039
22	1320	0,0078	0,0081
22,083	1325	0,0039	0,0041
22,917	1375	0,0041	0,0043
23	1380	0,0713	0,0748
23,75	1425	0,0043	0,0045
24	1440	0,0087	0,0091
24,583	1475	0,0045	0,0047
25	1500	0,0823	0,0860
25,417	1525	0,0047	0,0049
26	1560	0,0088	0,0092
26,25	1575	0,0049	0,0051
27	1620	0,0152	0,0159
27,083	1625	0,0051	0,0053
27,917	1675	0,0053	0,0056
28	1680	0,0107	0,0112
28,75	1725	0,0055	0,0058
29	1740	0,0817	0,0856
29,583	1775	0,0058	0,0060
30	1800	0,0118	0,0123
30,417	1825	0,0060	0,0063
31	1860	0,0932	0,0972
31,25	1875	0,0063	0,0066
32	1920	0,0118	0,0124
32,083	1925	0,0066	0,0068

Tabela 29 continuada da página anterior

Ordem Harmônica	Frequência [Hz]	HDv no painel 90-BBA [%]	HDv no painel PN-NOVO-UFV [%]
32,917	1975	0,0068	0,0071
33	1980	0,0206	0,0215
34	2040	0,0144	0,0150
35	2100	0,0750	0,0785
36	2160	0,0159	0,0166
37	2220	0,1004	0,1046
38	2280	0,0157	0,0165
39	2340	0,0370	0,0386
40	2400	0,0195	0,0203
41	2460	0,1093	0,1143
42	2520	0,0216	0,0225
43	2580	0,2283	0,2375
44	2640	0,0212	0,0221
45	2700	0,0510	0,0530
46	2760	0,0405	0,0421
47	2820	0,2361	0,2464
48	2880	0,0304	0,0316
49	2940	0,1616	0,1678
50	3000	0,0295	0,0307

Tabela 29 – Espectro harmônico individual de tensão das barras 90-BBA e PN-UFV-NOVO

Estes valores foram mostrados em gráfico, como indicado na Figura 11.

