



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Antonio Almeida de Sousa Neto

**Estudo de proteção para sistemas de minigeração fotovoltaica e análise da
influência da modelagem matemática do conversor estático**

Florianópolis
2024

Antonio Almeida de Sousa Neto

Estudo de proteção para sistemas de minigeração fotovoltaica e análise da influência da modelagem matemática do conversor estático

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Neto, Antonio Almeida de Sousa

Estudo de proteção para sistemas de minigeração fotovoltaica e análise da influência da modelagem matemática do conversor estático / Antonio Almeida de Sousa Neto ; orientador, Miguel Moreto, 2024.

150 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Minigeração fotovoltaica. 3. Estudo de proteção. 4. Conversor estático. I. Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Antonio Almeida de Sousa Neto

Estudo de proteção para sistemas de minigeração fotovoltaica e análise da influência da modelagem matemática do conversor estático

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado, em 14 de junho de 2024, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Instituição Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Fernando Guilherme Kaehler Guarda, Dr.

Instituição Universidade Federal de Santa Maria

Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.

Instituição Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Prof. Telles Brunelli Lazzarini, Dr.

Coordenador do Programa de Pós-Graduação

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Orientador

Florianópolis, 2024.

RESUMO

Com a expansão da geração distribuída a partir de fontes renováveis na última década, a geração fotovoltaica passou a estar presente nos sistemas de distribuição de energia principalmente por centrais geradoras enquadradas pela legislação vigente como micro ou minigeração, cuja potência é limitada a 3 MW pelas atuais resoluções normativas da ANEEL. A partir da inserção da geração fotovoltaica e de outras fontes que utilizam interfaces de eletrônica de potência nas redes de distribuição, surgiu a necessidade de se utilizar funções de proteção de sobrecorrente direcional e de anti-ilhamento, que antes não eram utilizadas nos sistemas de distribuição, pois agora há a possibilidade de fluxo de potência bidirecional entre as barras do sistema e de formação de ilhamentos. Tendo em vista os estudos de proteção para geradores fotovoltaicos ainda não serem um tema consolidado na literatura, esta dissertação trata do estudo de proteção necessário para a conexão de usinas de minigeração fotovoltaica aos sistemas de distribuição de energia, analisando como os parâmetros do modelo matemático do conversor estático interferem no ajuste das funções de proteção, em especial das funções de proteção utilizadas contra ilhamentos. O estudo de proteção é realizado com base em uma usina de minigeração fotovoltaica que será implantada em uma unidade consumidora que já se encontra conectada a uma rede de distribuição em média tensão. De modo que as análises possam ser realizadas, é proposta uma metodologia de cálculo das correntes de falta, quando da presença de conversores estáticos, e apresentada a modelagem matemática detalhada, em coordenadas $dq0$, da malha de controle de corrente e da estrutura de sincronismo do conversor estático. Os resultados alcançados validaram a metodologia de cálculo das correntes de curto-circuito e indicaram que os parâmetros da malha de corrente do modelo matemático do conversor estático interferem significativamente na resposta do sistema diante de faltas e da estrutura de sincronismo no ajuste da proteção anti-ilhamento.

Palavras-chave: minigeração fotovoltaica; estudo de proteção; conversor estático.

ABSTRACT

With the expansion of distributed generation from renewable sources in the last decade, photovoltaic generation began to be present in energy distribution systems mainly through generating plants classified by current legislation as micro or minigeneration, whose power is limited to 3 MW by current ANEEL normative resolutions. With the insertion of photovoltaic generation and other sources that use power electronics interfaces in distribution networks, the need arose to use directional overcurrent protection and anti-islanding functions, which were previously not used in distribution systems, as there is now the possibility of bidirectional power flow between the system bars and the formation of islanding. Considering that protection studies for photovoltaic generators are not yet a consolidated topic in the literature, this dissertation deals with the protection study necessary for the connection of photovoltaic minigeneration plants to energy distribution systems, analyzing how the parameters of the mathematical model of the static converter interfere with the adjustment of protection functions, especially protection functions used against islanding. The protection study is carried out based on a photovoltaic minigeneration plant that will be implemented in a consumer unit that is already connected to a medium voltage distribution network. So that analyzes can be carried out, a methodology for calculating fault currents in the presence of static converters is proposed and detailed mathematical modeling is presented, in dq0 coordinates, of the current control loop and the synchronism structure of the static converter. The results achieved validated the methodology for calculating short-circuit currents and indicated that the current loop parameters of the mathematical model of the static converter significantly interfere with the system's response to faults and the synchronism structure in the adjustment of the anti-islanding protection.

Keywords: photovoltaic minigeneration; protection study; static converter.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Participação das fontes de energia na capacidade instalada.....	23
Figura 2 – Eficiência das tecnologias de módulos fotovoltaicos.....	24
Figura 3 – Conexão de geração distribuída por meio de alimentador exclusivo	26
Figura 4 – Conexão de geração distribuída por meio de alimentador existente.....	27
Figura 5 – Circuito equivalente para faltas no alimentador a jusante da GD.....	27
Figura 6 – Circuito equivalente para faltas no alimentador a montante da GD.	28
Figura 7 – Diagrama unifilar ligação estrela aterrada (concessionária)/ delta (acessante).....	29
Figura 8 – Circuitos de componentes simétricas para ligação estrela aterrada (concessionária)/ delta (acessante).....	30
Figura 9 – Diagrama unifilar ligação estrela aterrada/estrela aterrada.....	31
Figura 10 – Circuitos de componentes simétricas para ligação estrela aterrada/estrela aterrada.....	31
Figura 11 – Diagrama unifilar ligação delta (concessionária)/ estrela aterrada (acessante).....	32
Figura 12 – Circuitos de componentes simétricas para ligação delta/estrela aterrada.....	33
Figura 13 – Exemplo da interferência da GD na regulação de tensão de alimentador de sistema de distribuição.....	34
Figura 14 – Contribuição das centrais de GD para correntes de curto-circuito.....	35
Figura 15 – Lógica de atuação da proteção seletiva.....	39
Figura 16 – Exemplo de proteção seletiva.....	40
Figura 17 – Lógica de atuação da proteção coordenada.....	41
Figura 18 – Esquema da função de proteção 67.....	43
Figura 19 – Esquema de proteção anti-ilhamento <i>transfer trip</i>	44
Figura 20 – Esquema de proteção anti-ilhamento <i>power line signaling</i>	45
Figura 21 – Estrutura de processamento de energia de sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	48
Figura 22 – Diagrama de blocos da estrutura de sincronismo DSOGI-PLL.....	51
Figura 23 – Estrutura interna do bloco SOGI-QSG.....	53
Figura 24 – Diagrama de blocos linearizado da estrutura SRF-PLL.....	53
Figura 25 – Topologia elétrica do filtro LCL.....	54

Figura 26 – Efeito da relação X/R na resposta em frequência do filtro LCL.....	56
Figura 27 – Efeito da resistência R_d na resposta em frequência do filtro LCL.....	57
Figura 28 – Controle de corrente do conversor.....	61
Figura 29 – Modelo equivalente do filtro LCL para a frequência da rede.....	62
Figura 30 – Resposta em frequência de $I_r(s)/I_c(s)$ do filtro LCL.....	63
Figura 31 – Diagrama de blocos do controle de corrente em malha fechada.....	65
Figura 32 – Estágio CC-CA do conversor estático.....	67
Figura 33 – Estratégia de modulação SPWM.....	67
Figura 34 – Modelo equivalente de curto-circuito sistema fotovoltaico.....	72
Figura 35 – Suporte de tensão do conversor em caso de defeito na rede.....	73
Figura 36 – Janelamento dos dados para a estimativa fasorial.....	74
Figura 37 – Princípio de atuação da função 78.....	76
Figura 38 – Método de determinação do salto vetorial.....	77
Figura 39 – Etapas para conexão de minigeração distribuída.....	79
Figura 40 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede.	85
Figura 41 – Curva de operação do conversor estático em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência.....	86
Figura 42 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento de um conversor.....	89
Figura 43 – Diagrama unifilar simplificado da usina fotovoltaica.....	91
Figura 44 – Diagrama de impedância do sistema de sequência positiva.....	93
Figura 45 – Diagrama de impedância do sistema de sequência negativa.....	93
Figura 46 – Diagrama de impedância do sistema de sequência zero.....	94
Figura 47 – Processo de cálculo das correntes de falta na presença de conversores estáticos.....	96
Figura 48 – Correntes I_d e I_q de saída dos conversores.....	99
Figura 49 – Corrente dos conversores para diferentes ganhos dos controladores.....	105
Figura 50 – Frequência elétrica para diferentes ganhos malha de corrente.....	106
Figura 51 – Frequência elétrica para diferentes ganhos da PLL.....	108
Figura 52 – Frequência e sua taxa de variação durante ilhamento.....	111
Figura 53 – Taxa de variação de frequência durante ilhamento para diferentes ganhos da PLL.....	112
Figura 54 – Frequência e sua taxa de variação durante ilhamento para diferentes ganhos da PLL.....	113

Figura 55 – Ângulos dos vetores de tensão durante os eventos.....	117
Figura 56 – Curva de atuação da função de restrição de sobrecorrente por tensão.	132
Figura 57 – Diagrama fasorial da função 67 sem restrição por tensão.	136
Figura 58 – Diagrama fasorial da função 67 restringida por tensão.	137
Figura 59 – Coordenograma das funções de proteção de sobrecorrente.	138
Figura 60 – Esquema de atuação da função Barra Viva/Linha Morta.	144
Figura 61 – Instalações elétricas da UC em que a minigeração fotovoltaica é conectada.....	145
Figura 62 – Estrutura de sincronismo com a rede elétrica.	146
Figura 63 – Malha de controle de corrente do conversor de 110 kVA.....	147
Figura 64 – Estágio CC-CA do conversor de 110 kVA.....	148
Figura 65 – Malha de controle de corrente do conversor de 55 kVA.....	149
Figura 66 – Estágio CC-CA do conversor de 55 kVA.....	150

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação dos métodos de PLL.	51
Tabela 2 – Correntes de curto-circuito de conversores do fabricante Sungrow.	70
Tabela 3 – Correntes de curto-circuito de conversores do fabricante AABB.....	71
Tabela 4 – Ajustes de proteção da minigeração no sistema da Celesc Distribuição.	82
Tabela 5 – Respostas às condições anormais de tensão.	84
Tabela 6 – Impedâncias dos sistemas de sequência positiva, negativa e zero.....	94
Tabela 7 – Bases trifásicas do sistema.	94
Tabela 8 – Comparação entre os resultados do PSIM e do processo iterativo.	98
Tabela 9 – Comparação entre o processo iterativo e o método clássico de cálculo de correntes de curto-circuito.....	100
Tabela 10 – Correntes de curto-circuito com geração fotovoltaica máxima.	102
Tabela 11 – Correntes de curto-circuito sem geração fotovoltaica.....	103
Tabela 12 – Variação das correntes de falta com a inserção da usina fotovoltaica.	104
Tabela 13 – Resumo dos ajustes das funções de proteção 81U, 81O e 81R.	114
Tabela 14 – Salto vetorial máximo imediatamente após evento.	116
Tabela 15 – Resumo do ajuste da função de proteção 78.	118
Tabela 16 – Especificações do módulo fotovoltaico empregado na usina.	126
Tabela 17 – Especificações dos conversores estáticos empregados na usina.	126
Tabela 18 – Especificações dos transformadores de força do acessante.....	127
Tabela 19 – Especificações do relé de proteção da subestação do acessante.	127
Tabela 20 – Especificações dos transformadores de potencial e de corrente da subestação do acessante.....	127
Tabela 21 – Resumo do ajuste da função de proteção 50.	129
Tabela 22 – Resumo do ajuste da função de proteção 51.	130
Tabela 23 – Resumo do ajuste da função de proteção 50N.	130
Tabela 24 – Resumo do ajuste da função de proteção 51N.	131
Tabela 25 – Resumo do ajuste da função restrição por tensão (50v/51v/67v).....	133
Tabela 26 – Resumo do ajuste da função de proteção 67.	134
Tabela 27 – Tensões e correntes para o ajuste do ângulo de torque da função 67.	135
Tabela 28 – Resumo do ajuste da função de proteção 27.	140

Tabela 29 – Resumo do ajuste da função de proteção 59.	141
Tabela 30 – Tensões no relé do acessante para faltas na rede da distribuidora. ...	142
Tabela 31 – Resumo do ajuste da função de proteção 59N.	142
Tabela 32 – Resumo do ajuste da função de proteção 32P.	143
Tabela 33 – Resumo do ajuste da função de proteção 25CS (<i>Check</i> de Barra Morta).	144

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
DSOGI	<i>Double Second Order Generalized Integrator</i>
DSRF	<i>Double Synchronous Reference Frame</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PSF	<i>Positive Sequence Filter</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
SSI	<i>Sinusoidal Signal Integrator</i>
SRF	<i>Synchronous Reference Frame</i>
TDF	Transformada Discreta de Fourier
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
1.2	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	19
1.3	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	19
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
2.1	PANORAMA GERAL	21
2.2	ESQUEMAS DE CONEXÃO DA GD.....	25
2.2.1	Conexão em alimentador exclusivo	25
2.2.2	Conexão em alimentador existente	26
2.2.3	Influência da topologia de ligação do transformador de acoplamento	28
2.2.3.1	<i>Topologia estrela aterrada (distribuidora) – delta (acessante)</i>	29
2.2.3.2	<i>Topologia estrela aterrada (distribuidora) – estrela aterrada (acessante)</i> ...	30
2.2.3.3	<i>Topologia delta (distribuidora) – estrela aterrada (acessante)</i>	32
2.3	IMPACTOS DA GD NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	33
2.3.1	Proteção de sistemas de distribuição com GD	36
3	MODELAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	47
3.1	ESTRUTURA TÍPICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	47
3.2	MODELAGEM DINÂMICA DO CONVERSOR ESTÁTICO	49
3.2.1	Estrutura de sincronismo com a rede elétrica	50
3.2.2	Filtro de saída LCL	54
3.2.3	Controle do conversor estático	60
3.2.4	Estrutura de modulação PWM	66
3.3	MODELOS EQUIVALENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	68
3.3.1	Modelagem para estudo de fluxo de potência	68
3.3.2	Modelagem para estudo de curto-circuito	70
3.4	ESTIMAÇÃO DE FASORES E FREQUÊNCIA	73
3.5	ESTIMAÇÃO DE SALTO VETORIAL.....	76
4	PROCEDIMENTOS E REQUISITOS PARA CONEXÃO DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	78
4.1	PROCEDIMENTOS PARA A VIABILIZAÇÃO DE ACESSO	78
4.2	REQUISITOS DE PROJETOS PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	80
4.2.1	Proteções dos conversores estáticos conectados à rede elétrica	83

4.2.2	Situação crítica de detecção de ilhamento	87
5	ANÁLISE DO MODELO DO CONVERSOR ESTÁTICO E AJUSTE DAS PROTEÇÕES ANTI-ILHAMENTO	90
5.1	DADOS DAS INSTALAÇÕES DA USINA FOTOVOLTAICA	90
5.1.1	Dados de impedância do sistema.....	92
5.2	DETERMINAÇÃO DAS CORRENTES DE FALTA	94
5.3	GANHOS DOS CONTROLADORES PROPORCIONAL-INTEGRAL (PI).104	
5.4	AJUSTE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO	109
5.4.1	Ajuste das funções de proteção de frequência 81U, 81O e 81R	109
5.4.2	Ajuste da função de proteção salto vetorial 78	115
5.5	AJUSTE DAS DEMAIS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	118
6	CONCLUSÕES.....	119
	REFERÊNCIAS.....	122
	APÊNDICE A – DADOS DOS EQUIPAMENTOS DA USINA FOTOVOLTAICA ...	126
	APÊNDICE B – AJUSTE DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA	128
B.1	AJUSTE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE	128
B.1.1	Ajuste da função de proteção 50.....	128
B.1.2	Ajuste da função de proteção 51.....	129
B.1.3	Ajuste da função de proteção 50N	130
B.1.4	Ajuste da função de proteção 51N	131
B.1.5	Ajuste da função de restrição de sobrecorrente de fase por tensão (67v)	131
B.1.6	Ajuste da função de proteção 67 sentido Acessante/Distribuidora	133
B.1.7	Seletividade e coordenação das funções de sobrecorrentes.....	137
B.2	AJUSTE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE TENSÃO E POTÊNCIA	139
B.2.1	Ajuste da função de proteção 27	140
B.2.2	Ajuste da função de proteção 59.....	140
B.2.3	Ajuste da função de proteção 59N	141
B.2.4	Ajuste da função de proteção 32P sentido Acessante/Distribuidora.....	142
B.3	AJUSTE DA FUNÇÃO DE SINCRONISMO 25CS – BARRA VIVA/LINHA MORTA	143
	ANEXO A – MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA NO PSIM.....	145

1 INTRODUÇÃO

Por questões econômicas, sociais, ambientais, a Geração Distribuída (GD) a partir de fontes renováveis vem ganhando cada vez mais espaço na matriz energética mundial. A GD pode ser definida como a geração de energia próxima aos consumidores e conectada a redes de distribuição de média e baixa tensão. Entre as GDs de fontes renováveis, vem se destacando a solar por conta das características dos sistemas fotovoltaicos como modularidade, flexibilidade em relação ao local de instalação, não necessitando de características físicas muito específicas, como no caso das fontes eólica e hídrica, e a possibilidade de implantação em pequena escala, sem a necessidade de grandes investimentos quando comparada a essas referidas fontes.

Do ponto de vista da diversificação da matriz energética, a GD apresenta grandes benefícios, principalmente por diminuir a dependência das grandes centrais geradoras do sistema elétrico, as quais geralmente se encontram distantes dos centros de carga. Por outro lado, a GD trás mudanças de paradigmas e desafios para a operação dos sistemas elétricos, com a possibilidade de fluxos de potência bidirecionais, aumento dos níveis de curto-circuito e ilhamentos nas redes de distribuição, podendo isso gerar problemas de coordenação e seletividade aos sistemas de proteção dessas redes de energia concebidas para operarem de forma radial.

Os tradicionais sistemas de geração que empregam máquinas síncronas possuem na literatura modelos matemáticos consagrados para representá-los. Por outro lado, no caso da geração fotovoltaica e outros tipos de GD que empregam interfaces de eletrônica de potência para conexão com a rede elétrica, nem sempre é possível garantir que os modelos matemáticos desses sistemas encontrados em algumas literaturas são adequados para representar os fenômenos que necessitam ser estudados, por conta da variabilidade dos projetos dessas interfaces entre os diversos fabricantes e a propriedade intelectual envolvida, motivo pelo qual os dados detalhados dos equipamentos não são fornecidos pelos fabricantes. Assim, mesmo quando o modelo matemático é adequado, os valores de seus parâmetros irão depender dos ajustes definidos pelo fabricante.

Nesse contexto, este trabalho visa analisar como os parâmetros do modelo matemático do conversor estático podem influenciar na resposta do sistema elétrico

e, conseqüentemente, no ajuste de suas funções de proteção. Assim, é apresentado o estudo de proteção necessário para realizar a conexão aos sistemas de distribuição de energia da GD enquadrada, segundo as resoluções normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como minigeração fotovoltaica. Então, nesse estudo de proteção, baseado em dados reais de uma usina minigeração fotovoltaica, é avaliada a influência dos parâmetros da modelagem matemática do conversor estático na resposta e estudo de proteção do sistema elétrico bem como proposta uma metodologia de cálculo das correntes de curto-circuito quando da presença de conversores estáticos *on-grid* no sistema elétrico.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Ao longo desta seção, são apresentados trabalhos relacionados ao tema desenvolvido nesta dissertação, sendo a lista de trabalhos apresentada meramente exemplificativa, de nenhuma forma se esgotando os trabalhos relacionados ao assunto. Os trabalhos tratam de diversos aspectos da proteção de sistemas elétricos com a presença de GD, que inclui a minigeração fotovoltaica, e auxiliaram no desenvolvimento desta dissertação.

Em Luiz (2012), é realizada uma avaliação dos impactos da GD para os sistemas de proteção, levando em conta a mudança de paradigma para as concessionárias de energia em relação ao planejamento, operação e manutenção dos sistemas de distribuição, com a instalação das unidades de GD que transformam esses sistemas originalmente do tipo radial em sistemas em anel. Ao longo do trabalho, a autora apresenta as formas de conexão da GD aos sistemas de distribuição discorrendo a respeito das vantagens e desvantagens de cada forma de conexão e das configurações de ligação dos transformadores de acoplamento para os sistemas de proteção. Os impactos mais relevantes da GD aos sistemas de proteção são pontuados como os seguintes: subalcançe dos relés de distância, fazendo com que a eliminação da falta ocorra em um tempo maior; operação indevida dos relés de sobrecorrente direcionais; descoordenação ou ausência de seletividade do sistema de proteção; dificuldades na definição do melhor ajuste da proteção de retaguarda de uma porção do sistema, no caso de falha da proteção principal. Apesar de suas relevantes contribuições, o trabalho de Luiz (2012) não realiza o estudo de proteção de nenhum sistema de GD, de modo que se possa avaliar o grau de interferência dos

impactos da GD nos ajustes das funções de proteção necessárias para a conexão da GD aos sistemas de distribuição.

Os impactos nos sistemas de proteção de redes de distribuição decorrentes da conexão de GD são avaliados em Junior (2017), sendo analisadas e discutidas as políticas de religamentos automáticos, as filosofias de proteção adotadas pelas distribuidoras de energia e também propostas soluções para a mitigação de problemas gerados com a conexão da GD. As análises foram realizadas com base em dados reais de quatro alimentadores da concessionária CEMIG Distribuição S.A, os quais possuem GD de fontes hídrica, térmica a gás e fotovoltaica. A depender do nível da potência injetada no alimentador, pode ocorrer a reversão no fluxo de potência e causar prováveis falhas das proteções instaladas. Os impactos aos sistemas de proteção estão relacionados às alterações nos níveis de curtos-circuitos, perda de seletividade e sensibilidade e atuações de indevidas, os quais são influenciados pela forma da conexão da GD em alimentador exclusivo ou existente. Embora nas análises sejam exploradas diferentes fontes de GD, em nenhum dos casos, é avaliada a influência dos modelos das fontes de GD nos estudos de proteção realizados, como é feito, neste trabalho, para a minigeração fotovoltaica.

Em Chaves (2019), também foram avaliados os impactos da inserção da GD no sistema de proteção das redes de distribuição, em especial da coordenação e seletividade das funções de proteção em relação às correntes de curto-circuito. Através de estudos de caso, considerando diferentes pontos de conexão da GD de fonte eólica e fotovoltaica na rede de distribuição, são avaliados os impactos da GD no sistema de proteção. Inicialmente, sem considerar as fontes de GD, o sistema de proteção é ajustado de forma coordenada e seletiva e, então, busca-se identificar as potências máximas e os pontos de injeção de corrente que podem ser aplicados pelas fontes de GD sem que haja interferência no sistema de proteção previamente ajustado.

Na dissertação de mestrado de Oliveria (2019), é apresentado um estudo de caso de uma usina de minigeração fotovoltaica de 2,5 MVA, sendo realizados os estudos de fluxo de potência, curto-circuito e proteção e seletividade necessários para a conexão dessa usina ao sistema de distribuição. No trabalho, é discutido a respeito da possibilidade da operação ilhada do sistema de minigeração fotovoltaica, sendo expostos os efeitos indesejáveis que a operação ilhada pode causar, como, por exemplo, desarmes ou danos aos equipamentos da distribuidora de energia ou do

acessante. Então, as concessionárias estabelecem medidas e esquemas de proteção a fim de evitar que o acessante opere de forma ilhada com seu sistema de geração conectado à rede de distribuição. Apesar de ser abordado as funções de proteção anti-ilhamento, o trabalho não explora nenhuma modelagem dinâmica dos conversores estáticos e a influência nos ajustes dessas funções de proteção.

A modelagem de conversores estáticos empregados em fontes de geração não convencionais, como, por exemplo, a fotovoltaica, é explorada em (SANTOS, 2020). Apesar de o foco do trabalho ser a aplicação da modelagem nos estudos de análise de estabilidade e controle de microrredes autônomas, a modelagem da malha de controle de corrente proporcional-integral e dos filtros de saída apresentada é também aplicável aos conversores estáticos *on-grid*. O trabalho não chega a estudar as proteções do sistema elétrico quando da presença de fontes de geração que empregam interfaces de eletrônica para conexão com a rede elétrica, tendo em vista se concentrar na modelagem e operação de microrredes.

Na dissertação de mestrado de Reis (2016), é apresentado um estudo das principais técnicas de detecção de ilhamento encontradas na literatura para serem utilizadas em conversores estáticos. Para verificar a validade das técnicas, foram construídos dois conversores monofásicos nos quais foram implementados os métodos de anti-ilhamento *Active frequency drift* e *Active frequency drift with positive feedback*. Essas duas técnicas são métodos ativos que produzem pequenas perturbações na corrente de saída do conversor com o objetivo de detectar a situação de ilhamento. Os resultados alcançados mostraram que ambos os métodos são eficazes para detecção do ilhamento atendendo aos requisitos da NBR 62116 (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica), apresentado o método *Active frequency drift with positive feedback* as melhores respostas.

Considerando que as proteções de frequência, taxa de variação de frequência e salto vetor são convencionalmente prescritas pelas distribuidoras de energia para detecção de ilhamento em sistemas com a presença de GD, em Motter (2017), são propostas metodologias de ajustes dessas proteções, a fim de evitar atuações indevidas diante de eventos que não se tratem de ilhamentos. No trabalho, são analisados os principais fatores que, segundo o autor, poderiam afetar a atuação das proteções, tais como distribuição das cargas, fator de potência e desequilíbrio das cargas. Apesar dessas metodologias terem apresentados excelentes resultados,

alcançando uma eficiência de 99,49% na detecção dos ilhamentos simulados no sistema teste analisado, ainda restou ser analisada a influência dos parâmetros do modelo das fontes de energia com interfaces de eletrônica potência na detecção do ilhamento pelas referidas funções de proteção.

1.2 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação tem como objetivo geral realizar o estudo de proteção exigido pelas concessionárias de energia para a conexão de usinas de minigeração fotovoltaica aos sistemas de distribuição, analisando a influência dos parâmetros do modelo matemático dos conversores estáticos nos resultados desse estudo, em especial nos ajustes das funções de proteção anti-ilhamento. Para atingir esse objetivo geral, é necessário passar por algumas etapas, que incluem os seguintes objetivos específicos:

- ✓ Realizar o estudo da arte a respeito da geração distribuída, incluindo seus esquemas de conexão e impactos às redes de distribuição de energia;
- ✓ Estudar e apresentar uma modelagem matemática de conversor estático que pode ser aplicada ao estudo de proteção de usinas minigeração fotovoltaica;
- ✓ Analisar o efeito dos parâmetros do modelo matemático do conversor estático na resposta do sistema de minigeração fotovoltaica;
- ✓ Propor uma metodologia de cálculo das correntes de curtos-circuitos, quando da presença de conversores estáticos;
- ✓ Aplicar o modelo matemático do conversor estático e a metodologia de cálculo das correntes de falta em um estudo de caso de uma usina de minigeração fotovoltaica que será conectada ao sistema de distribuição da concessionária Celesc Distribuição S.A;
- ✓ Realizar a simulação dinâmica do sistema do estudo de caso e o cálculo das correntes de curtos-circuitos utilizando a metodologia proposta;
- ✓ Com base nos resultados da simulação dinâmica e nas correntes de curtos-circuitos, realizar o ajuste das funções de proteção exigidas pelas normativas vigentes para a conexão dos sistemas de minigeração fotovoltaica;

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi organizada, incluindo este, em seis capítulos. Um breve resumo dos assuntos abordados nos demais cinco capítulos são descritos nos parágrafos a seguir.

O Capítulo 2 apresenta uma série de informações a respeito da GD, incluindo o panorama atual da GD no Brasil, esquemas de conexão à rede de distribuição e seus impactos aos sistemas de proteção.

O Capítulo 3 expõe uma visão geral da estrutura de geração de energia de um sistema fotovoltaico e detalha a modelagem matemática do conversor estático. Neste capítulo, também são apresentados os modelos equivalentes do sistema fotovoltaico que podem ser empregados em estudos de fluxo de potência e curto-circuito.

O Capítulo 4 descreve os procedimentos e requisitos prescritos pelas normativas técnicas para a conexão de sistemas de minigeração fotovoltaica às redes de distribuição, incluindo as funções de proteção que devem ser empregados por esses sistemas.

O Capítulo 5 é dedicado à análise da influência do modelo matemático do conversor estático no estudo de proteção, principalmente em situações de ilhamento, com base nos dados de uma usina de minigeração fotovoltaica que será conectada ao sistema de distribuição da concessionária Celesc Distribuição S.A. No capítulo, também são apresentadas as metodologias de ajuste dos ganhos do controle de corrente do conversor estático e também de determinação das correntes de falta na presença de conversores. Ao final, são apresentados os ajustes das funções de proteção anti-ilhamento para essa usina, sendo indicado que os ajustes das demais funções de proteção são apresentados nos apêndices deste trabalho.

O Capítulo 6 é dedicado às conclusões deste trabalho e um resumo de suas contribuições, assim como sugestões para trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 PANORAMA GERAL

O sistema elétrico de potência brasileiro foi originalmente concebido com base em um modelo centralizado de geração, estando os centros de geração, de maneira geral, distantes dos centros de consumo. Nesse modelo, a energia gerada é transmitida por longas distâncias pelos sistemas de transmissão, que operam em níveis elevados de tensão visando reduzir as perdas de transmissão. Aproximando-se dos centros de consumo, a energia passa a ser transmitida por sistemas de subtransmissão, que operam em níveis de tensão mais baixo quando comparado aos de transmissão e transportam a energia para os diversos sistemas de distribuição. Finalmente, através do sistema de distribuição, a energia é entregue ao consumidor final em média ou baixa tensão. Nesse modelo, os sistemas de distribuição são projetados e operados em uma topologia radial sem a presença intermediária de fontes energia, de maneira que o fluxo de potência flui em um único sentido (OLIVEIRA, 2019).

Por muitos anos, o modelo centralizado de geração funcionou muito bem. Entretanto, com o crescente aumento de carga, o esgotamento dos combustíveis fósseis, as restrições ambientais para a construções de usinas de grande porte e a dependência cada vez maior da população por energia elétrica, tem havido uma tendência de novos estudos e investimentos para gerar cada vez mais energia localmente e de forma distribuída, com o objetivo de contornar as atuais limitações do tradicional sistema elétrico de potência (MARUJO, 2017). Além das questões ambientais apontadas por esse autor, a atratividade econômica da geração fotovoltaica, a qual é impulsionada pelo barateamento dos módulos fotovoltaicos e dos conversores estáticos e pelos os crescentes aumentos de preço da energia elétrica, tem feito essa fonte de geração crescer entre as GDs.

Neste cenário de geração local, a GD consiste de unidades geradoras de energia elétrica instaladas junto ou próximas das cargas do sistema elétrico de potência. Apesar de que, nos últimos anos, tem havido um crescimento no número de usinas fotovoltaicas e eólicas que não se localizam tão próximas de centros de consumo. Dentre as vantagens desse modelo descentralizado de geração de energia elétrica, podem ser citadas a redução do transporte da energia e, por consequência,

a redução das perdas elétricas e da necessidade de investimentos para o atendimento de novas cargas (LUIZ, 2012). Ademais, a GD possibilita uma maior diversificação das fontes primárias para a produção de energia elétrica, diminuindo a dependência dos sistemas elétricos de potência dos períodos de estiagem que por vezes a fonte hídrica sofre (OLIVEIRA, 2019).

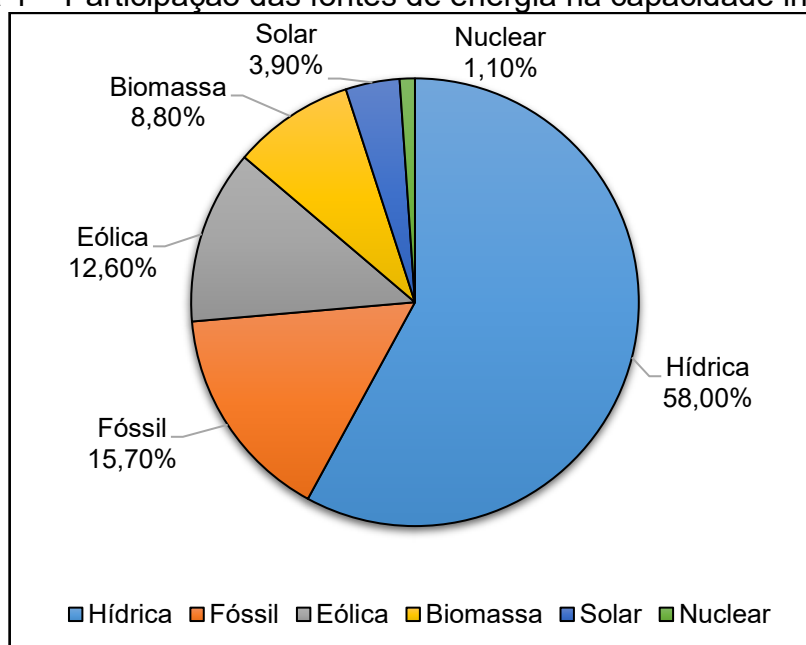
No Brasil, em termos de comercialização de energia, a GD foi inicialmente abordada no Decreto Lei n. 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Após esse decreto, a Resolução Normativa nº 414/2012 da ANEEL estabeleceu a classificação de microgeração e minigeração distribuída e as condições gerais para o acesso desses sistemas às redes de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Atualmente, a Resolução Normativa nº 1000/2021 da ANEEL, que revogou a de nº 414/2012, define microgeração e minigeração distribuída como sendo centrais geradoras de energia elétrica, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, com potência instalada menor ou igual a 75 kW para a microgeração e, para a minigeração, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes despacháveis e 3 MW para os demais tipos fontes. Além disso, essas centrais geradoras devem utilizar cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica. A cogeração qualificada é um conceito definido pela ANEEL que estabelece uma eficiência energética total mínima para a geração de energia elétrica de fonte térmica com gás natural.

As fontes renováveis de energia elétrica representam 83,20 % da capacidade instalada brasileira, conforme dados disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023). Na Figura 1, são mostrados esses dados de maneira mais detalhada incluindo os dados das fontes não renováveis. De acordo com os dados da Figura 1, o sistema elétrico de potência brasileiro é predominantemente hidrotérmico. A fonte renovável hídrica é responsável por mais de 50% da capacidade elétrica instalada brasileira. Ainda que não se possa abrir mão totalmente da fonte hídrica em um sistema elétrico de potência, dada a sua importância para garantir um maior grau de estabilidade do sistema, por conta da demanda crescente por energia elétrica e dos impactos ambientais causados pela instalação de uma grande usina hidrelétrica, se faz necessário mais investimentos em fontes alternativas de energia, visando

contornar as restrições da expansão da geração hidrelétrica, diminuir a dependência dessa fonte de energia e aumentar a diversificação da matriz energética.

Nesse contexto, a introdução da GD fazendo uso de fontes renováveis de energia vem se mostrando cada vez mais importante. Dentre as fontes renováveis empregadas na GD, destaca-se a hídrica em Pequena Central Hidrelétrica (PCH), a eólica em geradores eólicos, a biomassa em termelétricas e a solar em módulos fotovoltaicos. Dentro dos limites de potência da microgeração e minigeração distribuída, a energia solar é a fonte mais empregada na GD, de acordo com os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023).

Figura 1 – Participação das fontes de energia na capacidade instalada.



Fonte: (EPE, 2023).

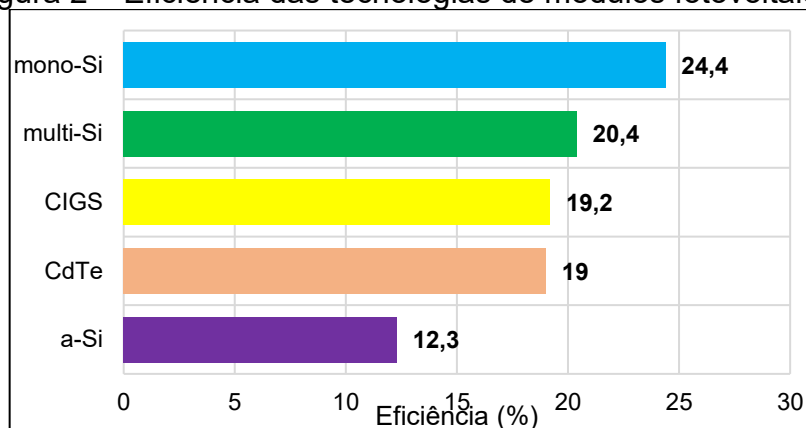
O aproveitamento do recurso solar pode se dar tanto em aplicações térmicas quanto fotovoltaicas. O aproveitamento térmico está basicamente relacionado de maneira geral a processos de geração de calor, como, por exemplo, para aquecimento de água. Já o aproveitamento fotovoltaico permite a geração de energia elétrica por meio do emprego de células fotovoltaicas.

Desde o desenvolvimento da primeira célula fotovoltaica, esse dispositivo evoluiu muito ao longo dos anos tanto na tecnologia empregada na fabricação quanto em eficiência e preço. Atualmente, as duas principais tecnologias de células fotovoltaicas são Silício Cristalino e Filmes Finos. As células da tecnologia Silício Cristalino são construídas de lâminas de silício monocristalino (mono-Si) ou

policristalino (multi-Si), sendo a tecnologia mais empregada em aplicações terrestres, dominando o mercado fotovoltaico mundial. As células de filmes finos possuem espessura de poucos micrômetros e apresentam a característica de poderem ser construídas mediante o depósito de semicondutores em um substrato rígido ou flexível, possibilitando a integração em superfícies curvas. Os principais semicondutores de que são construídas as células de filmes são o silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Além dessas duas tecnologias, há também as células de multijunção formadas por várias camadas de diferentes materiais

A eficiência das células fotovoltaicas é dada pela relação entre a energia elétrica gerada e a energia solar incidente na superfície da célula. Na Figura 2, são apresentadas as eficiências comerciais dos módulos fotovoltaicos das tecnologias silício cristalino e filmes finos. Nota-se pela Figura 2 que a tecnologia de silício monocristalino lidera a eficiência dos módulos comerciais, fazendo com que este tipo de módulo seja um dos mais empregados nas aplicações de usinas fotovoltaicas.

Figura 2 – Eficiência das tecnologias de módulos fotovoltaicos.



Fonte: (GREEN, DUNLOP, *et al.*, 2022).

O Brasil apresenta altos índices de irradiação solar, com baixa variabilidade anual e considerável uniformidade entre as regiões brasileiras. A região Norte apresenta média diária de irradiação global de 4,64 kWh/m², a Nordeste de 5,49 kWh/m², a Centro-Oeste de 5,07 kWh/m², a Sudeste de 5,06 kWh/m² e a Sul de 4,53 kWh/m². A título de comparação, o local menos ensolarado no Brasil pode gerar mais eletricidade que o local mais ensolarado da Alemanha (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). Assim, o Brasil é um país que apresenta grande potencial para o

aproveitamento fotovoltaico da energia solar. Por conta de os módulos fotovoltaicos poderem ser utilizados desde aplicações em que há sua integração a edificações até grandes usinas fotovoltaicas, essa tecnologia vem ganhando cada vez mais espaço no campo da geração elétrica de forma distribuída.

2.2 ESQUEMAS DE CONEXÃO DA GD

De acordo com o Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) da Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, para realizar a conexão de micro ou minigeração distribuída ao sistema de distribuição, o interessado deve realizar a solicitação de conexão à distribuidora titular de concessão ou permissão na área geográfica em que se localiza a central geradora. Em resposta à solicitação de conexão, a distribuidora define o ponto e a forma de conexão da central geradora ao sistema de distribuição, levando em consideração a viabilidade técnica do acesso solicitado e o critério de mínimo custo global de atendimento, incluindo as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, as decorrentes de reforços e ampliação no sistema elétrico e os custos decorrentes das perdas elétricas no sistema elétrico.

Ainda de acordo com o módulo 3 do PRODIST, a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora são definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente. De maneira geral, há basicamente dois tipos de ponto de conexão da central geradora ao sistema elétrico: ponto de conexão na própria subestação da distribuidora realizado por meio de alimentador exclusivo ou ponto de conexão em alimentador existente compartilhado com as cargas do sistema de distribuição.

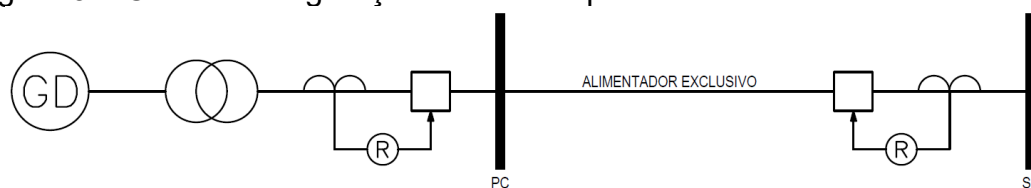
2.2.1 Conexão em alimentador exclusivo

O ponto de conexão da central geradora na subestação da distribuidora por meio de alimentador exclusivo é o mais apropriado do ponto de vista técnico, pois garante maior confiabilidade e segurança do sistema de proteção que é utilizado de forma exclusiva para o alimentador. Além disso, com a utilização de alimentador exclusivo, o carregamento das linhas existentes originalmente concebidas para

atender somente as cargas do sistema não é afetado. A melhor qualidade técnica do ponto de conexão reflete em maiores investimentos que somente se justificam, de acordo com a aplicação do critério do mínimo custo global, para centrais geradoras de grande porte ou quando não é possível realizar a conexão em linhas existentes. Outra questão que pode dificultar a implementação dessa conexão é o espaço disponível na subestação da distribuidora para a instalação de um novo alimentador, principalmente para aquelas subestações que foram concebidas apenas com espaço reserva para a perspectiva de aumento de carga futuro.

Para o ponto de conexão diretamente na barra da subestação (SE) da distribuidora, é necessário a instalação de um religador ou disjuntor na saída do alimentador. Esse alimentador seguirá até o disjuntor da central geradora do acessante, sem qualquer tipo de derivação ao longo desse percurso, conforme representado na Figura 3 abaixo.

Figura 3 – Conexão de geração distribuída por meio de alimentador exclusivo.

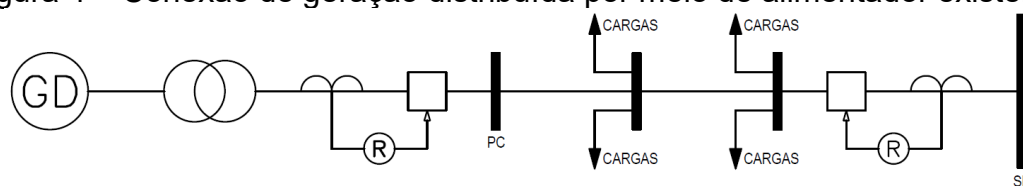


Fonte: Autoria própria.

2.2.2 Conexão em alimentador existente

O ponto de conexão da central geradora em alimentador existente compartilhado com cargas do sistema distribuição é, de maneira geral, a forma de conexão mais economicamente viável, com a aplicação do critério do mínimo custo global, sendo extensivamente utilizada pelas distribuidoras de energia. Por conta do compartilhamento do alimentador entre as cargas do sistema de distribuição e a central geradora do acessante, a coordenação do sistema de proteção se torna mais difícil de ser implementada, tendo em vista que os valores das correntes de curto-circuito serão afetados pelo valor da geração distribuída no momento da ocorrência da falta, sendo isso mais preocupante para fontes de energia intermitente, como, por exemplo, solar e eólica. Para realizar essa conexão, é necessária a instalação de um disjuntor entre o ponto de conexão (PC) e a central geradora, conforme é ilustrado na Figura 4 abaixo.