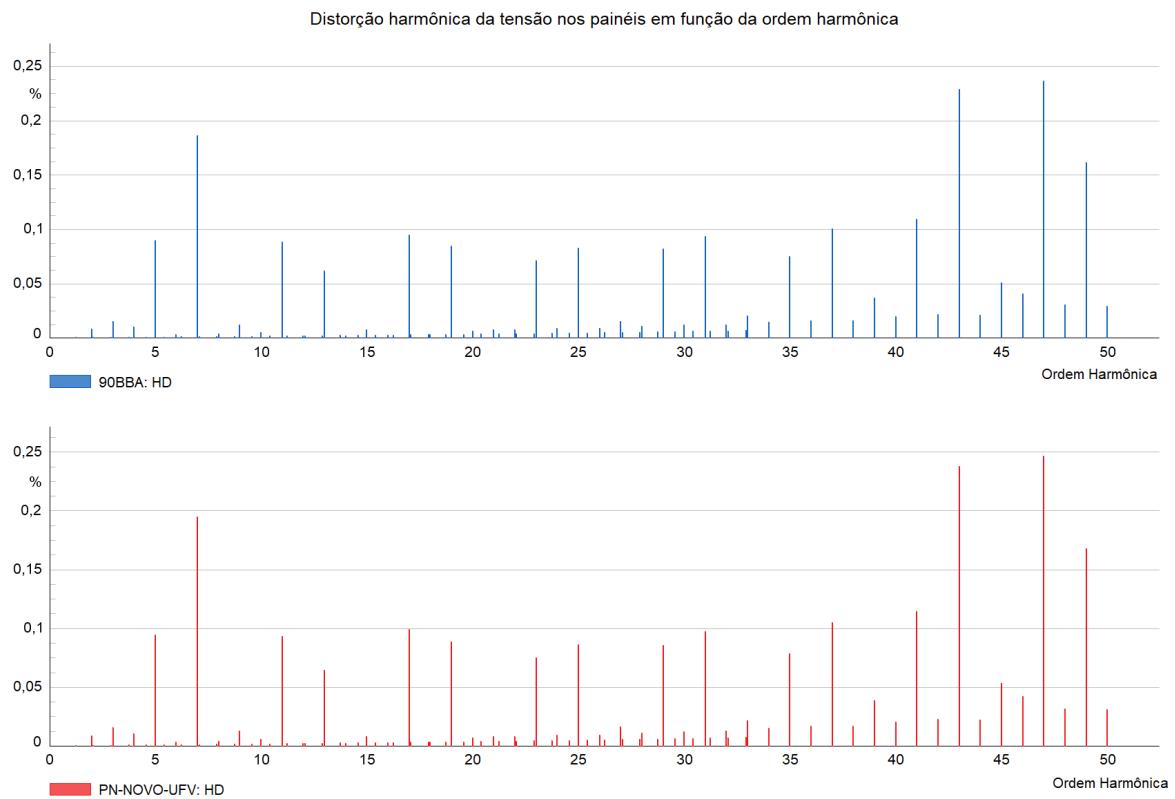


Figura 11 – Distorção harmônica da tensão nas barras em função da ordem harmônica

Os gráficos da resposta em frequência da impedância do sistema em referência às barras 90-BBA e PN-UFV-NOVO estão indicados na Figura 12, obtidos através de uma simulação de *Frequency Sweep* no software *PowerFactory*.

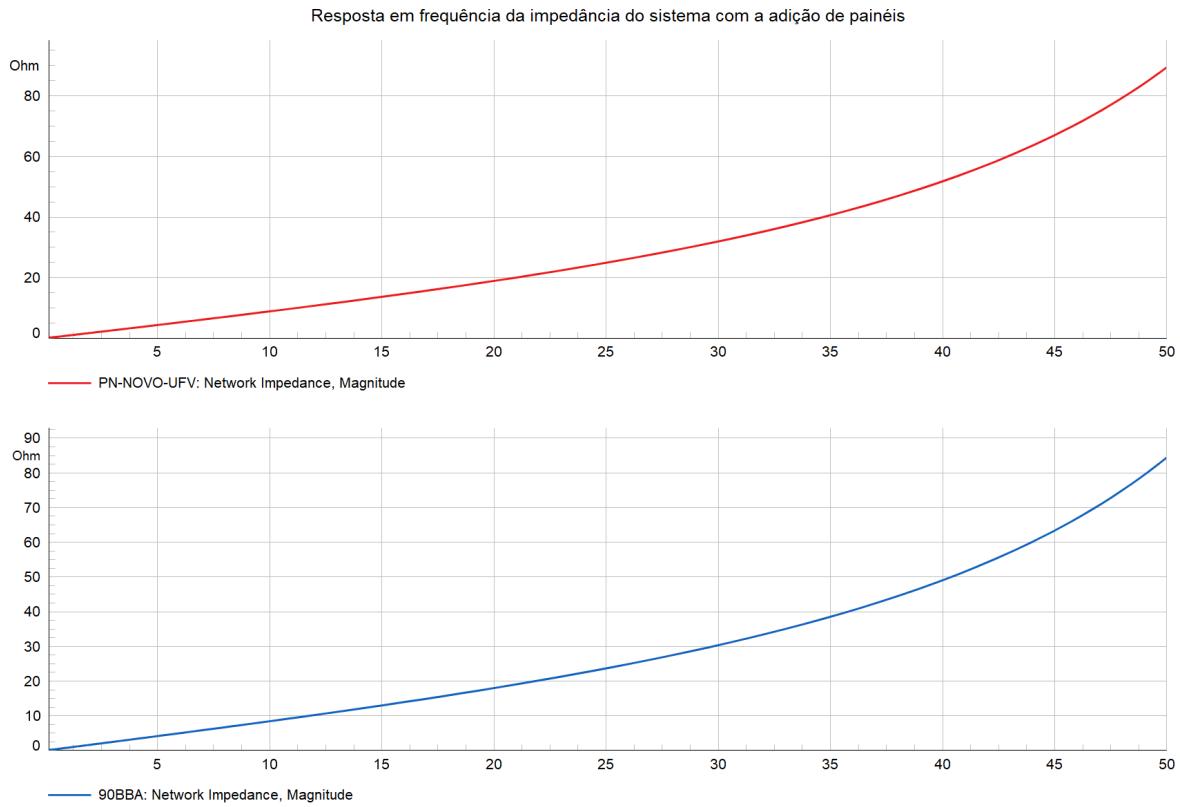


Figura 12 – Resposta em frequência da impedância do sistema em referência às barras 90-BBA e PN-UFV-NOVO

4.3.1 Conclusões da Análise Harmônica

Com base na análise harmônica do sistema elétrico, conclui-se que a inserção da geração fotovoltaica introduziu pequenos níveis de distorção harmônica de tensão e corrente, porém dentro dos limites normativos aceitáveis. De acordo com a IEEE Std 519-2014 (IEEE..., 2022), recomenda-se que a distorção harmônica total de tensão (THD_v) não exceda 5% para sistemas de média tensão (1–69kV) e até 8% para baixa tensão (abaixo de 1kV). Nenhuma componente harmônica individual deve ultrapassar aproximadamente 3% em média tensão ou 5% em baixa tensão.

Comparando os resultados obtidos com esses limites, verifica-se que as distorções harmônicas medidas nas barras de 0,8kV e 6,6kV permaneceram bem abaixo do recomendado. Inicialmente, sem a geração fotovoltaica, não havia distorções significativas ($THD_v \approx 0\%$). Após a adição dos painéis fotovoltaicos, as distorções harmônicas nas barras analisadas alcançaram valores entre 0,3% e 0,5% para harmônicas críticas, especialmente destacando-se a 7^a harmônica e harmônicas mais altas, próximas da 45^a ordem. Assim, nenhuma violação dos limites da IEEE 519 foi identificada nos cenários simulados; esse achado está de acordo com estudos na literatura que mostram que penetrações moderadas de PV usualmente não excedem os limites de 3% (harmônica individual) e 5% (THD_v) em redes de distribuição (DARTAWAN et al., 2023). No presente sistema, com potência de

PV consideravelmente menor em relação a casos reais, as distorções medidas são inferiores aos valores normativos e às referências técnicas consultadas, confirmado que a qualidade de energia atende às recomendações da IEEE 519 e de padrões nacionais equivalentes (e.g. PRODIST módulo 8 da ANEEL ([AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022](#)), que adota limites semelhantes de THDv de 8% em BT e 5% em MT).

A pequena elevação nas distorções observada está diretamente relacionada à conexão dos inversores fotovoltaicos, que são dispositivos eletrônicos de potência. Diferentemente de cargas lineares, os inversores operam com modulação por largura de pulso (PWM) em alta frequência para sintetizar a forma de onda CA, o que inevitavelmente gera componentes harmônicos de corrente e tensão. Mesmo com filtros de saída (LCL) dimensionados para atenuar a maior parte do conteúdo harmônico, os inversores injetam harmônicos nas frequências de comutação e suas vizinhanças, além de possivelmente pequenas distorções em baixas ordens associadas à dinâmica de controle. No caso em estudo, a presença de conteúdo na 7^a harmônica de tensão sugere interação entre os inversores e a rede – possivelmente devido a harmônicos de baixa ordem residuais. Já os picos observados em harmônicas de ordem elevada (próximas da 45^a) podem ser atribuídos ao espectro de comutação dos inversores (ordens relacionadas à frequência de chaveamento) e/ou a uma ressonância do filtro LCL com a impedância do sistema.

A resposta em frequência da impedância vista nas barras 90-BBA e PN-NOVO-UFV indica que não se identificou nenhum pico de ressonância acentuado na faixa até 50^a harmônica (os gráficos de impedância mostraram crescimento suave, sem anti-ressonâncias significativas). Isso sugere que o sistema com PV não apresentou ressonâncias harmônicas severas dentro do espectro analisado.

Em níveis elevados, harmônicos podem causar diversos problemas bem documentados na literatura: perdas adicionais e aquecimento em transformadores, motores e cabos (devido ao efeito pelicular e histerese em frequências harmônicas) e deterioração de componentes da rede (por exemplo, sobrecarga e aquecimento excessivo de capacitores de correção de fator de potência ou filtros, levando à redução de vida útil). Harmônicos de sequência negativa (como 5^a, 11^a ordens em sistemas de 60Hz) produzem campos magnéticos girantes inversos, resultando em binários pulsantes (torques, cicличamente oscilatórios em torno de um valor médio, aplicados ao rotor) em motores e aquecimento extra por correntes induzidas no rotor. Já harmônicos de sequência zero (múltiplos de 3, como 3^a, 9^a) circulam no circuito de neutro ou em enrolamentos delta de transformadores, podendo provocar aquecimento localizado. No caso específico, a barra de 0,8kV está ligada ao lado BT dos transformadores elevadores dos inversores; se estes transformadores possuem conexão delta em BT, os harmônicos triplos gerados pelos inversores não se propagam para a rede de 6,6kV, mas podem circular no delta, causando perdas adicionais. Por sua vez, na barra de 6,6kV, apesar da THDv global ter permanecido baixa (0,4%), certos harmônicos como o