Figura 4 – Conexão de geração distribuída por meio de alimentador existente.

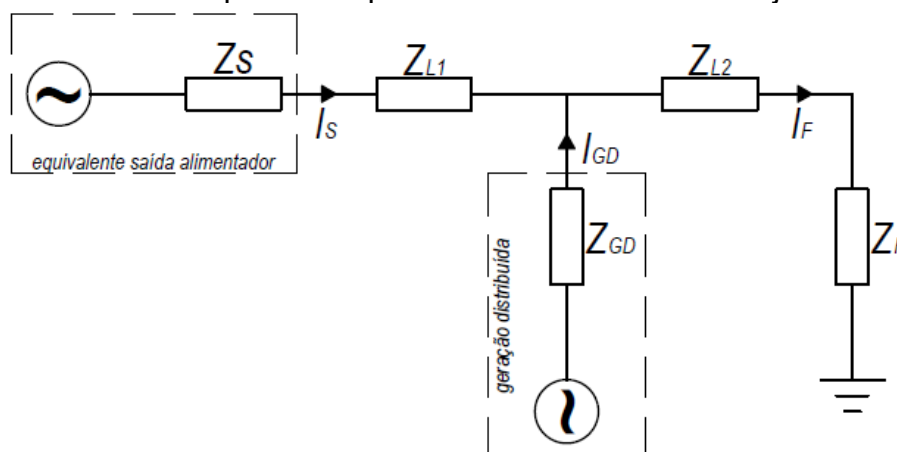


Fonte: Autoria própria.

Para a distribuidora, essa conexão representa um grande desafio em relação à dificuldade da coordenação do sistema de proteção e os impactos operacionais gerados no sistema de distribuição. Já para o acessante, essa topologia de conexão representa a possibilidade de um número maior de desligamentos transitórios ou permanentes no alimentador, gerando perda de receita e maiores esforços eletromecânicos no sistema do acessante. A necessidade de realização de manutenções ou alimentadores de grandes extensões estão entre as causas dos desligamentos (JUNIOR, 2017). A dificuldade da coordenação do sistema de proteção pode ser observada, quando se analisa as Figuras 5 e 6, uma vez que, dependendo dos valores das impedâncias envolvidas no local do curto-circuito, a contribuição da subestação da distribuidora para a corrente de falta pode não ser suficiente para acionar a proteção da distribuidora.

Na Figura 5, é mostrado o circuito equivalente para faltas no alimentador a jusante da geração distribuída. Nesse caso, a relação entre as parcelas da corrente de curto-circuito (I_F), referente, respectivamente, a concessória (I_S) e a central geradora (I_{GD}), é dada pela equação (1), mostrando que o valor da impedância de falta não interfere nessa relação (LUIZ, 2012).

Figura 5 – Circuito equivalente para faltas no alimentador a jusante da GD.

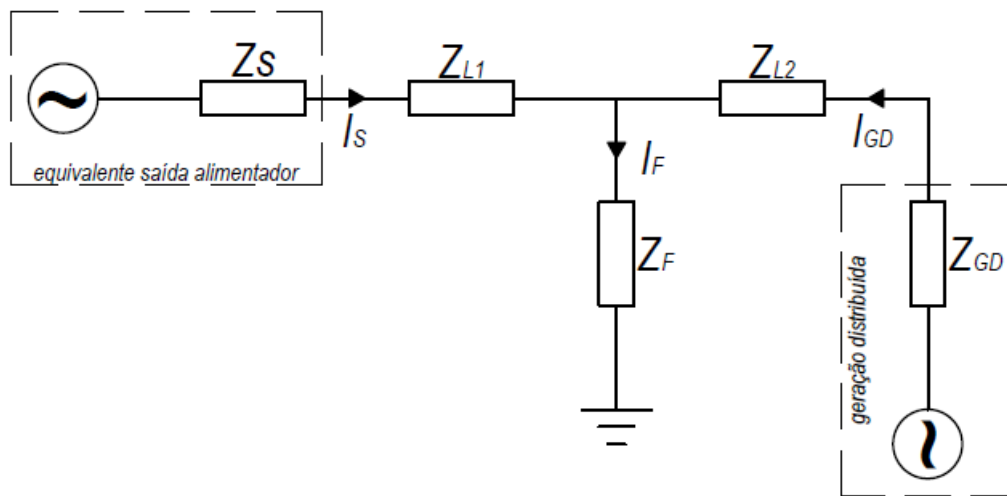


Fonte: Autoria própria.

$$\frac{I_S}{I_{GD}} = \frac{Z_{GD}}{Z_S + Z_{L1}} \quad (1)$$

Na Figura 6, é mostrado o circuito equivalente para faltas a montante da geração distribuída. Nesse caso, a relação entre a parcelas da corrente de curto-circuito (I_F), referente, respectivamente, à concessória (I_S) e à central geradora (I_{GD}), é dada pela equação (2), mostrando que o valor da impedância de falta interfere nessa relação (LUIZ, 2012).

Figura 6 – Circuito equivalente para faltas no alimentador a montante da GD.



Fonte: Autoria própria.

$$\frac{I_S}{I_{GD}} = \frac{Z_F + Z_{L2}}{Z_S + Z_{L1}} \quad (2)$$

2.2.3 Influência da topologia de ligação do transformador de acoplamento

O transformador de acoplamento é responsável pela interface entre o nível tensão da central geradora e o da rede elétrica da distribuidora de energia. A configuração de ligação dos enrolamentos desse transformador, como delta e estrela, interfere na forma como a central geradora contribui para defeitos na rede de distribuição. Não há como definir a melhor combinação de ligação, por exemplo, delta no lado acessante e estrela no lado da distribuidora, tendo em vista que todas as combinações apresentam vantagens e desvantagens, ficando, de maneira geral, a cargo da distribuidora definir a configuração de ligação mais adequada para o seu sistema de distribuição e respectivo sistema de proteção. Nas subseções a seguir,

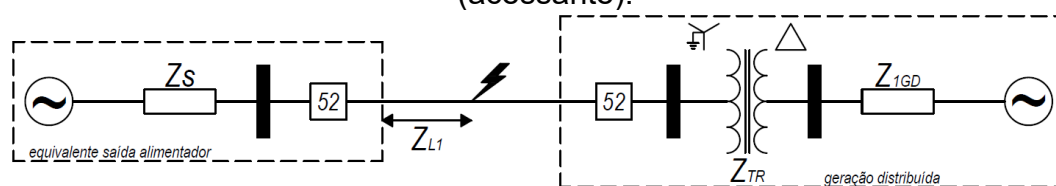
são abordados três esquemas de ligação comumente utilizados para os enrolamentos dos transformadores de acoplamento, segundo (SEEGERS, BEAZER, *et al.*, 2004).

2.2.3.1 Topologia estrela aterrada (distribuidora) – delta (acessante)

Esse esquema de ligação dos enrolamentos do transformador faz com que não haja contribuição da rede de distribuição para faltas fase-terra na central geradora do acessante. Além disso, com esse esquema de ligação, há a contenção das correntes de terceira harmônica e seus múltiplos e, com o enrolamento estrela aterrado do lado da concessionária, a garantia de aterramento da rede do sistema de distribuição, mediante abertura do disjuntor da subestação da concessionária (OLIVEIRA, 2019).

Essa configuração de ligação também propicia uma fonte de corrente de sequência zero para faltas à terra no sistema de distribuição, o que pode ter um impacto significativo na coordenação do relé de terra da concessionária. Para uma falta à terra na rede do sistema distribuição, conforme mostrado na Figura 7, a corrente de falta de sequência zero será dividida entre o sistema de distribuição e o neutro aterrado do transformador de acoplamento. A distribuição desta corrente de falta dependerá dos valores das impedâncias do circuito.

Figura 7 – Diagrama unifilar ligação estrela aterrada (concessionária)/ delta (acessante).

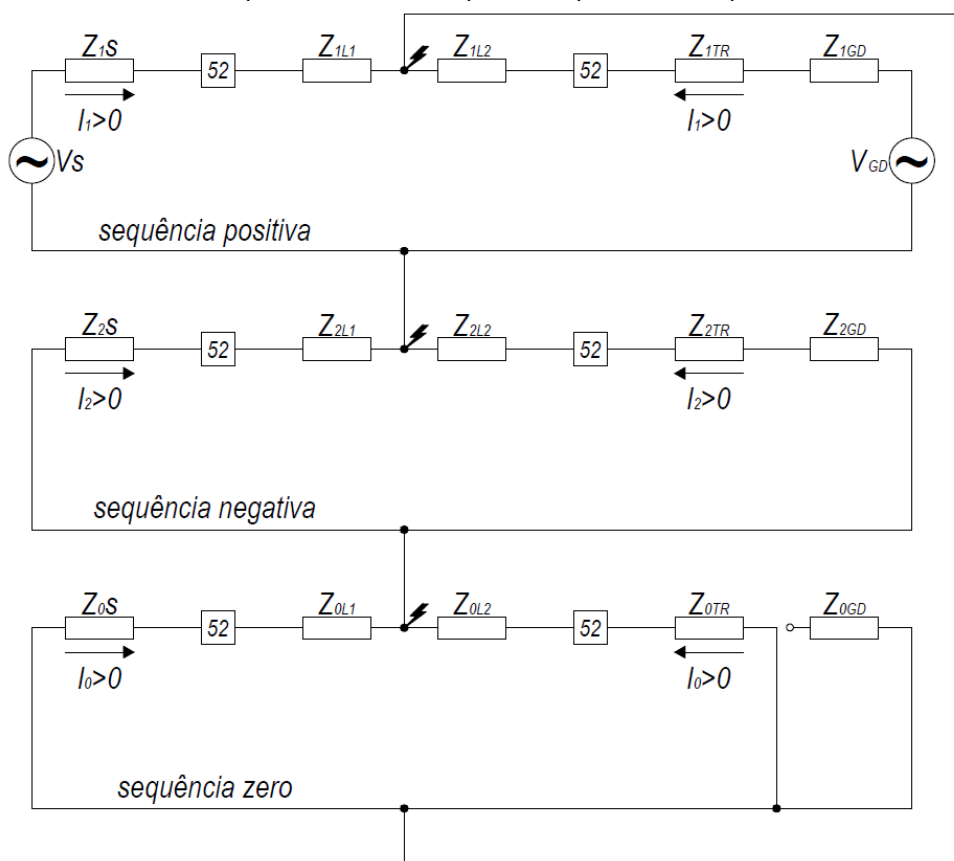


Fonte: Autoria própria.

Na Figura 8, é mostrado o circuito equivalente de componentes simétricas para a falta no local indicado na Figura 7. Por conta da configuração delta do lado do acessante, a existência de fonte de corrente zero proveniente do acessante independe se o gerador distribuído está ou não em operação, bastando que o transformador de acoplamento esteja conectado ao sistema de distribuição. No caso de cargas desequilibradas no sistema de distribuição, a corrente de desequilíbrio, que, sem a presença da GD, normalmente retornaria para a terra por meio do neutro aterrado da

subestação, com a instalação do transformador de acoplamento, passa a ser dividida entre os neutros dos transformadores da concessionária e de acoplamento (SEEGERS, BEAZER, *et al.*, 2004).

Figura 8 – Circuitos de componentes simétricas para ligação estrela aterrada (concessionária)/ delta (acessante).

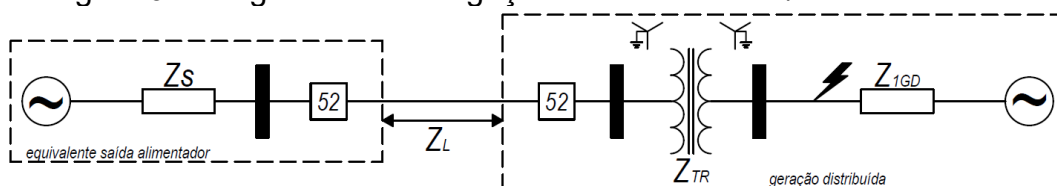


Fonte: Autoria própria.

2.2.3.2 Topologia estrela aterrada (distribuidora) – estrela aterrada (acessante)

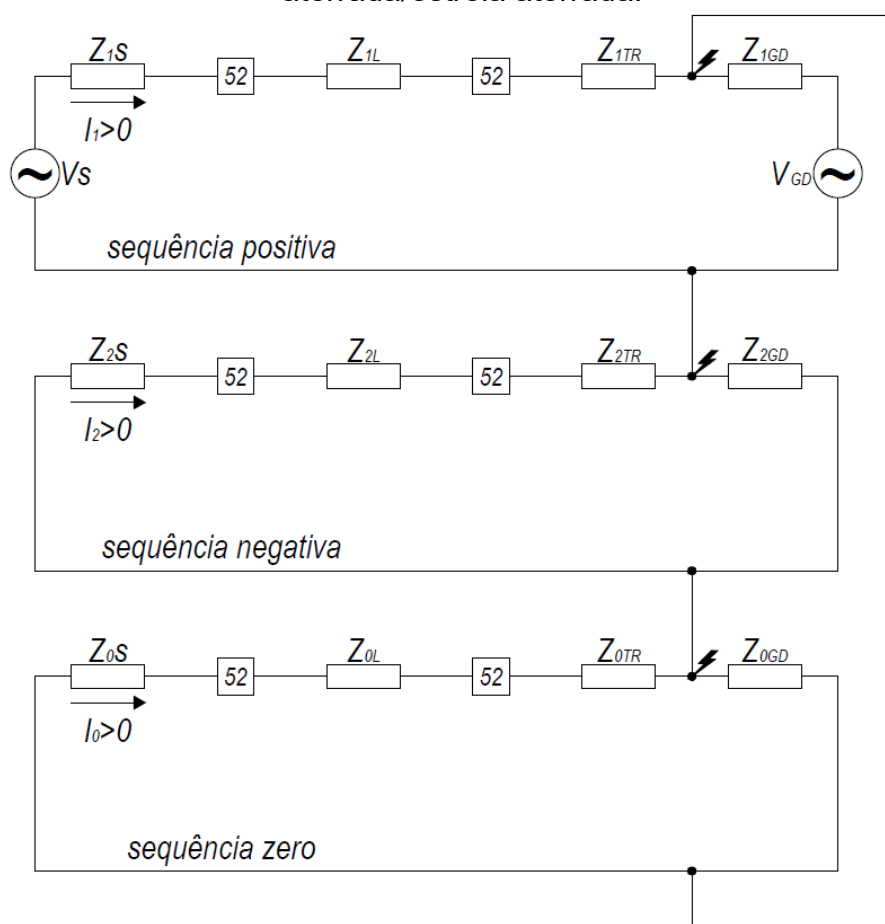
Essa conexão também possibilita um caminho para a divisão da corrente de seqüência zero no transformador de acoplamento e cargas desequilibradas podem ser um problema, assim como na conexão da estrela aterrada (concessionária)/delta (acessante). Além disso, essa conexão não bloqueia as harmônicas de correntes geradas pelo gerador do acessante e pode gerar aberturas desnecessárias do disjuntor da subestação da concessionária por conta de curtos-circuitos fase-terra na central geradora do acessante, como aquele indicado na Figura 9. Na Figura 10, é mostrado o circuito equivalente de componentes simétricas para a falta no local indicado na Figura 10.

Figura 9 – Diagrama unifilar ligação estrela aterrada/estrela aterrada.



Fonte: Autoria própria.

Figura 10 – Circuitos de componentes simétricas para ligação estrela aterrada/estrela aterrada.



Fonte: Autoria própria.

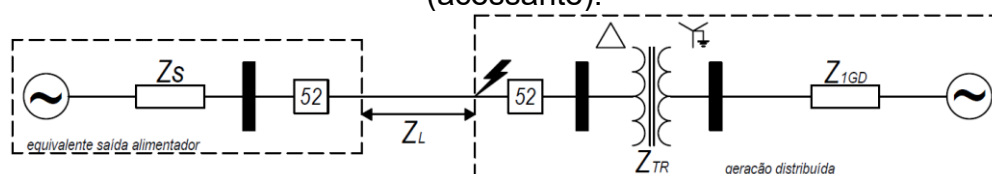
No caso da impedância de seqüência zero da central geradora ser muito superior à impedância da rede de distribuição, a impedância equivalente de seqüência zero será muito próxima da impedância da rede de distribuição para um curto-circuito fase-terra na rede da distribuidora. Desse modo, mesmo havendo divisão da corrente de seqüência zero entre a rede de distribuição e o transformador de acoplamento, a parcela de corrente que retornará pelo neutro do transformador de acoplamento será muito baixa quando comparada com a parcela de corrente que retornará para a rede de distribuição. Essa situação torna a definição dos ajustes dos relés de proteção mais

fácil em relação aos transformadores de acoplamento Estrela Aterrada/Delta (OLIVEIRA, 2019).

2.2.3.3 Topologia delta (distribuidora) – estrela aterrada (acessante)

Esse esquema de conexão apresenta a vantagem da central geradora do acessante não contribuir para a corrente de sequência zero de curtos-circuitos que envolvem a terra na rede do sistema de distribuição, como aquele indicado na Figura 11, cujo circuito equivalente de componentes simétricas é apresentado na Figura 12. Desse modo, a GD não impacta na coordenação do relé da concessionária para esse tipo de defeito, sendo a subestação da distribuidora a única fonte de corrente de sequência zero.

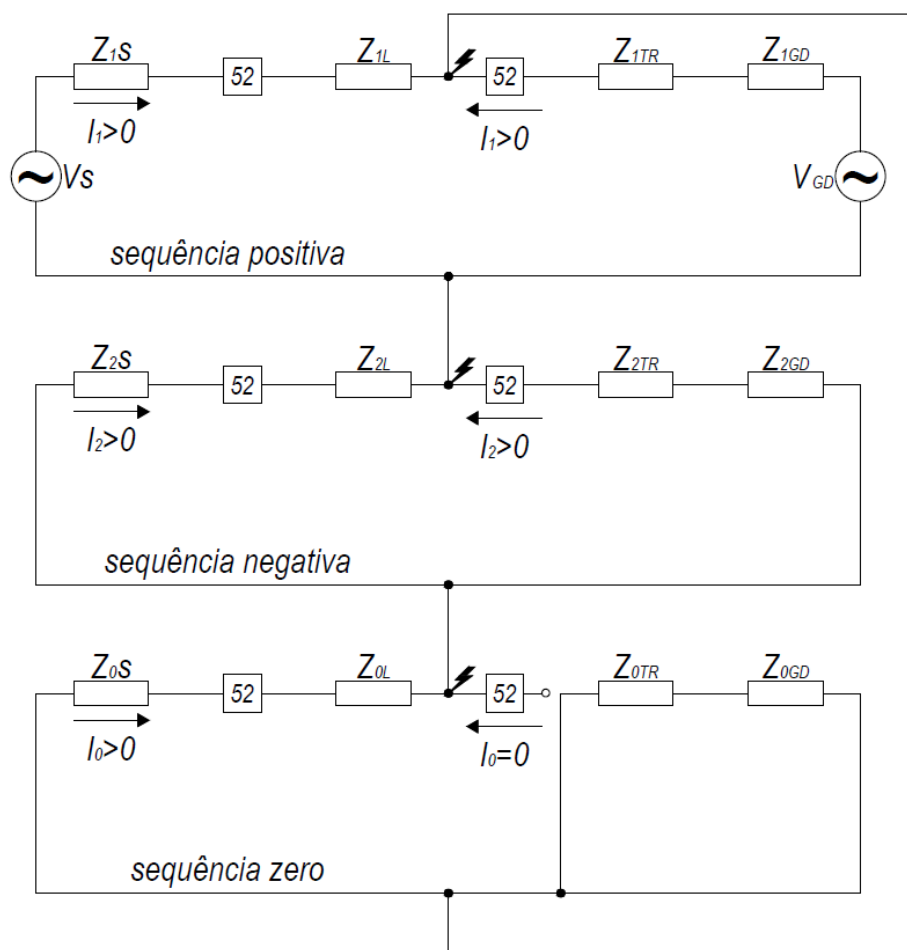
Figura 11 – Diagrama unifilar ligação delta (concessionária)/ estrela aterrada (acessante).



Fonte: Autoria própria.

Entretanto, para curtos-circuitos monofásicos na rede de distribuição, caso ocorra a abertura do disjuntor da subestação antes da desconexão da central geradora, o sistema deixará de ser solidamente aterrado e se manterá energizado por meio do transformador de acoplamento do acessante. Como o enrolamento delta bloqueia a circulação de corrente de sequência zero do lado da central geradora para o lado da rede do sistema de distribuição, o curto-circuito na rede elétrica auto se extingue. Nos casos em que a falta não é extinta, a corrente de curto-circuito se torna muito baixa, sendo alimentada apenas pela capacitância fase-terra distribuída da rede do sistema de distribuição que é difícil que as proteções de terra a detectem. Nessa situação, em que sistema deixa de ser solidamente aterrado, verifica-se o deslocamento do neutro e sobretensões em função do curto-circuito característico de sistemas isolados. Essa topologia de ligação dos enrolamentos do transformador é a mais comumente prescrita pelas concessionárias de energia para conexão dos sistemas de minigeração distribuída às redes de distribuição de média tensão.

Figura 12 – Circuitos de componentes simétricas para ligação delta/estrela aterrada.



Fonte: Autoria própria.

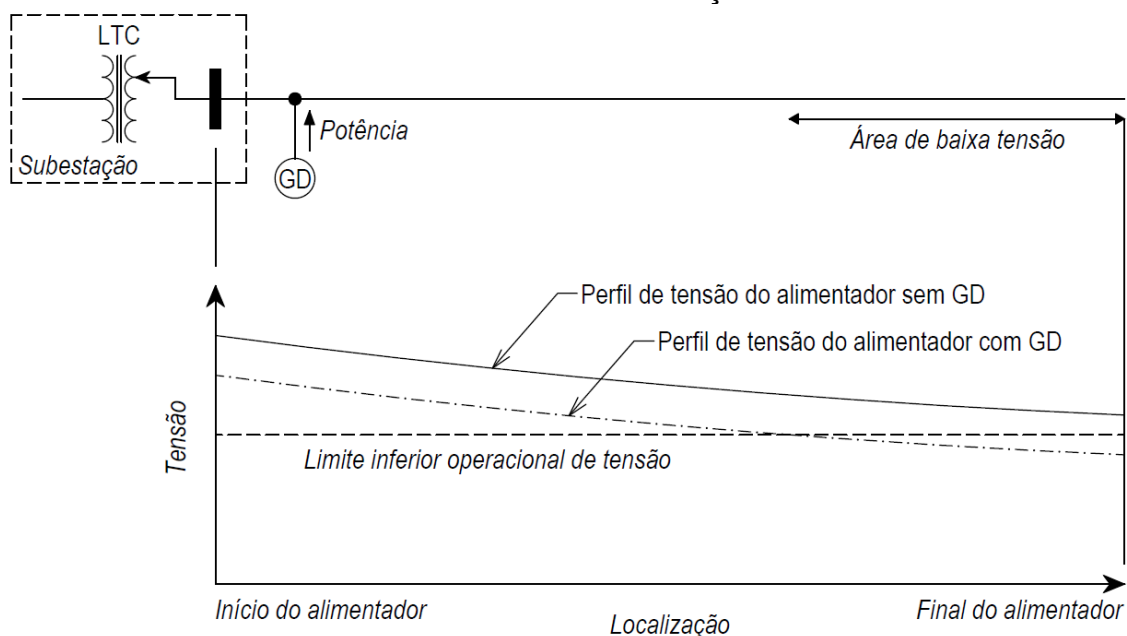
2.3 IMPACTOS DA GD NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição primária que operam em média tensão nascem no barramento da subestação da distribuidora e são concebidas para operarem de forma radial, com a possibilidade de transferência de blocos de carga entre circuitos para manterem o atendimento das cargas em condições de contingência, devido, por exemplo, à manutenção corretiva ou preventiva. Essas redes atendem os consumidores primários e os transformadores de distribuição que atendem à rede secundária de baixa tensão. As redes primárias contam com um tronco principal, protegido por um religador instalado na subestação, do qual se derivam ramais, que comumente são protegidos por chaves (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

Nos sistemas de distribuição, o perfil de tensão ao longo do alimentador é normalmente regulado pelos *taps* dos transformadores (LTC) na subestação da distribuidora. Os valores dos *taps* dos transformadores são ajustados com base na

demanda atendida por cada transformador. No caso da inserção de GD a montante das cargas do alimentador e muito próximo do secundário da subestação, conforme mostrado na Figura 13, como o sistema de controle de *taps* do transformador passa a observar uma demanda menor, a depender do valor da potência injetada pela GD, o perfil de tensão ao longo do alimentador pode ser prejudicado, uma vez que o regulador de tensão irá ajustar um valor de *tap* para um nível de tensão mais baixo, fazendo com que o perfil de tensão, principalmente no final do alimentador, fique abaixo da faixa operacional. Sendo esse efeito oposto ao de suporte à regulação da tensão que é comumente apontado com uma das vantagens da GD.

Figura 13 – Exemplo da interferência da GD na regulação de tensão de alimentador de sistema de distribuição.



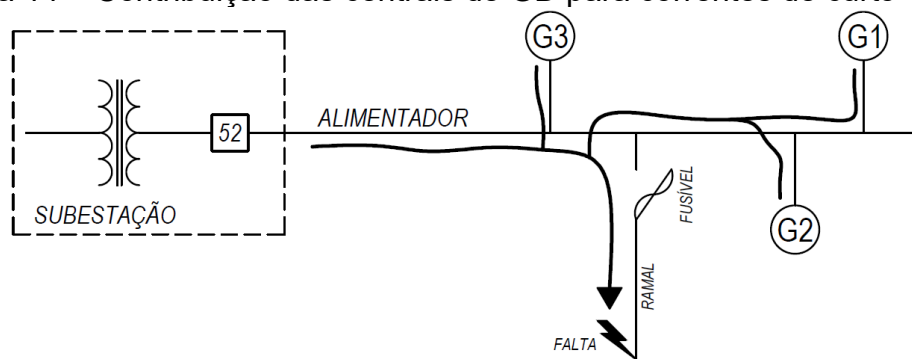
A GD pode também, em certos casos, causar uma elevação no nível de tensão no local onde está instalada. Na rede de baixa tensão, em que há um transformador de distribuição atendendo várias unidades consumidoras, a presença de GDs em algumas dessas unidades consumidoras pode aumentar o nível de tensão do secundário do transformador suficiente para gerar níveis de tensão acima dos limites operacionais para unidades atendidas por esse transformador. Esse efeito pode ocorrer quando o transformador de distribuição está localizado em um ponto do ramal alimentador em que a tensão primária está acima do valor nominal. Sem a presença das unidades de GD, haveria uma queda tensão através do transformador,

de forma que o nível de tensão nominal fosse atingido nos pontos de entrega das unidades consumidoras. Com a presença da GD, essa queda de tensão através do transformador se torna menor, uma vez que uma parcela de corrente de carga que deveria ser atendida pelo transformador passa a ser fornecida pelas unidades de GD (BARKER e MELLO, 2000).

Ainda tratando dos efeitos da GD na tensão do sistema de distribuição, as unidades de GD podem causar variações de tensão de curta duração por conta da entrada e saída das centrais geradoras da rede do sistema de distribuição. Para mitigar esse problema, no caso de geradores de indução, pode-se reduzir a tensão de entrada e, no caso de geradores síncronos, pode-se utilizar uma sincronização mais precisa. No caso da geração fotovoltaica e eólica, as variações mais suaves da irradiância solar e dos ventos, respectivamente, não geram flutuações de geração suficientes para causar anomalias de tensão de curta duração (QUIROGA, 2019).

As GDs também afetam os níveis de curto-circuito do sistema de distribuição durante a ocorrência de defeitos na rede elétrica, por meio da contribuição das centrais geradoras dos acessantes para as correntes de falta no alimentador. A contribuição para uma falta apenas por uma pequena central geradora de GD não é tão significativa, mas as contribuições conjuntas de várias centrais de pequeno porte ou de poucas centrais de grande porte podem alterar significativamente os níveis de curto-circuito de forma a causar descoordenações, afetando a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição. Dessa forma, conforme mostrado na Figura 14, se unidades de geração de distribuída são conectadas ao sistema de distribuição, a corrente de falta pode se torna grande o suficiente de modo que o fusível do ramal se descoordene com o disjuntor da subestação, levando a operações desnecessárias do fusível (BARKER e MELLO, 2000).

Figura 14 – Contribuição das centrais de GD para correntes de curto-circuito.



Fonte: Autoria própria.

Além disso, o nível de contribuição da GD para a corrente de falta dependerá do tipo da central geradora. Para as unidades de GD com geradores síncronos, a contribuição dependerá da tensão pré-falta, das reatâncias subtransitória e transitória da máquina e das características de sua excitatriz. Os geradores de indução contribuem para a corrente de falta enquanto permanecem girando por conta da tensão residual no alimentador, a contribuição dessas máquinas perdura apenas por alguns ciclos, sendo determinada pela relação entre a tensão pré-falta e a reatância transitória da máquina. Apesar da contribuição do gerador de indução durar apenas alguns ciclos, esse tempo é suficiente para fundir o fusível do ramal e provocar descoordenação com disjuntores/religadores a montante (SALESSE e MARQUES, 2006).

No caso de centrais geradoras conectadas ao sistema elétrico por meio de conversores estáticos, como os geradores fotovoltaicos, os conversores estáticos isolam o gerador e, conseqüentemente, seu comportamento elétrico da rede elétrica. De maneira geral, os sistemas de controle desses conversores são projetados de forma que seja injetada no sistema elétrico uma corrente equilibrada (somente com componente de sequência positiva) de magnitude constante, de acordo com a potência da fonte primária, mesmo em caso de faltas desequilibradas na rede elétrica. Na ocorrência de curto-circuito no alimentador, a resposta do sistema de controle do conversor é normalmente rápida o suficiente para que a corrente de pico de curto-circuito injetada pelo conversor na rede dure apenas alguns ciclos, sendo reestabelecida a corrente nominal do conversor após esse período. Para conversores de sistemas fotovoltaicos, a duração desse período varia de 5,1 a 8,2 ciclos (FERREIRA, 2016). A geração fotovoltaica, conectada ao sistema de distribuição por meio de conversores, contribuem com valores de correntes de curto-circuito bem menores se comparada à geração síncrona, entretanto esta contribuição pode se tornar relevante caso haja um aumento expressivo do número de geradores fotovoltaicos conectados na rede, mesmo num curto intervalo de tempo (JUNIOR, 2017).

2.3.1 Proteção de sistemas de distribuição com GD

Os sistemas elétricos de potência estão sujeitos a ocorrência dos mais diversos tipos de perturbações, algumas severas, como curtos-circuitos, outras de

pequena intensidade, como as variações de carga que acontecem constantemente ao longo do dia. O curto-circuito é o defeito mais comum de acontecer em um sistema elétrico, gerando, de maneira geral, correntes de grande intensidade e distúrbios de tensão nos barramentos do sistema. As sobrecargas são também perturbações que podem gerar significativos danos materiais ao sistema. Dessa forma, é essencial um sistema de proteção adequado que consiga detectar corretamente falhas e sobrecargas permanentes no sistema elétrico e evitar interrupções no fornecimento de energia em casos de perturbações transitórias. A principal função de um sistema de proteção é garantir a desconexão da parte do sistema elétrico que esteja submetido a algum defeito que leve o sistema a operar fora dos limites operacionais. Entre os requisitos que um sistema de proteção deve atender para que apresente um bom desempenho, inclui-se os seguintes (FILHO e MAMEDE, 2014):

- ✓ Seletividade: técnica utilizada no estudo de proteção e coordenação, por meio da qual somente o elemento de proteção mais próximo do defeito desconecta a parte defeituosa do sistema elétrico;
- ✓ Sensibilidade: capacidade de o elemento de proteção reconhecer com precisão a faixa e os valores indicados para a sua operação e não operação;
- ✓ Velocidade: o tempo de atuação do elemento de proteção deve ser o menor possível, a fim de reduzir as avarias no sistema protegido e o tempo de afundamento da tensão durante a ocorrência de um defeito no sistema;
- ✓ Confiabilidade: propriedade de o elemento de proteção cumprir com segurança e exatidão as funções que lhe foram confiadas;
- ✓ Zonas de atuação: durante a ocorrência de um defeito, o elemento de proteção deve ser capaz de detectar se o defeito é interno ou externo à zona protegida pelo equipamento. Se o defeito está dentro dos limites da zona protegida, o elemento de proteção deve atuar e acionar a abertura do disjuntor associado. Se o defeito está fora dos limites da zona protegida, o elemento de proteção não deve ser sensibilizado pelo defeito.

Então, para projetar um sistema de proteção que contemple esses e outros requisitos, são necessárias análises referentes aos níveis de curto-circuito, às contribuições das fontes para as faltas, à filosofia de proteção adotada, às estratégias de religamento automático, ao tipo de aterramento, às condições pré e pós-falta, entre outras.

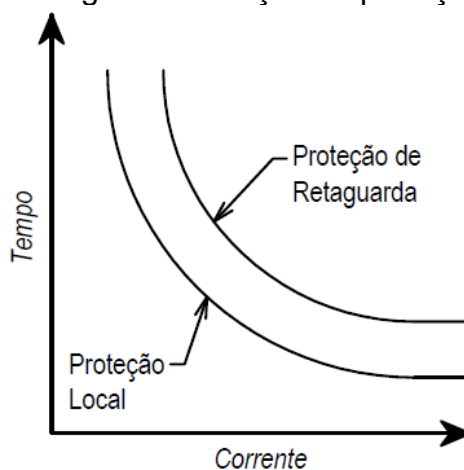
Em relação aos tipos de sistemas de aterramento, os quais irão influenciar no projeto do sistema de proteção, as principais configurações desses sistemas são as seguintes (ELETROBRÁS, 1982), (MARDEGAN, 2012):

- ✓ Sistema Não Aterrado: nesse sistema, a referência à terra é efetivada por intermédio das capacitâncias das linhas, ou seja, as capacitâncias de cada fase para terra, assim como das fases entre si. Um curto-circuito fase-terra gera apenas uma pequena corrente à terra, não permitindo a utilização do esquema tradicional de proteção contra defeitos fase-terra com a atuação baseada em correntes. Além disso, quando uma das fases está em curto-circuito com a terra, há um deslocamento das outras fases em relação a essa, gerando, nas fases sem defeito, tensões iguais ou maiores que as tensões fase-fase. Dessa forma, esse sistema tem a vantagem de possibilitar a continuidade da operação mesmo na ocorrência da primeira falta fase-terra e a vantagem econômica, uma vez que se eliminam os gastos com aterramento. No entanto, o nível de segurança é menor uma vez que esse sistema não possui malhas de aterramento capazes de fornecer proteção contra perturbações transitórias como descargas atmosféricas;
- ✓ Sistema Efetivamente Aterrado: um sistema é considerado efetivamente aterrado quando, para todos os pontos do mesmo, a relação entre a reatância de sequência zero e a reatância de sequência positiva (X_0/X_1) é menor ou igual a 3 e a relação entre a resistência de sequência zero e a reatância de sequência positiva (R_0/X_1) é menor ou igual a 1. Essa definição permite que mesmo um sistema no qual existam resistências ou reatâncias de aterramento entre neutro e terra, intencionalmente colocadas, possa ser considerado efetivamente aterrado. No caso de uma falta para a terra, esse tipo de sistema apresenta fluxos de corrente de valores consideráveis, mas não apresenta grandes elevações de tensão nas fases sem defeito. A corrente de falta é eliminada pela atuação da proteção baseada em sobrecorrente através da abertura de linhas. É possível diminuir consideravelmente o valor da corrente da falta fase-terra, por meio da inclusão de resistências ou reatâncias entre neutro e terra, sem perder as condições de um sistema efetivamente aterrado;
- ✓ Sistema não Efetivamente Aterrado: qualquer sistema que não atenda às condições estabelecidas para um sistema efetivamente aterrado e que não

seja isolado da terra é considerado não efetivamente aterrado. Esse sistema pode ser subdividido em sistema aterrado por reatância e sistema aterrado por resistência. O sistema que apresenta uma relação (X_0/X_1) maior que 3 é considerado aterrado por reatância. No sistema aterrado por reatância, com o uso de reatâncias de aterramento, as correntes de faltas fase-terra diminuem e o deslocamento do neutro aumenta, ocasionando tensões bem acima das nominais nas fases não envolvidas no curto-circuito. Já o sistema que apresenta uma relação (R_0/X_1) maior que 1 é considerado aterrado por resistência. No sistema aterrado por resistência, devido à utilização de resistências entre o neutro e terra, a corrente de curto-circuito fase-terra pode ser reduzida consideravelmente, permitindo, inclusive, o uso de um esquema de proteção com atuação baseada em corrente de sequência zero. A depender do valor da resistência utilizada, o neutro pode ser completamente deslocado quando ocorrem defeitos no sistema.

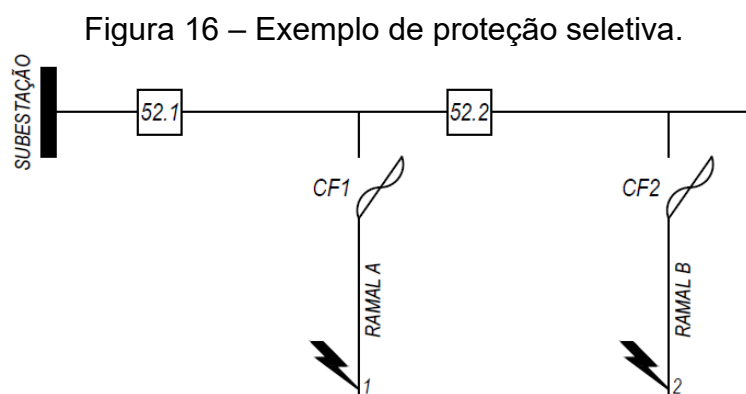
Nos sistemas de distribuição de média tensão, são adotadas basicamente duas estratégias de proteção: a seletiva e a coordenada. A proteção seletiva é aquela projetada e ajustada de tal forma que, para qualquer tipo de falta, seja ela transitória ou permanente, atue somente o dispositivo de proteção que esteja mais próximo ao defeito, isolando apenas o trecho que esteja com problema. Em termos de diagrama de coordenação de proteção, a lógica de atuação da proteção seletiva pode ser ilustrada pela Figura 15, a curva de proteção local com tempos de atuação menores que a da retaguarda garante que somente a proteção mais próxima do defeito, a proteção local, atue para isolar o defeito.

Figura 15 – Lógica de atuação da proteção seletiva.



Fonte: Autoria própria.

Ainda analisando a lógica de atuação da proteção seletiva, no caso de uma falta no ponto 1 do sistema mostrado na Figura 16, pela lógica da proteção seletiva, apenas a chave fusível CF1 deve atuar, de modo que somente os consumidores do ramal A fiquem sem o fornecimento de energia.

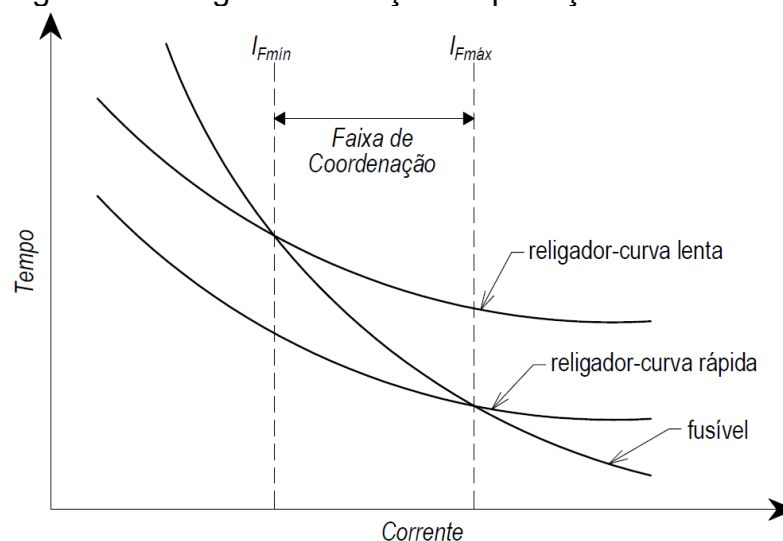


Fonte: Autoria própria.

Por outro lado, a proteção coordenada é aquela projetada de tal forma que defeitos transitórios sejam eliminados por meio do dispositivo de proteção de retaguarda de religamento automático e defeitos permanentes, por meio do dispositivo de proteção que esteja mais próximo do defeito. Tendo em vista que as faltas transitórias constituem de 70% a 80% dos defeitos que ocorrem no sistema de distribuição, a proteção coordenada melhora a confiabilidade e reduz custos de manutenção, principalmente com deslocamento de pessoal para averiguar defeitos transitórios em alimentadores longos e, muitas vezes, de difícil acesso (JAVADIAN, HAGHIFAM e MASSAELI, 2011).

No caso de uma falta no ponto 1 da Figura 16, haverá primeiramente a atuação do dispositivo de proteção de retaguarda 52.1 na tentativa de eliminar o curto-circuito, caso ele seja transitório. Se, após a sequência de operações de religamento automático do dispositivo de retaguarda, o defeito persistir, a chave fusível CF1 deve atuar de modo a evitar o bloqueio da proteção de retaguarda 52.1. Desse modo, o fornecimento de energia nos ramais A e B seria interrompido momentaneamente no caso da falta no ponto 1 ser transitória, já ela sendo permanente, apenas o fornecimento de energia do ramal A seria interrompido até o reparo da rede. A lógica de atuação da proteção coordenada, para um caso de coordenação entre um religador e um elo fusível tipicamente encontrado nos sistemas de distribuição, é mostrada na Figura 17.

Figura 17 – Lógica de atuação da proteção coordenada.



Fonte: Autoria própria.

Para a faixa de valores de correntes de falta de I_{Fmin} a I_{Fmax} , nota-se na Figura 17 que a curva rápida do religador apresenta tempos de atuação menores que os da curva do fusível e que a curva lenta do religador apresenta tempos de atuação maiores que os da curva do fusível. Dessa forma, se ocorrer uma falta, o religador realizará uma série de operações rápidas, de acordo com a sequência de operações de religamento automático programada, na tentativa de eliminar o defeito no caso dele ser transitório. Se a falta persistir, após a sequência de aberturas e fechamentos do circuito pelo religador, o religador passará a operar, até a abertura definitiva do circuito, através de sua curva lenta, mas, nesse momento, a curva do fusível operará mais rápido eliminando o curto-circuito e evitando o bloqueio do religador. Assim, para faltas permanentes, o fusível atuará antes que o religador opere em sua curva lenta, a menos que o fusível apresente algum problema, fazendo o religador atuar e se bloquear.