7º tiveram magnitude ligeiramente maior (algumas décimas por cento); harmônicos nessa faixa podem excitar ressonâncias caso existam capacitações distribuídas (linhas/cabos) ou bancos de capacitores próximos sintonizados. (NAIDU; SADANANDAN; GHAOUD, 2022)

Visando minimizar os impactos das distorções harmônicas e manter os indicadores de qualidade de energia dentro dos padrões, pode ser recomendada a implementação de algumas ações de mitigação no sistema elétrico:

Filtragem Harmônica: O uso de filtros passivos sintonizados (por exemplo, filtros do tipo LC em derivação ajustados para 5^a, 7^a ou outras harmônicas predominantes) pode absorver correntes harmônicas específicas, reduzindo sua circulação pela rede. Alternativamente, filtros ativos de potência podem ser empregados para cancelar ativamente um espectro mais amplo de harmônicos, injetando correntes de compensação em fase oposta às componentes indesejadas. Em sistemas industriais, soluções híbridas (filtros passivo + ativo) também são encontradas para cobrir faixa larga de frequências com bom custo-benefício (NAIDU; SADANANDAN; GHAOUD, 2022).

Aperfeiçoamentos nos inversores: Recomenda-se garantir que os inversores atendam às normas de interconexão (por ex., IEEE 1547) no que tange à qualidade de corrente injetada. Podem-se utilizar técnicas de modulação PWM otimizadas para reduzir os harmônicos de ordem inferior e aumentar a frequência de comutação para deslocar os principais harmônicos para faixas mais altas e facilitar sua filtragem. Adicionalmente, implementar *damping* ativo nos filtros LCL dos inversores impede a amplificação de harmônicos próximos da frequência de ressonância do filtro. Inversores de topologia multinível ou com filtros de saída reforçados podem produzir formas de onda mais puras.

5 Conclusões

Neste trabalho, foi realizado o estudo da inserção de painéis fotovoltaicos em um sistema elétrico industrial de média e baixa tensão, com uma base em modelagem, simulação e análise realizada em ambiente computacional DIgSILENT *PowerFactory*. O sistema modelado foi composto por geradores síncronos, transformadores, cargas motoras e painéis fotovoltaicos representados por inversores com espectro harmônico associado. A investigação se deu acerca da comparação entre cenários com e sem geração fotovoltaica, contemplando os cálculos de curto-circuito, fluxo de potência e, ainda, análise harmônica.

Em relação à análise de curto-circuito, os valores obtidos apontam ainda que a presença da geração distribuída resultou em menores níveis de corrente de falta e menores valores de potência de curto-circuito nas principais barras do sistema. Isso se justifica pelo fato de que, quando a contribuição dos geradores síncronos centrais diminui, ou seja, no caso do pior cenário sem geração distribuída, eles devem suprir 100% de toda a carga demandada. Essas mudanças afetam diretamente a coordenação e seletividade do sistema de proteção e mostram a necessidade de ajuste nos parâmetros de disparo e temporais para sistemas com topologia sensível à variação da impedância.

Na análise de fluxo de potência, constatou-se que a instalação de painéis fotovoltaicos resultou em um alívio considerável nos níveis de carregamento dos geradores principais, que antes operavam próximos ao seu limite nominal. A diminuição das potências ativa e reativa fornecidas por esses geradores auxilia na otimização da eficiência operacional e na prolongação da vida útil dos equipamentos. Entretanto, a presença de geração local em locais com baixa demanda resultou em aumentos de tensão em algumas barras, atingindo níveis próximos ao limite superior de 1,1 p.u., de acordo com as normas técnicas. Esse tipo de comportamento pode representar risco para cargas sensíveis e mostra a importância de controlar a tensão em inversores conectados à rede.