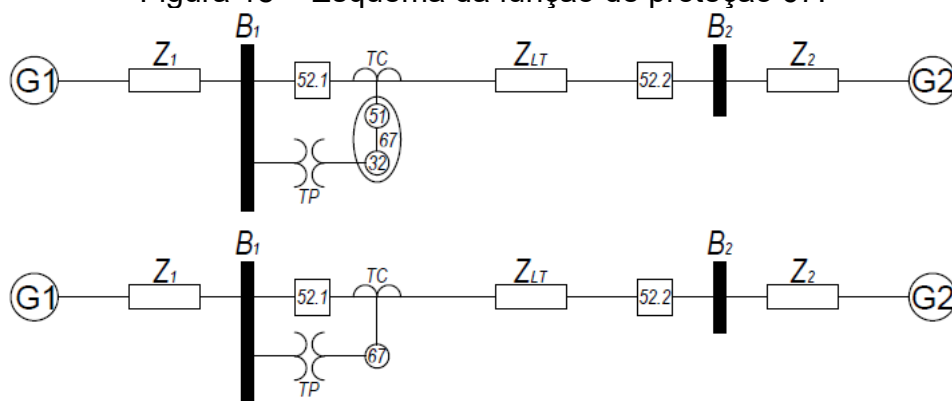
O nível de continuidade de fornecimento de energia, a densidade de carga do alimentador, as características físicas da rede elétrica e a sensibilidade das cargas atendidas pelo alimentador são algumas das questões que devem ser analisadas para estabelecer qual lógica de proteção é mais adequada para ser utilizada em um determinado alimentador do sistema de distribuição. Em alimentadores aéreos extensos, com uma grande área de exposição para defeitos transitórios, é mais adequado a utilização da lógica de proteção coordenada entre os dispositivos de proteção instalados na saída e ao longo do alimentador (disjuntor, religador, chave

fusível), pois evita o deslocamento de pessoal para restabelecimento de energia quando da ocorrência de faltas de caráter transitório. Em alimentadores de menor extensão, que atendem maiores densidades de carga, a adoção da lógica de proteção seletiva pode significar uma melhor qualidade fornecimento, evitando-se interrupções momentâneas de energia e preservando os processos de consumidores com cargas mais sensíveis. Dessa forma, na proteção dos alimentadores com cargas predominantemente industriais, comerciais, e/ou hospitalares, é recomendável a adoção da lógica de proteção seletiva, nas demais situações, a melhor opção será a proteção coordenada.

A partir da inserção da GD nos sistemas de distribuição, as proteções de sobrecorrente instantânea e temporizada (50/51), tradicionalmente empregadas na proteção dos sistemas radiais de distribuição, não são mais suficientes para realizar a perfeita proteção do sistema, uma vez que a GD acarreta a possibilidade de circulação de corrente em mais de um sentido na rede do sistema de distribuição. Dessa forma, no caso da presença de GD no sistema de distribuição, é necessária a utilização da proteção de sobrecorrente direcional (67). Nesse caso, mesmo havendo a possibilidade de circulação de corrente de curto-circuito em mais de um sentido, a proteção direcional só será sensibilizada para o sentido programado. Além disso, com a utilização a proteção 67, é possível ajustar no relé correntes e curvas de atuação diferentes para cada sentido de circulação de corrente, de modo que, no caso de a corrente de curto-circuito ter sentido inverso ao da corrente de carga, é possível ajustar uma corrente de atuação para o relé com valor menor do que o valor da corrente de carga. Dessa forma, a proteção de sobrecorrente direcional possibilita manter a seletividade do sistema de proteção mesmo com a presença da GD.

Os relés direcionais necessitam de amostras de corrente e tensão do circuito para conseguir reconhecer o sentido do fluxo de corrente. A direcionalidade é dada pela comparação fasorial das posições relativas da corrente de operação e da tensão de polarização (KINDERMANN, 2005). A proteção de sobrecorrente direcional pode ser vista como uma associação das unidades de sobrecorrentes (50/51) e da unidade direcional (32), sendo a atuação conjunta dessas unidades de proteção que forma função de proteção 67, conforme mostrado na Figura 18. A unidade direcional controla a atuação das funções 50/51 sobre o disjuntor, de forma que, se a corrente de curto-circuito for no sentido programado na unidade direcional, ela permite a atuação das funções 50/51, caso contrário, a atuação das funções 50/51 é bloqueada.

Figura 18 – Esquema da função de proteção 67.



Fonte: Autoria própria.

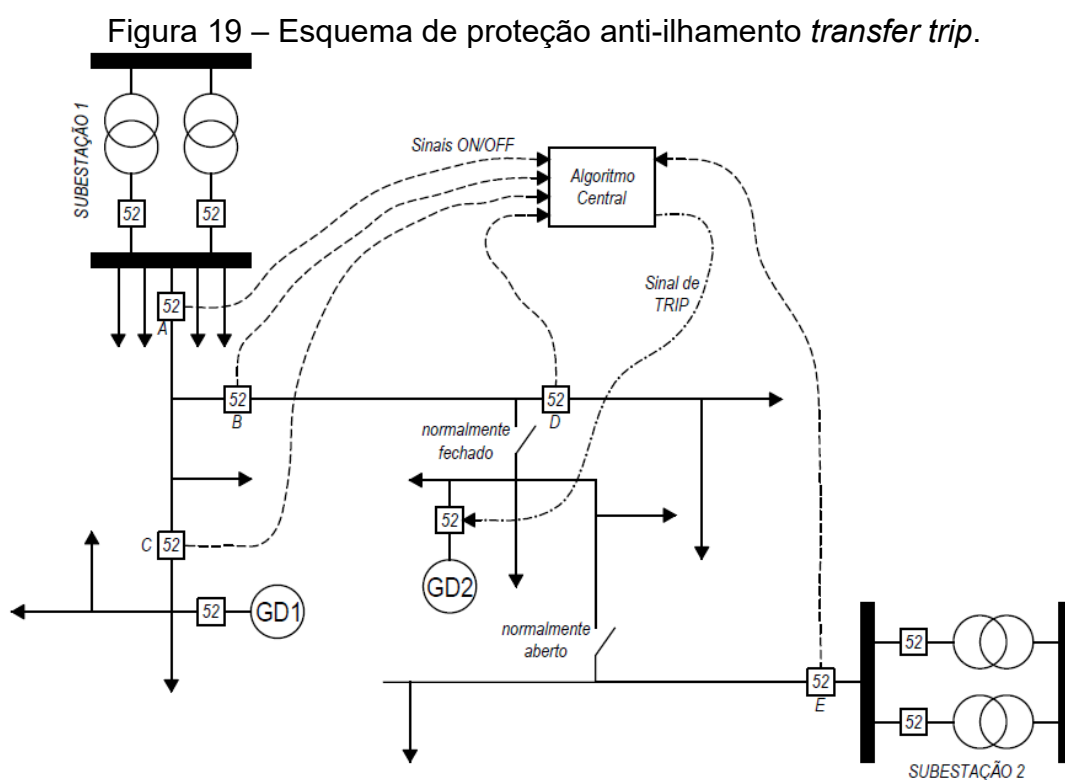
Outra questão que deve ser considerada no projeto de proteção de sistemas de distribuição com a presença de GD é a possibilidade de ocorrência de ilhamento, seja ele intencional ou não. O ilhamento é uma situação que surge quando uma parte do sistema de distribuição que tenha cargas e GD se mantém energizada mesmo após o desligamento da alimentação da distribuidora. Para que ocorra o ilhamento, é necessário que os geradores da área ilhada tenham capacidade para atender a carga dessa área. No caso dessa situação ser intencional, ela deve ser cuidadosamente planejada de forma que o fornecimento de energia atenda padrões de qualidade e segurança. Já quando o ilhamento é não intencional, o sistema de proteção deve ser capaz de detectar o evento e realizar os devidos desligamentos da geração distribuída. Entre as causas de ocorrência de ilhamentos não intencionais, pode-se citar: falhas da proteção da unidade de GD para curto-circuito na rede elétrica da distribuidora e desligamentos da rede da distribuidora em condições normais de operação, como, por exemplo, abertura acidental ou para manutenção de algum dispositivo seccionador no sistema de distribuição.

De maneira geral, ilhamentos têm sido evitados, apesar de já existirem esforços no sentido de mitigar os riscos e maximizar os benefícios do atendimento planejado de cargas via GD, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica (LUIZ, 2012). Os eventos de ilhamento são indesejados principalmente em circuitos que utilizam a função de religamento automático, uma vez que podem ocorrer problemas de sincronismo durante o processo de religamento, ocasionando danos aos sistemas da distribuidora e dos consumidores (BARKER e MELLO, 2000).

Para evitar o ilhamento, a unidade de GD conectada ao sistema de distribuição deve conseguir detectar, em um intervalo de tempo hábil que não comprometa a segurança da operação do sistema, uma queda significativa de tensão ou descontinuidade do fornecimento de energia por parte da distribuidora. Para sistemas fotovoltaicos, por exemplo, a norma NBR 16149 (Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição) prescreve que o sistema de proteção deve desconectar a geração fotovoltaica da rede de distribuição em até 2 s após detectar a condição de ilhamento (ABNT, 2013).

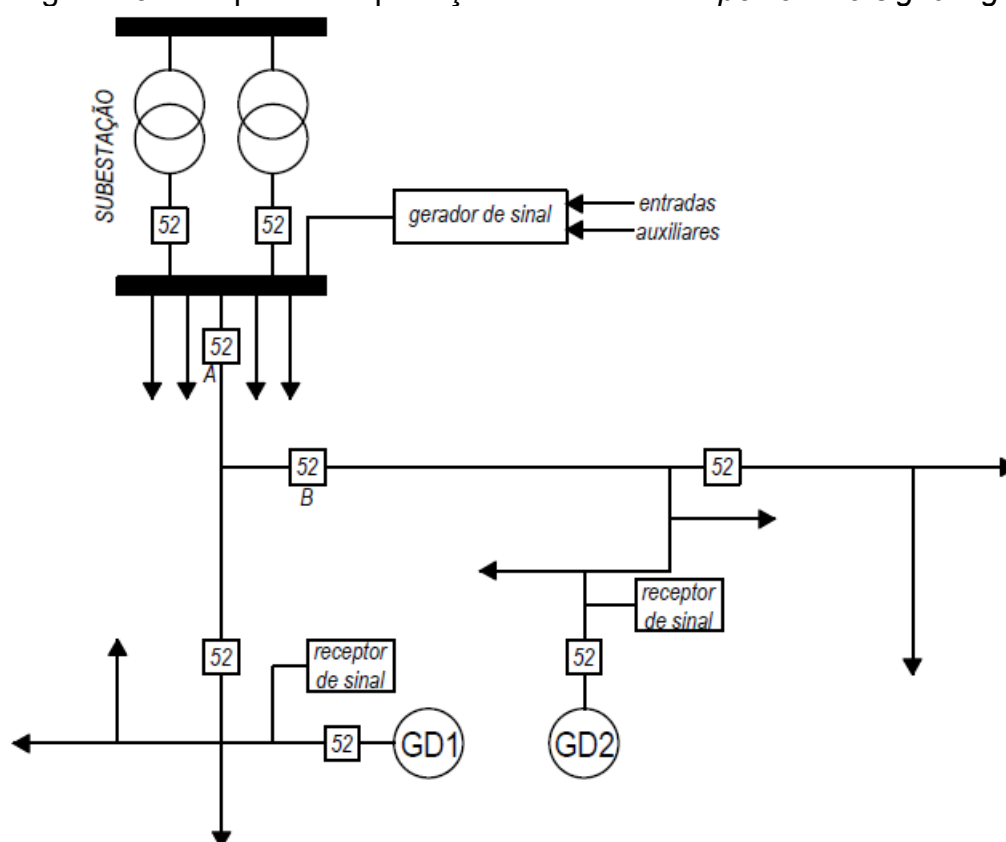
As proteções anti-ilhamentos podem ser do tipo que utilizam comunicação entre os diversos dispositivos de proteção do sistema de distribuição ou do tipo detecção local por cada dispositivo de proteção (XU, MAUCH e MARTEL, 2004). Entre os esquemas de proteção baseados em comunicação entre os dispositivos, tem-se o *transfer trip* e o *power line signaling*.

O esquema *transfer trip* monitora todos os disjuntores e religadores que podem ilhar as GDs conectadas ao sistema de distribuição. Quando ocorre a desconexão da subestação da distribuidora, um algoritmo central determina as áreas ilhadas e, em seguida, são enviados sinais de *trip* para as GDs ilhadas. A Figura 19 ilustra a ideia básica desse esquema.



No esquema *power line signaling*, um gerador de sinal conectado no secundário da subestação da distribuidora transmite um sinal em direção a todos os alimentadores que atendem as GDs, tendo cada unidade de GD um dispositivo receptor desse sinal. Se o sinal não for recebido por alguma unidade de GD, isso pode indicar uma condição de ilhamento, devendo ocorrer a desconexão dessa unidade de GD da rede do sistema de distribuição pelo seu respectivo disjuntor. A Figura 20 ilustra a ideia básica desse esquema.

Figura 20 – Esquema de proteção anti-ilhamento *power line signaling*.



Fonte: Baseado em (XU, MAUCH e MARTEL, 2004).

Já as proteções de detecção de ilhamento local podem ser baseadas em métodos de detecção ativa ou passiva. O método de detecção ativa injeta sinais de distúrbios na rede para detectar o ilhamento com base nas respostas do sistema medidas localmente. Já o método de detecção passiva toma decisões com base apenas em sinais de tensão e corrente medidos do sistema. Dentre os principais métodos passivos de detecção de ilhamento, têm-se os seguintes (MOTA, 2015):

- ✓ Taxa de variação de frequência: função de proteção 81 df/dt da norma ANSI. O método se baseia na medição da taxa de variação da frequência no tempo,

- resultado de um desequilíbrio entre geração e carga. O valor da taxa de variação de frequência é diretamente proporcional à mudança da potência de saída entre as condições ilhada e sincronizada na frequência nominal. O ajuste dessa proteção deve ser bem elaborado para garantir a sensibilidade na detecção do ilhamento e também para não ocorrer *trip* indevido provocado por chaveamento de cargas ou eliminação de faltas no sistema;
- ✓ Salto de Vetor: função de proteção 78 da norma ANSI. Essa função de proteção se baseia na medição da variação do ângulo da tensão no local em que está instalada a central geradora. Os relés de salto vetorial medem a duração de um ciclo elétrico da tensão e compara com ciclo elétrico anterior armazenado na memória. Se a variação angular for superior ao ajuste predefinido, o relé envia um sinal de *trip* para a abertura do disjuntor;
 - ✓ Sub e sobrefrequência: funções de proteção 81U e 81O da norma ANSI, respectivamente. Essas funções de proteção se baseiam no monitoramento da frequência elétrica que, caso ultrapasse os limites ajustados no relé, enviam um sinal de *trip* para abertura do disjuntor da unidade de GD. A variação da frequência é provocada pelo desequilíbrio entre geração e carga, havendo uma tendência de aumento de frequência, no caso de excesso de geração, e de diminuição, no caso de déficit de geração;
 - ✓ Subtensão: função de proteção 27 da norma ANSI. Essa função de proteção também auxilia na detecção de ilhamento. No caso de ilhamento, as cargas podem superar a capacidade de geração das unidades de GD ilhadas, fazendo com que haja uma diminuição da tensão local e a atuação do relé de subtensão.

3 MODELAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para que possam ser realizados os estudos elétricos necessários para a conexão dos sistemas de GD à rede elétrica da distribuidora de energia, é essencial que se disponha modelos matemáticos que representem adequadamente os fenômenos físicos que precisam ser analisados. No caso da geração fotovoltaica, são empregadas interfaces de eletrônica de potência embarcadas no conversor estático, para realizar a injeção na rede elétrica da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos.

Na literatura, ainda não há modelos matemáticos amplamente difundidos para representar essas interfaces de eletrônica de potência, como há para representar os sistemas de geração que empregam máquinas rotativas, por conta da variabilidade como são implementados os sistemas de controle pelos fabricantes dos conversores estáticos. Além disso, por conta de questões relacionadas à propriedade intelectual, os fabricantes não disponibilizam os dados detalhados dos sistemas de controle desses equipamentos, mas apenas os valores de tensão e corrente de entrada e saída do equipamento.

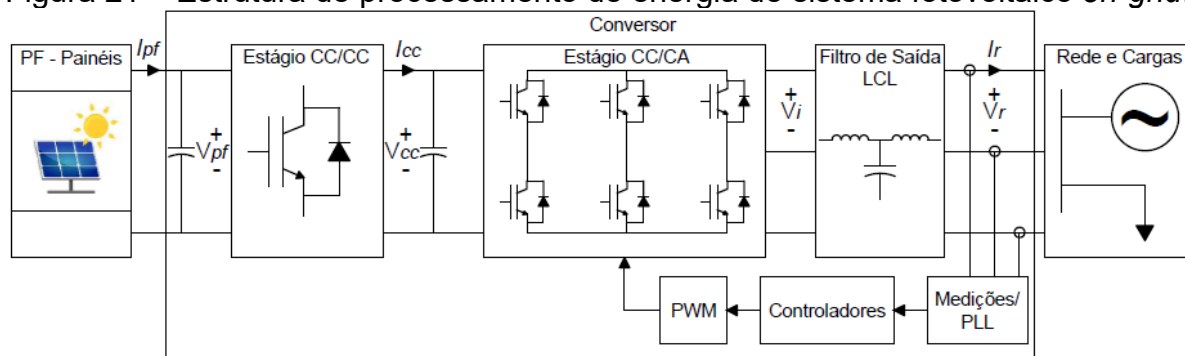
Diante deste cenário, este capítulo visa apresentar uma modelagem matemática que possa emular o comportamento de um sistema de geração fotovoltaica e que seja aplicável aos estudos necessários para a conexão da minigeração fotovoltaica ao sistema de distribuição. A modelagem é desenvolvida com base em trabalhos existentes na literatura que tratam da modelagem e projeto dos equipamentos que fazem parte desse sistema, desde do dimensionamento dos componentes físicos até o ajuste dos parâmetros dos controladores.

3.1 ESTRUTURA TÍPICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Na Figura 21, é apresentada uma estrutura típica de processamento de energia de sistema fotovoltaico *on-grid*, ou seja, sistema conectado à rede elétrica que não necessita obrigatoriamente de banco de baterias para armazenamento de energia. A estrutura funciona da seguinte forma: os módulos fotovoltaicos são interligados em configurações série e paralelo e conectados na entrada do conversor. A energia gerada pelos módulos é previamente processada pelo estágio CC-CC e, então, é transferida ao estágio CC-CA. O estágio CC-CC, de maneira geral, se trata do conversor *Boost* CC-CC elevador de tensão que possui entre suas funções a de

adequar o nível de tensão das configurações de interligações dos módulos fotovoltaicos ao nível de tensão necessário para entrada do estágio CC-CA e também realizar o rastreamento do ponto de máxima potência, do inglês *Maximum Power Point Tracking* – MPPT, ótimo de operação dos geradores fotovoltaicos.

Figura 21 – Estrutura de processamento de energia de sistema fotovoltaico *on-grid*.



Fonte: Autoria própria.

O estágio CC-CA formado por três braços inversores em meia ponte, no caso de estruturas trifásicas, é responsável por realizar a conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para corrente alternada. Nessa estrutura, são utilizados interruptores semicondutores como transistores, MOSFETs e IGBTs, sendo amplamente utilizado o IGBT. Além disso, os intervalos de tempo de comutação dos estados ligado e desligado desses interruptores são controlados por estratégias de modulação que dependem dos sinais gerados pelas malhas de controle.

No caso dos conversores estáticos *on-grid*, outra estrutura necessária para o correto funcionamento do estágio CC-CA é a de sincronismo com a rede elétrica. Esta estrutura é responsável por detectar a frequência e a fase da rede elétrica, de modo que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seja injetada na rede elétrica de forma sincronizada e não ocorram grandes circulações de corrente no sentido da rede para o conversor estático.

Apesar de a estratégia de modulação empregada nos conversores utilizar como referência a frequência da rede elétrica fornecida pela estrutura de sincronismo, ainda são geradas no processo de comutação dos interruptores semicondutores, mesmo para as mais eficientes estratégias de modulação, componentes de corrente com frequências distintas a da rede elétrica. Assim, é necessário empregar um filtro de saída para atenuar essas componentes. Neste trabalho, foi considerado o filtro LCL

com ramo de amortecimento, por ser amplamente utilizado nas aplicações de conversores CC-CA (PEÑA-ALZOLA, LISERRE, *et al.*, 2014).

A estrutura de controladores considerada neste trabalho é formada por quatro malhas de corrente que controlam as parcelas ativa e reativa da corrente injetada na rede elétrica para as componentes de sequência positiva e negativa. Os controladores são ajustados para que o conversor estático injete na rede elétrica somente componente de corrente de sequência positiva, independentemente de eventuais desequilíbrios da rede elétrica. Vale frisar que os conversores estáticos comerciais não necessariamente empregam a referida estrutura de controladores e seus fabricantes não disponibilizam as informações do sistema de controle que utilizam nesses equipamentos. Neste trabalho, optou-se pela estrutura de controle mencionada por ela ser encontrada na literatura e conseguir emular o comportamento de saída esperado do conversor estático.

3.2 MODELAGEM DINÂMICA DO CONVERSOR ESTÁTICO

Tendo em vista a escala de tempo de atuação das proteções do sistema de minigeração fotovoltaica, as quais são o foco deste trabalho, a dinâmica dos módulos fotovoltaicos e do estágio CC-CC da Figura 21 não será considerada. Essa dinâmica afeta diretamente o valor da tensão do capacitor de entrada do estágio CC-CA, o qual doravante será representado por uma fonte de tensão CC constante.

Além disso, a modelagem dinâmica foi desenvolvida em coordenadas $dq0$ utilizando a transformação de Park dada pela equação (3). A aplicação da transformação de Park torna o projeto dos controladores mais simples, pelo fato de transformar o sistema trifásico oscilatório em componentes contínuas.

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = [\mathbf{T}_p] \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$[\mathbf{T}_p] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\omega t) & -\text{sen}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

3.2.1 Estrutura de sincronismo com a rede elétrica

O sincronismo com a rede elétrica é uma das questões mais importantes para sistemas de geração que necessitam operar em paralelo com a rede. No caso da geração fotovoltaica, como o sistema de controle do conversor estático deve garantir que, mesmo sob condições desequilibradas da rede elétrica, a corrente injetada por esse equipamento possua somente componente de sequência positiva, é imprescindível a estimação da fase e da frequência fundamental da componente de sequência positiva da tensão no ponto de conexão, a qual é realizada por estimadores *Phase Locked Loop* (PLL).

Na literatura, já foram propostos diferentes métodos estimadores de tensão, apresentando cada um deles vantagens e desvantagens para uma dada aplicação. Abaixo, são listados alguns desses métodos:

- ✓ *Synchronous Reference Frame* PLL (SRF-PLL): este esquema é simples e usado em quase todas as técnicas PLL para sistemas trifásicos;
- ✓ *Double Synchronous Reference Frame* PLL (DSRF-PLL): esta técnica é baseada na separação das componentes de sequência positiva e negativa e foi introduzida como uma ótima solução para sistemas de distribuição de energia com tensões desequilibradas;
- ✓ *Synchronous Reference Frame* PLL com filtro de sequência positiva (PSF-PLL): esta estratégia emprega integradores de sinal senoidal (SSI) como um filtro de sequência positiva;
- ✓ *Synchronous Reference Frame* PLL com integrador sinal senoidal (SSI-PLL): esta técnica utiliza uma estratégia diferente do filtro SSI para evitar distorções no ângulo do vetor de tensão;
- ✓ *Double Second Order Generalized Integrator* PLL (DSOGI-PLL): este método utiliza filtros SSI para determinar a componente de sequência positiva da tensão.

Uma análise comparativa entre os métodos de detecção de fase da rede elétrica listados acima é apresentada em (LIMONGI, BOJOI, *et al.*, 2007). Os métodos são comparados com base nas seguintes características: rejeição de distorções; robustez sob condições desequilibradas; detecção de sequência positiva; simplicidade estrutural; e aplicação em sistemas monofásicos. O resumo da análise realizada no referido trabalho é apresentado na Tabela 1, em que as simbologias “X” e “-” indicam,

respectivamente, se o método apresenta ou não as características anteriormente mencionadas.

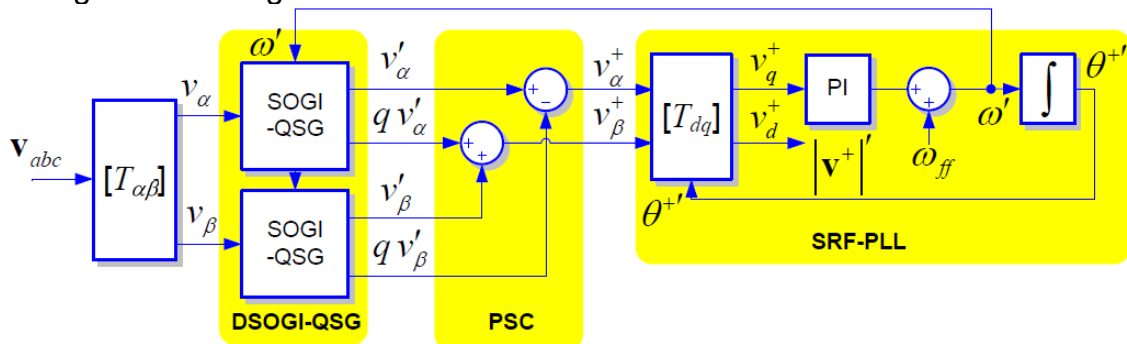
Tabela 1 – Comparação dos métodos de PLL.

Características/Métodos	SRF	DSRF	PSF	PSF	DSOGI
Rejeição de distorção	-	-	X	X	X
Robustez sob desequilíbrios	-	X	X	X	X
Deteção de sequência positiva	-	X	X	-	X
Simplicidade estrutural	X	-	-	X	X
Aplicação monofásica	-	-	-	X	-

Fonte: (LIMONGI, BOJOI, *et al.*, 2007).

Neste trabalho, adotou-se o método DSOGI-PLL para realizar a detecção da fase e da frequência fundamental da componente de sequência positiva da tensão no ponto de conexão do conversor estático. Para desempenhar essa função, conforme indicado em seu diagrama de blocos apresentado na Figura 22, essa técnica primeiramente obtém as componentes v_{α}^{+} e v_{β}^{+} , no sistema de referência $\alpha\beta$, referentes às componentes abc de sequência positiva, utilizando as estruturas DSOGI-QSG e PSC. Após isso, utiliza-se a tradicional estrutura SRF-PLL para, então, determinar a fase θ^{+} e a frequência ω' da componente de sequência positiva da tensão.

Figura 22 – Diagrama de blocos da estrutura de sincronismo DSOGI-PLL.



Fonte: (LIMONGI, BOJOI, *et al.*, 2007).

Para compreender o funcionamento do bloco SOGI-QSG da Figura 22, é necessário fazer uso do método de decomposição em componentes simétricas de *Fortescue* e da transformação de *Clarke*. As componentes de tensões abc do sistema de sequência positiva V_{abc}^{+} podem ser obtidas do vetor de tensão trifásica V_{abc} pela aplicação da equação (4) do teorema de componentes simétricas de *Fortescue*.

Então, pode-se transladar o vetor V_{abc}^+ para o sistema de referência $\alpha\beta$ utilizando a transformação de *Clarke* dada por (5).

$$\begin{aligned} V_{abc}^+ &= [v_a^+ \quad v_a^+ \quad v_a^+]^T = [T_+]V_{abc} \\ [T_+] &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \\ a &= e^{-j\frac{2\pi}{3}} \end{aligned} \quad (4)$$

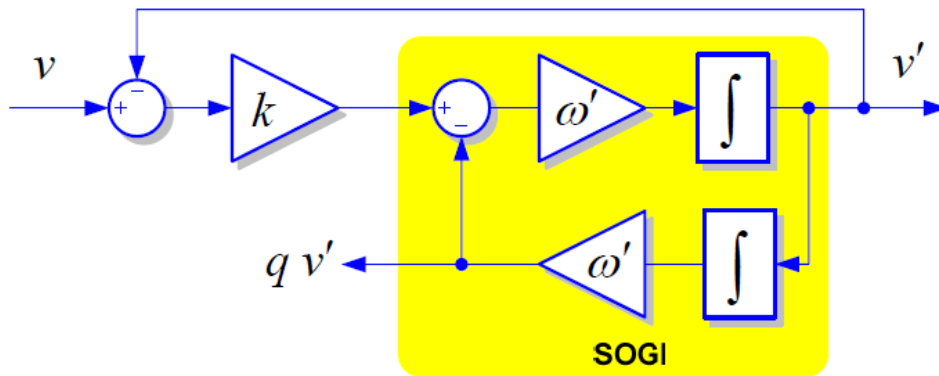
$$\begin{aligned} V_{\alpha\beta} &= [v_\alpha \quad v_\beta]^T = [T_{\alpha\beta}]V_{abc} \\ [T_{\alpha\beta}] &= \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5)$$

Assim, as tensões instantâneas v_α^+ e v_β^+ de sequência positiva no sistema de referência $\alpha\beta$ são dadas por (6). O operador q na equação (6) desloca em 90 graus a forma de onda original, obtendo uma nova forma de onda em quadratura.

$$\begin{aligned} V_{\alpha\beta}^+ &= [T_{\alpha\beta}]V_{abc}^+ = [T_{\alpha\beta}][T_+]V_{abc} = [T_{\alpha\beta}][T_+][T_{\alpha\beta}]^{-1}V_{\alpha\beta} \\ [T_{\alpha\beta}][T_+][T_{\alpha\beta}]^{-1} &= \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} \\ V_{\alpha\beta}^+ &= \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} V_{\alpha\beta} \\ q &= e^{-j\frac{\pi}{2}} \end{aligned} \quad (6)$$

No diagrama de blocos da Figura 22, o bloco que implementa a equação (6) é SOGI-QSG, cuja estrutura interna é mostrada na Figura 23. Esse bloco, além de gerar o deslocamento de fase de 90 graus nos sinais, realiza também a filtragem das harmônicas de tensão, pois a equação (6) calcula as tensões instantâneas v_α^+ e v_β^+ referentes tanto à frequência fundamental quanto às de possíveis harmônicas da tensão. Além disso, o valor do ganho k é definido como $\sqrt{2}$. Esse valor gera uma resposta criticamente amortecida, resultando em uma boa resposta em termos de estabilidade e velocidade.

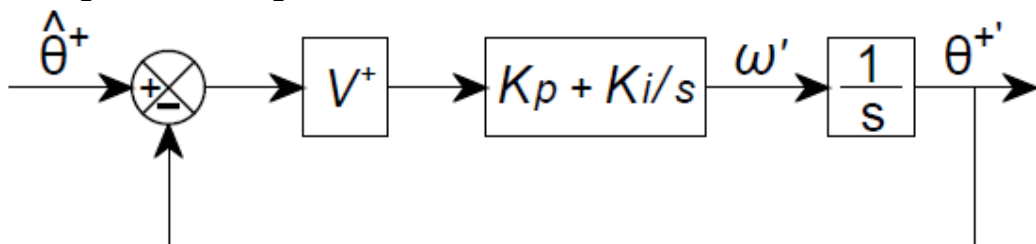
Figura 23 – Estrutura interna do bloco SOGI-QSG.



Fonte: (LIMONGI, BOJOI, *et al.*, 2007).

Após esse processo de obtenção das tensões v_{α}^{+} e v_{β}^{+} , a estrutura SRF-PLL, cujo digrama de blocos linearizado é apresentado na Figura 24, obtém, por meio do seu controlador PI de ganhos proporcional K_p e integral K_i , a frequência ω' e a fase θ^{+} , as quais, em regime permanente da malha de controle da Figura 24, representam a frequência e a fase da tensão de sequência positiva V^{+} no ponto de conexão do conversor. A lógica dessa malha de controle é fazer com que em regime permanente a componente V_q^{+} em coordenadas $dq0$ da tensão V^{+} seja nula, significando que a fase θ^{+} de saída dessa malha de controle é igual à fase $\hat{\theta}^{+}$ que precisa ser determinada da tensão V^{+} , sendo possível encontrar mais detalhes da estrutura SRF-PLL no artigo (RODRÍGUEZ, POU, *et al.*, 2007).

Figura 24 – Diagrama de blocos linearizado da estrutura SRF-PLL.



Fonte: Autoria própria.

A função de transferência que relaciona a fase θ^{+} de saída da malha de controle da Figura 24 com a fase $\hat{\theta}^{+}$ da tensão V^{+} é dada na equação (7), sendo a função de transferência escrita em função da frequência de cruzamento ω_c e o do coeficiente de amortecimento ζ do sistema de segunda ordem, que, por sua vez, estão relacionados aos ganhos do controlador PI e à tensão de sequência positiva V^{+} .

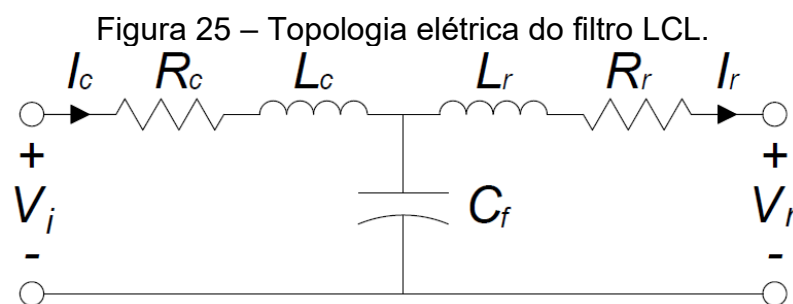
$$\frac{\theta^+(s)}{\hat{\theta}^+(s)} = \frac{2\xi\omega_c s + \omega_c^2}{s^2 + 2\xi\omega_c s + \omega_c^2}$$

$$\omega_c = \sqrt{V^+ K_i}$$

$$\xi = \frac{K_p}{2} \sqrt{\frac{V^+}{K_i}}$$
(7)

3.2.2 Filtro de saída LCL

Entre os requisitos de projeto estabelecidos em normas técnicas que os fabricantes dos conversores estáticos devem cumprir, está limitar a *Total Harmonic Distortion* (THD) da corrente de saída do equipamento a um determinado valor. No Brasil, a NBR 16149:2013 prescreve que a THD deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do conversor estático. Então, o filtro de saída LCL do conversor estático desempenha a função de atenuar as componentes harmônicas de alta frequência geradas no processo de conversão da energia de corrente contínua para alternada, de forma a garantir o valor da THD dentro da faixa aceitável e a qualidade da energia da rede elétrica. O filtro LCL é formado por dois indutores série e um capacitor paralelo ligado entre os indutores, conforme mostrado na Figura 25, juntamente com as resistências que modelam as perdas dos respectivos indutores.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 25, V_i é a tensão de entrada do filtro que corresponde à tensão de saída do estágio CC-CA do conversor estático, I_r é a corrente de saída do filtro que corresponde à corrente que é injetada na rede elétrica, L_c e R_c são o indutor de entrada com sua respectiva resistência, C_f é o capacitor e L_r e R_r é o indutor de saída do filtro com sua respectiva resistência série. A função de transferência que relaciona a

corrente de saída com a tensão de entrada do filtro é dada na equação (8), apresentando o filtro LCL uma função de transferência de terceira ordem.

$$\frac{I_r(s)}{V_i(s)} = \frac{1}{L_r L_c C_f s^3 + C_f (L_c R_r + L_r R_c) s^2 + (L_c + L_r + C_f R_c R_r) s + (R_c + R_r)} \quad (8)$$

Para potências mais elevadas de conversores estáticos, que é caso estudado neste trabalho, essa topologia elétrica do filtro LCL possibilita o emprego de indutores menores quando comparada ao necessário para o filtro L (TANG, LOH, *et al.*, 2012). Além disso, a indutância L_r limita a corrente de partida do capacitor e aumenta a robustez do conversor estático frente às variações da indutância da rede elétrica (LISERRE, DELL'AQUILA e BLAABJERG, 2002). Em contrapartida, a complexidade de um sistema de terceira ordem e a presença de uma frequência de ressonância são as desvantagens dessa topologia (BUYUK, TAN, *et al.*, 2016).

A maioria dos estudos de projetos do filtro LCL considera seus indutores ideais, tendo em vista ser o pior caso em termos de estabilidade para o sistema de controle (LISERRE, BLAABJERG e HANSEN, 2005). Nesse caso, fica mais evidente o problema do pico de ressonância do filtro, sendo a função transferência da equação (8), quando se despreza as resistências, dada pela equação (9).

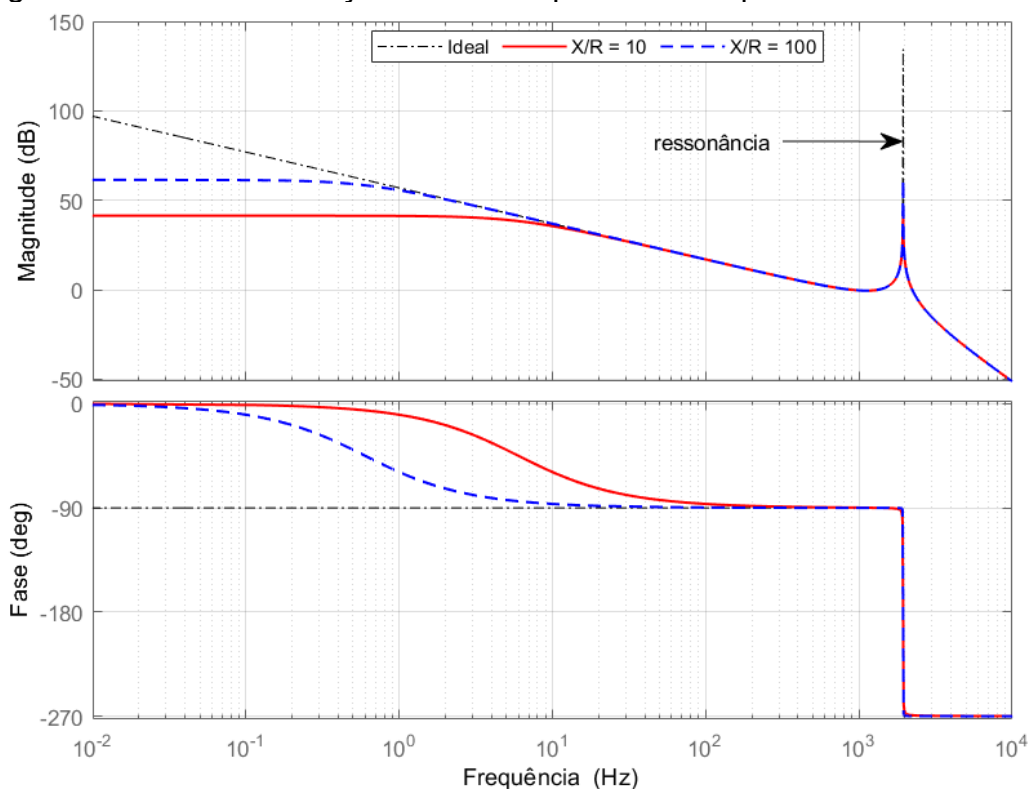
$$\frac{I_r(s)}{V_i(s)} = \frac{1}{s(L_r L_c C_f s^2 + (L_c + L_r))} \quad (9)$$

Os diagramas de Bode das funções de transferência das equações (8) e (9) são mostrados na Figura 26, para diferentes valores da relação X/R calculada na frequência fundamental do sistema. As resistências dos indutores têm impacto principalmente na região de baixa frequência e uma influência menos significativa na região da frequência ressonância. Nota-se pela Figura 26 que, mesmo para uma relação X/R pequena, o pico de ressonância ainda é bastante significativo, sendo necessário empregar alguma estratégia de amortecimento para garantir a estabilidade do sistema de controle.

Na literatura, são apresentadas diferentes estratégias de amortecimento. Os métodos de amortecimento podem ser classificados em dois grupos: passivos e ativos. O amortecimento passivo consiste na inserção de elementos passivos no filtro, a fim de reduzir o pico de ressonância do sistema (ZHANG, DRAGICEVIC, *et al.*,

2014). Uma técnica de amortecimento passivo apresentada em muitos trabalhos da literatura se trata de adicionar um resistor em série com o capacitor do filtro (LISERRE, DELL'AQUILA e BLAABJERG, 2002).

Figura 26 – Efeito da relação X/R na resposta em frequência do filtro LCL.



Fonte: Autoria própria.

Já os métodos de amortecimento ativo consistem em modificações na estratégia de controle para gerar o amortecimento necessário em malha fechada e garantir a estabilidade do sistema (TEODORESCU, LISERRE e RODRÍGUEZ, 2011). Os métodos de amortecimento ativo são classificados em três grupos: loop único; multi-loop; e baseados em controladores complexos (BUYUK, TAN, *et al.*, 2016). Os métodos de loop único têm a característica de não necessitar de nenhuma medição adicional além daquelas já necessárias para o sistema de controle do conversor CC-CA, diferentemente de os multi-loop que necessitam de medições adicionais como a corrente e tensão do capacitor do filtro. Já os métodos de controladores complexos empregam técnicas de controle preditivo, adaptativos e vetorial (GOMES, CUPERTINO e PERREIRA, 2018).

Neste trabalho, optou-se pelo emprego do método de amortecimento passivo com a inserção de um resistor R_d em série com o capacitor do filtro LCL. Considerando

essa estratégia de amortecimento, a função transferência que relaciona a corrente de saída com a tensão de entrada do filtro, desconsiderando as perdas dos indutores, é dada na equação (10).

$$\frac{I_r(s)}{V_i(s)} = \frac{(C_f R_d s + 1)}{L_c L_r C_f s (s^2 + 2\zeta \omega_{res} s + \omega_{res}^2)} \quad (10)$$

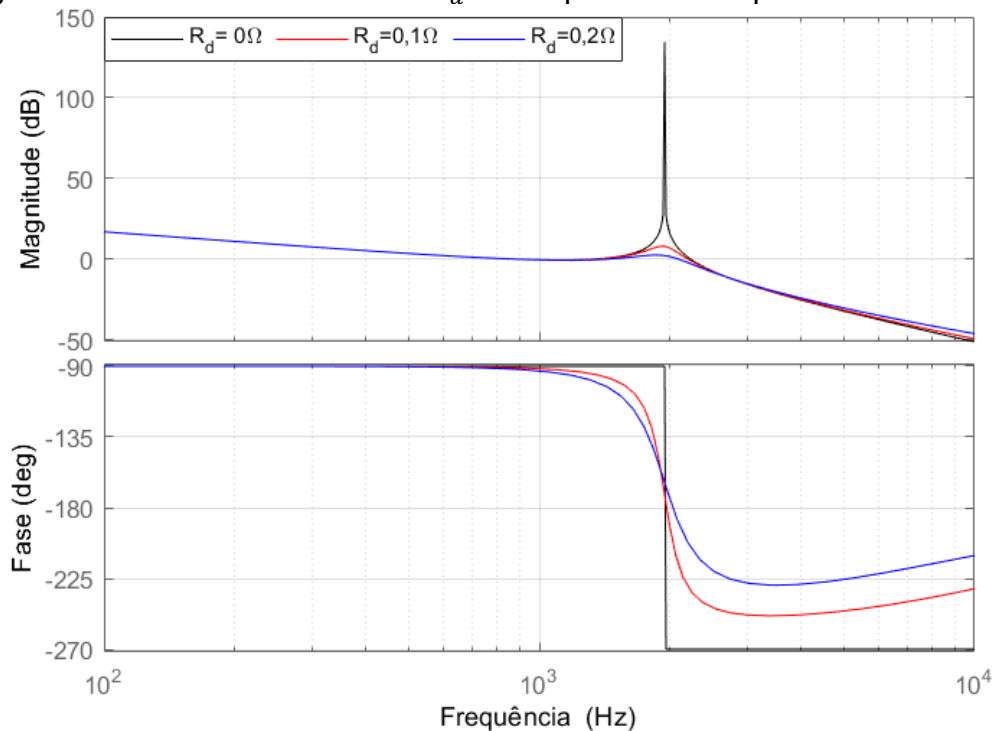
onde:

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{1}{C_f} \left(\frac{1}{L_c} + \frac{1}{L_r} \right)} \quad (11)$$

$$\zeta = \frac{C_f \omega_{res} R_d}{2} \quad (12)$$

Para ilustrar o efeito da resistência R_d na resposta em frequência da função de transferência da equação (10), na Figura 27, é o mostrado seu diagrama de Bode para diferentes valores de R_d . Nota-se que à medida que se aumenta o valor de R_d o pico de ressonância diminui drasticamente. A fim de limitar as perdas, o valor máximo desse resistor $R_{d\text{máx}}$, dado pela equação (13), é limitado à impedância do capacitor na frequência f_{sw} de comutação dos interruptores semicondutores do conversor CC-CA.