A análise harmônica mostrou que, apesar de os níveis de distorção harmônica total de tensão (THD_V) terem permanecido dentro dos limites estipulados pela norma IEEE 519:2014, os efeitos da injeção harmônica dos inversores são visíveis em várias barras do sistema, sendo mais pronunciados nas barras de média tensão diretamente ligadas à geração fotovoltaica. A análise da resposta em frequência da impedância do sistema revelou a presença de picos ressonantes em certas faixas harmônicas, que podem ser intensificados em situações de aumento da geração distribuída ou de mudanças na topologia da rede. A análise minuciosa do espectro harmônico confirmou a predominância de ordens harmônicas características do funcionamento de inversores, especialmente as ordens 5, 7, 11, 17 e 23.

A partir da comparação entre os cenários analisados, conclui-se que a inclusão de

geração fotovoltaica em sistemas industriais pode trazer vantagens operacionais, como redução da carga nos geradores principais e aprimoramento do perfil de carregamento dos transformadores. No entanto, isso deve ser feito com ações que mitiguem os efeitos colaterais identificados, principalmente em relação ao sistema de proteção e ao controle da qualidade da energia. Como medidas adicionais, recomenda-se a implementação do controle de fator de potência e tensão nos inversores, além da avaliação da necessidade de filtros harmônicos, sejam eles passivos ou ativos.

Como perspectiva futura, é fundamental aprofundar a pesquisa sobre a crescente integração da geração fotovoltaica nos sistemas elétricos, tanto no âmbito industrial quanto nas redes de distribuição e subtransmissão. A maior presença de fontes renováveis conectadas por meio da eletrônica de potência indica um novo padrão para a estabilidade, controle e segurança das redes elétricas. A presença de geradores com suporte inercial baixo ou inexistente, a complexidade crescente nos espectros harmônicos e o comportamento dinâmico dos inversores representam desafios que demandam novas abordagens para operação, regulação e coordenação de proteção. A implementação de métodos de gerenciamento ativo da geração distribuída, juntamente com a criação de modelos dinâmicos mais precisos e representativos, será essencial para garantir a segurança, confiabilidade e qualidade da energia em um cenário de transição energética acelerada.

Referências

- ABNT. *Instalações elétricas de baixa tensão*. Rio de Janeiro: ABNT, 2004. NBR 5410:2004. Citado 2 vezes nas páginas [42](#) e [43](#).
- ABNT. *Transformadores para redes aéreas de distribuição - Requisitos*. Rio de Janeiro: ABNT, 2014. NBR 5440:2014. Citado na página [41](#).
- ABNT. *NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão*. [S.l.]: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2020. Citado 3 vezes nas páginas [18](#), [22](#) e [23](#).
- ABNT. *Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV*. Rio de Janeiro: ABNT, 2021. NBR 14039:2021. Citado 2 vezes nas páginas [38](#) e [41](#).
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779601001018>>. Citado na página [18](#).
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Módulo 8: Qualidade do fornecimento de energia elétrica*. [S.l.]: ANEEL, 2022. Citado 2 vezes nas páginas [18](#) e [75](#).
- ALCALA-GONZALEZ, D. et al. Effect of distributed photovoltaic generation on short-circuit currents and fault detection in distribution networks: A practical case study. *Applied Sciences*, v. 11, n. 1, p. 405, 2021. Citado na página [61](#).
- ANDERSON, P. M. *Analysis of Faulted Power Systems*. [S.l.]: IEEE Press, 1995. ISBN 9780780311459. Citado 2 vezes nas páginas [27](#) e [28](#).
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. *Power System Harmonics*. 2. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1997. ISBN 9780471975488. Citado na página [40](#).
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. *Power System Harmonics*. 2. ed. [S.l.]: Wiley, 2003. ISBN 9780470851296. Citado 2 vezes nas páginas [31](#) e [34](#).
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R.; CHEN, S. *Power System Quality Assessment*. [S.l.]: Wiley, 2007. ISBN 9780471988656. Citado na página [35](#).
- BAGGINI, A. *Handbook of Power Quality*. [S.l.]: Wiley, 2008. ISBN 9780470065617. Citado na página [35](#).
- BARBIR, F.; VEZIROĞLU, T.; PLASS, H. Environmental damage due to fossil fuels use. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 15, n. 10, p. 739–749, 1990. ISSN 0360-3199. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/036031999090005J>>. Citado na página [14](#).
- BARUTCU, I. C.; KARATEPE, E.; BOZTEPE, M. Impact of harmonic limits on pv penetration levels in unbalanced distribution networks considering load and irradiance uncertainty. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 118, p. 105780, 2020. Citado na página [68](#).