Figura 27 – Efeito da resistência R_d na resposta em frequência do filtro LCL.



Fonte: Autoria própria.

$$R_{dm\acute{a}x} = \frac{1}{2\pi f_{sw} C_f} \quad (13)$$

Por outro lado, é necessário que o resistor seja superior ao valor mínimo $R_{dm\acute{i}n}$ dado pela equação (14), com o propósito de garantir a estabilidade do sistema em malha fechada (PEÑA-ALZOLA, LISERRE, *et al.*, 2013). Um meio termo entre atenuação do filtro, estabilidade de malha fechada e perdas elétricas é definir o valor da resistência R_d como sendo um terço da impedância do capacitor do filtro LCL na frequência de ressonância (LISERRE, BLAABJERG e HANSEN, 2005).

$$R_{dm\acute{i}n} = \frac{L_r f_s}{3L_r C_f \omega_{res}^2} \quad (14)$$

Conforme já pontuado ao longo deste trabalho, os fabricantes dos conversores estáticos não fornecem os dados técnicos detalhados desses equipamentos, inclusive os dados referentes ao filtro de saída do conversor. Dessa forma, a fim de atingir os objetivos deste trabalho, os parâmetros do filtro LCL foram definidos de acordo com as referências (PEÑA-ALZOLA, LISERRE, *et al.*, 2014), (PEÑA-ALZOLA, LISERRE, *et al.*, 2013) e (LISERRE, BLAABJERG e HANSEN, 2005). Nesses trabalhos, o filtro LCL é dimensionado de um ponto de vista mais comercial, buscando-se minimizar os valores das indutâncias e do capacitor. A seguir, são apresentadas as etapas do procedimento adotado neste trabalho para o dimensionamento do filtro LCL.

Etapas 01:

- ✓ Definir a tensão, corrente, potência e frequência nominais do conversor, respectivamente - V_n , I_n , S_n e $f_n(\omega_n)$;
- ✓ Determinar a impedância base - Z_b ;

$$Z_b = \frac{Z_n^2}{S_n} \quad (15)$$

- ✓ Definir a tensão em corrente contínua de entrada do estágio CC-CA do conversor - V_{cc} ;

$$V_{cc} \cong \frac{\sqrt{2}V_n}{0,75} \quad (16)$$

- ✓ Definir os valores de THD máxima aceitável e de Fator de Potência (FP) mínimo do conversor;
- ✓ Definir a frequência de comutação dos interruptores semicondutores do estágio CC-CA do conversor - f_{sw} ;

Etapa 02: Definir o valor da relação r_f entre a frequência de comutação f_{sw} e a de ressonância f_{res} do filtro;

$$f_{res} = \frac{f_{sw}}{r_f} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{C_f} \left(\frac{1}{L_c} + \frac{1}{L_r} \right)} \quad (17)$$

Etapa 03: Definir o valor da relação $r_l = L_r/L_c$;

Etapa 04: Determinar o valor de que r_q , plotando os gráficos da THD e do FP em função de r_q . De acordo com os valores de THD e FP definidos na etapa 01, o valor de r_q é determinado;

$$r_q = \frac{Z_b^2 C_f}{L_c + L_r} \quad (18)$$

$$THD(\%) = \frac{100}{I_n} \frac{\pi V_{cc}}{12Z_b} \frac{\sqrt{r_l} \sqrt{r_q}}{1 + r_l} \frac{1}{r_f^3 \left[\left(1 - \frac{6f_n}{f_{sw}} \right)^2 - \frac{1}{r_f^2} \right]} \sqrt{f(m)} \quad (19)$$

$$m = \frac{2\sqrt{2}}{V_{cc}} \sqrt{\left(\frac{V_n}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{Z_b r_f f_n 1 + r_l I_n}{f_{sw} \sqrt{r_l r_q}} \right)^2} \quad (20)$$

$$f(m) = \frac{3}{2} m^2 - \frac{4\sqrt{3}}{\pi} m^3 + \frac{9}{8} \left(\frac{3}{2} - \frac{9\sqrt{3}}{8\pi} \right) m^4 \quad (21)$$

$$FP = \frac{1}{\sqrt{1 + q^2}} \quad (22)$$

$$q = \frac{(r_q - 1)(1 + r_l)r_f f_n}{\sqrt{r_q r_l} f_{sw}} \quad (23)$$

Etapla 05: Com base nos valores de r_f , r_l e r_q determinados nas etapas anteriores, calcula-se os valores das indutâncias, capacitância e resistências do filtro, de acordo com as equações abaixo.

$$L_t = \frac{Z_b r_f (1 + r_l)}{2\pi f_{sw} \sqrt{r_q r_l}} \quad (24)$$

$$L_c = \frac{L_t}{1 + r_l} \quad (25)$$

$$L_r = r_l L_c \quad (26)$$

$$C_f = \frac{r_q L_t}{Z_b^2} \quad (27)$$

$$R_c = \frac{\omega_n L_c}{10} \quad (28)$$

$$R_r = \frac{\omega_n L_r}{10} \quad (29)$$

$$R_d = \frac{1}{3\omega_n C_f} \quad (30)$$

Neste trabalho, para os conversores estáticos de 55 kVA e 110 kVA, considerou-se os seguintes valores para o cálculo das resistências, indutâncias e capacitâncias do filtro LCL: $V_{cc} = 700 \text{ V}$; $f_{sw} = 6 \text{ kHz}$; $r_f = 3,1$; $r_l = 1$; e $r_q = 1$;

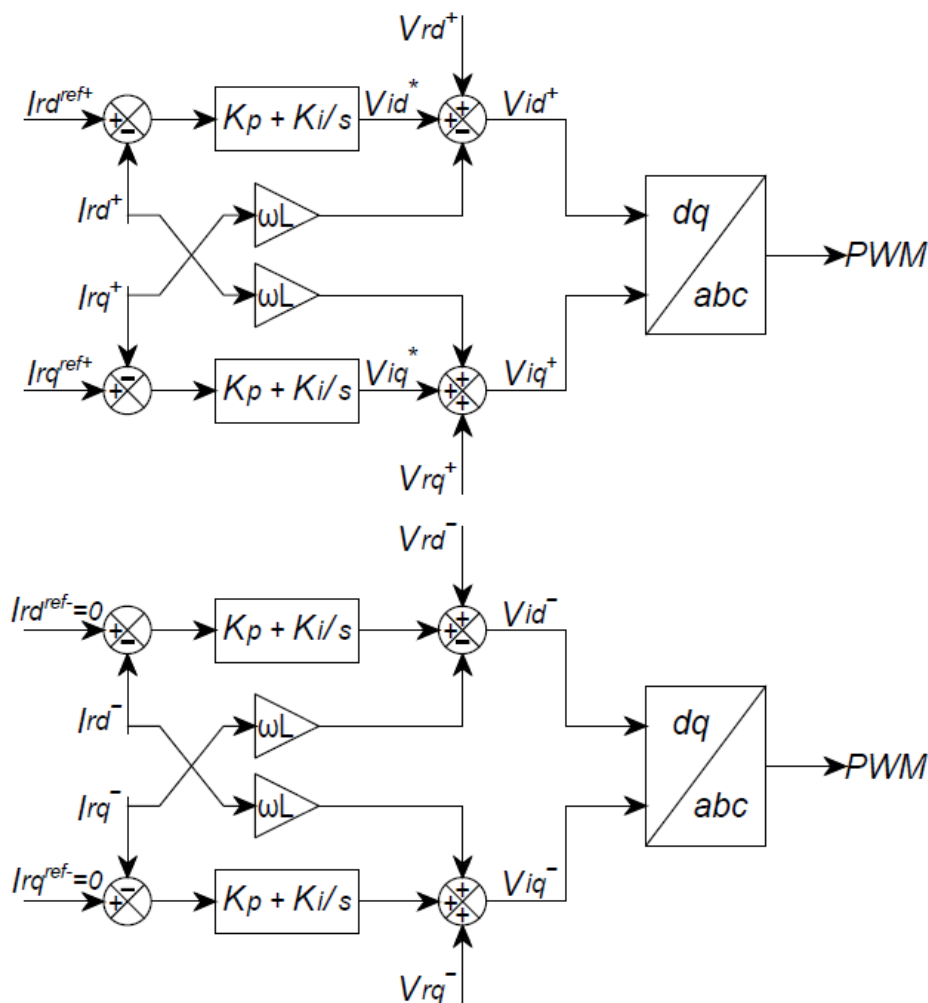
3.2.3 Controle do conversor estático

Para efeitos de estudos de proteção, a tensão V_{cc} de entrada do estágio CC-CA do conversor estático pode ser considerada constante. Assim, é necessário considerar apenas o sistema de controle da corrente de saída do conversor. O controle de corrente é realizado por controladores do tipo PI ilustrados na Figura 28, conforme

pode ser encontrado em trabalhos como, por exemplo, (POGAKU, PRODANOVIC e GREEN, 2007), (SANO, HORIUCHI e NODA, 2022), (PEÑA-ALZOLA, LISERRE, *et al.*, 2014).

Na Figura 28, nota-se que existem duas malhas de controle de corrente independentes, sendo uma referente à componente de sequência positiva da corrente de saída I_r do conversor e a outra a sua componente de sequência negativa. O conversor estático, mesmo sob condições desequilibradas da rede elétrica, deve injetar somente corrente de sequência positiva. Dessa forma, a malha de controle de corrente de sequência negativa tem o objetivo de zerar essa componente da corrente de saída do conversor estático.

Figura 28 – Controle de corrente do conversor.



Fonte: Autoria própria.

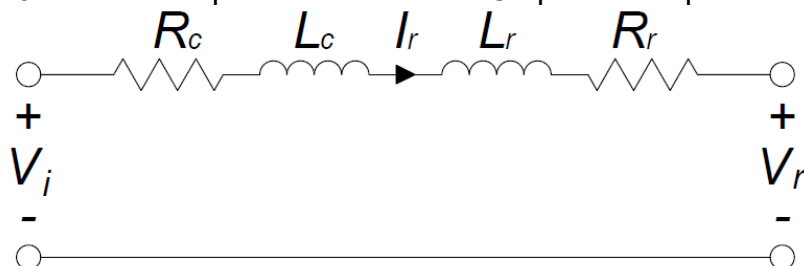
O sistema de controle recebe a medição do sinal de corrente de saída I_r , já decomposta pela transformação de Park em suas componentes de eixo direto e

quadratura referentes às componentes de sequência positiva e negativa, e compara com valores de referência I_r^{ref} previamente definidos. O erro gerado por essa comparação passa pelos controladores PI cuja saída é somada, por um ramo *feedforward*, às realimentações de corrente de saída do conversor e de tensão da rede. O resultado dessa soma é, então, a saída do controle de corrente que se trata de referências de tensão de eixo direto e quadratura a serem seguidas pelo controle de *Pulse Width Modulation* (PWM) do conversor.

O ramo *feedforward* tem a função de realizar o desacoplamento das variáveis de eixo direto e quadratura, de forma a facilitar o ajuste dos controladores PI. Além disso, como o conversor estático realiza o sincronismo com a rede elétrica com base na componente de sequência positiva da tensão, as componentes de eixo direto e quadratura referentes à componente de sequência positiva da corrente I_r na Figura 28 representam, respectivamente, as componentes ativa e reativa da corrente injetada na rede pelo conversor estático. Por conseguinte, realizando o controle dessas componentes de eixo direto e quadratura da corrente I_r automaticamente está sendo realizado o controle da potência ativa e reativa injetada na rede elétrica pelo conversor. Como o conversor estático necessita zerar a componente de sequência negativa da corrente I_r , as referências de eixo direto I_{rd}^{ref-} e quadratura I_{rq}^{ref-} são setadas em zero.

A fim de definir o ajuste dos controladores PI da Figura 28, é necessário primeiramente encontrar as funções de transferência entre as componentes de eixo direto e quadratura da corrente I_r de sequência positiva e as respectivas componentes de V_i^* mostradas na Figura 28. Para isso, recorre-se ao filtro LCL da Figura 25, desprezando o ramo do capacitor C_f , conforme ilustrado na Figura 29, fazendo com que I_c passe a ser igual I_r .

Figura 29 – Modelo equivalente do filtro LCL para a frequência da rede.

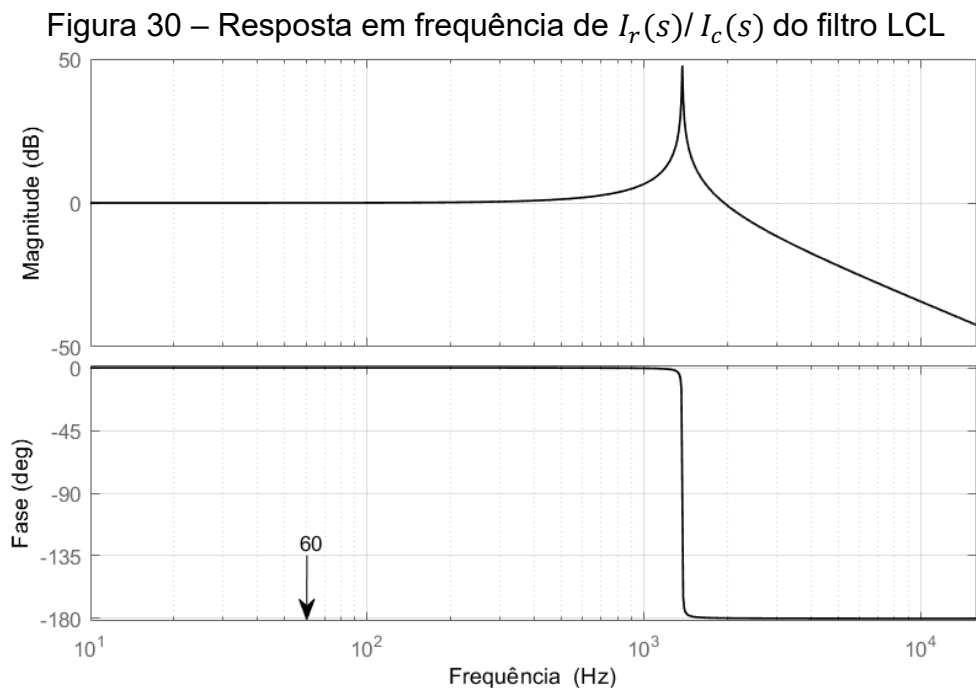


Fonte: Autoria própria.

Essa simplificação é possível, pois a componente da corrente I_c na frequência da rede é muito próxima da respectiva componente da corrente I_r , já que o capacitor C_f tem a função de filtrar as componentes de alta frequências geradas pela comutação dos interruptores semicondutores. Além disso, o objetivo da malha de controle é justamente controlar essa componente da corrente I_r .

Para demonstrar a validade das considerações anteriores, na equação (31), é apresentada a função de transferência que relaciona as correntes I_r e I_c , com o respectivo diagrama bode sendo apresentado na Figura 30. Pela característica de segunda ordem dessa função de transferência, nota-se na Figura 30 que, em baixas frequências, faixa em que está localizada a frequência da rede, a função de transferência da equação (31) tem aproximadamente módulo unitário e fase nula, significando que as correntes I_r e I_c são aproximadamente iguais, justificando o uso do circuito equivalente da Figura 29 para representar o filtro LCL do ponto de vista do sistema de controle.

$$\frac{I_r(s)}{I_c(s)} = \frac{1}{L_r C_f s^2 + R_r C_f s + 1} \quad (31)$$



Fonte: Autoria própria.

O equacionamento do circuito da Figura 29 em coordenadas abc é dado pela equação (32).

$$\mathbf{V}_{iabc} - R\mathbf{I}_{rabc} - L \frac{d\mathbf{I}_{rabc}}{dt} - \mathbf{V}_{rabc} = 0 \quad (32)$$

em que:

$$\begin{aligned} R &= R_c + R_r \\ L &= L_c + L_r \end{aligned} \quad (33)$$

$$\mathbf{V}_{iabc} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix} \quad \mathbf{V}_{rabc} = \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} \quad \mathbf{I}_{rabc} = \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix}$$

Escrevendo os valores em coordenadas abc da equação (32) em termos de suas coordenadas $dq0$ por meio da transformação inversa de Park, é possível reescrever a referida equação como:

$$\mathbf{T}_p^{-1}\mathbf{V}_{idq0} - R\mathbf{T}_p^{-1}\mathbf{I}_{rdq0} - L \frac{d\mathbf{T}_p^{-1}\mathbf{I}_{rdq0}}{dt} - \mathbf{T}_p^{-1}\mathbf{V}_{rdq0} = 0 \quad (34)$$

Na equação (34), as variáveis em negrito se tratam de grandezas vetoriais e o subscrito $dq0$ indica que as variáveis possuem componentes nos eixos direto, quadratura e zero. Multiplicando a equação (34) pela matriz \mathbf{T}_p e aplicando a regra do produto da derivada, resulta em:

$$\mathbf{V}_{idq0} - R\mathbf{I}_{rdq0} - L \left(\frac{d\mathbf{I}_{rdq0}}{dt} + \mathbf{T}_p \frac{d\mathbf{T}_p^{-1}}{dt} \mathbf{I}_{rdq0} \right) - \mathbf{V}_{rdq0} = 0 \quad (35)$$

sendo que:

$$\mathbf{T}_p \frac{d\mathbf{T}_p^{-1}}{dt} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (36)$$

Em um sistema trifásico equilibrado, a componente 0 das coordenadas $dq0$ é nula. Desse modo, separando a equação (35) nas componentes em eixo direto e quadratura, tem-se que:

$$\begin{aligned} V_{id} - RI_{rd} - L \frac{dI_{rd}}{dt} + L\omega I_{rq} - V_{rd} &= 0 \\ V_{iq} - RI_{rq} - L \frac{dI_{rq}}{dt} - L\omega I_{rd} - V_{rq} &= 0 \end{aligned} \quad (37)$$

Em relação às malhas de controle da Figura 28, o controle PWM do conversor é rápido o suficiente, de modo que possa ser considerado que V_{id} e V_{iq} na equação

(37) sejam dados pela equação (38), os quais se tratam da referências de tensão de eixo direto e quadratura que devem ser seguidas pelo controle PWM.

$$\begin{aligned} V_{id} &= V_{id}^* + V_{rd} - L\omega I_{rq} \\ V_{iq} &= V_{iq}^* + V_{rq} + L\omega I_{rd} \end{aligned} \quad (38)$$

Substituindo a equação (38) em (37) obtém-se a equação (39). Nota-se em (39) que devido aos ramos *feedforward* mostrados na Figura 28 é possível escrever cada equação em (39) apenas em função de componentes em eixo direto ou quadratura.

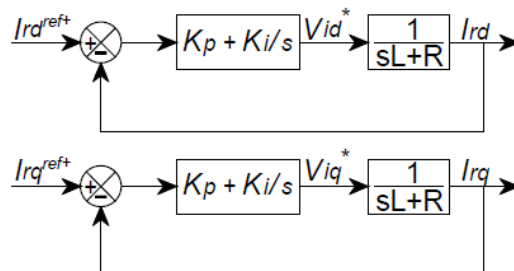
$$\begin{aligned} V_{id}^* + V_{rd} - L\omega I_{rq} - RI_{rd} - L \frac{dI_{rd}}{dt} + L\omega I_{rq} - V_{rd} &= 0 \\ V_{iq}^* + V_{rq} + L\omega I_{rd} - RI_{rq} - L \frac{dI_{rq}}{dt} - L\omega I_{rd} - V_{rq} &= 0 \end{aligned} \quad (39)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (39) e fazendo as devidas manipulações matemáticas, obtém-se as funções de transferência dadas em (40).

$$\begin{aligned} \frac{I_{rd}(s)}{V_{id}^*(s)} &= \frac{1}{Ls + R} \\ \frac{I_{rq}(s)}{V_{iq}^*(s)} &= \frac{1}{Ls + R} \end{aligned} \quad (40)$$

Fazendo uso das funções de transferência da equação (40) e escrevendo as componentes de eixo direto e quadratura de V_i^* em função dos respectivos erros de corrente I_r e dos controladores PI, conforme indicado na Figura 28, obtém-se a malha de controle de corrente em malha fechada mostrada na Figura 31, para as componentes de eixo direto e quadratura.

Figura 31 – Diagrama de blocos do controle de corrente em malha fechada.



Fonte: Autoria própria.

Então, a partir do diagrama de blocos da Figura 31, é possível adotar algum critério para ajustar os ganhos K_p e K_i do controlador PI. Neste trabalho, adotou-se o critério da frequência de cruzamento da função de transferência de malha aberta da Figura 31, a qual é dada em (41).

$$FMA(s) = \frac{K_p s + K_i}{s(Ls + R)} \quad (41)$$

A frequência de cruzamento é o valor de frequência em que o diagrama de bode do módulo da função de transferência de malha aberta cruza o eixo horizontal. O seu valor é um indicativo da velocidade de resposta do sistema de controle de segunda ordem como aquele da Figura 31. Quanto maior o valor da frequência de cruzamento, mais rápida é a resposta esperada do sistema em malha fechada. Dessa forma, deseja-se uma resposta rápida da malha de controle de corrente, mas também limitada a um ponto que o controle PWM do conversor estático consiga responder, pois é ele que deve realizar as devidas comutações dos interruptores semicondutores do estágio CC-CA, de modo a obter em sua saída a corrente de referência da malha de controle de corrente. Assim, com base em simulações realizadas, adotou-se uma frequência de cruzamento 20 vezes menor que a frequência de comutação dos interruptores semicondutores, para fins de ajuste dos ganhos K_p e K_i do controlador PI.

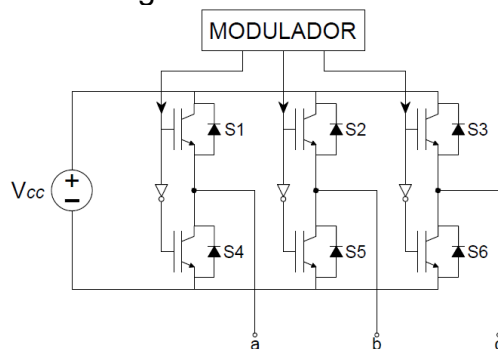
3.2.4 Estrutura de modulação PWM

Após a malha de controle de corrente da Figura 28 gerar as referências de tensão V_{id}^* e V_{iq}^* , os interruptores semicondutores do estágio CC-CA do conversor estático, mostradas na Figura 32, devem ser devidamente chaveadas, de modo a sintetizar, na saída desse estágio, a referência de tensão gerada por essa malha de controle.

O processo que determina a sequência e o intervalo de tempo que os interruptores devem permanecer abertos e fechados é chamado de modulação. Existem diferentes estratégias de modulação, sendo uma premissa comum entre todas elas o fato dos pares de interruptores de um mesmo braço inversor (S1,S4), (S2,S5) e (S3, S4) serem complementares, ou seja, os interruptores não podem

permanecer fechadas no mesmo instante de tempo, a fim de evitar o curto-circuito do barramento CC. Pelo fato de proporcionar a síntese de uma tensão variável sem conteúdo harmônico de baixa frequência, optou-se, neste trabalho, pela utilização da estratégia *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (SPWM).

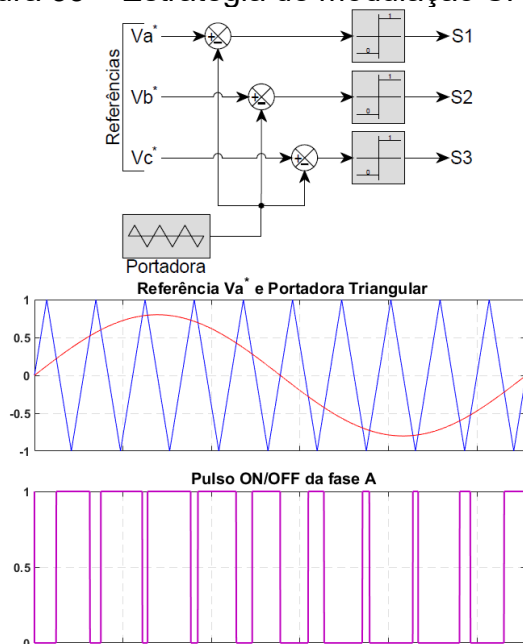
Figura 32 – Estágio CC-CA do conversor estático.



Fonte: Autoria própria.

Essa técnica largamente utilizada compara um sinal senoidal de referência, que se deseja sintetizar, com uma portadora triangular na frequência de comutação dos condutores semicondutores, para gerar os sinais ON/OFF S1, S2, S3 de cada braço do inversor, conforme indicado na Figura 33. Quando o sinal de referência senoidal tem valor superior ao da portadora, é gerado um pulso ON, caso contrário, um OFF.

Figura 33 – Estratégia de modulação SPWM.



Fonte: Autoria própria.

À medida que a amplitude do sinal de referência aumenta em relação à amplitude da portadora triangular, a tensão sintetizada também aumenta, sendo mantida essa relação linear enquanto a amplitude do sinal de referência é inferior à da portadora. A frequência do sinal senoidal de referência determina a frequência fundamental do sinal de tensão sintetizado.

3.3 MODELOS EQUIVALENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Conforme será apresentado no Capítulo 4, ao longo das etapas de viabilização da conexão da minigeração distribuída ao sistema de distribuição, o acessante tem a responsabilidade de realizar alguns estudos básicos, de forma que possam ser avaliados no ponto de conexão da central geradora, por exemplo:

- ✓ nível de curto-circuito;
- ✓ capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra;
- ✓ adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante;
- ✓ ajuste das funções de proteção necessárias para o sistema de minigeração distribuída.

A modelagem dinâmica do sistema fotovoltaico apresentada na seção 3.2 é essencial para que possam ser realizados os estudos necessários para ajuste das funções da proteção como salto vetor (ANSI 78) e também e sub e sobrefrequência. Essas funções de proteção são exigidas por normativas técnicas para que possa ser realizada a conexão da minigeração fotovoltaica aos sistemas de distribuição de energia.

Por outro lado, outros estudos, inclusive ajuste de funções de proteção de sobrecorrente, podem ser realizados com modelos mais simplificados de sistema fotovoltaico quando comparados ao da seção 3.2. Dessa forma, nas seções 3.3.1 e 3.3.2, são apresentados modelos do sistema fotovoltaico que podem ser empregados em estudos de fluxo potência e curto-circuito, de modo a obter os resultados que possibilitem realizar o projeto do sistema de proteção da minigeração fotovoltaica.

3.3.1 Modelagem para estudo de fluxo de potência

A aplicação de um método de solução do fluxo de potência com a presença de geração distribuída requer primeiramente conhecer o modelo matemático adequado da central geradora a ser utilizado no problema de fluxo de potência. Tradicionalmente as barras que contém geração são representadas por barras PV, que significa que os sistemas de controle das centrais geradoras conseguem manter em regime permanente os valores da potência gerada e da tensão constantes em seus terminais.

No entanto, no caso da minigeração fotovoltaica, essa representação de barra PV não é aplicável. O sistema de minigeração fotovoltaica é composto por módulos fotovoltaicos que convertem a energia solar em elétrica em corrente contínua e por conversores estáticos que convertem a energia elétrica de corrente contínua para corrente alternada para conexão do sistema à rede elétrica. Esses sistemas fotovoltaicos não regulam a tensão de seu terminal, mas apenas o valor da corrente injetada na rede, sendo a tensão terminal determinada pela rede na qual os conversores estáticos estão conectados. Dessa forma, os próprios conversores e/ou relé de proteção que os protegem devem incorporar as proteções de subtensão (27) e sobretensão (59), de forma a proteger o sistema diante de condições anormais de operação da rede.

Para a análise do fluxo de potência, as barras com minigeração fotovoltaica devem ser representadas como barras PQ, nos quais os valores das potências ativas e reativas são pré-especificados, de acordo com a potência dos conversores e das cargas que estão conectadas na mesma barra, sendo o módulo e ângulo da tensão da barra calculados por meio da solução do fluxo de potência.

As análises de fluxo de potência, implementadas pelas concessionárias, normalmente, devem considerar patamares de carga leve, média e pesada, operando sob a condição de máxima geração fotovoltaica, visando verificar se os limites de tensão dos barramentos e de carregamento dos ramos da rede elétrica são violados (OLIVEIRA, 2019). No caso do estado de Santa Catarina, a distribuidora Celesc Distribuição S.A. determina que o impacto elétrico ocasionado pela desconexão repentina da central geradora não poderá ocasionar uma variação de tensão superior a 4,0% no ponto de conexão (CELESC, 2020). Essa variação deverá ser verificada considerando fator de potência unitário no ponto de conexão da usina.

Portanto, a principal função do estudo de fluxo de potência para a conexão da geração distribuída é verificar o comportamento do perfil de tensão das barras do

sistema distribuição com a entrada e saída central geradora. O Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST determina que a tensão no ponto de conexão dos acessantes atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema de distribuição (ANEEL, 2021).

3.3.2 Modelagem para estudo de curto-circuito

Para determinar os níveis de curto-circuito de um sistema elétrico que tem a presença de minigeração fotovoltaica, é necessário primeiramente conhecer a contribuição da central geradora para o curto-circuito. O sistema de controle dos conversores estáticos tem a característica de limitar a corrente de curto-circuito que pode fluir do gerador diante da ocorrência de uma falta, a fim de evitar que ocorram danos aos elementos que compõem o circuito do equipamento.

A contribuição de corrente de curto-circuito de um gerador fotovoltaico em regime permanente é próxima ou até igual a máxima corrente do conversor estático em condições normais de operação, dependendo das características técnicas do conversor. No entanto, no período transitório de curto-circuito, a corrente fornecida pelo conversor, a depender de fabricante e modelo, pode alcançar valores da ordem de 1,5 a 2 vezes a corrente nominal dos conversores. Na Tabela 2, são mostrados os valores das correntes de curto-circuito de diferentes conversores do fabricante Sungrow.

Tabela 2 – Correntes de curto-circuito de conversores do fabricante Sungrow.

Modelo	Corrente curto-circuito de pico I_P (A)	Corrente curto-circuito simétrica inicial $I_{k''}$ (A)	Corrente curto-circuito de regime permanente I_k (A)	Corrente máxima nominal I_{max} (A)
SG36KTL-M	85	55	53,5	53,5
SG60KTL	192	100	96	96
SG125HV	200	170	120	120
SG250HX	340	200	180,5	180,5

Fonte: (OLIVEIRA, 2019).

Na Tabela 2, o valor da corrente de curto-circuito de pico (I_P) do conversor representa a máxima amplitude da corrente de curto-circuito, já os valores das correntes simétricas transitória ($I_{k''}$) e de regime permanente (I_k) representam valores eficazes (RMS). O pico de corrente I_P ocorre por volta de 40 μ s após o curto-circuito e está compreendido dentro do período transitório da corrente de curto-circuito do

conversor. Após esse pico de corrente, o conversor limita a corrente para evitar uma sobrecarga térmica para o valor I_k dentro do período transitório, o qual não dura mais que 30 ms. Então, passado o período transitório, o conversor estabelece a corrente de curto-circuito de regime permanente I_k , a qual será mantida enquanto permanece o curto-circuito ou a proteção do próprio conversor atuar.

Apesar de os valores das correntes de curto-circuito de regime permanente dos conversores do fabricante Sungrow mostrados na Tabela 2 coincidirem com a máxima corrente nominal do respectivo conversor, isso nem sempre se repete para conversores de outros fabricantes. A título de exemplo, na Tabela 3, são mostrados os valores das correntes de curto-circuito de alguns conversores do fabricante ABB. Nota-se pela Tabela 3 que as correntes de curto-circuito de regime permanente desses conversores são superiores as máximas correntes nominais, chegando a serem 15 % superior à máxima corrente nominal para os modelos PVS-50-TL e PVS-60-TL.

Tabela 3 – Correntes de curto-circuito de conversores do fabricante ABB.

Modelo	Corrente curto-circuito de regime permanente I_k (A)	Corrente máxima nominal I_{max} (A)	$(I_k/I_{max}) \times 100\%$
PVS-175TL	140	134	104,48%
PVS-100TL/PVS-120TL	155	145	106,90%
PVS-50TL/PVS-60TL	92	80	115%

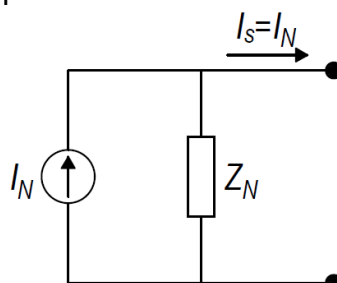
Fonte: (OLIVEIRA, 2019).

Como, de maneira geral, o período transitório da corrente de curto-circuito dos conversores estáticos tem uma duração de poucos ciclos da frequência da rede, o modelo elétrico da central geradora fotovoltaica pode ser representado, para efeitos da determinação das correntes de curto-circuito do sistema elétrico, por um equivalente de Norton, considerando o valor da Corrente de Norton (I_N) como sendo constante durante toda a duração do curto-circuito e igual à corrente de curto-circuito de regime permanente I_k do conversor estático.

A fim de obter, na saída do equivalente de Norton, a corrente I_N independente da carga ligada aos terminais de saída, é necessário considerar infinita a Impedância de Norton (Z_N), conforme mostrado na Figura 34 (TRUJILLO, 2017). Ademais, os geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica via conversores estáticos trifásicos podem ser considerados como uma fonte de corrente de sequência positiva, pois, mesmo sob faltas desequilibradas, o controle do conversor é programado para

fornecer apenas corrente de sequência positiva, sendo, portanto, nulas as correntes de sequência negativa e zero (NEUMANN e ERLICH, 2012).

Figura 34 – Modelo equivalente de curto-circuito sistema fotovoltaico.



I_N : Múltiplo da corrente nominal.

Z_N : Tende a infinito.

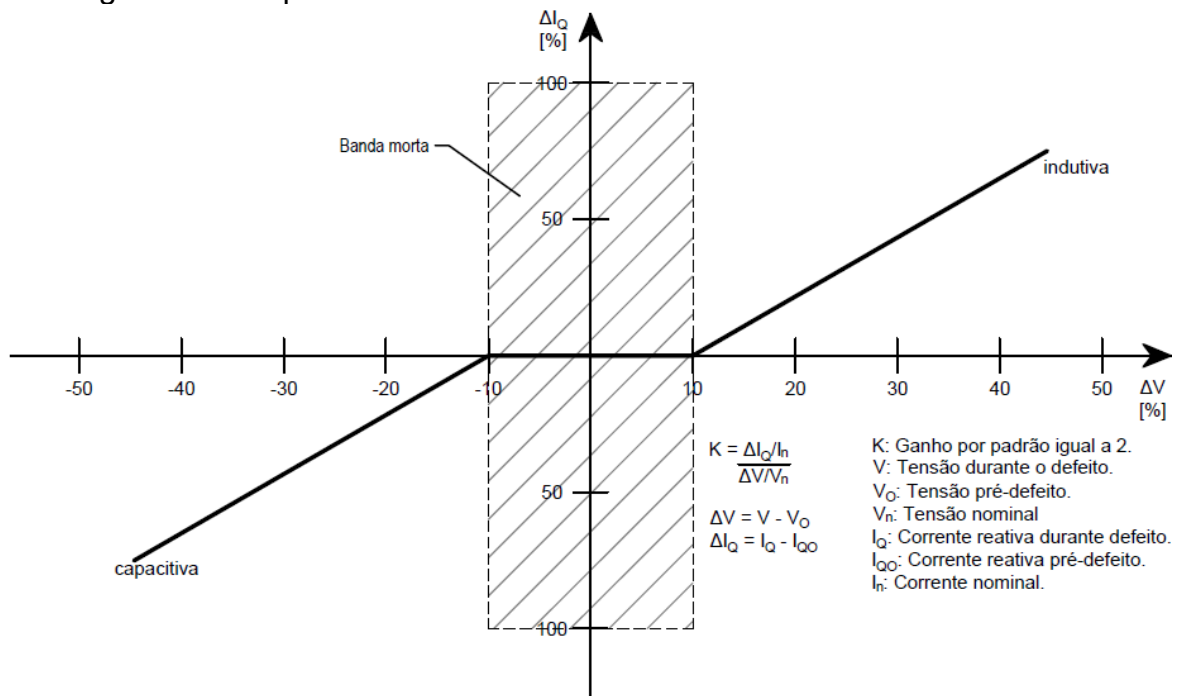
Fonte: (TRUJILLO, 2017).

Apesar de que o módulo da corrente I_N da Figura 34 possa ser considerado constante durante o curto-circuito, sua fase em relação à tensão no ponto de conexão do conversor depende da amplitude da queda de tensão gerada pelo defeito no sistema elétrico. Isso se deve ao suporte de reativo que os conversores estáticos são projetados para fornecerem durante queda e aumento de tensão. Em caso de queda de tensão, o conversor deve injetar corrente capacitiva na rede elétrica. Já em caso de sobretensão, deve ser injetada corrente indutiva pelo equipamento.

Para os estudos realizados neste trabalho, foi considerado o modelo de suporte de reativo fornecido pelos conversores do fabricante Sungrow. Na Figura 35, é apresentado comportamento da corrente reativa fornecida por esses conversores durante eventos de queda e elevação de tensão. Dentro de uma faixa de 10% de queda ou aumento de tensão, o conversor não altera o valor da corrente reativa que está injetando na rede elétrica antes do defeito na rede. A partir do momento que é ultrapassado esse limiar, o conversor incrementa o valor de sua corrente reativa indutiva ou capacitiva, respectivamente, de acordo com os valores de aumento ou queda de tensão e do ganho K . Conforme indicado na Figura 35, a variação da tensão é calculada como sendo a diferença entre a tensão durante o defeito e o pré-defeito.

Em relação a parcela ativa da corrente fornecida pelo conversor sob condições de defeito da rede elétrica, não há requisitos a serem cumpridos. Conseqüentemente, seu valor é limitado pela geração fotovoltaica no momento do defeito e pela máxima corrente de saída do conversor (limite térmico).

Figura 35 – Suporte de tensão do conversor em caso de defeito na rede.



Fonte: Autoria própria.

3.4 ESTIMAÇÃO DE FASORES E FREQUÊNCIA

Para a definição dos ajustes das funções de proteção de frequência que são exigidas para os sistemas de minigeração fotovoltaica, é necessário conhecer o comportamento da frequência elétrica para os eventos que essas proteções devem atuar. Neste trabalho, o comportamento da frequência elétrica foi estimado com base na Transformada Discreta de Fourier (TDF), a qual possibilita determinar os fasores da frequência fundamental do sistema elétrico pela equação (42).

$$X = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} \{ \cos(n\theta) - j \sin(n\theta) \} \quad (42)$$

$$\theta = \frac{2\pi}{N}$$

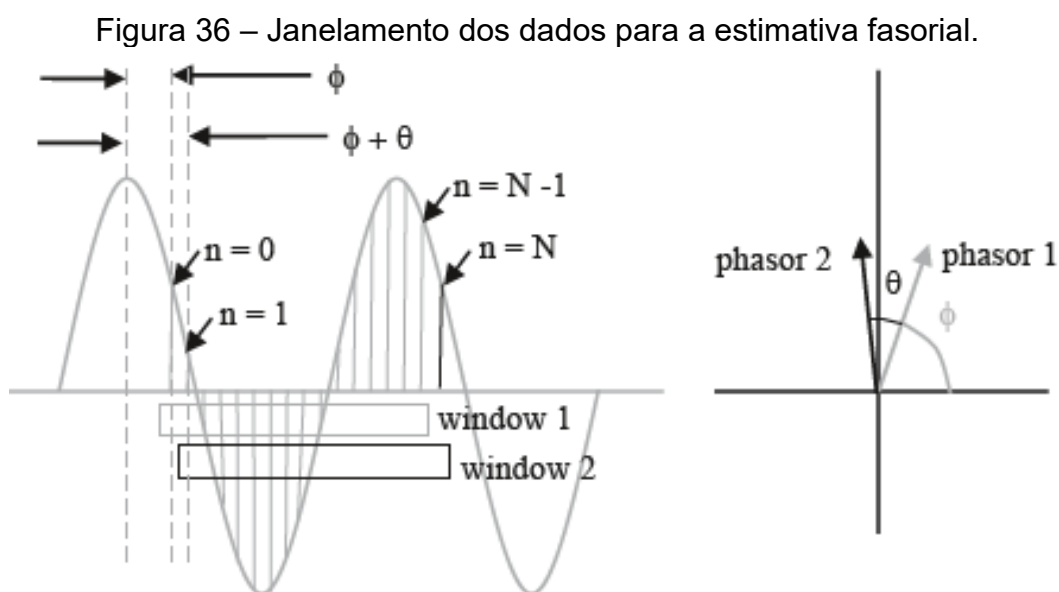
sendo:

N o número de amostras tomadas em uma janela de um período da frequência fundamental;

x_{n+1} a amostra do sinal senoidal de número $n + 1$ dentro do conjunto de N amostras da janela de dados tomadas;

X é o fasor estimado pela TDF;

A formulação da equação (42) é denominada não recursiva, pois a cada janela (*window*) de dados tomada das senoides do sistema elétrico, ocorre a alteração do ângulo do fasor (*phasor*), conforme ilustrado na Figura 36. Além disso, apesar de duas janelas consecutivas possuírem $N-1$ amostras da senoide em comum, é necessário realizar o cálculo de todo o somatório da equação (42) a cada janela nessa formulação não recursiva.



Fonte: (PHADKE e THORP, 2008).

Para contornar essa alteração do ângulo, utiliza-se a formulação recursiva dada pela equação (43), que resumidamente, a cada janela de dados, retira a primeira amostra da janela anterior e acrescenta uma nova amostra, removendo a alteração angular acumulada $r\theta$, caso estivesse sendo utilizado o algoritmo não recursivo.

$$X^{N+r} = X^{N+r-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta} \quad (43)$$

Então, a frequência e sua taxa de variação podem ser estimadas a partir dos ângulos dos fasores estimados pela equação (43). Como acaba ocorrendo erros no processo de estimação dos fasores, por conta, por exemplo, de ruídos que não são perfeitamente removidos por filtros e de períodos transitórios com a presença de componente de corrente contínua, foi empregado o método de mínimos quadrados ponderados sobre uma janela de dados de 4 ciclos do período da frequência

fundamental para realizar a estimação da frequência e de sua taxa de variação. Phadke e Thorp (2008) recomendam que sejam utilizados de 3 a 6 ciclos, de forma a minimizar erros decorrentes de ruídos e harmônicas.