- BAYLISS, C.; HARDY, B. *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. 4. ed. [S.l.]: Newnes, 2011. Citado na página 17.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. 3rd. ed. [S.l.]: CRC Press, 2006. ISBN 9781574447163. Citado na página 67.
- BLAGOUCHINE, I.; MOREAU, E. Analytic method for the computation of the total harmonic distortion by the cauchy method of residues. *Communications, IEEE Transactions on*, v. 59, p. 2478–2491, 09 2011. Citado na página 32.
- BOLLEN, M. H. J. *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. [S.l.]: IEEE Press, 2000. Citado na página 18.
- BOLLEN, M. H. J. *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. [S.l.]: IEEE Press, 2000. ISBN 9780780347137. Citado na página 68.
- BRITO, C. de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. *Efeito fotovoltaico*. 2024. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321>. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 21.
- CHICCO, G.; MANCARELLA, P. Distributed multi-generation: A comprehensive view. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 3, p. 535–551, 2009. Citado na página 19.
- DARTAWAN, K. et al. Harmonics issues that limit solar photovoltaic generation on distribution circuits. In: *Proceedings of Pterra Consulting*. Albany, NY, USA: Pterra Consulting, LLC, 2023. Citado na página 74.
- DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT PowerFactory User Manual*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>>. Citado na página 36.
- DRAGICEVIC, T. et al. Dc microgrids – part i: A review of control strategies and stabilization techniques. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 31, n. 7, p. 4876–4891, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 23.
- DUGAN, R. C. et al. *Electrical Power Systems Quality*. 3. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2012. Citado na página 32.
- Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2024: Ano base 2023*. [S.l.], 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2024>>. Citado na página 14.
- GLOVER, J. D.; OVERBYE, T.; SARMA, M. S. *Power System Analysis and Design*. 6. ed. [S.l.]: Cengage Learning, 2016. Citado na página 17.
- GOLDEMBERG, F. C. P. J. Pequenas centrais hidrelétricas. In: *Energias Renováveis*. [S.l.]: Editora Edgard Blücher, 2012. p. –. Capítulo sobre PCHs em conferência da FAAP, destacando o potencial hídrico brasileiro e a relevância das PCHs como fonte renovável de menor impacto. Citado na página 19.
- GONZALEZ-LONGATT, F. M.; RUEDA, J. L. *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. [S.l.]: Springer, 2014. ISBN 9783319129570. Citado na página 36.

- GRADY, W.; SAMOTYJ, M. Understanding power system harmonics. In: *Power Quality in Electrical Power Systems*. IEEE Press, 2012. Disponível em: <https://web.ecs.baylor.edu/faculty/grady/understanding_power_system_harmonics_grady_april_2012.pdf>. Citado na página 35.
- GRAINGER, J. J.; JR., W. D. S. *Power System Analysis*. 2. ed. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2016. ISBN 9780070612938. Citado na página 24.
- GÖNEN, T. *Electric Power Distribution System Engineering*. 2nd. ed. [S.l.]: CRC Press, 2008. ISBN 9781420062007. Citado na página 68.
- HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*. 3. ed. [S.l.]: Wiley, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 22.
- HINGORANI, N. G.; GYUGYI, L. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. [S.l.]: IEEE Press, 2000. ISBN 9780780334557. Citado na página 40.
- IEC. *Power Transformers*. 2011. Part 1: General. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/6276>>. Citado na página 42.
- IEC. *IEC 60364 - Low-voltage electrical installations*. [S.l.]: International Electrotechnical Commission, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 43.
- IEC. *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations*. 2023. Citado na página 43.
- IEEE. *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book)*. [S.l.]: IEEE, 1993. IEEE Std 141-1993. Citado 4 vezes nas páginas 38, 41, 42 e 51.
- IEEE. *IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (IEEE Brown Book)*. [S.l.]: IEEE, 1997. IEEE Std 399-1997. Citado na página 38.
- IEEE. *IEEE Std 551 - Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE Standards Association, 2006. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1600982>>. Citado na página 27.
- IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014)*, p. 1–31, 2022. Citado 3 vezes nas páginas 33, 51 e 74.
- IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers. *IEEE Std C57.12.10-2017 (Revision of IEEE Std C57.12.10-2010)*, p. 1–55, 2018. Citado na página 42.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). *IEC 60909-0: Short-circuit currents in three-phase AC systems - Part 0: Calculation of currents*. [S.l.]: IEC, 2016. Citado na página 52.
- IPCC. *Climate Change 2022: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2022. Accessed: July 2025. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>>. Citado na página 14.

- JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; STRBAC, G. *Distributed Generation*. [S.l.]: IET, 2010. ISBN 9780863419582. Citado na página 24.
- JÚNIOR, L.; MENDES, L. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: Considerações acerca de sua difusão e implantação no brasil. *Revista Vértices*, v. 18, p. 31–51, 08 2016. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 23.
- KADIR, A. F. A.; KHATIB, T.; ELMENREICH, W. Integrating photovoltaic systems in power system: Power quality impacts and optimal planning challenges. *International Journal of Photoenergy*, v. 2014, p. 1–7, 08 2014. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 48.
- KELLER, J.; KROPOSKI, B. *Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources*. Golden, CO, USA, 2010. Citado na página 61.
- LASSETER, R. H.; PIAGI, P. Microgrid: a conceptual solution. In: *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 6, p. 4285–4290 Vol.6. Citado na página 18.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2. ed. [S.l.]: Wiley, 2011. ISBN 978-0470721699. Citado na página 21.
- MASTERS, G. M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. [S.l.]: Wiley, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 19, 20 e 22.
- MILANO, F. *Power System Modelling and Scripting*. [S.l.]: Springer, 2010. ISBN 9783642136689. Citado na página 24.
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*. 3. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2003. ISBN 9780471226933. Citado na página 33.
- MORENO, H. *Harmônicas nas Instalações Elétricas: causas, efeitos e soluções*. São Paulo, Brasil: Procobre Brasil - Instituto Brasileiro do Cobre, 2019. Revised edition. Disponível em: <www.procobre.org>. Citado na página 34.
- NAIDU, T. A.; SADANANDAN, S. K.; GHAOUD, T. Power quality in grid-connected PV systems: Impacts, sources, and mitigation strategies. *IEEE Smart Grid Bulletin*, jun. 2022. Acesso em 20/06/2025. Disponível em: <<https://smartgrid.ieee.org/bulletins/june-2022/power-quality-in-grid-connected-pv-systems-impacts-sources-and-mitigation-strategies>>. Citado na página 76.
- RIZZONI, G. *Fundamentals of Electrical Engineering*. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2009. ISBN 978-0073380377. Citado na página 17.
- Schneider Electric. *Transformer Key Features*. Monroe, NC, USA, 2004. <<https://www.se.com/us/en/faqs/FA275901/>>. Citado na página 42.
- SHMILOVITZ, D. On the definition of total harmonic distortion and its effect on measurement interpretation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 1, p. 526–528, 2005. Citado na página 33.
- SHORT, T. A. *Electric Power Distribution Handbook*. 2. ed. [S.l.]: CRC Press, 2018. Citado na página 17.

- SINGH, B.; CHANDRA, A.; AL-HADDAD, K. *Power Quality: Problems and Mitigation Techniques*. [S.l.]: Wiley, 2014. ISBN 9781118922057. Citado na página 31.
- SOCIETY, I. P. E. *IEEE Standard for the Design of Substations*. [S.l.]: IEEE, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- STAGG, G. W.; EI-ABIAD, A. H. *Computer Methods in Power System Analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1968. ISBN 9780070606586. Citado na página 24.
- U.S. Department of Energy. *The Benefits of Distributed Generation*. 2012. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2012/06/f1/benefits_dg.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 23.
- WALKER, G. Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering*, v. 21, n. 1, p. 49–56, 2001. Citado na página 22.
- WILDI, T. *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*. 6. ed. [S.l.]: Pearson, 2017. Citado na página 17.
- ZAPATA, F. *Series de fourier: Aplicaciones, ejemplos y ejercicios resueltos*. 2020. Disponível em: <<https://www.lifeder.com/series-de-fourier/>>. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 32.