Sendo o desvio da frequência em relação ao seu valor nominal (ω_0) e sua taxa de variação em determinado instante de tempo iguais, respectivamente, a $\Delta\omega$ e ω' , a frequência ao longo do tempo é dada pela equação (44).

$$\omega(t) = \omega_0 + \Delta\omega + t\omega' \quad (44)$$

$$\begin{aligned} \phi(t) &= \int \omega dt = \int (\omega_0 + \Delta\omega + t\omega') dt \\ &= \phi_0 + t\omega_0 + t\Delta\omega + \frac{1}{2}t^2\omega' \end{aligned} \quad (45)$$

$$\phi(t) = \phi_0 + t\Delta\omega + \frac{1}{2}t^2\omega' \quad (46)$$

$$\begin{aligned} \phi(t) &= a_0 + a_1t + a_2t^2 \\ \Delta\omega &= a_1 \\ \omega' &= 2a_2 \end{aligned} \quad (47)$$

O ângulo da fase da senoide é igual a integral da frequência da equação (44), sendo dado pela equação (45). Quando se utilizar o algoritmo recursivo para estimar o ângulo ϕ do fasor, o termo $t\omega_0$ é suprimido pelo algoritmo. Assim, o ângulo do fasor torna-se igual àquele da equação (46), sendo dado por um polinômio de segundo grau em relação ao tempo. Em termos dos coeficientes do polinômio de segundo grau, a equação (46) pode ser reescrita de acordo com equação (47). Escrevendo a equação (47) na forma matricial, considerando a janela de dados de 4 ciclos do período da frequência fundamental, obtém-se a equação (48).

$$\begin{bmatrix} \phi_0 \\ \phi_1 \\ \phi_2 \\ \vdots \\ \phi_{4N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & \Delta t & \Delta t^2 \\ 1 & 2\Delta t & 2^2\Delta t^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & (4N-1)\Delta t & (4N-1)^2\Delta t^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} \quad (48)$$

$$[\phi] = [B][A]$$

O vetor dos ângulos $[\phi]$ é obtido a partir da estimação fasorial utilizando a equação (43). Já o vetor desconhecido $[A]$ é obtido através da técnica dos mínimos quadrados ponderados, utilizando a formulação dada pela equação (49).

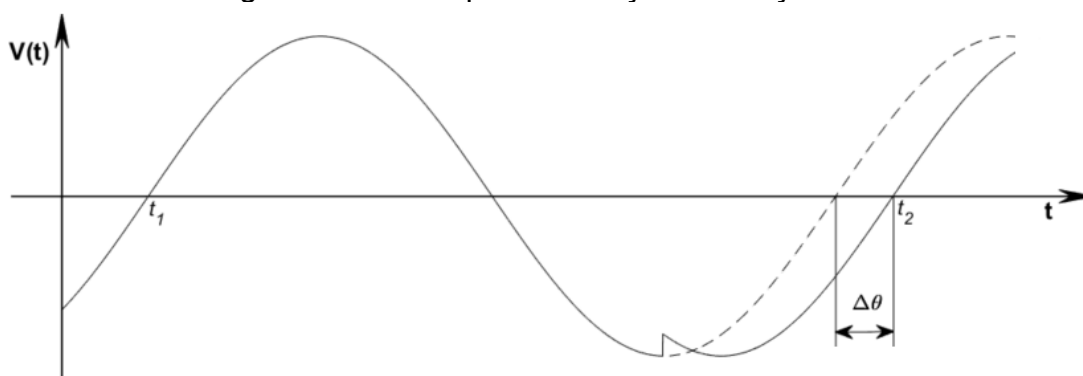
$$\begin{aligned} [A] &= [B^T B]^{-1} B^T [\phi] = [G][\phi] \\ [G] &= [B^T B]^{-1} B^T \end{aligned} \quad (49)$$

A matriz $[G]$ é previamente calculada e armazenada para uso ao longo do tempo, possuindo $4N$ colunas, no caso adotado neste trabalho, e três linhas. Então, essa matriz é multiplicada pelos últimos $4N$ ângulos do fasor de tensão estimado, de modo a obter a frequência e sua taxa de variação ao longo do tempo. O processo detalhado de estimação de fasores e frequência descrito ao longo desta seção pode ser encontrado em (PHADKE e THORP, 2008).

3.5 ESTIMAÇÃO DE SALTO VETORIAL

A função de proteção salto vetorial 78 exigida pelas normas das distribuidoras de energia para ser empregada em sistemas de minigeração fotovoltaica necessita da informação referente à diferença de tempo entre períodos de ciclos consecutivos de uma mesma fase de tensão, a fim de realizar sua atuação. Então, a diferença de tempo entre os ciclos consecutivos é escrita em termos de diferença angular em relação a frequência nominal do sistema. Na Figura 37, é mostrado o princípio de atuação da função de proteção salto vetorial, sendo indicado pela linha tracejada o sinal senoidal sem a presença de salto vetorial e pela linha contínua o com o salto vetorial.

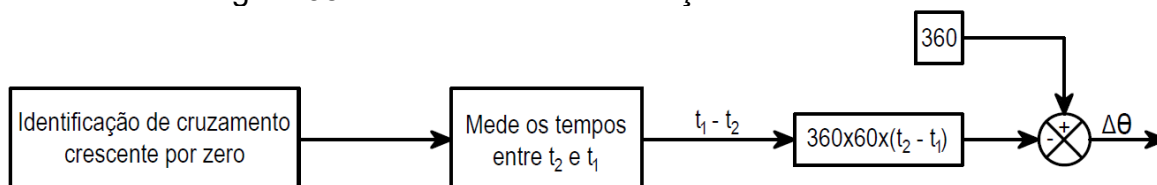
Figura 37 – Princípio de atuação da função 78.



Fonte: Autoria própria.

Por conta do salto vetorial, há um atraso de tempo no sinal para cruzar por zero no sentido crescente, sendo esse atraso de tempo traduzido em uma diferença angular $\Delta\theta$. Essa diferença angular é calculada de acordo com o diagrama de blocos da Figura 38. O algoritmo do relé de proteção identifica o cruzamento por zero da senoide de tensão no sentido crescente e armazena os dois últimos instantes em que ocorre esse cruzamento por zero. Então, é calculada a diferença entre esses instantes de tempo e dividida pelo período ($1/60$ s) do ciclo anterior, que, no caso ilustrado na Figura 38, está sendo considerado como sendo igual ao período referente à frequência nominal do sistema, multiplicando esse resultado por 360° . Se o ciclo atual tiver uma duração maior ou menor que o ciclo anterior, será então gerado o salto vetorial $\Delta\theta$.

Figura 38 – Método de determinação do salto vetorial.



Fonte: (MOTTER, 2014).

4 PROCEDIMENTOS E REQUISITOS PARA CONEXÃO DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A ANEEL, por meio do módulo 3 do PRODIST e da Resolução Normativa nº 1000, prescreve os procedimentos e os estudos necessários a serem observados pelas distribuidoras e pelos acessantes para a conexão da minigeração distribuída à rede de distribuição, o que inclui a minigeração fotovoltaica. Neste capítulo, serão apresentadas todas as etapas obrigatórias e facultativas, a critério da distribuidora, para a viabilização do acesso.

4.1 PROCEDIMENTOS PARA A VIABILIZAÇÃO DE ACESSO

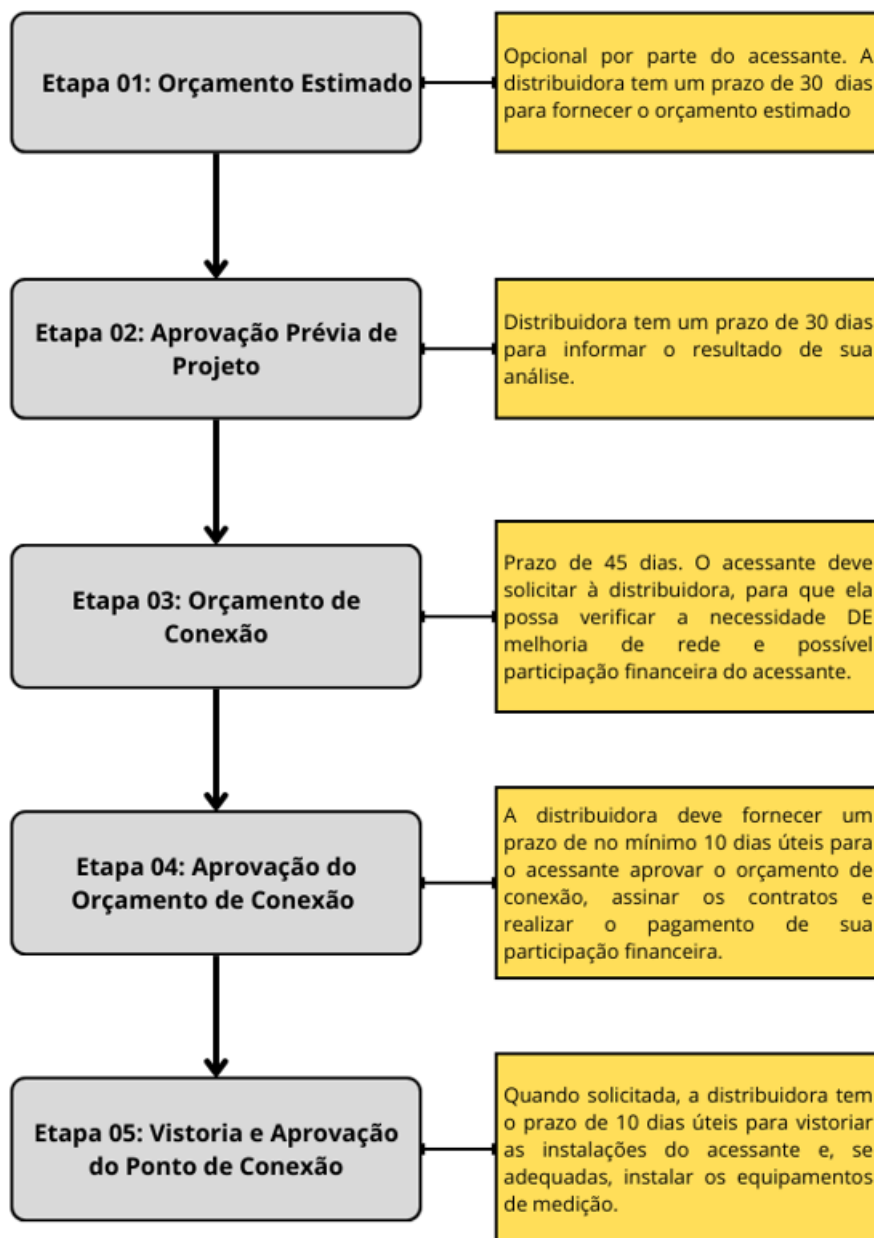
De acordo com o módulo 3 do PRODIST e da Resolução Normativa nº 1000, para a viabilização da conexão da minigeração fotovoltaica, é necessário, por parte do acessante, a realização das seguintes etapas: orçamento estimado (opcional); aprovação prévia de projeto; orçamento de conexão; aprovação do orçamento de conexão; e vistoria e aprovação do ponto de conexão. Na Figura 39, é apresentado um resumo das etapas para a viabilização do acesso da minigeração distribuída ao sistema de distribuição, com os seus respectivos prazos de conclusão.

A etapa de orçamento estimado é opcional, mas recomendada para acessantes de minigeração, de modo a prever a necessidade de eventuais obras no sistema de distribuição, com ou sem participação financeira do acessante, para conexão da minigeração a esse sistema. A distribuidora deve, sempre que solicitada, elaborar e fornecer gratuitamente ao acessante o orçamento estimado, no prazo de 30 dias (ANEEL, 2021). O orçamento estimado é essencial para incluir eventuais custos de melhoria de rede por parte do acessante na análise de viabilidade de implantação do sistema de minigeração fotovoltaica, mas sem garantia que as condições de acesso apresentadas serão válidas para as etapas posteriores, tendo em vista seu caráter estimado.

Após a etapa de orçamento estimado, é necessário apresentar o projeto do sistema de minigeração para análise da distribuidora de energia com concessão ou permissão para o atendimento da área geográfica em que se pretende implantar o sistema de minigeração. A distribuidora tem um prazo de 30 dias de informar o resultado da análise ou reanálise do projeto, não podendo cobrar do acessante por

nenhum desses serviços e devendo informar o prazo de validade do projeto aprovado compatível com as etapas necessárias para a conexão do sistema de minigeração.

Figura 39 – Etapas para conexão de minigeração distribuída.



Fonte: Autoria própria.

Dentro do cronograma de execução do projeto de minigeração, o acessante deve solicitar à distribuidora o orçamento de conexão, devendo a distribuidora, dentro do prazo de 45 dias, o fornecer e elaborar gratuitamente ao acessante, contendo as condições, custos e prazos para conexão da minigeração ao seu sistema de

distribuição. Mesmo que as instalações do acessante não estejam completamente finalizadas, a distribuidora não pode se recusar a elaborar o orçamento de conexão.

Após a distribuidora fornecer o orçamento de conexão, é necessário que o acessante realize a aprovação do orçamento e autorize a execução das obras pela distribuidora, dentro do prazo de validade do orçamento estabelecido pela distribuidora, sendo de pelo menos 10 dias úteis. Além disso, a validade do orçamento de conexão se prorroga pelo período estabelecido para assinatura dos contratos. A devolução dos contratos assinados e o pagamento da participação financeira pelo acessante caracterizam sua aprovação do orçamento de conexão.

Tendo sido executadas as obras de responsabilidade da distribuidora e do acessante, dentro do prazo de 10 dias úteis, a distribuidora deve realizar a vistoria nas instalações do acessante. Estando as instalações em conformidade com o projeto aprovado, a distribuidora deve aprovar o ponto de conexão e instalar os equipamentos de medição.

4.2 REQUISITOS DE PROJETOS PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para que a distribuidora de energia possa aprovar o projeto de acesso de minigeração distribuída ao seu sistema de distribuição, é necessário que o projeto atenda aos requisitos mínimos estabelecidos no módulo 3 do PRODIST e nas normas técnicas da concessionária de energia.

Em relação às instalações físicas do sistema de minigeração, é necessário que sejam previstos na interface com a rede de distribuição os seguintes elementos:

- ✓ Transformador de interface com isolamento galvânica - podendo ser o mesmo transformador utilizado pela Unidade Consumidora (UC) para atender suas cargas, caso possua capacidade de potência adequada;
- ✓ Chave seccionadora acessível – que possibilite a desconexão física de todos os condutores ativos da usina de minigeração distribuída;
- ✓ Dispositivo de interrupção automática – que possa acionado por comando ou pelo sistema de proteção;
- ✓ Dispositivo com funções de proteção – que produza uma saída para operação do dispositivo de interrupção automática;
- ✓ Medidor de energia de 4 quadrantes.

Já em relação ao sistema de proteção da minigeração distribuída, é necessário que o mesmo desempenhe no mínimo as seguintes funções de proteção:

- ✓ Subtensão – ANSI 27;
- ✓ Sobretensão – ANSI 59;
- ✓ Subfrequência – ANSI 81U;
- ✓ Sobrefrequência – ANSI 81O;
- ✓ Desequilíbrio de corrente – ANSI 46;
- ✓ Desequilíbrio de tensão – ANSI 47;
- ✓ Sobrecorrente instantânea – ANSI 50/50N;
- ✓ Sobrecorrente temporizada – ANSI 51/51N;
- ✓ Anti-ilhamento;
- ✓ Verificação de sincronismo – ANSI 25;
- ✓ Espera de tempo de reconexão – ANSI 62.

As funções de proteção supracitadas devem ser ajustadas de acordo com os critérios estabelecidos nas normas técnicas da distribuidora de energia. Ademais, a distribuidora pode propor funções proteções adicionais ou dispensar algumas dessas, em função das características específicas de seu sistema distribuição.

No estado de Santa Catarina, a distribuidora Celesc Distribuição S.A em sua norma técnica I-432.0004 (Requisitos para a conexão de micro e minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição) estabelece que todas as centrais de minigeração distribuída devem realizar no mínimo as funções de proteções mostradas na Tabela 4, com as respectivas parametrizações, através de relé digital com multifunções de proteção que atue no disjuntor geral da entrada de energia da UC. No caso da minigeração fotovoltaica, em que a função de proteção sincronismo (25) é realizada nos próprios conversores da central geradora, essa função deve ser substituída pela de verificação de sincronismo (25CS), também denominada de *check* de barra morta no relé de proteção que atua no disjuntor geral da entrada de energia. Então, o relé de proteção somente deve permitir o fechamento do disjuntor geral na condição barra viva (distribuidora) e linha morta (central geradora).

Apesar de cada distribuidora ter suas particularidades e requisitos para o sistema de proteção do acessante, possuindo suas respectivas normas técnicas prescrevendo os procedimentos e detalhando as exigências e obrigações do acessante e também da acessada durante os processos para a conexão da central geradora ao sistema de distribuição, nota-se que uma das exigências comuns das

concessionárias, para que o sistema de proteção da central geradora consiga atender os requisitos estabelecidos em suas normas, é o emprego de relés digitais com multifunções de proteção e de fabricantes homologados com reconhecida qualidade no mercado. A parametrização do relé de proteção da unidade de geração distribuída assim como os demais estudos operacionais necessários para a conexão da instalação do acessante ao sistema de distribuição são de sua responsabilidade, cabendo à distribuidora a aprovação desses estudos ou, a depender do caso, a solicitação de melhorias.

Tabela 4 – Ajustes de proteção da minigeração no sistema da Celesc Distribuição.

Função de Proteção	Parametrização	Tempo máximo de atuação
Subtensão (27) Nível 1	0,85 pu	1,0 s
Subtensão (27) Nível 2	0,5 pu	0,2 s
Sobretensão (59) Nível 1	1,1 pu	1,0 s
Sobretensão (59) Nível 2	1,2 pu	0,2 s
Desequilíbrio Tensão (59N)	1,0 pu	0,2 s
Subfrequência (81U) Nível 1	59,5 Hz	2,0 s
Subfrequência (81U) Nível 2	57,0 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O) Nível 1	60,5 Hz	2,0 s
Sobrefrequência (81O) Nível 2	62,0 Hz	0,2 s
Taxa de Variação de Frequência (81 df/dt)	1 Hz/s	2,0 s
Sobrecorrente (50/51/50N/51N)	Conforme estudo de proteção	-
Sincronismo (25)	10°/10% tensão/0,5 Hz	-
Anti-ilhamento Salto Vetor (78)	10°	Instantâneo
Sobrecorrente Direcional (67) sentido acessante para rede de distribuição	1,05 x Corrente máxima injetada pela central geradora	Instantâneo
Direcional de potência (32) sentido acessante para rede de distribuição	1,05 x Potência ativa instalada	Instantâneo

Fonte: (CELESC, 2020).

O sistema de proteção das instalações de propriedade do acessante só é objeto de aprovação por parte da acessada naquilo que pode afetar direta ou indiretamente a rede elétrica da distribuidora. Esse sistema de proteção deve desconectar as instalações do acessante em um tempo menor que o tempo necessário para atuação das proteções da distribuidora, sendo a atuação desse sistema de proteção direcionada para abertura do disjuntor de entrada ou dos geradores do acessante (LUIZ, 2012).

Uma questão que vale destacar é que nem todas as proteções mínimas para conexão da minigeração distribuída definidas pelo módulo 3 do PRODIST são aplicáveis a todos os tipos de centrais geradoras. O funcionamento de geradores que fazem uso de conversores estáticos, como, por exemplo, geradores fotovoltaicos, é

significativamente diferente daqueles que utilizam máquinas rotativas. Dessa forma, esses diferentes tipos de centrais geradoras necessitam de diferentes funções de proteção. Por exemplo, as funções de proteção contra desequilíbrio de corrente e tensão (46 e 47) são essenciais para máquinas rotativas, pois uma circulação de corrente de sequência negativa nos enrolamentos da máquina gera um torque em seu eixo no sentido contrário ao de sua rotação, ocasionando aumento de temperatura e danos mecânicos na máquina. Já para o conversor estático, por ele funcionar como uma fonte de corrente de sequência positiva independentemente de sua tensão terminal, essas funções de proteção não são essenciais. Além disso, quando ocorre um curto-circuito na rede elétrica da concessionária, o conversor rapidamente limita sua contribuição de corrente para o curto-circuito.

Além disso, no caso das gerações distribuídas que utilizam conversores estáticos, como, por exemplo, a geração fotovoltaica, além das funções de proteções exigidas pelas distribuidoras a serem implementadas por relé digital multifunção que atue no disjuntor geral da entrada de energia do acessante, a norma brasileira NBR 16149 prescreve as proteções que os conversores conectados à rede devem possuir, de forma que o sistema fotovoltaico opere dentro de limites de tensão e frequência (ABNT, 2013). Essa mesma norma também prescreve que a qualidade de energia fornecida pelo sistema fotovoltaico às cargas em corrente alternada locais e à rede elétrica é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência, de forma que o desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, devendo o sistema fotovoltaico ser capaz de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede. Dessa forma, na seção a seguir, são apresentados os parâmetros de proteção para os conversores estáticos conectados ao sistema de distribuição, conforme determina a NBR 16149.

4.2.1 Proteções dos conversores estáticos conectados à rede elétrica

A tensão, a potência e a frequência do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a rede de distribuição que o sistema está conectado. Ademais, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição normalmente não regulam a tensão, mas a corrente injetada na rede. Portanto, entre as proteções que os conversores estáticos devem possuir, inclui-se as proteções de subtensão (27) e

sobretensão (59), de modo que o conversor possa responder às condições anormais de operação se desconectando da rede elétrica e o sistema fotovoltaico somente opere dentro dos limites de variação de tensão preestabelecidos.

As variações de tensão e de frequência fora da faixa operacional no ponto de conexão do sistema fotovoltaico têm grande potencial para indicar a formação de um ilhamento da geração distribuída, o qual representa uma condição anormal de operação que pode surgir no sistema de distribuição e requer uma resposta do sistema fotovoltaico, de modo a garantir a segurança das equipes de manutenção da rede de distribuição e das pessoas em geral, bem como para evitar danos tanto ao sistema fotovoltaico quanto aos equipamentos conectados na rede elétrica. Quando a tensão da rede sair da faixa operacional mostrada na Tabela 5, o conversor estático, seja ele mono ou polifásico, deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica dentro do período de tempo indicado nessa tabela.

Tabela 5 – Respostas às condições anormais de tensão.

Tensão no ponto de conexão (% em relação à V_{nominal})	Tempo máximo de desligamento ^a
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$V > 110\%$	0,2 s

^a O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e o momento que o conversor estático cessa o fornecimento de energia à rede elétrica. O conversor deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede para voltar a fornecer energia quando as condições normais forem restabelecidas.

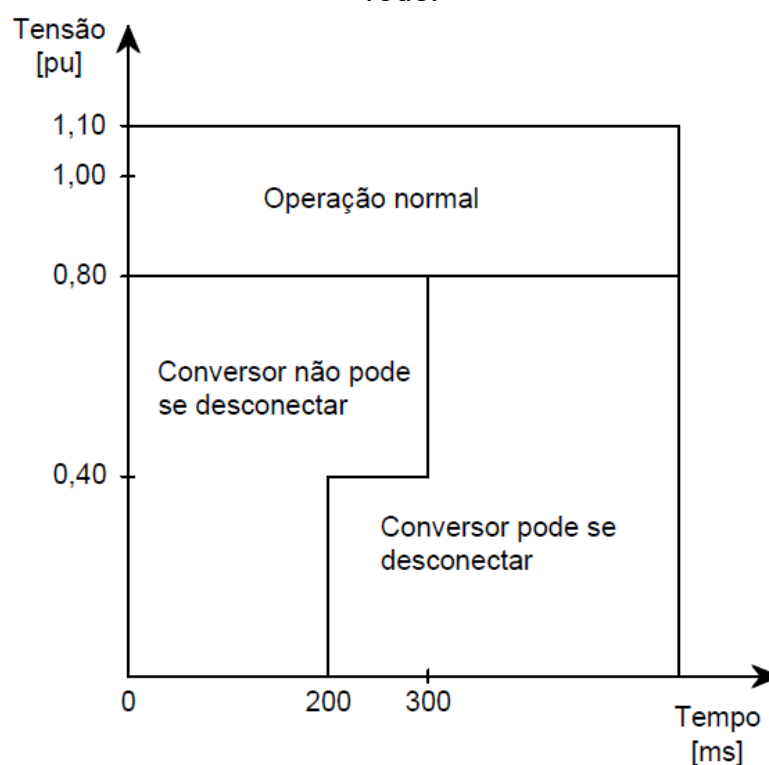
Fonte: (ABNT, 2013).

O propósito de um tempo de atraso permitido para atuação do sistema de proteção do conversor estático é garantir que distúrbios de curta duração não façam com que o conversor cesse o fornecimento de energia para a rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias. O conversor não pode deixar de fornecer energia à rede se a tensão voltar para a faixa de operação contínua dentro do tempo de desligamento especificado.

Para evitar a desconexão indevida da rede em casos de afundamento de tensão, o conversor estático com potência nominal maior ou igual a 6 kW deve satisfazer os requisitos representados graficamente na Figura 40. Apesar de o conversor estático não poder se desconectar da rede elétrica na região indicada na Figura 40, ele pode cessar o fornecimento de energia. Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (80% a 110% da tensão nominal), o conversor estático deve

retornar a injetar a potência ativa e reativa de antes da falta, com tolerância de $\pm 10\%$ da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms. Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa entre 80% e 90% da tensão nominal, é permitida uma redução da potência com base na corrente máxima do conversor.

Figura 40 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede.



Fonte: (ABNT, 2013).

Em relação às variações de frequência da rede, quando ela assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o conversor estático deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2 s. O conversor somente deve voltar a fornecer energia à rede elétrica quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando um tempo de reconexão de 20 a 300 s. Já quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o conversor deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação (50). Na Figura 41, é mostrada a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão do sistema diante de uma sub ou sobrefrequência.

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] \times R \quad (50)$$

sendo:

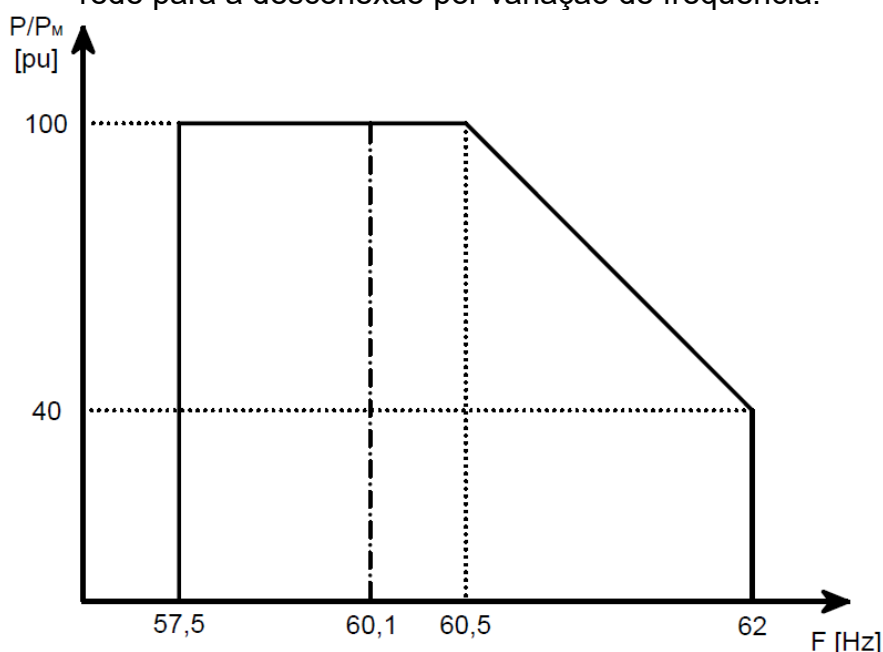
ΔP a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem, em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz (P_m);

f_{rede} a frequência da rede;

$f_{nominal}$ a frequência nominal da rede;

R a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por Hertz, ajustada em -40%/Hz, devendo a resolução da medição de frequência ser menor ou igual a 0,01 Hz.

Figura 41 – Curva de operação do conversor estático em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência.



Fonte: (ABNT, 2013).

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o conversor estático deve manter o menor valor de potência ativa atingido ($P_m - \Delta P$) durante o aumento da frequência. O conversor somente deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa 60 Hz \pm 0,05 Hz por no mínimo 300 s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de no máximo 20% de P_m por minuto.

Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o conversor deve imediatamente cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede elétrica quando a frequência

retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% de P_m por minuto.

No caso em que essas condições anormais de tensão e frequência ou outras condições operacionais indicarem a formação de um ilhamento da geração distribuída, o conversor estático deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 2 s após a detecção da perda de geração por parte da rede elétrica do sistema de distribuição.

Após a desconexão devido a uma condição anormal de operação da rede do sistema de distribuição, o conversor estático não pode retornar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência. Em relação ao conversor do sistema fotovoltaico, por conta de sua natureza de interligação, somente pode ser desconectado por completo da rede elétrica em casos de manutenção por meio da abertura de um dispositivo de seccionamento adequado. Durante o restante do tempo, injetando ou não energia na rede, os circuitos de controle do conversor devem continuar conectados à rede elétrica para monitorar as suas condições. Dessa forma, ao longo dessa seção, quando foi mencionado que o sistema fotovoltaico deveria cessar o fornecimento de energia à rede, o conversor não se desconecta da rede elétrica, apenas deixa de fornecer energia, por exemplo, durante um desligamento devido a uma sub ou sobretensão.

4.2.2 Situação crítica de detecção de ilhamento

A perda do fornecimento de energia por parte do sistema de distribuição pode ocorrer em diferentes cenários de carga e geração do sistema de minigeração fotovoltaica do acessante, gerando diferentes situações de ilhamento. O ilhamento só consegue se sustentar ao longo do tempo se os geradores da parte ilhada do sistema elétrico tiverem capacidade para atender as cargas da área ilhada, caso contrário, as faixas operacionais de tensão e frequência são rapidamente violadas, ocorrendo o desligamento da geração e/ou cargas.

As normas técnicas das distribuidoras de energia prescrevem que o sistema de proteção do acessante deve detectar a perda da geração da distribuidora de energia e realizar a desconexão física do sistema de minigeração fotovoltaica do sistema de distribuição. Essa medida visa principalmente evitar riscos aos operadores do sistema elétrico, caso a perda da geração seja decorrente de desligamentos

intencionais para a realização de serviços de manutenção na rede elétrica, e também que a retomada da geração pela distribuidora ocorra fora de sincronismo com o sistema de geração do acessante, podendo causar danos aos equipamentos elétricos do acessante e da própria distribuidora.

Os conversores estáticos possuem proteções internas para realizar a detecção da perda da rede elétrica e, então, cessar o fornecimento de energia. Entretanto, por conta da exigência da desconexão física do sistema de minigeração fotovoltaica, as proteções da entrada de energia do acessante devem comandar a abertura do disjuntor geral das instalações da UC em que se encontra instalado o sistema de minigeração fotovoltaica.

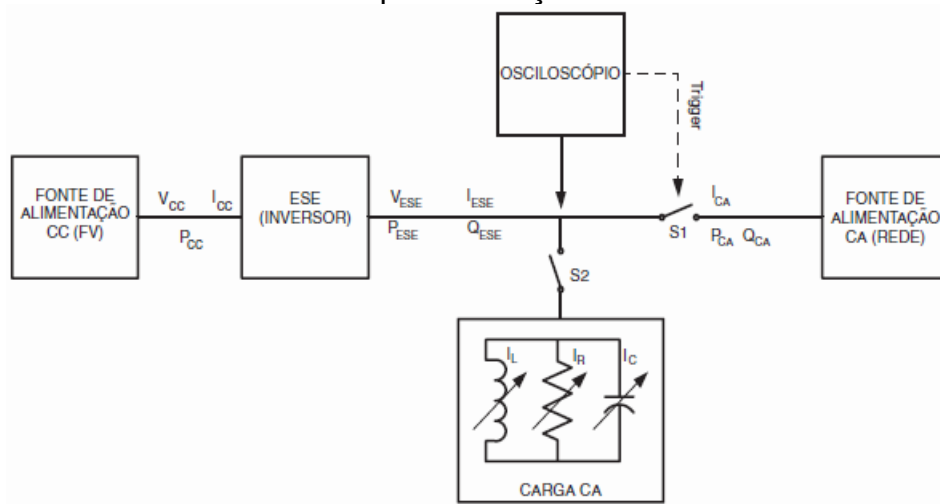
Por conta dos conversores estáticos *on-grid* não regularem a tensão e a frequência elétrica, a maioria das situações de ilhamento são facilmente detectadas pelas proteções da entrada de energia do acessante, uma vez que nessas situações há sempre um desequilíbrio considerável entre geração e carga no momento da perda da geração por parte da distribuidora de energia, ocasionado violações nas faixas operacionais de tensão e frequência, sendo essas violações detectadas pelas funções de proteção.

Entretanto, apesar de ser uma situação rara, quando a perda da geração pela distribuidora ocorre no momento em que a UC não está consumindo energia do sistema de distribuição, a detecção do ilhamento por parte das proteções do acessante se torna mais crítica, pois não há variações significativas na tensão e na frequência elétrica. Inclusive, a NBR 62116 (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica) prescreve que seja utilizado o circuito de ensaio da Figura 42 para ensaio de anti-ilhamento para proteções internas dos conversores, considerando que, no momento da abertura da chave S1, a corrente passando por essa chave seja igual 0,0 A, com uma tolerância $\pm 1\%$ da corrente nominal do conversor.

Portanto, as funções de proteção da UC com minigeração fotovoltaica utilizadas para a detecção de ilhamento devem ser ajustadas com base na condição operacional passível de ocorrer que apresente o menor consumo de corrente da rede de distribuição. Tendo em vista que, em sistemas de minigeração fotovoltaica, os conversores são programados para aproveitarem 100 % de sua capacidade térmica de corrente para geração de potência ativa, se a UC com minigeração fotovoltaica possuir também cargas, sempre haverá uma parcela de consumo de corrente reativa

da rede distribuição para atender as cargas, pois, mesmo a UC possuindo banco de capacitores para correção de fator de potência, dificilmente é possível se ter a potência reativa dos bancos de capacitores perfeitamente igual à potência reativa das cargas, por conta do ajuste dos bancos ser realizado por degraus de potência reativa, por exemplo, de 10 em 10 kVar. Assim, o ilhamento se torna mais fácil de ser detectado pelas funções de proteção.

Figura 42 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento de um conversor.



Fonte: (ABNT, 2012).

5 ANÁLISE DO MODELO DO CONVERSOR ESTÁTICO E AJUSTE DAS PROTEÇÕES ANTI-ILHAMENTO

Ao longo deste capítulo, será realizada a análise da influência da modelagem matemática do conversor estático apresentada no Capítulo 3 no estudo de proteção, considerando os dados elétricos de uma usina de minigeração fotovoltaica, com potência instalada de módulos fotovoltaicos de 559,8 kWp e composta por quatro conversores estáticos de 110 kVA e um de 55 kVA. A usina será implantada na UC do Arquivo Central do Tribunal de Justiça de Santa Catarina no município de Palhoça-SC.

A usina será conectada à rede de distribuição de média tensão em 13,8 kV da distribuidora de energia Celesc Distribuição S.A. por meio da subestação dessa UC, que já possui capacidade instalada de 800 kVA, formada por dois transformadores de acoplamento 13,8kV/380V: um de 300 kVA e outro 500 kVA. Os conversores estáticos da usina serão conectados aos terminais de baixa tensão do transformador de acoplamento de 500 kVA. Além disso, os módulos fotovoltaicos serão instalados no solo e em coberturas de estacionamentos.

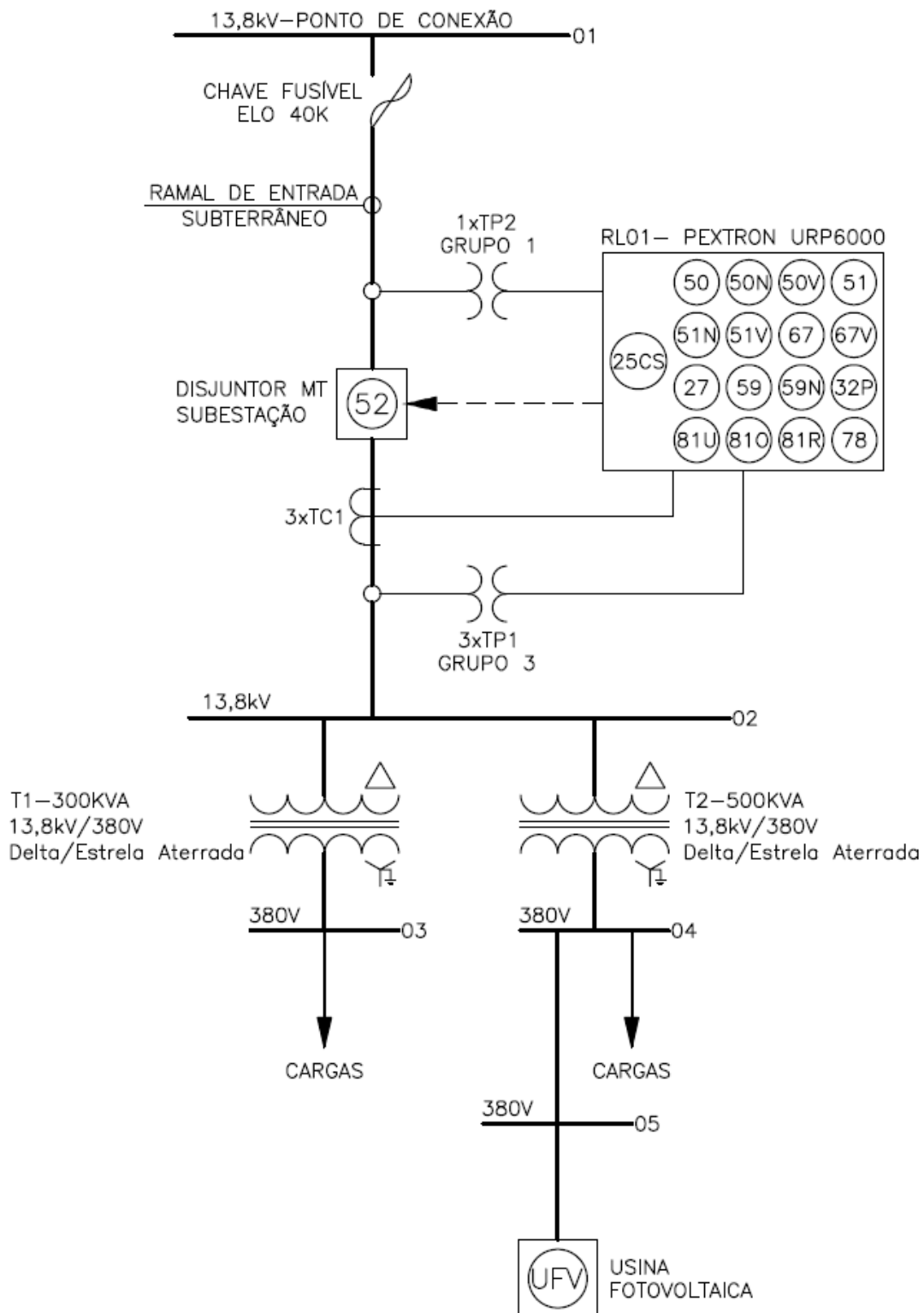
Nas seções seguintes deste capítulo, entre outras informações, serão apresentados os dados elétricos das instalações da usina fotovoltaica, a determinação das correntes de curto-circuito e o ajuste dos controladores dos conversores estáticos e das funções de proteção anti-ilhamento.

5.1 DADOS DAS INSTALAÇÕES DA USINA FOTOVOLTAICA

Na Figura 43, é apresentado o diagrama unifilar simplificado das instalações elétricas da UC, na qual o sistema de minigeração fotovoltaica será conectado, desde do ponto de conexão com a rede de média tensão em 13,8 kV da distribuidora de energia até o ponto (barra 05) em que os conversores estáticos serão interligados à rede elétrica. No ponto de conexão (barra 01), localizado na rede aérea nua de média tensão da concessionária, no qual se encontra instalado um conjunto de três chaves fusíveis de responsabilidade da distribuidora de energia, essa rede aérea da concessionária é conectada, através de muflas, à rede isolada do ramal de entrada subterrânea do acessante. Esse ramal de entrada do acessante segue até a sua subestação, na qual se encontra instalado o transformador de acoplamento de

500kVA, em que os conversores estáticos da usina fotovoltaica serão conectados, juntamente com um transformador de 300 kVA que atende exclusivamente cargas da UC.

Figura 43 – Diagrama unifilar simplificado da usina fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria.

Atualmente, a proteção geral em média tensão da subestação particular da UC com os transformadores de 300 kVA e 500 kVA é realizada por meio de relés secundários com somente as funções de proteção 50/51 fase e neutro, uma vez que o fluxo de potência é exclusivamente no sentido da rede da distribuidora para as instalações da UC e as normativas exigem somente essas proteções para esse tipo de UC.

Com a implantação da usina fotovoltaica, será necessário a substituição desse relé de proteção por um outro que realize não somente essas funções de proteções, mas também outras proteções prescritas pela normativa técnica I-432.0004 da Celesc Distribuição S.A., sendo as funções de proteção prescritas por essa normativa indicadas no diagrama unifilar da Figura 43. Entre essas funções de proteção, estão as funções direcionais de corrente e potência, as quais necessitam, além dos sinais de corrente, até então já utilizados pelo sistema de proteção da subestação e obtidos pelos três transformadores de corrente TC1 existentes e indicados no diagrama unifilar da Figura 43, de sinais de tensão obtidos por meio dos três transformadores de potencial TP1 que deverão ser instalados. O transformador de potencial TP2 já existente será utilizado para a alimentação auxiliar do relé de proteção e para fornecer um sinal de tensão de referência necessário para a realização da função de proteção 25CS. As especificações dos principais equipamentos da usina fotovoltaica estão disponíveis no Apêndice A deste trabalho.

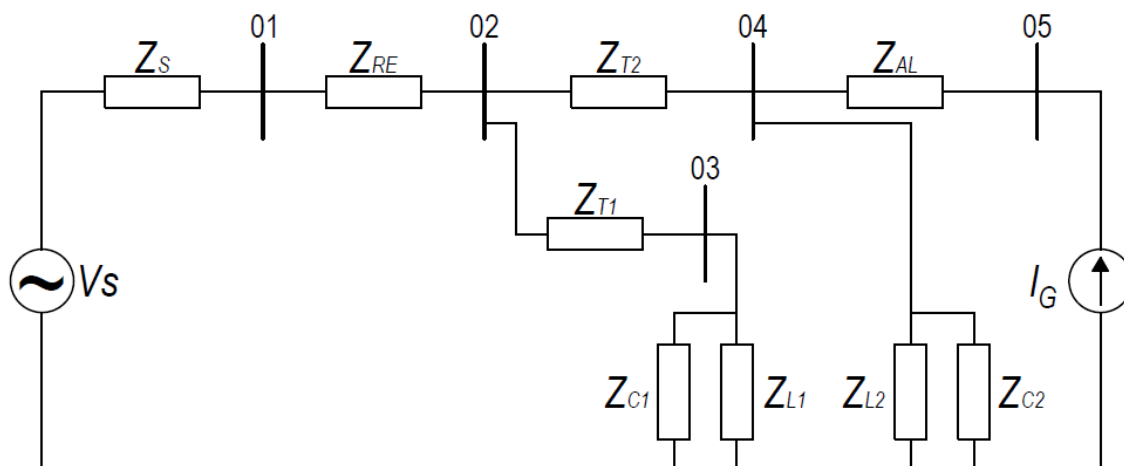
5.1.1 Dados de impedância do sistema

Os diagramas de impedâncias de sequência positiva, negativa e zero e seus respectivos valores de impedâncias utilizados para o cálculo das correntes de curto-circuito nas barras do sistema são mostrados respectivamente nas Figuras 44, 45 e 46 e na Tabela 6. Na Tabela 7, são apresentadas as bases utilizadas para o cálculo em pu das impedâncias apresentadas na Tabela 6.

Os valores das impedâncias do sistema de distribuição acumuladas até o ponto de conexão (barra 01) das instalações do acessante foram fornecidos pela distribuidora de energia. As impedâncias dos transformadores foram obtidas diretamente das placas desses equipamentos. Já as impedâncias dos cabos foram obtidas de catálogos de fabricantes desses materiais. Para o estudo de curto-circuito, foi considerado o modelo de impedância constante para a carga instalada na unidade

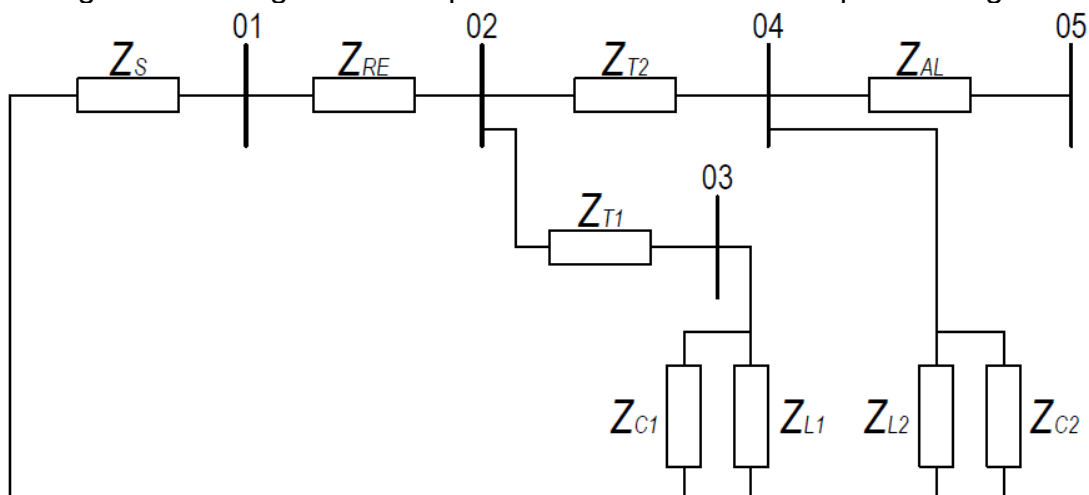
consumidora. Além disso, as cargas conectadas às barras 03 e 04 com fator de potência de 0,85 terão banco de capacitores para corrigir seus fatores de potência para uma unidade, visando evitar o pagamento, por parte do acessante, de taxas devido a fator de potência inadequado da energia consumida da rede da concessionária de energia.

Figura 44 – Diagrama de impedância do sistema de sequência positiva.



Fonte: Autoria própria.

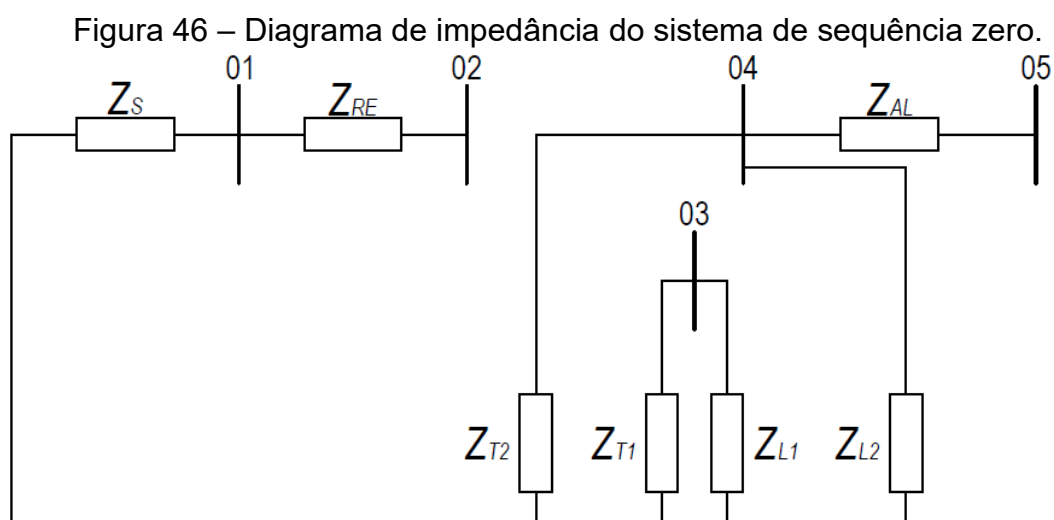
Figura 45 – Diagrama de impedância do sistema de sequência negativa.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 44, a fonte de corrente representa a contribuição de corrente dos 05 conversores da usina durante o evento de curto-circuito. Conforme apresentado no Capítulo 3, seu valor irá depender dos níveis de geração da usina e de queda de tensão no ponto de conexão dos conversores (barra 05). Além disso, como os sistemas de controle dos conversores são projetados para que esses equipamentos

somente forneçam corrente de seqüência positiva, essa fonte de corrente não possui componentes de seqüência negativa e zero, conforme nota-se nas Figuras 45 e 46. Ademais, no diagrama da Figura 46, não é apresentada a impedância do banco de capacitores das cargas, pois os capacitores são ligados em delta e, conseqüentemente, possuem impedância de seqüência zero infinita.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6 – Impedâncias dos sistemas de seqüência positiva, negativa e zero.

Impedância	R_1 (pu)	X_1 (pu)	R_2 (pu)	X_2 (pu)	R_0 (pu)	X_0 (pu)
Z_S (acumulada na barra 01)	1,073	2,795	1,073	2,795	1,999	10,291
Z_{RE} (ramal de entrada)	0,018	0,004	0,018	0,004	0,018	0,004
Z_{T1} (transformador 300 kVA)	5,000	17,666	5,000	17,666	5,000	17,666
Z_{T2} (transformador 500 kVA)	3,000	10,600	3,000	10,600	3,000	10,600
Z_{AL} (alimentador da barra 05)	4,201	3,301	4,201	3,301	4,201	3,301
Z_{L1} (carga conectada a barra 03)	288,280	178,660	288,280	178,660	288,280	178,660
Z_{C1} (banco de capacitor da barra 03)	0,00	-643,81	0,00	-643,81	∞	∞
Z_{L2} (carga conectada a barra 04)	171,820	106,490	171,820	106,490	171,820	106,490
Z_{C2} (banco de capacitor da barra 04)	0,00	-383,73	0,00	-383,73	∞	∞

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 – Bases trifásicas do sistema.

Bases	S_{base}	V_{base}	I_{base}	Z_{base}
Média tensão	100 MVA	13,8 kV	4184 A	1,904 Ω
Baixa tensão	100 MVA	380 V	151934 A	1,444 m Ω

Fonte: Autoria própria.

5.2 DETERMINAÇÃO DAS CORRENTES DE FALTA

Quando os modelos matemáticos de sistemas de geração não dependem das variáveis do circuito elétrico, ou seja, são modelados por fontes de tensão, corrente e

impedâncias constantes, que é o caso das máquinas síncronas amplamente presentes nos sistemas elétricos, as correntes de falta em regime permanente são determinadas com base no princípio da superposição de sistemas lineares. As tensões das barras do sistema pós-falta necessárias para calcular as correntes que circulam entre as barras são determinadas pela soma das tensões pré-falta e das tensões geradas pelas correntes de falta, conforme dado na equação (51).

$$[V_{pós}] = [V_{pré}] + [\Delta V] \quad (51)$$

sendo:

$[V_{pós}]$ o vetor das tensões pós-falta;

$[V_{pré}]$ o vetor das tensões pré-falta;

$[\Delta V]$ o vetor das tensões geradas pelas correntes de falta.

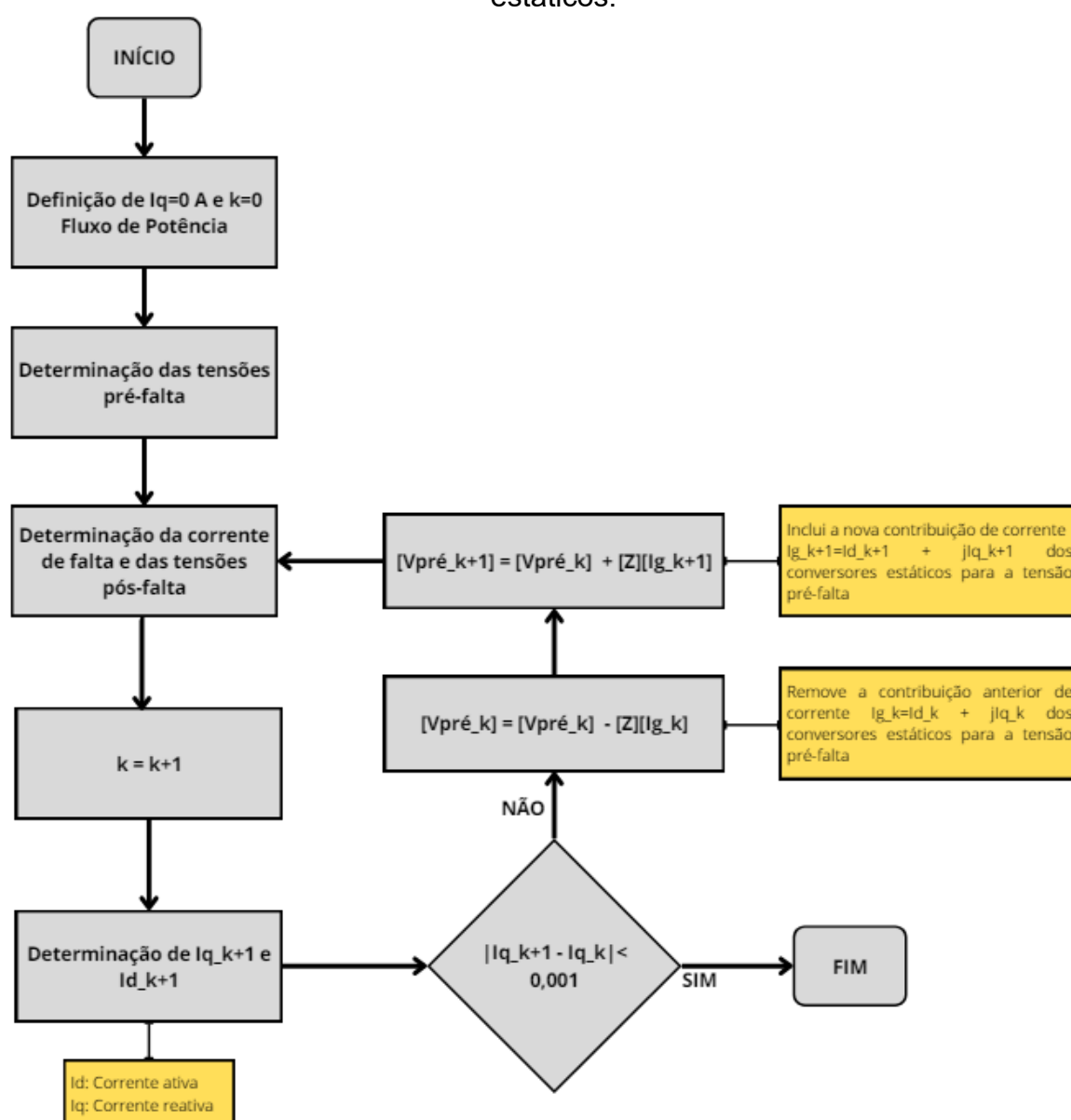
Ademais, o cálculo da equação (51) é realizado para as componentes de sequência positiva, negativa e zero do sistema elétrico. As tensões pré-falta são determinadas através do cálculo do fluxo de potência do sistema elétrico antes da ocorrência da falta e se referem a contribuição dos sistemas de geração. Já as tensões geradas pelas correntes de falta são calculadas pela equação (52), em que Z é matriz de impedância e I_F a corrente de falta, para cada um dos referidos sistemas de sequência. O procedimento para determinar as correntes de falta para cada um dos tipos de curtos-circuitos (fase-terra, fase-fase, etc) depende das tensões pré-falta e das impedâncias equivalentes de Thévenin no ponto de defeito, podendo ser facilmente encontrado em diversas literaturas, como, por exemplo, em (GLOVER, OVERBYE e SARMA, 2015). Neste trabalho, não será apresentado esse procedimento a fim de não se distanciar do objetivo principal do trabalho que é o estudo de proteção para sistemas de minigeração fotovoltaica.

$$[\Delta V] = -[Z][I_F] \quad (52)$$

Conforme foi ilustrado na Figura 35 do Capítulo 3, durante eventos de queda e elevação de tensão, nos quais estão inseridos os curtos-circuitos, a corrente reativa fornecida pelos conversores estáticos depende do valor da tensão no ponto de conexão desses equipamentos. Assim, os procedimentos descritos anteriormente para o cálculo das tensões e corrente pós-falta não podem ser aplicados da forma como foram formulados no caso da presença do sistema de minigeração fotovoltaica,

pois, durante a falta, a contribuição dos conversores para as tensões pré-falta acaba se alterando e afetando os valores das correntes de falta. Na Figura 47, é apresentado o processo para determinação das correntes de falta e das tensões pós-falta em regime permanente, quando há a presença dos conversores estáticos. Esse processo é uma adaptação dos procedimentos descritos anteriormente, passando a determinação das correntes de falta e das tensões pós-falta a ser realizada de forma iterativa.

Figura 47 – Processo de cálculo das correntes de falta na presença de conversores estáticos.



Fonte: Autoria própria.

O processo se inicia definindo a corrente reativa (I_q) dos conversores como igual a zero, pois deseja-se que, em condições normais de operação, a capacidade térmica desses equipamentos seja utilizada exclusivamente para geração de potência ativa. Com essa consideração de $I_q = 0$ A, é calculado o fluxo de potência, de modo a determinar as tensões pré-falta. Então, as tensões pré-falta juntamente com as impedâncias do sistema possibilitam determinar as correntes de falta e as tensões pós-falta. Para o valor da tensão pós-falta no ponto de conexão dos conversores, é calculado o valor da corrente I_q dos conversores de acordo com equação (53), considerando a banda morta mostrada na Figura 35 para uma variação de 10% da tensão, e ajustado o valor da corrente ativa do conversor de acordo com I_q calculada e a capacidade térmica do equipamento.

$$K = \frac{\Delta I_q / I_n}{\Delta V / V_n} \quad (53)$$

$$\Delta I_q = I_q - I_{q0}$$

$$\Delta V = V_{pós} - V_{pré}$$

sendo:

K um ganho com valor padrão igual a 2;

V_n tensão nominal do sistema;

I_n corrente nominal do conversor estático;

I_{q0} corrente reativa do conversor pré-falta.

Se a diferença entre os valores da corrente I_q determinada pela equação (53) na iteração $k+1$ e k for inferior a tolerância de 0,001, o processo de cálculo das correntes de faltas e tensões pós-falta finaliza. Senão, é removida das tensões pré-falta a parcela referente às correntes dos conversores da iteração anterior ($I_{g_k} = I_{d_k} + jI_{q_k}$) e inserida uma nova parcela referente às correntes dos conversores da iteração atual ($I_{g_k+1} = I_{d_k+1} + jI_{q_k+1}$). O processo da Figura 47 garante que as correntes de falta e tensões pós-falta sejam obtidas com base nas correntes que realmente os conversores estarão fornecendo durante os defeitos. Caso essas correntes e tensões fossem calculadas com base somente nas equações (51) e (52), os valores encontrados não seriam correspondentes a realidade, pois, no período pós-falta, estaria sendo considerado que a corrente injetada pelos conversores seria puramente ativa e com valor igual ao período pré-falta.

A fim de validar o procedimento iterativo da Figura 47, foram comparadas as respostas obtidas por esse procedimento com aquelas de uma simulação elétrica

realizada no *software* PSIM, para uma falta trifásica franca na barra 03 do sistema elétrico da usina fotovoltaica mostrado na Figura 43. Na Tabela 8, são apresentados em regime permanente os valores das variáveis corrente ativa (I_d) e reativa (I_q) do conjunto de conversores desse sistema, corrente I_{12} que circula entre as barras 01 e 02, a diferença angular entre essa corrente e a tensão V_2 da barra 02 e tensão V_1 da barra 01. Conforme os dados da Tabela 8, para todas essas variáveis, o método iterativo apresentou um erro em relação aos valores encontrados pela simulação no *software* PSIM inferior a 0,1%, demonstrando a validade desse método. Apesar de não mostrado, os demais valores de correntes e tensões do método iterativo também apresentaram erros inferiores a 0,1%.

Tabela 8 – Comparação entre os resultados do PSIM e do processo iterativo.

Variável	PSIM	Iterativo	Erro relativo (%)
I_d	698,18 A	698,46 A	0,04%
I_q	-169,80 A	-169,75 A	-0,03%
I_{12}	192,09 A	191,93 A	0,08%
$\Delta\theta(I_{12} - V_2)$	-74,88°	-74,94°	0,08%
V_5	197,85 V	197,98 V	0,06%

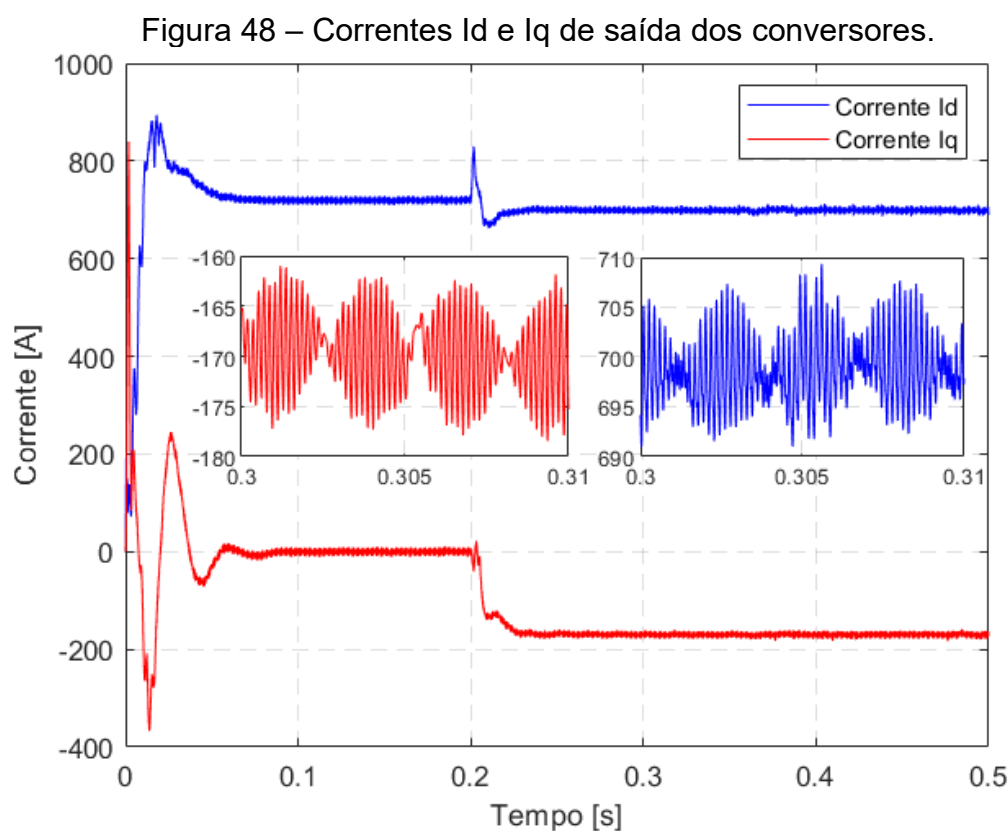
Fonte: Autoria própria.

Esse pequeno erro é decorrente do método iterativo determinar os valores das variáveis utilizando o sistema em pu e o *software* PSIM trabalhar com os valores reais de tensão, corrente e impedâncias. No processo manual em que foi realizada a transformação das impedâncias em pu para resistência, indutância e capacitância para serem utilizadas no *software* PSIM, acabam ocorrendo erros de arredondamentos. Por exemplo, por conta desses arredondamentos, antes da ocorrência do curto-circuito, mesmo garantindo que a tensão na barra 01 seja igual a 1 pu tanto no PSIM quanto no método iterativo, no ponto de conexão dos conversores (barra 05), as tensões apresentam uma pequena diferença, 223,89 V pelo método iterativo e 223,77 V pelo PSIM, o que acaba interferindo no cálculo da corrente I_q pela equação (53).

Além disso, na simulação elétrica do PSIM, por conta do atraso de tempo existente no processo de estimação da tensão do ponto de conexão do conversor por sua estrutura de sincronismo, há sempre uma variação no sinal de saída da malha de controle de corrente, o qual deve ser sintetizado pela estrutura de modulação PWM do conversor. Isso acaba também acarretando em variações das componentes dq da corrente de saída do conversor, fazendo com que o sistema de controle de corrente

não consiga instantaneamente seguir perfeitamente os valores de referência de corrente. Entretanto, em termos de valores médios, as componentes dq da corrente de saída são muito próximos dos valores de referência.

Na Figura 48, são mostradas as correntes I_d e I_q do conjunto de conversores para a falta trifásica na barra 03, que acontece no instante de 0,2 s. Nota-se que a faixa de ondulação dessas correntes superam 10 A após a ocorrência do defeito. Apesar das ondulações, a média dos valores das correntes se aproximam dos valores determinados pelo método iterativo, justificando, assim, a pequena diferença entre os resultados da simulação no PSIM e os desse método.



Fonte: Autoria própria.

Após ter sido comprovada a validade dos resultados alcançados pelo processo iterativo através dos valores da Tabela 8, para uma falta fase-fase (FF) na barra 01, verificou-se a diferença dos valores de tensão e corrente obtidos pelo processo iterativo e pelo método clássico descrito no início desta seção.

Na Tabela 9, são apresentados os valores da tensão da barra 02 e das correntes que circula no sentido da barra 1 para a 2, os quais são utilizados para sensibilizar a função de proteção de sobrecorrente direcional ANSI 67. Na Tabela 9,

são também apresentados os valores das tensões de polarização V_{Pa} , V_{Pb} e V_{Pc} também necessárias para atuação da função 67, que são iguais, respectivamente, aos valores de V_{bc} pré-falta e V_{ca} e V_{ab} durante a falta. É utilizado o valor de V_{bc} pré-falta para a tensão V_{Pa} , pois o valor de V_{bc} durante a falta não é suficiente para sensibilizar o relé de proteção, mais detalhes do ajuste da função 67 podem ser vistos no Apêndice B.

Analisando os valores valores da Tabela 9, percebe-se que não há diferença significativa entre as tensões obtidas por ambos os métodos. Já quando se observar os valores de corrente, nota-se que a há uma diferença significativa entre valores obtidos pelos métodos, o que acaba também acarretando em uma significativa diferença entre os ângulos $\Delta\theta$ utilizados para a atuação da função 67, o que poderia levar a uma não atuação dessa função de proteção ajustada utilizando os valores de correntes determinadas pelo método clássico. Dessa forma, valida-se também a importância do processo iterativo da Figura 47 para a determinação das correntes de falta do sistema elétrico.

Tabela 9 – Comparação entre o processo iterativo e o método clássico de cálculo de correntes de curto-circuito.

Condição Operacional	Falta FF (clássico)	Falta FF (iterativo)	Diferença de magnitude	Diferença angular
V_a (V)	7967 \angle 0°	8034 \angle -0,76°	67	0,76
V_b (V)	3983 \angle -179,99°	4017 \angle 179,24°	34	0,77
V_c (V)	3983 \angle 179,99°	4016 \angle 179,23°	33	0,76
V_{bc} (V)	1,18 \angle -78,76°	1,18 \angle -147,73°	0	68,67
V_{ca} (V)	11951 \angle 179,99°	12050 \angle 179,23°	99	0,76
V_{ab} (V)	11950 \angle 0°	12051 \angle -0,75°	101	0,75
I_a (A)	8,14 \angle -185,44°	27,08 \angle -141,68°	18,94	43,76
V_{Pa} (V)	13800 \angle -90°	13800 \angle -90°	0	0
$\Delta\theta(I_a-V_{Pa})^\circ$	\angle -95,44°	\angle -51,68°	-	43,76
I_b (A)	17,67 \angle 281,99°	5,93 \angle 153,10°	11,74	128,89
V_{Pb} (V)	11951 \angle 179,99°	12050 \angle 179,23°	99	0,76
$\Delta\theta(I_b-V_{Pb})^\circ$	\angle 102°	\angle -26,13°	-	128,13
I_c (A)	17,10 \angle 74,97°	30,05 \angle 27,98°	12,95	46,99
V_{Pc} (V)	11950 \angle 0°	12051 \angle -0,75°	101	0,75
$\Delta\theta(I_c-V_{Pc})^\circ$	\angle 74,97°	\angle 28,73°	-	46,24

Fonte: Autoria própria.

Então, utilizando o processo iterativo da Figura 47 e considerando os diagramas e os valores de impedâncias apresentados na seção 5.1, juntamente com o circuito equivalente utilizado para o conjunto de conversores empregados na usina fotovoltaica, foram calculadas as correntes de curto-circuito que podem circular no elo

fusível da distribuidora de energia no ponto de conexão das instalações do acessante à rede de distribuição e no relé da subestação da UC, para as seguintes faltas nas barras 01, 02, 03 e 04:

- ✓ Faltas trifásicas (FFF);
- ✓ Faltas bifásicas (FF);
- ✓ Faltas bifásicas a terra (FFT);
- ✓ Faltas fase-terra (FT);
- ✓ Faltas fase-terra-mínima (FTM), com impedância de falta $R_f = 40 \Omega$.

As correntes de curto-circuito são utilizadas para realizar o ajuste das funções de proteção de sobrecorrente da usina fotovoltaica, o qual é apresentado no Apêndice B deste trabalho. Além disso, foram considerados dois cenários: com geração fotovoltaica máxima da usina e sem geração fotovoltaica. O valor da fonte de corrente equivalente ao conjunto de conversores, para o cenário com geração máxima, é igual 718,80 A. Esse valor de corrente é referente à soma das correntes de saída CA máxima dos cinco conversores empregados na usina fotovoltaica.

Para o cenário de geração máxima, apesar de a magnitude dessa fonte de corrente ser considerada constante durante os curtos-circuitos, sua fase em relação à tensão no ponto de conexão dos conversores (barra 05) varia para os diferentes tipos de faltas analisadas. Conforme apresentado no Capítulo 3, a fase dessa corrente e, conseqüentemente, a sua parcela reativa irão depender da queda ou elevação de tensão gerada pelo defeito na barra em que os conversores estão conectados, sendo calculadas pelo processo iterativo descrito anteriormente nesta seção.

A condição das tensões pré-falta necessárias para realizar o cálculo das correntes de curto-circuito foi obtida por meio do cálculo fluxo de potência, considerando, como impedâncias constantes e fator de potência de 0,85, as cargas de 294.855 VA e 494.700 VA instaladas, respectivamente, nos secundários dos transformadores T1 (300 kVA) e T2 (500 kVA). Para cada uma dessas cargas, foram considerados bancos de capacitores para corrigir o fator de potência para 1,00, conforme os dados da Tabela 6, a fim de evitar que o acessante venha a ser taxado por fator de potência inadequado da energia consumida da rede da distribuidora. Além disso, a barra 01 foi considerada como barra de referência do sistema com tensão de 1 pu.

Nas Tabelas 10 e 11, são apresentados os valores das correntes de curto-circuito calculados, respectivamente, para os cenários com geração máxima e sem

geração fotovoltaica. Na Tabela 10, é também indicado o sentido da corrente, Distribuidora/Acessante (corrente no sentido da rede da distribuidora para a subestação do acessante) ou Acessante/Distribuidora (corrente no sentido da subestação do acessante para a rede da distribuidora) que circula no relé da subestação. Para faltas na barra 01, o valor da corrente de fase indicada na Tabela 10 que circula no relé da subestação é referente à fase do sistema sob defeito que apresenta a maior corrente e fluxo de potência ativa no sentido Acessante/Distribuidora durante o defeito na rede elétrica. Já o valor de corrente indicada que circula no fusível da distribuidora, também para faltas na barra 01, é referente à fase do sistema com maior magnitude de corrente durante o defeito.

Tabela 10 – Correntes de curto-circuito com geração fotovoltaica máxima.

Tipo de falta	Local da falta	Fusível Distribuidora		Relé da Subestação		
		Corrente (A)		Corrente (A)		Sentido
		Fase	$3I_0$	Fase	$3I_0$	
FFF	01	1401	0	19	0	Acessante/Distribuidora
	02	1396	0	1396	0	Distribuidora/Acessante
	03	191	0	191	0	
	04	301	0	301	0	
FF	01	1226	0	5	0	Acessante/Distribuidora
	02	1222	0	1222	0	Distribuidora/Acessante
	03	172	0	172	0	
	04	275	0	275	0	
FFT	01	1271	529	30	0	Acessante/Distribuidora
	02	1267	529	1267	529	Distribuidora/Acessante
	03	174	0	174	0	
	04	274	0	274	0	
FT	01	763	770	6	0	Acessante/Distribuidora
	02	762	769	762	769	Distribuidora/Acessante
	03	138	0	138	0	
	04	215	0	215	0	
FTM	01	188	181	7	0	Distribuidora/Acessante
	02	188	181	188	181	
	03	8	0	8	0	
	04	8	0	8	0	

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 12, é apresentada a variação dos níveis das correntes de falta nas barras do sistema com a inserção da usina fotovoltaica, tendo sido calculada a variação percentual de acordo com a equação (54).

Tabela 11 – Correntes de curto-circuito sem geração fotovoltaica.

Tipo de falta	Local da falta	Fusível Distribuidora		Relé da Subestação	
		Corrente (A)		Corrente (A)	
		Fase	3I ₀	Fase	3I ₀
FFF	01	1408	0	0	0
	02	1403	0	1403	0
	03	201	0	201	0
	04	303	0	303	0
FF	01	1232	0	27	0
	02	1228	0	1228	0
	03	187	0	187	0
	04	275	0	275	0
FFT	01	1280	525	24	0
	02	1277	524	1277	524
	03	186	0	186	0
	04	275	0	275	0
FT	01	771	767	26	0
	02	770	766	770	766
	03	145	0	145	0
	04	221	0	221	0
FTM	01	207	181	28	0
	02	207	181	207	181
	03	27	0	27	0
	04	27	0	27	0

Fonte: Autoria própria.

$$\Delta I(\%) = \frac{I_{f-COM UFV} - I_{f-SEM UFV}}{I_{f-SEM UFV}} 100\% \quad (54)$$

Nota-se na Tabela 12 que, de maneira geral, a inserção da minigeração fotovoltaica provocou um aumento nos níveis das correntes de falta do sistema. As variações das correntes de falta foram mais significativas na barra 04, pelo fato dessa barra está mais próxima do ponto de conexão dos conversores (barra 05) e, conseqüentemente, receber maior suporte de reativo por parte desses equipamentos durante o defeito. As menores variações das correntes de falta foram para defeitos envolvendo a terra, tendo em vista os conversores não fornecerem corrente de sequência zero e também por não existir um caminho para a circulação dessa corrente entre a barra 04 e as barras 01, 02 e 03, por conta de a configuração de ligação dos enrolamentos dos transformadores ser delta/estrela aterrada.

Tabela 12 – Variação das correntes de falta com a inserção da usina fotovoltaica.

Tipo de Falta/Barra	01			02		
	Sem UFV	Com UFV	Variação	Sem UFV	Com UFV	Variação
FFF	1408	1416	0,57%	1403	1411	0,57%
FF	1220	1230	0,82%	1215	1226	0,91%
FFT	1290	1300	0,78%	1287	1297	0,78%
FT	767	770	0,39%	766	769	0,39%
FTM	181	181	0,00%	181	181	0,00%
Tipo de Falta/Barra	03			04		
	Sem UFV	Com UFV	Variação	Sem UFV	Com UFV	Variação
FFF	7142	7162	0,28%	10908	11517	5,58%
FF	6185	6186	0,02%	9446	10016	6,03%
FFT	7429	7429	0,00%	11568	12249	5,89%
FT	7545	7546	0,01%	11814	12429	5,21%
FTM	5	5	0,00%	5	5	0,00%

Fonte: Autoria própria.

5.3 GANHOS DOS CONTROLADORES PROPORCIONAL-INTEGRAL (PI)

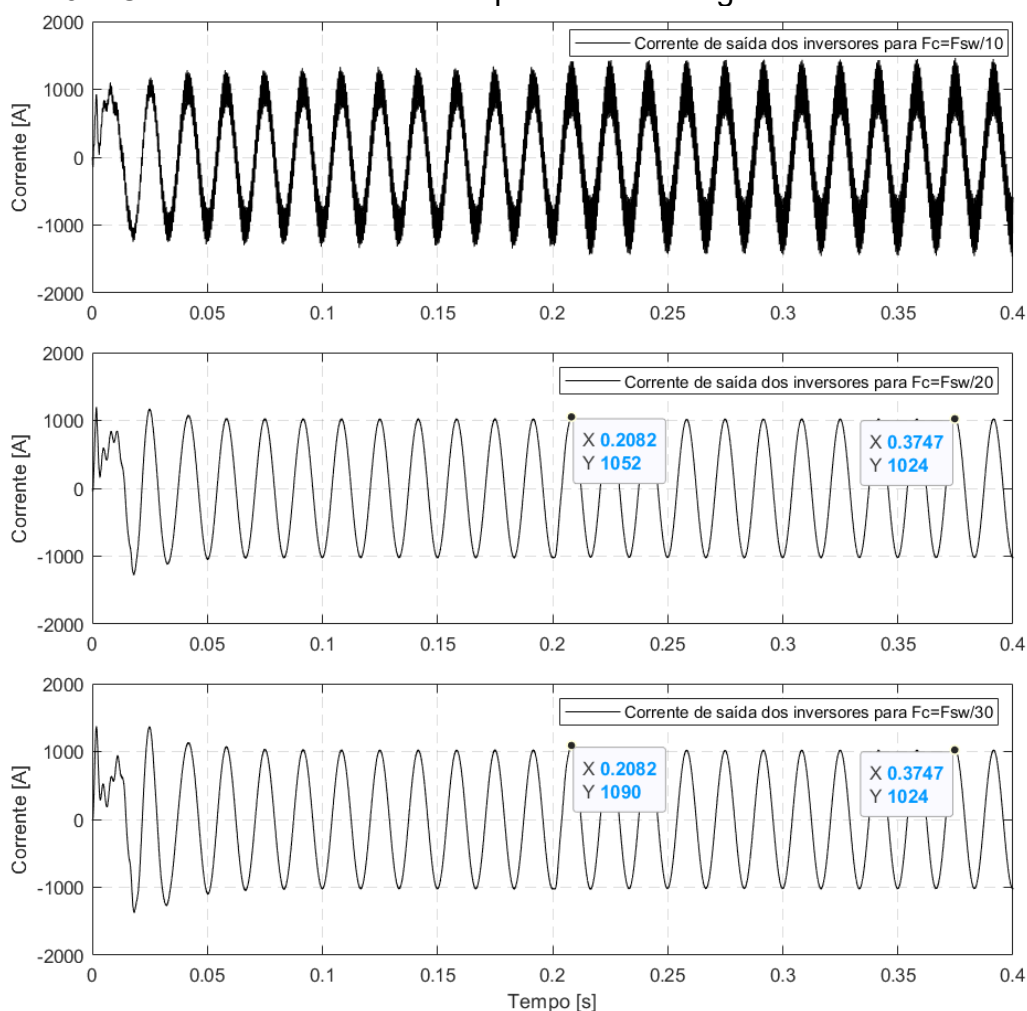
Conforme já foi explanado no Capítulo 3, deseja-se que malha de controle de corrente apresente a resposta mais rápida possível, mas também limitada ao ponto que o sistema de modulação PWM dos interruptores semicondutores consiga responder às referências de tensões V_i^* geradas por essa malha de controle. Um dos indicativos da velocidade de resposta de um sistema de segunda de ordem, que é o caso dessa malha de controle, é a frequência de cruzamento por zero do diagrama de Bode do módulo da função de transferência de malha aberta. Quanto maior for o valor dessa frequência, mais rápida será a resposta esperada do sistema.

Já a velocidade de resposta do sistema de modulação PWM está diretamente relacionada à frequência de comutação dos interruptores semicondutores. Tendo em vista que a malha de controle de corrente deve possuir uma velocidade de resposta mais lenta que a do sistema de modulação, verificou-se, por meio de simulações, que adotando uma frequência de cruzamento para a malha de corrente 20 vezes menor à frequência de comutação dos interruptores semicondutores do estágio CC-CA, obtém-se ainda uma rápida resposta e com baixo conteúdo harmônico.

Na Figura 49, é apresentada a corrente de saída do conjunto de conversores empregados na usina fotovoltaica, para as frequências de cruzamento (F_c) da malha de controle de corrente de 10, 20 e 30 vezes menores que a frequência de comutação (F_{sw}) dos interruptores semicondutores. Nota-se que, no caso da frequência de cruzamento 10 vezes menor que a de comutação, a corrente de saída dos

conversores apresenta um conteúdo harmônico muito elevado, possuindo uma THD de aproximadamente 30%, pois o sistema de modulação PWM dos interruptores semicondutores não consegue responder à velocidade da malha de corrente. Já, quando essa frequência de cruzamento é 20 vezes menor que a de comutação, o conteúdo harmônico da corrente é reduzido drasticamente, apresentando uma THD de aproximadamente 0,8%, não havendo diferença significativa em relação ao conteúdo harmônico para a frequência de cruzamento 30 vezes menor que a de comutação.

Figura 49 – Corrente dos conversores para diferentes ganhos dos controladores.



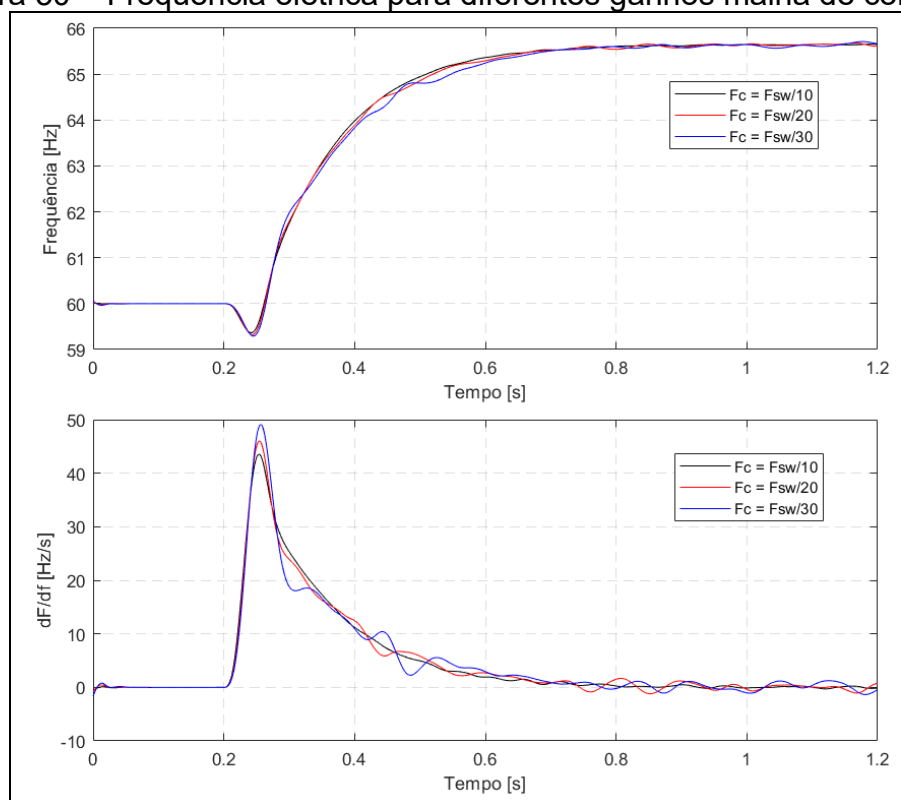
Fonte: Autoria própria.

Entretanto, a resposta do sistema para a frequência de cruzamento 30 vezes menor que a de comutação é um pouco mais lenta que a de 20 vezes. No instante de tempo de 0,2 s, é simulado um curto-circuito no sistema elétrico, mas sem ser alterada a corrente de referência de saída do conjunto de conversores, ou seja, mesmo durante

o defeito, em seu período de regime permanente, o conjunto de conversores do sistema devem continuar injetando na rede elétrica a corrente de referência de 1024 A (valor de pico). Na Figura 49, nota-se que, no primeiro pico de corrente após o defeito, no instante de 0,2082 s, a malha de controle de corrente com frequência de cruzamento 20 vezes menor que a de comutação consegue limitar o pico da corrente (1052 A) para um valor mais próximo ao de referência quando comparado ao valor do pico de corrente (1090 A) do controle com frequência de cruzamento 30 vezes menor que a de comutação. Isso indica que o controle de corrente com a frequência de cruzamento 20 vezes menor que a de comutação atua de maneira mais rápida para tentar manter a corrente de saída do conversor igual ao valor de referência, mesmo sob condições de defeitos na rede elétrica.

Em relação à influência dos ganhos do controle de corrente na resposta da frequência elétrica, na Figura 50, para diferentes valores de frequência de cruzamento (F_c) da malha de corrente, é apresentada a frequência elétrica e sua taxa de variação para uma situação de ilhamento no instante de 0,2 s na usina fotovoltaica, na qual está ocorrendo geração máxima e as cargas da UC consomem toda a potência gerada.

Figura 50 – Frequência elétrica para diferentes ganhos malha de corrente.



Fonte: Autoria própria.

Como o sistema de controle dos conversores estáticos *on-grid* não regulam a frequência elétrica, nota-se pela Figura 50 que os ganhos dos controladores da malha de corrente não têm praticamente influência na resposta da frequência do sistema ilhado, apresentado a frequência elétrica o mesmo valor de regime permanente para os diferentes valores de frequência de cruzamento (F_c) em relação à frequência de comutação (F_{sw}), havendo apenas uma pequena diferença durante o período transitório. Dessa forma, os ganhos da malha de controle de corrente não interferem nos ajustes das funções de proteção baseadas na frequência elétrica e que são utilizadas para a detecção do ilhamento.

Para determinar os valores dos ganhos K_p e K_i do controlador PI da malha de controle de corrente, de acordo com a frequência de cruzamento por zero previamente definida, substitui-se s por $j\omega_c$ na função de transferência de malha aberta dada na equação (41) e iguala-se o módulo da expressão a um, conforme a apresentado na equação (55).

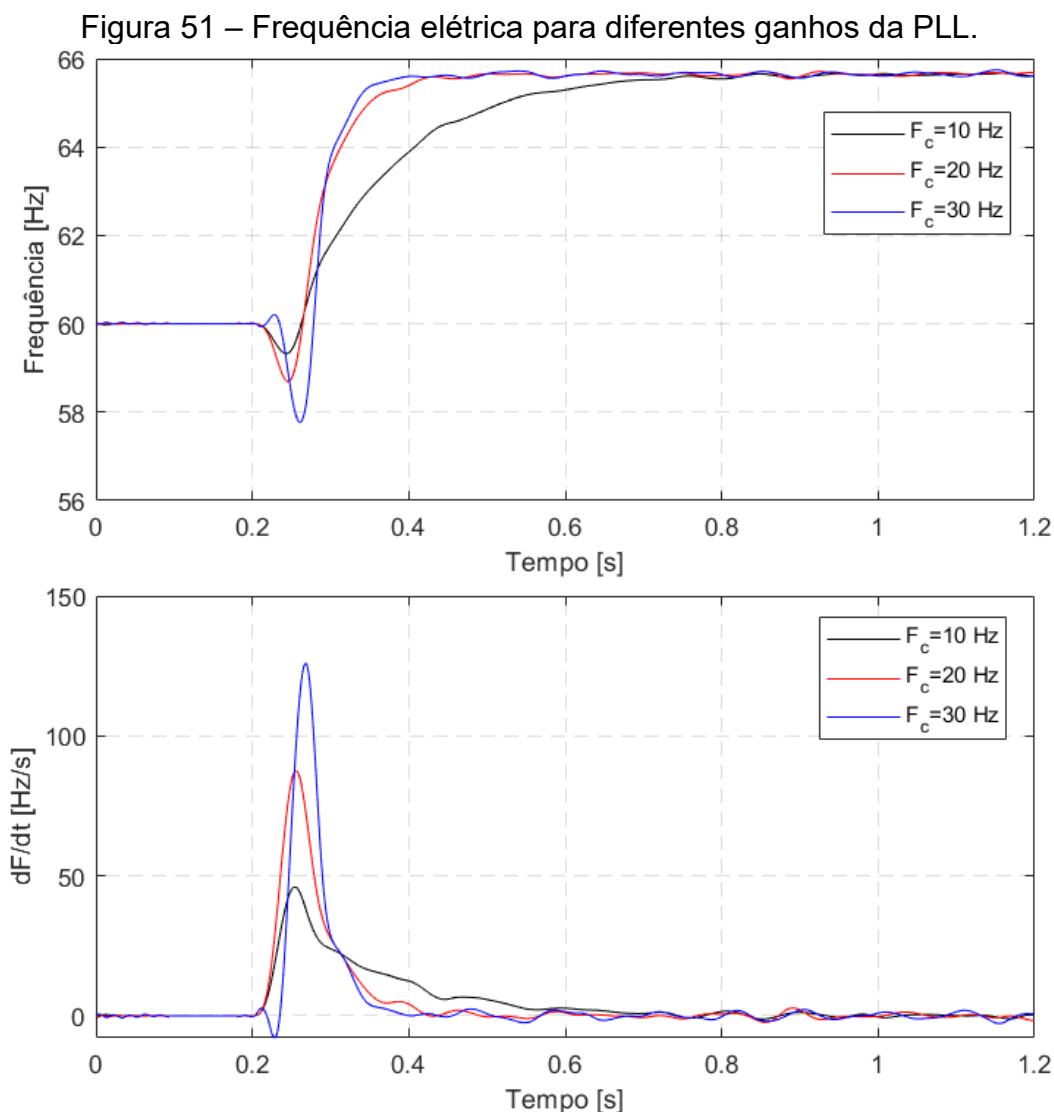
$$1 = \frac{K_p \times (1/L) \times \|j\omega_c + K_i/K_p\|}{\|j\omega_c\| \times \|j\omega_c + R/L\|} \quad (55)$$

De maneira geral, o valor da resistência R é muito próximo de zero por se tratar apenas das perdas dos indutores do filtro e o fator R/L se torna desprezível quando comparado ao valor da frequência de cruzamento por zero ω_c . Além disso, considerando que $K_i/K_p \leq \omega_c/10$, a equação (55) pode ser simplificada pela equação (56). Logo, encontra-se que $K_p = \omega_c L$ e $K_i \leq \omega_c^2 L/10$, tendo sido adotado $K_i = \omega_c^2 L/10$.

$$1 = \frac{K_p \times (1/L)}{\omega_c} \quad (56)$$

Apesar de os conversores estáticos não regularem a frequência elétrica, ou seja, a frequência elétrica é definida pela rede, quando os conversores estão conectados a ela, ou pela diferença entre carga e geração no momento da ocorrência do ilhamento, os ganhos do controlador PI da estrutura de sincronismo do conversor apresentada na seção 3.2.1 interferem de forma significativa na resposta transitória da frequência elétrica. Na Figura 51, é apresentado o comportamento da frequência

elétrica para a mesma situação de ilhamento no instante de 0,2 s descrita anteriormente, mas considerando diferentes valores da frequência de cruzamento (F_c) do controlador PI da estrutura de sincronismo.



Fonte: Autoria própria.

Nota-se pela Figura 51 que, em regime permanente, o valor da frequência elétrica é igual para as diferentes frequências de cruzamento do controlador PI da estrutura PLL, mas durante o período transitório há uma diferença significativa entre as respostas da frequência elétrica, o que interfere nos ajustes das funções de proteção baseadas na frequência elétrica. Percebe-se que quanto maior o valor da frequência de cruzamento mais rápida é a resposta da frequência elétrica, sendo alcançado o valor de regime permanente de forma mais rápida. Dessa maneira, é essencial o conhecimento da modelagem matemática da estrutura de sincronismo do

conversor estático para o ajuste das funções de proteção anti-ilhamento, sendo considerado neste trabalho e nas análises doravante apresentadas o valor da frequência de cruzamento (F_c) igual a 10 Hz e coeficiente de amortecimento de 0,707, conforme apresentado no Capítulo 3, resultando nos ganhos K_p e K_i do controlador PI da estrutura PLL iguais, respectivamente, a 0,286 e 12,735.

5.4 AJUSTE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO

Ao longo desta seção serão apresentados os critérios para determinar os ajustes das funções de proteção anti-ilhamento que deverão ser desempenhadas pelo relé PEXTRON URP6000 a ser instalado na subestação do acessante, após a entrada em operação do sistema de minigeração fotovoltaica. A definição dos ajustes dessas funções de proteção tem o objetivo de evitar que o sistema de geração passe a operar de forma ilhada em caso de perda da rede elétrica.

5.4.1 Ajuste das funções de proteção de frequência 81U, 81O e 81R

O emprego das funções de proteção de frequência 81U, 81O e 81R nas instalações do acessante visa detectar situações de ilhamento do sistema de minigeração fotovoltaica e, então, desconectar o sistema geração da rede de distribuição de energia. As funções 81U e 81O atuam, respectivamente, quando a frequência da rede elétrica atinge valores inferiores e superiores aos ajustados para essas proteções. Já a função 81R atua com base na taxa de variação de frequência da rede elétrica.

O ilhamento ocorre quando há a perda do fornecimento de energia pela distribuidora e o sistema de minigeração fotovoltaica tem capacidade para atender a carga da UC. Nessa situação, a fim de evitar que, quando a distribuidora volte a fornecer energia, os sistemas de distribuição e de minigeração fotovoltaica fiquem fora de sincronismo, causando problemas às instalações elétricas, é necessário detectar essa situação e realizar a desconexão física do sistema de geração da rede de distribuição, por meio da abertura do disjuntor de média tensão da subestação do acessante.

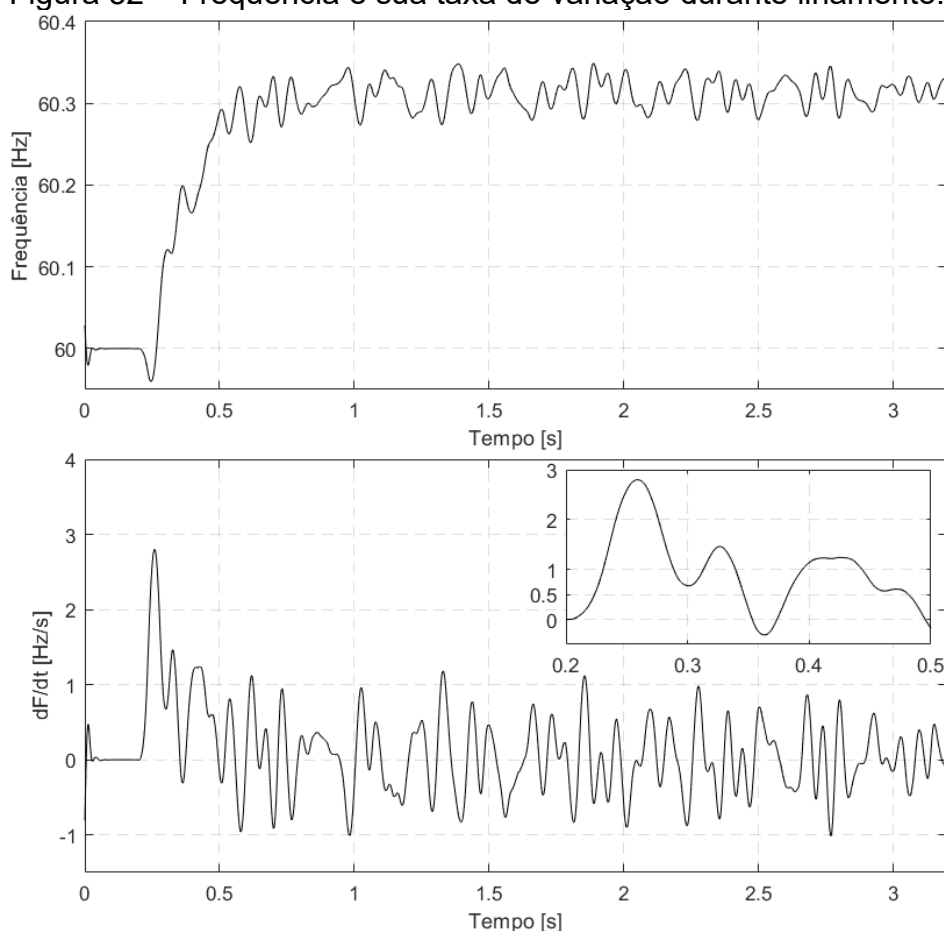
Quando ocorre a perda da geração por parte do sistema de distribuição, se o sistema de minigeração fotovoltaica possuir capacidade para atender as cargas, o sistema elétrico consegue alcançar um novo ponto de equilíbrio. Durante o período transitório ou de regime permanente desse novo ponto de equilíbrio, a frequência da rede elétrica pode atingir valores diferentes do seu valor nominal, que podem ser detectados pelas proteções de frequência, indicando a ocorrência do ilhamento.

Os ajustes das funções de proteção de 81U e 81O são prescritos pela norma técnica I-432.0004 da distribuidora de energia, a qual define os tempos de atuação de 2 s para a subfrequência de 59,5 Hz e sobrefrequência de 60,5 Hz e de 0,2 s para a subfrequência de 57 Hz e sobrefrequência de 62 Hz. Já o ajuste da função 81R é determinado por meio de simulação de cenários operacionais de ilhamento em que a variação de frequência não é suficiente para sensibilizar as funções 81U e 81O.

O ilhamento se torna cada vez mais difícil de ser detectado pelas funções de proteção de frequência quanto menor for a corrente elétrica consumida da rede de distribuição pelas as instalações do acessante no momento em que ocorre esse evento. Para emular essa situação e determinar o ajuste da função 81R, para a condição de máxima geração fotovoltaica, as cargas Z_{L1} e Z_{L2} , com seus respectivos bancos de capacitores Z_{C1} e Z_{C2} , indicadas na Tabela 6 foram ajustadas de modo que fosse consumida do sistema distribuição uma corrente muito próxima de zero. Essas cargas foram ajustadas com fator de potência de 0,85 e com os seguintes valores de impedância: $Z_{L1} = 0,588 + j0,363\Omega$; e $Z_{L2} = 0,352 + j0,218\Omega$. Os capacitores ligados em delta referentes aos bancos Z_{C1} e Z_{C2} foram ajustados, respectivamente, em 708 μF e 1182 μF . Além disso, os ajustes dos controladores dos conversores estáticos são aqueles definidos na seção 5.3. Com esses ajustes, a UC demanda do sistema de distribuição uma corrente de 0,075 A (rms) e uma potência ativa de 882 W e reativa de 1650 Var antes do ilhamento.

Na Figura 52, são apresentados os comportamentos da frequência elétrica e de sua taxa de variação no tempo para a condição de ilhamento descrito anteriormente. O ilhamento ocorre em 0,2 s, sendo o período transitório antes desse instante tempo referente à inicialização do sistema elétrico no *software* PSIM utilizado para realizar a simulação elétrica. Nota-se por essa figura que ao longo dos 3 s de simulação do ilhamento a frequência elétrica não ultrapassou 60,5 Hz, conseqüentemente, não sensibilizando a função de sobrefrequência 81O. Por outro lado, a taxa variação de frequência atingiu valores significativos.

Figura 52 – Frequência e sua taxa de variação durante ilhamento.



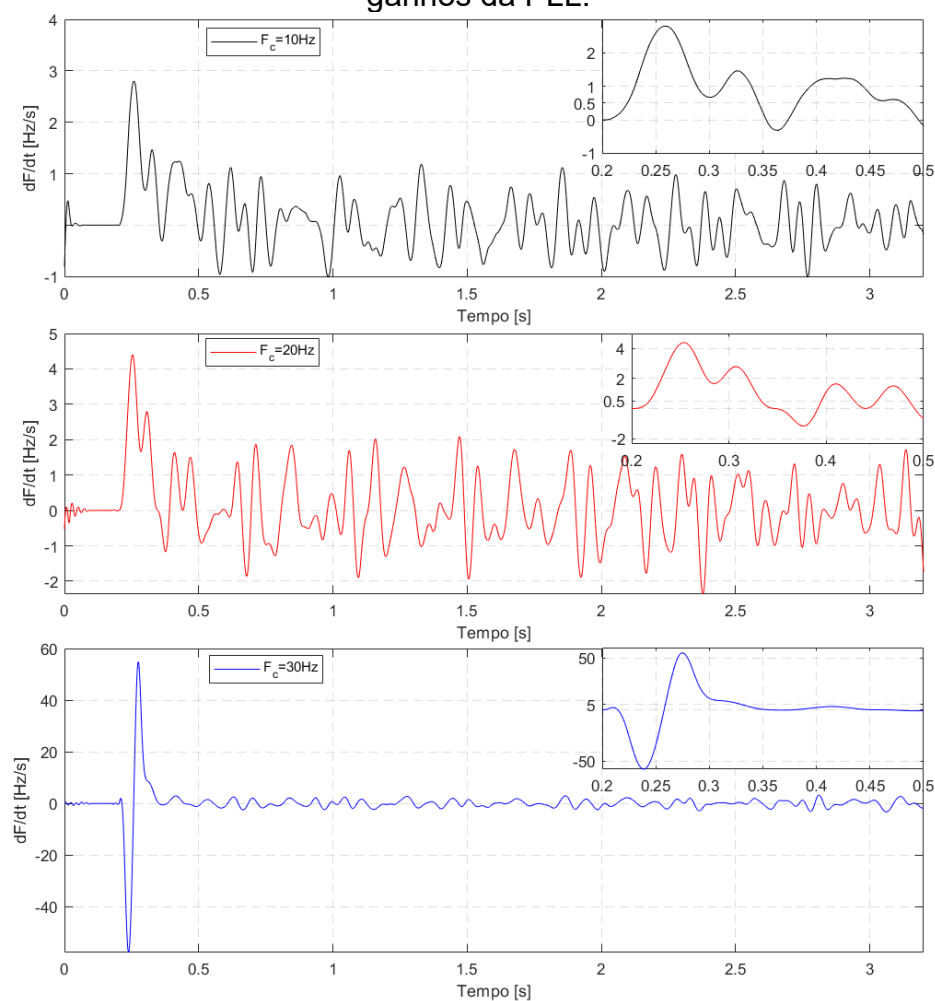
Fonte: Autoria própria.

Apesar desse caso de ilhamento ser muito difícil de ocorrer, tendo em vista a variabilidade da geração fotovoltaica e da demanda da UC, ele pode ser utilizado como caso crítico de ajuste da função 81R. Percebe-se na Figura 52 que nos primeiros instantes do ilhamento (0,2 a 0,4 s) a taxa de variação de frequência ultrapassa 0,5 Hz/s e permanece acima desse valor por mais de 0,1 s. Após esses primeiros instantes de tempo, em nenhum outro momento a taxa de variação de frequência permanece acima ou abaixo de um determinado valor por mais de 0,1 s. Dessa forma, definiu-se o ajuste da função 81R como sendo igual a 0,5 Hz/s com um tempo de atuação 0,1 s. O ajuste de 0,5 Hz/s é válido tanto para valores positivos da taxa de variação de frequência quanto para negativos, ou seja, menores que -0,5 Hz/s.

O ajuste realizado anteriormente para a função 81R foi baseado no comportamento da taxa de variação de frequência, adotando-se o ajuste de 10 Hz para a frequência de cruzamento (F_c) dos controladores PI da estrutura de sincronismo com a rede do conversor estático, conforme apresentado na seção 5.3.

A fim de analisar a influência que o valor dessa F_c poderia ter no ajuste na função 81R, na Figura 53, é mostrado o comportamento da taxa de variação da frequência para as F_c iguais a 10, 20 e 30 Hz.

Figura 53 – Taxa de variação de frequência durante ilhamento para diferentes ganhos da PLL.



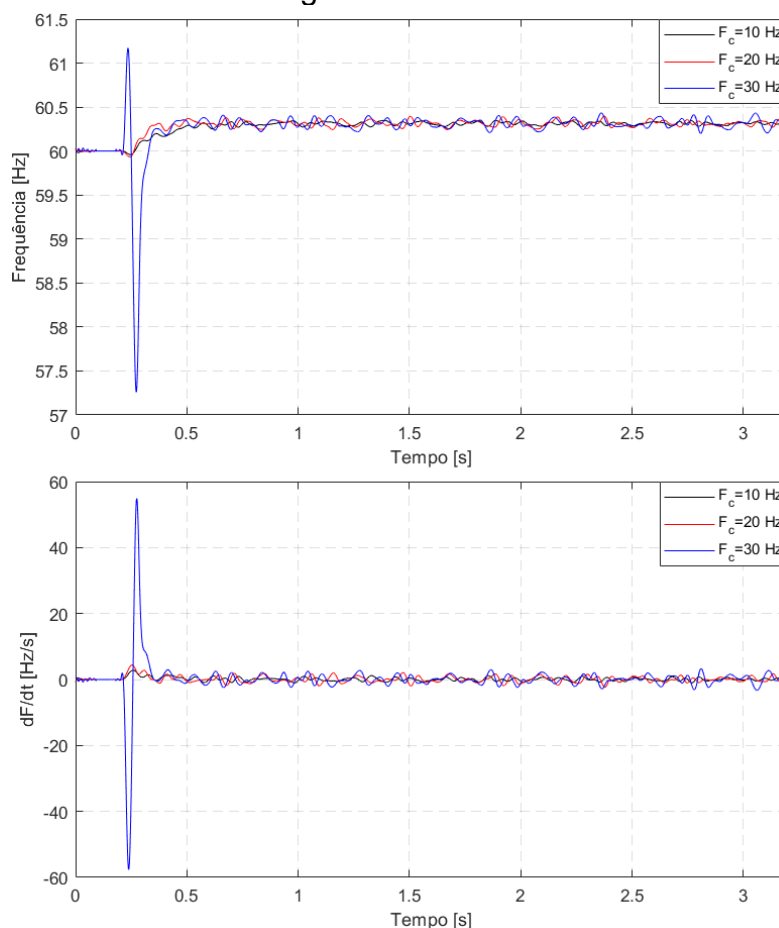
Fonte: Autoria própria.

Percebe-se pela Figura 53 que, para valores maiores de F_c , os picos da taxa de variação de frequência também são maiores. Para as F_c de 10 e 20 Hz, não há uma diferença significativa no comportamento da taxa de variação de frequência que possa gerar a necessidade de ajustes diferentes da função de proteção 81R, caso fosse adotada uma ou outra dessas F_c . Entretanto, para a F_c de 30 Hz, já há uma diferença significativa nos primeiros instantes logo após a ocorrência do ilhamento e que são utilizados pela função 81R para a detecção desse evento. Nesse período, nota-se que, para a F_c igual a 30 Hz, os picos da taxa de variação de frequência são significativamente maiores que para as F_c de 10 e 20 Hz.

Além disso, para a F_c igual a 30 Hz, as variações dos valores da taxa de variação de frequência são muito mais rápidas, isto é, a taxa de variação de frequência não permanece maior ou menor que um determinado valor por um período de tempo superior a aproximadamente 0,05 s. Assim, caso fosse adotado o valor de 30 Hz para a F_c , seria necessário adotar um outro ajuste para a função 81R para que ela conseguisse detectar o ilhamento, devendo o ajuste ser de 5 Hz com um tempo de atuação de 0,05 s. Portanto, mostrando como a adoção de parâmetros do modelo do conversor estático não correspondentes aos valores reais do equipamento podem afetar a validade de um estudo de proteção.

A fim de mostrar que o valor da F_c da estrutura de sincronismo do conversor estático *on-grid* não interfere no valor de regime permanente da frequência elétrica, na Figura 54, são mostrados os comportamentos da frequência e de sua taxa de variação para as três F_c e para a mesma situação de ilhamento descrita anteriormente.

Figura 54 – Frequência e sua taxa de variação durante ilhamento para diferentes ganhos da PLL.



Fonte: Autoria própria.

Nota-se na Figura 54 que, passado o período transitório, os comportamentos para as Fc de 10, 20 e 30 Hz são praticamente os mesmos. Sendo mostrado mais uma vez que o conversor estático *on-grid* não regula a frequência elétrica e, conseqüentemente, não interferindo no ajuste das funções 81U e 81O.

No relé de proteção do acessante, a unidade 81 é composta pelas proteções 81U, 81O e 81R e possui oito estágios: dois estágios de subfrequência (81U1 e 81U2); dois estágios de sobrefrequência (81O1 e 81O2); dois estágios de derivada de subfrequência (81UR1 e 81UR2); e dois estágios de derivada de sobrefrequência (81OR1 e 81OR2). Na Tabela 13, são apresentados os parâmetros disponíveis para ajuste referente a essa unidade 81.

Tabela 13 – Resumo dos ajustes das funções de proteção 81U, 81O e 81R.

Relé PEXTRON URP6000 – Funções de proteção 81U, 81O e 81R			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
Fnominal	Frequência nominal de operação	50 ou 60 Hz	60 Hz
F<<1 fp	Frequência de ajuste 81U Nível 1 (81U1)	41,0 ... 69,0 Hz	59,5 Hz
F<<1 t	Tempo de atuação 81U Nível 1 (81U1)	0,1 ... 60,0 s	2,0 s
F<<2 fp	Frequência de ajuste 81U Nível 2 (81U2)	41,0 ... 69,0 Hz	57,0 Hz
F<<2 t	Tempo de atuação 81U Nível 2 (81U2)	0,1 ... 60,0 s	0,2 s
F>>1 fp	Frequência de ajuste 81O Nível 1 (81O1)	41,0 ... 69,0 Hz	60,5 Hz
F>>1 t	Tempo de atuação 81O Nível 1 (81O1)	0,1 ... 60,0 s	2,0 s
F>>2 fp	Frequência de ajuste 81O Nível 2 (81O2)	41,0 ... 69,0 Hz	62,0
F>>2 t	Tempo de atuação 81O Nível 2 (81O2)	0,1 ... 60,0 s	0,2 s
<<1 dF P	Frequência de ajuste 81R de subfrequência Nível 1 (81UR1)	41,0 ... 69,0 Hz	60 Hz
<<1dF/dt	Derivada máxima de ajuste 81R de subfrequência Nível 1 (81UR1)	0,0 ... 10,0 Hz/s	0,5 Hz/s
<<1dF t	Tempo de atuação 81R de subfrequência Nível 1 (81UR1)	0,1 ... 10,0 s	0,1 s
<<2 dF P	Frequência de ajuste 81R de subfrequência Nível 2 (81UR2)	41,0 ... 69,0 Hz	60 Hz
<<2dF/dt	Derivada máxima de ajuste 81R de subfrequência Nível 2 (81UR2)	0,0 ... 10,0 Hz/s	0,5 Hz/s
<<2dF t	Tempo de atuação 81R de subfrequência Nível 2 (81UR2)	0,1 ... 10,0 s	0,1 s
>>1 dF P	Frequência de ajuste 81R de sobrefrequência Nível 1 (81OR1)	41,0 ... 69,0 Hz	60 Hz
>>1dF/dt	Derivada máxima de ajuste 81R de sobrefrequência Nível 1 (81OR1)	0,0 ... 10,0 Hz/s	0,5 Hz/s
>>1dF t	Tempo de atuação 81R de sobrefrequência Nível 1 (81OR1)	0,1 ... 10,0 s	0,1 s
>>2 dF P	Frequência de ajuste 81R de sobrefrequência Nível 2 (81OR2)	41,0 ... 69,0 Hz	60 Hz
>>2dF/dt	Derivada máxima de ajuste 81R de sobrefrequência Nível 2 (81OR2)	0,0 ... 10,0 Hz/s	0,5 Hz/s
>>2dF t	Tempo de atuação 81R de sobrefrequência Nível 2 (81OR2)	0,1 ... 10,0 s	0,1 s
]F[bf	Banda de frequência de recuperação	0,2 ... 2 Hz	0,2 Hz
]F[t	Tempo de recuperação	0,1 ... 240 s	5 s

Fonte: Autoria própria.

Nota-se na Tabela 13 que os quatros estágios de derivada de sub e sobrefrequência foram ajustados com os mesmos valores, frequência 60 Hz, derivada 0,5 Hz/s e tempo de atuação de 0,1 s, ou seja, havendo uma variação positiva ou negativa de frequência superior a 0,5 Hz/s, por um período de tempo maior ou igual a 0,1 s e para valores de frequência diferentes de 60 Hz, os estágios de derivada de frequência irão atuar.

Se as condições de frequência forem reestabelecidas e todos os estágios de frequência forem desativados, o relé libera a operação da função de recuperação. A faixa de frequência de recuperação é definida por meio do ajuste do parâmetro **] que é somado e subtraído da frequência nominal. O parâmetro **] foi ajustado em 0,2 Hz, desse modo, permanecendo a frequência dentro da faixa de 59,8 a 60,2 Hz por um período de tempo mínimo de 5 s (valor de ajuste do parâmetro **]), o sinal de recuperação é gerado na saída do relé. A função de recuperação é meramente uma indicação da condição de operação dentro da faixa de frequência nominal ajustada no relé.******

5.4.2 Ajuste da função de proteção salto vetorial 78

A função de proteção salto vetorial 78 atua com base na diferença angular entre dois ciclos consecutivos da senoide da tensão da rede elétrica, conforme apresentado no Capítulo 3. Caso essa diferença angular (salto) nos fasores de tensão seja superior ao valor ajustado, a função 78 atua de forma instantânea. Essa diferença angular pode também ser interpretada como uma oscilação de potência e corrente, uma vez que a diferença angular entre as tensões de duas barras do sistema elétrico está diretamente relacionada ao fluxo de potência e corrente que ocorre entre elas.

Como haverá uma oscilação de potência e corrente entre as instalações da UC e o sistema de distribuição, quando houver a perda de geração por esse último, a função de proteção 78 é utilizada para detectar situações de ilhamento. Diferentemente da função de proteção 81R que consegue detectar situações de ilhamento que geram pequenas oscilações de potência e corrente, a função 78 necessita que a oscilação de potência e corrente seja mais significativa para gerar uma diferença angular suficiente para sensibiliza-la e também que não se confunda com uma variação de geração ou demanda de potência da UC.

Assim, para definir o ajuste da função 78, foi considerado a situação de ilhamento em que a geração fotovoltaica é máxima e que cargas Z_{L1} e Z_{L2} das barras 3 e 4 do sistema da Figura 43 consomem toda a geração na condição nominal de tensão. Além disso, as cargas possuem fator de potência de 0,85 com seus respectivos bancos de capacitores ajustados para corrigir o fator de potência para uma unidade. Essas cargas modeladas como impedância constante possuem para essa situação os seguintes valores de impedância: $Z_{L1} = 0,588 + j0,363\Omega$; e $Z_{L2} = 0,352 + j0,218\Omega$. Os capacitores ligados em delta referentes aos bancos das cargas Z_{L1} e Z_{L2} foram ajustados, respectivamente, em 672 μF e 1121 μF . Com esses ajustes, a UC demanda do sistema de distribuição uma corrente de 0,71 A (rms) e uma potência ativa de 488 W e reativa de 17060 Var antes do ilhamento.

Além dessa condição de ilhamento para a qual deseja-se que a função 78 atue, foram considerados mais dois eventos para os quais ela não deve atuar, de forma a verificar se o ajuste definido através da condição de ilhamento é adequado. Os dois eventos considerados foram uma queda de geração de 50% e um aumento de carga de 20% todos em relação à condição pré-ilhamento descrita anteriormente.

Na Tabela 14, são apresentados os valores dos saltos vetoriais máximos entre as três fases do sistema imediatamente após a ocorrência de cada evento. Nota-se pela referida tabela que o ilhamento gera um salto vetorial significativamente superior aos dos demais eventos, sendo claramente possível definir um ajuste para a função 78 que consiga diferenciar a condição de ilhamento das condições de variação de geração e carga que podem ocorrer. Dessa forma, o ajuste da função 78 foi definido como sendo igual a $6,0^\circ$, aproximadamente quatro vezes superior ao salto vetorial do aumento de carga de 20%.

Tabela 14 – Salto vetorial máximo imediatamente após evento.

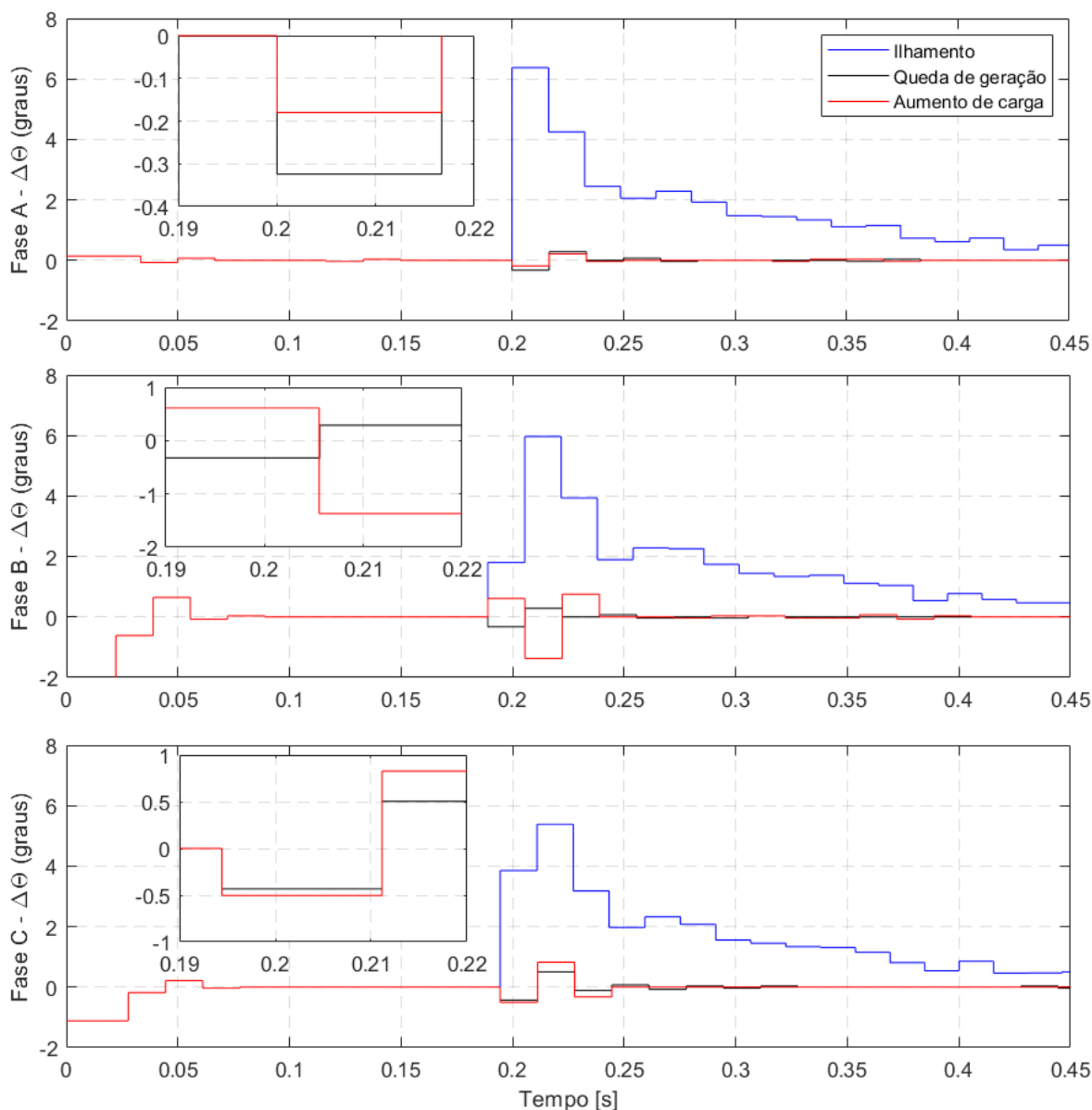
Evento	Salto Vetorial $\Delta\theta$ (graus)
Ilhamento	6,37° (fase A)
Queda de geração de 50%	0,43° (fase C)
Aumento de carga de 20%	1,37° (fase B)

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 55, são apresentados os comportamentos dos saltos vetoriais ao longo do tempo dos eventos descritos anteriormente. Os eventos foram programados para ocorrerem no instante de 0,2 s, os transitórios antes desse instante de tempo são referentes à inicialização do sistema elétrico no *software* PSIM utilizado para realizar

a simulação e também ao erro inerente a detecção do instante de tempo de cruzamento por zero da senoide do algoritmo da função 78, conforme apresentado no Capítulo 3.

Figura 55 – Ângulos dos vetores de tensão durante os eventos.



Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 15, são apresentados os ajustes dos parâmetros do relé de proteção do acessante referentes à função de proteção 78. Além do ângulo, foi ajustada para essa função uma tensão de bloqueio igual a 90% da tensão de fase nominal do sistema, ou seja, 7170 V, a fim de impedir a atuação indevida da proteção durante a ocorrência de curtos-circuitos com afundamentos de tensão, que também

geram saltos vetoriais nos vetores de tensão da rede elétrica. Ademais, no manual do relé de proteção, é informado que, logo após se detectado uma diferença angular nos vetores de tensão acima do valor ajustado, é gerado um sinal de saída (*trip*) referente à função 78 por um tempo fixo de 0,2 s.

Tabela 15 – Resumo do ajuste da função de proteção 78.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 78			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
RTP	Relação de transformação do TP de proteção	1 ... 1250	120
VST 78	Ângulo de ajuste da função de proteção 78	2 ... 31,0°	6,0°
BLV 78	Máxima tensão de bloqueio da função de proteção 78	10,0 ... 400x(RTP) V	7170 V

Fonte: Autoria própria.

5.5 AJUSTE DAS DEMAIS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Os ajustes das demais funções de proteção exigidas pelas normativas técnicas para a conexão de sistemas de minigeração fotovoltaica às redes de distribuição, conforme apresentado no Capítulo 4, são apresentados no Apêndice B para a usina fotovoltaica apresentada neste capítulo.

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou o estudo de proteção exigido pelas normativas vigentes para a conexão de sistemas de minigeração fotovoltaica às redes de distribuição de energia, avaliando como os ganhos dos controladores do modelo matemático do conversor estático podem interferir no ajuste das funções de proteção anti-ilhamento e na resposta do sistema elétrico. O estudo foi realizado com base em dados reais de uma usina de minigeração fotovoltaica de 559,8 kWp que será conectada à rede de distribuição da distribuidora de energia Celesc Distribuição S.A no estado de Santa Catarina.

Ao longo do trabalho, foi também realizada uma revisão geral a respeito da GD, na qual se enquadra também a minigeração fotovoltaica, incluindo suas formas de conexão e os seus impactos gerados sob o ponto de vista da proteção do sistema elétrico. Do ponto de vista da proteção do sistema elétrico, a GD altera a forma de operação dos sistemas de distribuição concebidos para operação radial, com uma única fonte de geração e sentido do fluxo de corrente.

Além disso, foi proposta uma metodologia para a determinação das correntes de curto-circuito na presença de conversores estáticos sem a necessidade de realização de simulação no tempo, sendo essas correntes utilizadas para realizar o ajuste das funções de proteção de sobrecorrente. Já o ajuste das funções de proteção anti-ilhamento baseadas na frequência elétrica e no salto angular da tensão foi realizado através de simulações dinâmicas no tempo utilizando o *software* PSIM.

Para a realização do estudo e ajustes das funções de proteção, foi necessário considerar um modelo matemático que representasse o comportamento dinâmico esperado de um conversor estático, tendo sido apresentada uma modelagem matemática do conversor estático, incluindo a sua malha de controle de corrente, filtro de saída LCL e a estrutura de sincronismo com a rede elétrica. Sendo importante reiterar que os fabricantes não fornecem a modelagem matemática de seus conversores estáticos, tão pouco os dados referentes a sua estrutura física, como, por exemplo, os valores de capacitores e indutores de seus filtros de saída, tendo em vista a propriedade intelectual referente ao projeto desses equipamentos. Dessa forma, esta dissertação destaca-se como uma importante fonte de informações para estudos de proteção envolvendo conversores estáticos.

Os resultados alcançados indicaram a validade da metodologia proposta para a determinação das correntes de curto-circuito na presença de conversores estáticos, havendo uma diferença inferior a 0,1% entre os valores encontrados através do método proposto e aqueles obtidos pela simulação no tempo no *software* PSIM. Ademais, com a inserção da minigeração fotovoltaica no sistema elétrico, há um aumento nos níveis de curto-circuito. No caso do sistema do estudo de caso deste trabalho, em uma das barras desse sistema, houve um aumento superior a 6% no nível do curto-circuito bifásico.

Outra questão relevante com a presença da minigeração fotovoltaica é o fato de haver a necessidade do emprego de proteções de sobrecorrente direcionais. No caso de curtos-circuitos na rede elétrica da distribuidora de energia, a função de proteção 67 deve atuar para eliminar a contribuição do sistema minigeração fotovoltaica ao defeito. Nesta dissertação, constatou-se que é essencial o conhecimento do controle de corrente do conversor estático para a definição das regiões de operação e restrição da proteção 67, pois, em situações de afundamentos de tensão gerados por curtos-circuitos, o controle de corrente do conversor altera a parcela de corrente reativa injetada na rede elétrica por esse equipamento, independentemente do fator de potência de geração previamente ajustado. Então, caso o controle de corrente do conversor estático não seja levado em conta no estudo de proteção, as regiões de operação e restrição da função de sobrecorrente direcional 67 podem ser definidas de forma errônea, uma vez que, durante defeitos, seria considerado que o conversor estático injetaria a corrente com o mesmo fator de potência de condições normais de operação.

Em situações de ilhamento, por conta dos conversores estáticos *on-grid* estudados nesta dissertação não regularem a frequência elétrica, constatou-se que a frequência elétrica em regime permanente do sistema ilhado está diretamente relacionada a sua diferença entre carga e geração no momento da ocorrência do ilhamento. Os ganhos dos controladores PI da malha de corrente do conversor não apresentaram interferência significativa na resposta da frequência elétrica, não afetando o ajuste das proteções 81 e 81R utilizadas para a detecção do ilhamento. Já os controladores PI da estrutura de sincronismo do conversor com a rede elétrica, apesar de não afetarem o valor de regime permanente da frequência elétrica da parte ilhada, interferem de forma significativa na resposta transitória da frequência elétrica

em cenários de ilhamento, influenciando no ajuste e atuação das proteções anti-ilhamento baseadas na frequência elétrica.

Assim, esta dissertação mostrou que para a realização do estudo de proteção para conexão de sistemas de minigeração fotovoltaica é imprescindível o emprego de modelos matemáticos para representar o comportamento dinâmico dos conversores estáticos, tendo em vista a influência de sua resposta dinâmica no ajuste das funções de proteção anti-ilhamento e também de sua malha de controle de corrente interferir no ajuste da proteção direcional de corrente.

Como a GD envolve diversas áreas da engenharia elétrica, ainda há vários estudos relacionados a GD e a proteção do sistema elétrico que podem ser realizados. O mesmo estudo de proteção apresentado nesta dissertação pode ser realizado considerando outras tecnologias de GD, como, por exemplo, eólica. Tendo em vista a atual Resolução Normativa nº 956 da ANEEL permitir a operação ilhada de sistemas de micro e minigeração distribuída, desde que desconectados da rede de distribuição, pode ser realizado o estudo de proteção para esse tipo de sistema com geração fotovoltaica que, nesse caso, os conversores estáticos precisarão regular a tensão e a frequência do sistema ilhado, ao mesmo tempo que será necessário detectar o surgimento de ilhamento em uma possível perda de fornecimento de energia pela distribuidora de energia, de forma que seja realizada a desconexão física do sistema de geração da rede elétrica da distribuidora de energia, passando o sistema de geração a operar ilhado após a desconexão física da rede de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ABNT. NBR 62116: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, Rio de Janeiro, 06 março 2012.
- ABNT. NBR 16149:2013 Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. **Associação Brasileira de Normas Técnicas**, 01 março 2013.
- ANEEL. **PRODIST Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.I.]. 2021.
- ANEEL. **PRODIST Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL n. 1000**.
- BARKER, Philip P.; MELLO, Robert W. E. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. **Power Technologies, Inc.**, 2000.
- BUYUK, Mehmet et al. Topologies, generalized designs, passive and active damping methods of switching ripple filters for voltage source inverter: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 62, Setembro 2016. 46-69.
- CELESC. **I-432.0004 - Requisitos para Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrica da Celesc Distribuição**.
- CHAVES, Beatriz F. D. R. **Estudos dos impactos da inserção de fontes renováveis de geração distribuída na seletividade e coordenação da proteção de sistemas elétricos**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2019.
- ELETROBRÁS, Comitê D. D. **Proteção de sistemas aéreos de distribuição**.
- EPE, Empresa D. P. E., 2023. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>. Acesso em: 10 outubro 2023.
- EPE, Empresa D. P. E. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro. 2023.
- FERREIRA, Dirceu J. **Estudos dos Impactos da Contribuição de Geradores Fotovoltaicos na Proteção de Sobrecorrentes dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação. Campinas. 2016.
- FILHO, João M.; MAMEDE, Daniel R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**.
- GLOVER, J. D.; OVERBYE, Thomas J.; SARMA, Mulukutla S. **Power System Analysis & Design**. 6. ed.

GOMES, Camilo C.; CUPERTINO, Allan F.; PERREIRA, Heverton A. Damping techniques for grid-connected voltage source converters based on LCL filter: An overview. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018. 116-135.

GREEN, Martin A. et al. Solar Cell Efficiency Tables (Version 60). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 30, 25 maio 2022. 687-701.

JAVADIAN, S. A. M.; HAGHIFAM, M-R.; MASSAELI, M. Risk analysis of protection system's operation in distribution networks with DG. **2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives**, Malaga, Spain, 2011.

JUNIOR, Mozart F. B. **Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2017.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos C. B. D.; ROBBA, Ernesto J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2. ed.

LIMONGI, L. R. et al. **Analysis and Comparison of Phase Locked Loop Techniques for Grid Utility Applications**. 2007 Power Conversion Conference - Nagoya. Nagoya, Japan: [s.n.]. 2007.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Setembro 2005. 1281-1291.

LISERRE, M; DELL'AQUILA, A; BLAABJERG, F. **Stability improvements of an LCL-filter based three-phase active rectifier**. 2002 IEEE 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Cairns, Australia: [s.n.]. 2002.

LUIZ, Cicéli M. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2012.

MARDEGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade em sistemas elétricos industriais**. 1. ed.

MARUJO, Diogo. **Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com a Presença de Redes de Distribuição Ativas**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2017.

MOTA, Igor L. **Análise de Alternativas de Proteção Anti-ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Goiás. Goiânia. 2015.

MOTTER, Daniel. **Modelagem computacional de funções de proteção baseadas em medidas de frequência para detecção de ilhamento de geração distribuída**. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. São Carlos. 2014.

MOTTER, Daniel. **Metodologias de ajuste das proteções anti-ilhamento de geradores distribuídos considerando múltiplos eventos**. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo. São Carlos. 2017.

NEUMANN, Tobias; ERLICH, István. Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant. **IFAC Proceedings Volumes**, 45, 2012. 343-348.

OLIVEIRA, Ane C. M. D. **Estudos de Proteção e Seletividade sob a perspectiva da Minigeração Fotovoltaica**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2019.

PEÑA-ALZOLA, Rafael et al. Analysis of the Passive Damping Losses in LCL-Filter-Based Grid Converters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 06 junho 2013. 2642-2646.

PEÑA-ALZOLA, Rafael et al. LCL-Filter Design for Robust Active Damping in Grid-Connected Converters. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Novembro 2014. 2192-2203.

PEREIRA, Enio B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed.

PHADKE, A.G.; THORP, J.S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**.

POGAKU, Nagaraju; PRODANOVIC, Milan; GREEN, Timothy C. Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 22, março 2007. 613-625.

QUIROGA, Gabriel A. **Impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção: considerações para o planejamento de redes de distribuição**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo. 2019.

REIS, Marcos V. G. D. **Estudo e implementação de estratégias de detecção de ilhamento em inversores para sistemas fotovoltaicos de geração distribuída**. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2016.

RODRÍGUEZ, Pedro et al. Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 22, 02 março 2007. 584-592.

SALESSE, Antonio V.; MARQUES, Ronaldo F. Aspectos Relativos à Conexão de Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. **International Congress on Electricity Distribution - CIDEL**, Argentina, 2006.

SANO, Kenichiro; HORIUCHI, Shuntaro; NODA, Taku. Comparison and Selection of Grid-Tied Inverter Models for Accurate and Efficient EMT Simulations. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 37, março 2022.

SANTOS, Leonardo C. D. **Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes autônomas considerando inércia sintética via inversores.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2020.

SEEGERS, Tony et al. Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection, Agosto 2004.

TANG, Y et al. Generalized design of high performance shunt active power filter with output LCL filter. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2012. 1443-1452.

TEODORESCU, Remus; LISERRE, Marco; RODRÍGUEZ, Pedro. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems.**

TRUJILLO, Kelyn R. B. **Modelos Simplificados de Geradores Distribuídos para Estudos de Cálculo de Curto-Circuito.** Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2017.

XU, Wilsun; MAUCH, Konrad; MARTEL, Sylvain. An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada. **CANMET Energy Technology Centre - Varennes, Natural Resources Canada**, Julho 2004.

ZHANG, Chi et al. **Ressonance damping techniques for grid-connected voltage source converters with LCL filters - A review.** 2014 IEEE International Energy Conference Conference. Cavtat, Croatia: [s.n.]. 2014. p. 169-176.

APÊNDICE A – DADOS DOS EQUIPAMENTOS DA USINA FOTOVOLTAICA

Nas Tabelas 16, 17, 18, 19 e 20, são apresentadas as especificações dos principais equipamentos que fazem parte da usina fotovoltaica apresentada no Capítulo 5 e das instalações elétricas da UC em que a usina será conectada. A usina fotovoltaica em questão contará com um total de 1244 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 450 Wp, 4 conversores de 110 kVA e 1 conversor de 55 kVA.

Já as instalações da UC do acessante conta com dois transformadores: um de 500 kVA que passará a ser utilizado para realizar o acoplamento da usina fotovoltaica com a rede da distribuidora e que também atende uma parcela das cargas da UC; e outro de 300 kVA utilizado exclusivamente para o atendimento de cargas da UC. Na subestação do acessante, seu atual de relé de proteção será substituído pelo relé PEXTRON URP6000 que desempenhará as funções de proteção indicadas na Tabela 19. Os valores de resistências, indutâncias e capacitâncias indicadas na Tabela 17 não são fornecidos pelo fabricante dos conversores estáticos, tendo sido determinados de acordo com o procedimento apresentado no Capítulo 3.

Tabela 16 – Especificações do módulo fotovoltaico empregado na usina.

Módulo fotovoltaico 450 Wp	
Fabricante	Canadian Solar Brasil
Modelo	450MS
Tecnologia	Silício Monocristalino
Potência	450 Wp
Tensão de Circuito Aberto	49,1 V
Corrente de Curto-Circuito	11,60 A
Número de unidades empregadas	1244

Fonte: Autoria própria.

Tabela 17 – Especificações dos conversores estáticos empregados na usina.

Conversores estáticos		
Conversor	110 kVA	55 kVA
Fabricante	Sungrow	Sungrow
Modelo	SG110CX	SG50CX
Potência	110 kVA	55 kVA
Tensão	380 V	380 V
Corrente de saída CA máxima	158,80 A	83,60 A
Lc = Lr	0,113 mH	0,215 mH
Rc = Rr	4 mΩ	8 mΩ
Cf	119 μF	62 μF
Rd	0,25 Ω	0,45 Ω
Número de unidades empregadas	04	01

Fonte: Autoria própria.

Tabela 18 – Especificações dos transformadores de força do acessante.

Transformadores de Força		
Transformador	T1 – 300 kVA	T2 – 500 kVA
Tipo	Trifásico, 2 enrolamentos, a seco	Trifásico, 2 enrolamentos, a seco
Potência	300 kVA	500 kVA
Tensão (primário/secundário)	13,8 kV/380V	13,8 kV/380V
Ligação (primário/secundário)	Delta/Estrela solidamente aterrada	Delta/Estrela solidamente aterrada
Tipo de núcleo	Envolvido	Envolvido
Impedância percentual	5,5 %	5,5 %
Corrente ANSI/duração	228,18 A/2 s (NBR 5356-1)	380,14 A/2 s
TAP's primário	13,8/13,2/12,6/12,0/11,4kV	13,8/13,2/12,6/12,0/11,4kV
Fabricante	WEG	WEG

Fonte: Autoria própria.

Tabela 19 – Especificações do relé de proteção da subestação do acessante.

Relé de proteção	
Fabricante	PEXTRON
Modelo	URP6000 5A/250Vca
Funções de proteção	25CS/27/32P/50/50N/50v/51/51N/51v/ 59/59N/67/67v/78/81U/81O/81R

Fonte: Autoria própria.

Tabela 20 – Especificações dos transformadores de potencial e de corrente da subestação do acessante.

Transformador de potencial de proteção – TP1	
Tensão primário/secundário	$(13,8 \text{ kV}/\sqrt{3})/(115\text{V}/\sqrt{3})$
Relação de transformação de potencial (RTP)	120
Classe de exatidão	0,3P25
Grupo de Ligação (NBR 6855)	3B (Fase-Terra)
Fabricante	Rehtom
Modelo	RPI-11
Transformador de potencial de alimentação auxiliar da proteção – TP2	
Tensão primário/secundário	13,8 kV/115V
Relação de transformação de potencial (RTP)	120
Grupo de Ligação (NBR 6855)	1 (Fase-Fase)
Transformador de corrente de proteção – TC1	
Corrente primário/secundário	300 A/5 A
Relação de transformação de corrente (RTC)	60

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE B – AJUSTE DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DA USINA FOTVOLTAICA

B.1 AJUSTE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Ao longo desta seção serão apresentados os estudos para determinar os ajustes das funções de proteção de sobrecorrente que deverão ser desempenhadas pelo relé PEXTRON URP6000 a ser instalado na subestação do acessante após a entrada em operação da usina fotovoltaica descrita no Capítulo 5. A determinação dos ajustes visa que, na ocorrência de uma falta, apenas o dispositivo de proteção mais próximo do defeito opere, isolando a menor porção possível do sistema. Em tabelas, são apresentados os parâmetros utilizados e disponíveis nesse relé para definição dos valores de ajustes das funções de proteção.

B.1.1 Ajuste da função de proteção 50

O valor do ajuste da função de proteção de sobrecorrente instantâneo de fase 50 deve ser definido de modo que essa proteção não opere para a corrente de magnetização dos transformadores. Dessa forma, seu ajuste foi definido como sendo igual a 1,1 vezes a corrente de magnetização considerada para os dois transformadores instalados na subestação do acessante.

A corrente de magnetização referente a esses dois transformadores foi determinada, de acordo com a metodologia apresentada na Norma Técnica N-321.0002 da distribuidora Celesc Distribuição S.A., que atende a UC. Conforme essa norma, para transformadores a seco, a corrente de magnetização a ser considerada é igual a 14 vezes a corrente nominal do maior transformador acrescida da corrente nominal dos demais transformadores, quando houver mais de um transformador. Além disso, deve-se considerar que essa corrente de magnetização possui uma duração 0,1 s.

Na Tabela 21, são apresentados os valores das correntes nominais dos transformadores, juntamente com o valor da corrente magnetização calculada segundo essa metodologia. Nesta mesma tabela, é apresentado o valor de ajuste da função de proteção 50, podendo-se notar que está dentro da faixa de ajuste permitida pelo relé, tendo sido definido o tempo de atuação de 0,01 s.

Tabela 21 – Resumo do ajuste da função de proteção 50.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 50			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
I_{T1}	Corrente nominal transformador 300 kVA	-	12,55 A
I_{T2}	Corrente nominal transformador 500 kVA	-	20,91 A
I_{RUSH}	Corrente de magnetização	-	305,29 A
I_N	Corrente nominal do relé de proteção	-	5 A
RTC	Relação de transformação do TC de proteção	1 ... 1250	60
$I \gg F ip$	Corrente de ajuste da função de proteção 50	0,10...100x(RTC) A	336 A
$I \gg F t$	Tempo de atuação da função de proteção 50	0,00 ... 1,00 s	0,01 s

Fonte: Autoria própria.

B.1.2 Ajuste da função de proteção 51

O valor de ajuste da função de proteção de sobrecorrente temporizada de fase 51 foi definido de modo que essa função não seja sensibilizada até o limite da soma das correntes nominais dos dois transformadores da subestação da UC. Além da corrente de ajuste, para essa função de proteção, também é necessário definir a sua curva de atuação. Entre as curvas disponíveis para ajuste no relé, foi escolhida a IEC tipo Muito Inversa (MI) caracterizada pela equação (57) e com os valores dos parâmetros definidos na Tabela 22, a qual se apresenta compatível, do ponto de vista da seletividade, com a curva de operação do elo fusível da distribuidora de energia no ponto de conexão.

O dial de tempo da curva de atuação da função 51 foi ajustado, a fim de que a função apresente um tempo de atuação de no mínimo 0,2 s para valor de corrente igual ao da corrente de magnetização dos transformadores. Dessa forma, a função 51 não atua para a magnetização dos transformadores, que possui duração estimada de 0,1 s. Além disso, conforme mostrado na Tabela 22, os valores ajustados para a função 51 estão dentro das faixas de ajustes permitidas pelo relé de proteção.

$$t = \frac{K \times dt}{\left(\left(\frac{I}{I_{aj}}\right)^\alpha - \beta\right)} + \delta x dt \quad (57)$$

sendo:

t o tempo de atuação;

K a constante que caracteriza a curva;

dt o dial de tempo;

I a corrente lida pelo relé;

I_{aj} a corrente de ajuste da função de proteção;

α a constante que caracteriza a curva;

δ a constante que caracteriza a curva;

β a constante que caracteriza a curva.

Tabela 22 – Resumo do ajuste da função de proteção 51.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 51			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
I_N	Corrente nominal do relé de proteção	-	5 A
RTC	Relação de transformação do TC de proteção	1 ... 1250	60
$I>F ip$	Corrente de ajuste da função de proteção 51	0,04...13,0x(RTC) A	33,5 A
$I>F curva$	Tipo de curva de atuação	NI-MI-EI-IT-I2T-FLAT-USER	MI
$I>F \alpha$	Constante α da equação (57)	0,020...3,00	1
$I>F \beta$	Constante β da equação (57)	0,000...1,00	1
$I>F \delta$	Constante δ da equação (57)	0,000...1,00	0
$I>F K$	Constante K da equação (57)	0,10...100	13,5
$I>F dt$	Constante dt da equação (57)	0,01...3,00	0,13

Fonte: Autoria própria.

B.1.3 Ajuste da função de proteção 50N

A função de proteção de sobrecorrente instantâneo de neutro 50N deve atuar para defeitos envolvendo a terra, sendo sensibilizada pela corrente de neutro ($3I_0$). Por conta da configuração de ligação delta/estrela aterrada dos transformadores da UC, somente há circulação de corrente de sequência zero no relé da subestação do acessante para faltas envolvendo a terra na barra 02 do sistema. Assim, a função 50N deve atuar para a menor corrente de desses defeitos, sendo nesse caso o curto-circuito fase-terra-mínimo com corrente $3I_0$ que circula no relé igual a 181 A. Dessa forma, foi definido o ajuste da função 50N com sendo igual a 117 A que é inferior a corrente de 181 A da falta fase-terra-mínima na barra 02 e igual a 35% do ajuste da unidade de fase 50. Conforme mostrado na Tabela 23, a corrente ajustada para essa função de proteção está dentro da faixa de ajuste permitida pelo relé de proteção.

Tabela 23 – Resumo do ajuste da função de proteção 50N.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 50N			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
I_N	Corrente nominal do relé de proteção	-	5 A
RTC	Relação de transformação do TC de proteção	1 ... 1250	60
$I>>>N ip$	Corrente de ajuste da função de proteção 50N	0,012...25x(RTC) A	117 A
$I>>>N t$	Tempo de atuação da função de proteção 50N	0,00 ... 1,00 s	0,01 s

Fonte: Autoria própria.

B.1.4 Ajuste da função de proteção 51N

O valor do ajuste da função de proteção de sobrecorrente temporizada de neutro 51N foi considerado como sendo igual a 35% do ajuste da unidade de fase 51, com os demais parâmetros da curva de atuação IEC MI, equação (57), iguais aos ajustados para a função 51. Esse ajuste é suficiente para garantir que eventuais correntes de cargas desequilibradas não sensibilizem a função 51N. Além disso, conforme apresentado na Tabela 24, a corrente ajustada para essa função de proteção está dentro da faixa permitida pelo relé de proteção.

Tabela 24 – Resumo do ajuste da função de proteção 51N.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 51N			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
I_N	Corrente nominal do relé de proteção	-	5 A
RTC	Relação de transformação do TC de proteção	1 ... 1250	60
$I>N_{ip}$	Corrente de ajuste da função de proteção 51	0,04...3,25x(RTC) A	12 A
$I>N_{curva}$	Tipo de curva de atuação	NI-MI-EI-IT-I2T-FLAT-USER	MI
$I>N_{\alpha}$	Constante α da equação (57)	0,020...3,00	1
$I>N_{\beta}$	Constante β da equação (57)	0,000...1,00	1
$I>N_{\delta}$	Constante δ da equação (57)	0,000...1,00	0
$I>N_K$	Constante K da equação (57)	0,10...100	13,5
$I>N_{dt}$	Constante dt da equação (57)	0,01...3,00	0,13

Fonte: Autoria própria.

B.1.5 Ajuste da função de restrição de sobrecorrente de fase por tensão (67v)

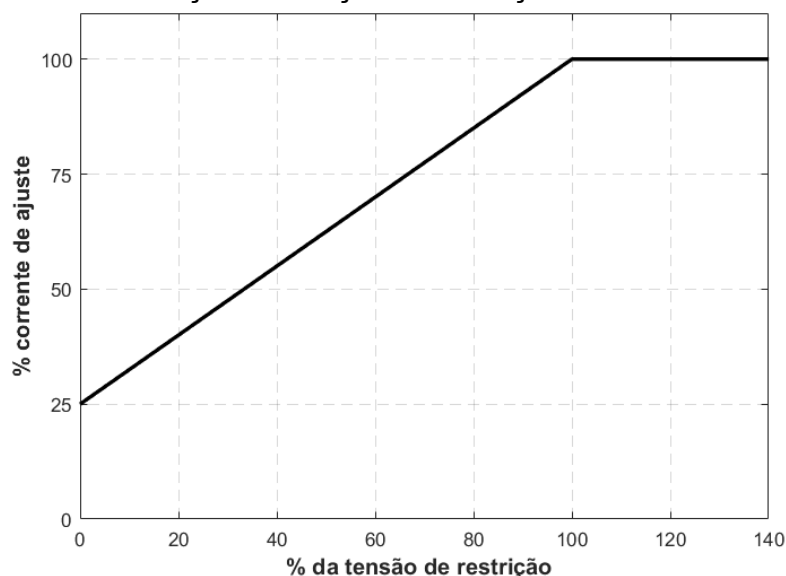
Tendo em vista que, mesmo sob condições de curto-circuito na rede elétrica, os sistemas de controle dos conversores estáticos são projetados para limitar a corrente injetada na rede para o valor de corrente da situação de máxima geração (corrente de saída CA máxima), os valores de correntes de contribuição para curtos-circuitos dos conversores estáticos são praticamente os mesmos valores máximos de correntes em condição de operação nominal.

Assim, para faltas na rede elétrica da distribuidora de energia (barra 01), a contribuição de corrente da usina fotovoltaica pode não ser suficiente para sensibilizar a função de proteção de sobrecorrente direcional 67 da subestação do acessante no sentido Acessante/Distribuidora, seja por conta de os conversores limitarem rapidamente a corrente injetada na rede em casos de curtos-circuitos, seja por situações em que nem todos os conversores da usina estejam em operação. Portanto, nesses casos em que se torna difícil compatibilizar as condições de geração máxima

e as contribuições mínimas de curto-circuito, se faz necessário empregar a função de restrição de sobrecorrente de fase por tensão.

Nos casos de faltas na rede elétrica, a redução na tensão pode indicar a ocorrência do defeito no sistema elétrico e ser utilizada para aumentar a sensibilidade de atuação da função de proteção de sobrecorrente de fase 67. Nesse caso, a corrente de ajuste dessa unidade de proteção irá variar linearmente, de acordo com os valores das tensões de cada fase lidos pelo relé de proteção. Então, é ajustado um valor de tensão de restrição plena em que, para tensões lidas pelo relé de proteção menores que esse valor de tensão de restrição plena, a corrente de ajuste da função 67 diminui percentualmente, conforme mostrado na Figura 56.

Figura 56 – Curva de atuação da função de restrição de sobrecorrente por tensão.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 56, o valor de 100 % da tensão de restrição corresponde à tensão de restrição plena ajustada e o valor de 100% da corrente de ajuste corresponde à corrente ajustada para a função 67. Nota-se por essa figura que a restrição máxima da corrente de partida é de 25% do valor ajustado para a proteção 67 e que, para valores de tensões maiores ou igual a 100% da tensão de restrição plena, a corrente de ajuste não é alterada.

Então, o valor da tensão de restrição plena da função de restrição de sobrecorrente de fase por tensão foi ajustado em 80% da tensão nominal de fase da média tensão, ou seja, igual a $0,8 \times 13800/\sqrt{3} = 6373 \text{ V}$. Conforme mostrado na

Tabela 25, a tensão definida para essa função de proteção está dentro da faixa de ajuste permitida pelo relé de proteção.

Tabela 25 – Resumo do ajuste da função restrição por tensão (50v/51v/67v).

Relé PEXTRON URP6000 – Função restrição por tensão (50v/51v/67v)			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
RTP	Relação de transformação do TP de proteção	1 ... 5000	120
I>F VR	Restrição de sobrecorrente de fase por tensão	2,00...400x(RTP) V	6373 V

Fonte: Autoria própria.

B.1.6 Ajuste da função de proteção 67 sentido Acessante/Distribuidora

A função de proteção de sobrecorrente direcional de fase 67 é empregada para atuar contra defeitos na rede elétrica da distribuidora de energia, a fim de que o sistema de geração do acessante não mantenha a alimentação desses defeitos. Ademais, como não há circulação de corrente de sequência zero no relé da subestação do acessante, por conta da configuração de ligação delta/estrela dos enrolamentos dos transformadores, não é empregada a função 67N a qual é sensibilizada pela corrente $3I_0$.

O valor de ajuste da função 67 foi definido como sendo igual a 1,05 vezes a corrente da condição de máxima geração que pode ser injetada pelo sistema de minigeração fotovoltaica na rede de distribuição da concessionária de energia. Esse ajuste é prescrito pela norma técnica I-432.0004 da distribuidora Celesc Distribuição S.A. que atende a UC, o qual representa 1,05 vezes a soma das correntes de saída CA máxima do conjunto de conversores utilizados na usina fotovoltaica, que refletida para a média tensão é igual numericamente a 20,78 A. O tempo de atuação dessa função de proteção foi ajustado para 0,05 s, que é o tempo mínimo de ajuste permitido pelo relé de proteção empregado, uma vez que a referida norma técnica prescreve que essa proteção possua atuação instantânea. Na Tabela 26, é apresentado o resumo dos ajustes dessa função de proteção, podendo ser constatado que o valor da corrente ajustada está dentro da faixa permitida pelo relé.

Para definir a direcionalidade da função de proteção 67 no sentido Acessante/Distribuidora, o relé PEXTRON URP6000 possui os parâmetros **MEMdf**, **dF inv** e **AMTdf** para ajustes, conforme descritos na Tabela 26. Como, para identificar a direcionalidade do fluxo de corrente, a função 67 necessita, além da corrente de cada fase, de uma tensão de polarização (V_{bc} para a fase A, V_{ca} para a fase B e V_{ab}

para a fase C), o relé requer que a tensão de polarização da respectiva fase seja maior ou igual a 16 V para realizar sua atuação. Então, para faltas em que as tensões de mais de uma fase do sistema são reduzidas para zero ou para muito próximo de zero, o que poderia acarretar a não atuação da função 67, pode ser utilizado a tensão de polarização salva na memória do relé antes da ocorrência da falta, atribuindo o valor 1 para o parâmetro **MEMdf**, conforme o ajuste apresentado na Tabela 26. Além disso, como o relé de proteção URP6000 já opera para correntes reversas, o parâmetro **dN inv** é ajustado em OFF.

Tabela 26 – Resumo do ajuste da função de proteção 67.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 67			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
I_N	Corrente nominal do relé de proteção	-	5 A
RTC	Relação de transformação do TC de proteção	1 ... 1250	60
I>F _d ip	Corrente de ajuste da função 67 temporizado	0,04...13x(RTC) A	20,78 A
I>F _d cuv	Tipo de curva de atuação	NI-MI-EI-IT-I2T-FLAT-USER	USER
I>F _d α	Constante α da equação (57)	0,020...3,00	1
I>F _d β	Constante β da equação (57)	0,000...1,00	1
I>F _d δ	Constante δ da equação (57)	0,000...1,00	0
I>F _d K	Constante K da equação (57)	0,10...100	13,5
I>F _d dt	Constante dt da equação (57)	0,01...3,00	0,13
I>>>F _d ip	Corrente de ajuste da função 67 instantâneo	0,10...100x(RTC) A	20,5 A
I>>>F _d t	Tempo de atuação da função 67 instantâneo	0,05...1,0 s	0,05 s
MEMdf	Memória angular	0(sem) ou 1(com) memória	1
dF inv	Reversão do elemento direcional de fase	ON ou OFF	OFF
AMT _d F	Ângulo de máximo torque de fase	0,00°...90,0°	30°

Fonte: Autoria própria.

O ajuste do parâmetro **AMT_dF** (ângulo de máximo torque de fase) define o plano de separação entre as regiões de operação e restrição da função 67. O ajuste desse parâmetro foi realizado considerando as correntes que são lidas pelo relé de proteção para curtos-circuitos na Barra 01 (rede da Celesc) e para algumas condições normais de operação. Na Tabela 27, são apresentados os valores das correntes (I_a , I_b e I_c), das tensões de polarização (VP_a , VP_b e VP_c) e da diferença angular $\Delta\theta$ entre esses dois valores, para as condições operacionais indicadas na tabela. Vale destacar que as correntes estão todas referenciadas no sentido Acessante/Distribuidora. Na Tabela 27, são destacados na cor vermelha os casos em que as tensões de polarização sob a condição de curto-circuito são menores que o valor mínimo de 16V necessário para sensibilizar a função direcional, sendo utilizado, nesse caso, a tensão de polarização da condição pré-falta salva na memória do relé.

Na Tabela 27, além das condições de faltas e pré-falta, são também apresentadas as seguintes possíveis condições operacionais: geração máxima na rede e sem geração. A condição geração máxima na rede se refere a situação em que a geração máxima de potência ativa da usina fotovoltaica é injetada na rede de distribuição da concessionária de energia. Já a condição sem geração se refere a possível situação em que há não geração e a carga demandada da rede de distribuição é igual a potência instalada da UC.

Tabela 27 – Tensões e correntes para o ajuste do ângulo de torque da função 67.

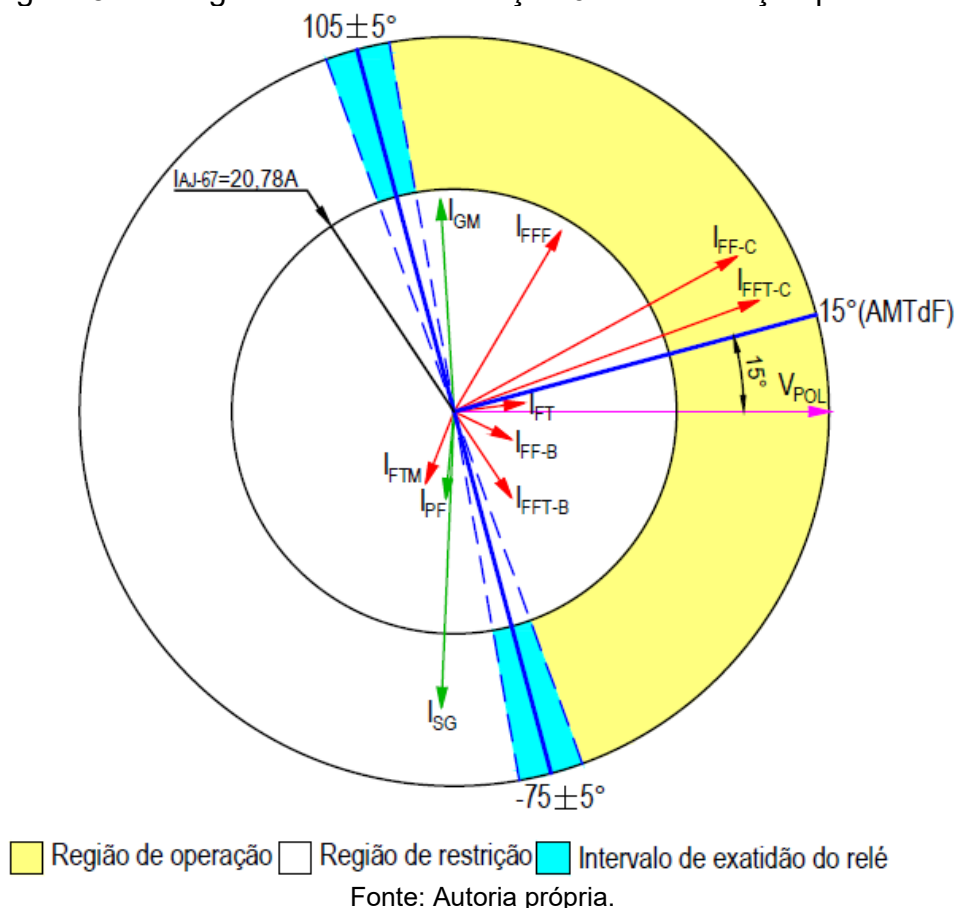
Condição Operacional	Falta FFF	Falta FF	Falta FFT	Falta FT
V _a (V)	0,68∓-18,03°	8034∓-0,76°	10571∓0,39°	0,12∓-70,82°
V _b (V)	0,68∓-138,03°	4017∓179,24°	0,33∓136,47°	10697∓-135,92°
V _c (V)	0,68∓101,97°	4016∓179,23°	1,06∓32,98°	9981∓140,08°
V _{bc} (V)	2,05∓-108,03°	1,18∓-147,73°	1,18∓-163,10°	13847∓-90,12°
V _{ca} (V)	2,05∓131,97°	12050∓179,23°	10570∓-179,60°	9982∓140,08°
V _{ab} (V)	2,05∓11,97°	12051∓-0,75°	10571∓0,39°	10697∓44,07°
I _a (A)	19,52∓-30,57°	27,08∓-141,68°	29,52∓-141,03°	6,57∓-83,35°
VP _a (V)	13800∓-90°	13800∓-90°	13800∓-90°	13847∓-90,12°
Δθ(I _a -VP _a)°	∓59,43°	∓-51,68°	∓-51,03°	∓6,77°
I _b (A)	19,52∓209,43°	5,93∓153,10°	9,63∓-236,06°	12,10∓112,16°
VP _b (V)	13800∓150°	12050∓179,23°	10570∓-179,60°	9982∓140,08°
Δθ(I _b -VP _b)°	∓59,43°	∓-26,13°	∓-56,46°	∓-27,92°
I _c (A)	19,52∓89,43	30,05∓27,98°	30,24∓20,45°	6,03∓-50,88°
VP _c (V)	13800∓30°	12051∓-0,75°	10571∓0,39°	10697∓44,07°
Δθ(I _c -VP _c)°	∓59,43°	∓28,73°	∓20,06°	∓-94,95°
Condição Operacional	Falta FTM	Pré-Falta	Geração máxima na rede	Sem geração
V _a (V)	7268∓-13,22°	7967∓0°	7967∓0°	7967∓0°
V _b (V)	8830∓-119,00°	7967∓-120°	7967∓-120°	7967∓-120°
V _c (V)	7433∓125,16°	7967∓120°	7967∓120°	7967∓120°
V _{bc} (V)	13799∓-90,00°	13800∓-90°	13800∓-90°	13800∓-90°
V _{ca} (V)	13743∓145,72°	13800∓150°	13800∓150°	13800∓150°
V _{ab} (V)	12873∓28,08°	13800∓30°	13800∓30°	13800∓30°
I _a (A)	7,15∓-201,74°	8,14∓-185,44°	19,79∓3,77°	27,65∓-182,52°
VP _a (V)	13799∓-90,00°	13800∓-90°	13800∓-90°	13800∓-90°
Δθ(I _a -VP _a)°	∓-111,74°	∓-95,44°	∓93,77°	∓-92,52°
I _b (A)	6,95∓54,96°	8,14∓54,56°	19,79∓243,77°	27,65∓57,48°
VP _b (V)	13743∓145,72°	13800∓150°	13800∓150°	13800∓150°
Δθ(I _b -VP _b)°	∓-90,76°	∓-95,44°	∓93,77°	∓-92,52°
I _c (A)	8,75∓-72,34°	8,14∓-65,44°	19,79∓123,77°	27,65∓-62,52°
VP _c (V)	12873∓28,08°	13800∓30°	13800∓30°	13800∓30°
Δθ(I _c -VP _c)°	∓-100,42°	∓-95,44°	∓93,77°	∓-92,52°

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 57, é apresentado o diagrama fasorial da função direcional 67, utilizando as correntes e as diferenças angulares Δθ da Tabela 27. Para as faltas FF e FFT, são indicadas na Figura 57 a qual fase (b ou c) se refere o fasor de corrente.

Nessa figura, os fasores I_{PF} , I_{GM} e I_{SG} se referem, respectivamente, às seguintes condições operacionais da Tabela 27: Pré-Falta; Geração máxima na rede; e Sem geração. Já o fasor V_{POL} representa a tensão de polarização.

Figura 57 – Diagrama fasorial da função 67 sem restrição por tensão.

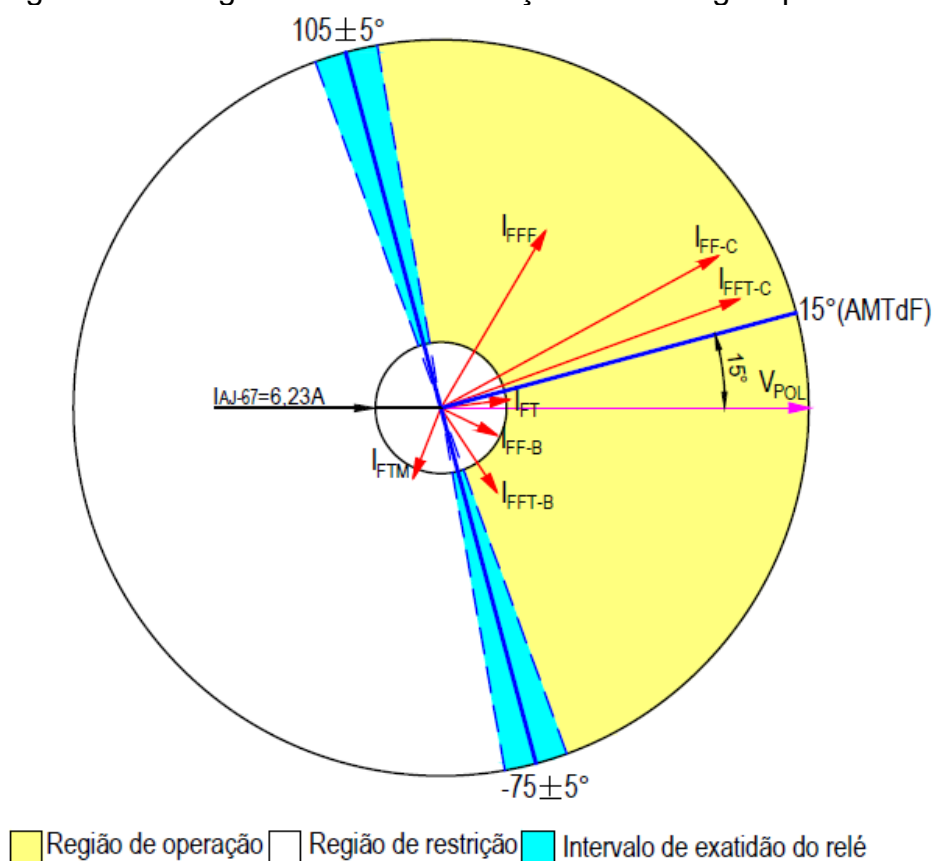


Conforme mostrado na Figura 57, o ângulo de máximo torque da função direcional 67 (parâmetro AMTdF do relé de proteção) foi ajustado em 15° , possuindo o relé de proteção um intervalo de exatidão $\pm 5^\circ$. Nota-se por essa figura que, apesar dos fasores de corrente das faltas FFF e FT se localizarem do mesmo lado da região de operação da função 67, seu módulo não é suficiente para adentrar na região de operação, por conta da corrente de ajuste de 20,78 A da função 67. A corrente do curto-circuito FTM, conforme indicado na Tabela 10, tem o sentido Distribuidora/Acessante, ficando conseqüentemente do lado oposto ao da região de operação da função 67 ajustada para o sentido Acessante/Distribuidora.

A incompatibilização dos módulos dos fasores das correntes das faltas FFF e FT com a corrente de ajuste 20,78 A da função 67 é sanada quando a corrente de

ajuste dessa função de proteção é restringida pela tensão da rede durante o defeito, conforme foi apresentado na seção B.1.5. Na Figura 58, é apresentado o diagrama fasorial da função direcional 67 considerando a restrição de sua corrente de ajuste pela tensão da rede durante as faltas FFF e FT, as quais restringem a corrente de atuação da função para aproximadamente 30% de seu valor previamente ajustado. Nota-se na Figura 58 que, com a restrição da corrente de ajuste da função 67, essa proteção também passa a atuar para as faltas FFF e FT no sistema de distribuição (barra 01), adentrando essas correntes de falta na região de operação da função 67 restringida por tensão.

Figura 58 – Diagrama fasorial da função 67 restringida por tensão.

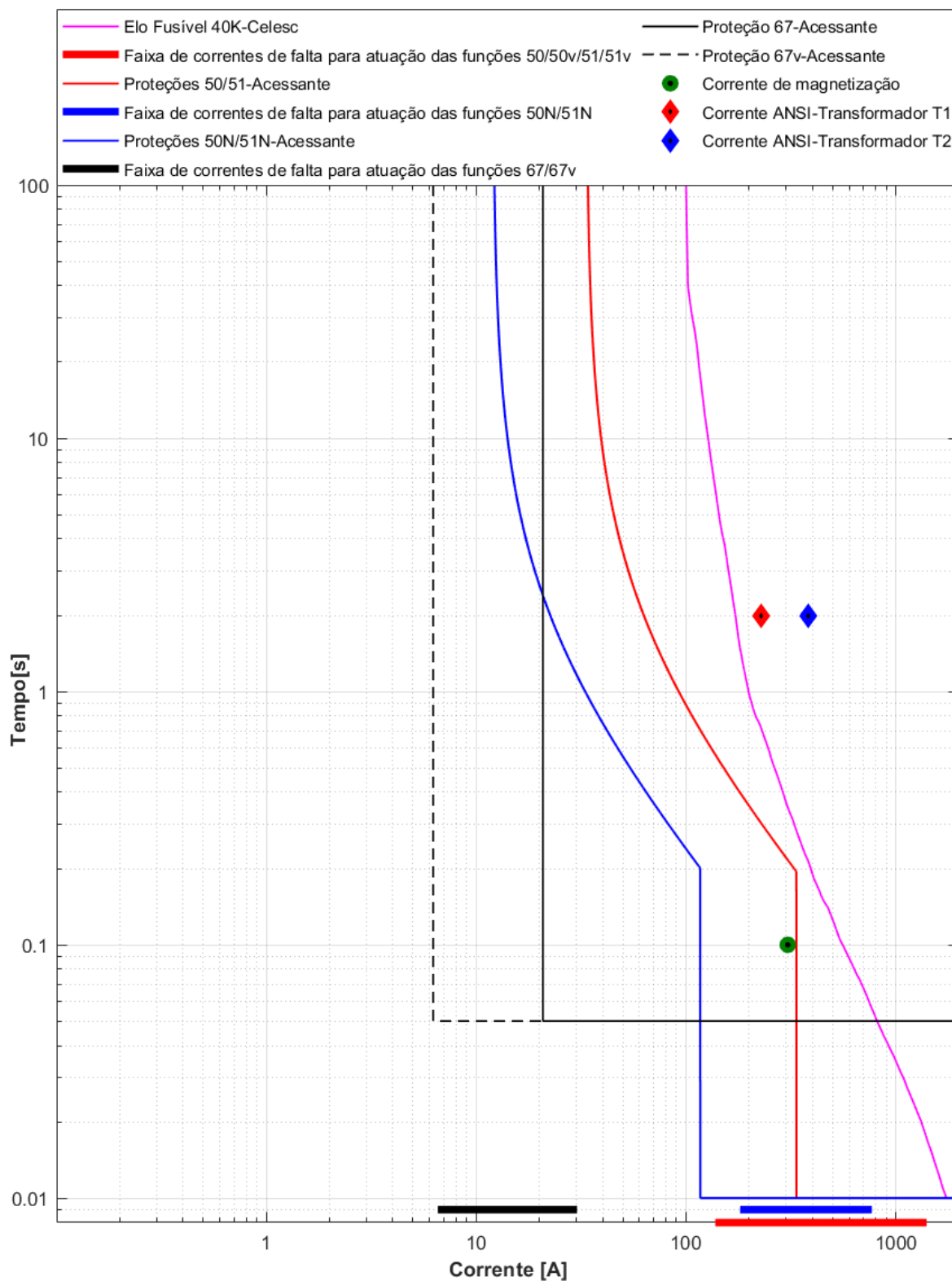


B.1.7 Seletividade e coordenação das funções de sobrecorrentes

Na Figura 59, é apresentado o coordenograma das funções de proteção de sobrecorrente a serem parametrizadas no relé da subestação do acessante

juntamente com a curva do elo fusível da distribuidora de energia instalado no ponto de conexão (barra 01).

Figura 59 – Coordenograma das funções de proteção de sobrecorrente.



Fonte: Autoria própria.

A curva de atuação do elo fusível foi fornecida pela própria concessionária de energia. Na Figura 59, são mostradas as faixas de valores de correntes de curto-circuito passíveis de ocorrerem, de acordo com os valores das Tabelas 10 e 11, para as quais cada uma das funções de proteção de sobrecorrente do acessante deve atuar.

Nesse sentido, as funções 67/67v deverão atuar para todos os tipos de faltas na rede da distribuidora (barra 01). As proteções 50N/51N deverão atuar para as faltas envolvendo a terra somente do lado de média tensão da subestação do acessante (barra 02), tendo em vista não ser gerado componente de sequência zero no lado de média tensão por faltas envolvendo a terra no lado de baixa tensão. Já as funções 50/51 deverão atuar para os demais tipos de faltas na barra 02 e para todos tipos de faltas nas barras 03 e 04, com exceção da falta FTM, cujos valores de correntes passantes no ponto de instalação do relé do acessante são menores que as correntes de ajustes dessas funções de proteção.

Percebe-se pela Figura 59 que as curvas de atuação das funções de proteção 50/51 fase e neutro do relé do acessante, conforme ajustes definidos nas seções anteriores, estão adequadamente coordenadas com a curva do elo fusível da distribuidora de energia, apresentando tempos de operação menores que a curva do elo fusível. Nota-se também que a função de proteção 67/67v do acessante operará para a faixa de correntes de faltas passíveis de ocorrerem na rede de distribuição (barra 01).

Ademais, os pontos ANSI de suportabilidade térmica dos transformadores da subestação do acessante estão acima das curvas das funções de proteção de sobrecorrente do relé da subestação, de modo que as proteções do relé atuarão antes dos tempos máximos suportados pelos transformadores para conduzir a corrente ANSI. Em consonância com os ajustes definidos, as funções 50/51 não serão sensibilizadas pela corrente de magnetização dos transformadores, uma vez que apresentam, respectivamente, corrente de ajuste e tempo de atuação superiores à magnitude e duração da corrente de magnetização.

B.2 AJUSTE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE TENSÃO E POTÊNCIA

Ao longo desta seção serão apresentados os critérios para determinar os ajustes das funções de proteção de tensão e potência que deverão ser

desempenhadas pelo relé PEXTRON URP6000 a ser instalado na subestação do acessante após a entrada em operação do sistema de minigeração fotovoltaica. A definição dos ajustes dessas funções de proteção tem o objetivo detectar condições anormais de operação do sistema elétrico e isolar a usina fotovoltaica da rede de distribuição, sendo os seus valores de ajustes definidos de acordo com as prescrições normativas da distribuidora de energia que atende a UC.

B.2.1 Ajuste da função de proteção 27

O ajuste da função de proteção de subtensão de fase 27 é prescrito pela norma técnica I-432.0004 da distribuidora de energia, a qual define os tempos de atuação de 1 s para 85% da tensão nominal de fase e de 0,2 s para 50% da tensão nominal de fase. Então, o relé de proteção monitora os valores eficazes das tensões das fases do sistema, promovendo a atuação do disjuntor de média tensão da subestação nos mencionados tempos, caso as tensões atinjam valores menores que os patamares ajustados.

Na Tabela 28, são apresentados os ajustes dos parâmetros do relé do acessante referente à função de proteção 27, podendo ser notado que os valores ajustados estão dentro das faixas de ajustes permitidas pelo relé de proteção.

Tabela 28 – Resumo do ajuste da função de proteção 27.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 27			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
RTP	Relação de transformação do TP de proteção	1 ... 5000	120
V<<F vp	Tensão de ajuste função 27 Nível 1	10 ... 400x(RTP) V	6772 V
V<<F t	Tempo de atuação função 27 Nível 1	0,10 ... 240 s	1 s
V<<<F vp	Tensão de ajuste função 27 Nível 2	10 ... 400x(RTP) V	3984 V
V<<<F t	Tempo de atuação função 27 Nível 2	0,10 ... 240 s	0,2 s

Fonte: Autoria própria.

B.2.2 Ajuste da função de proteção 59

Assim como para função de subtensão 27, para a função de proteção de sobretensão de fase 59, a norma técnica da concessionária também prescreve ajustes a serem utilizados. O relé de proteção precisa atuar em um tempo de 1 s, quando a tensão ultrapassar 110% de seu valor nominal, e em 0,2 s, quando ultrapassar 120% de seu valor nominal.

Na Tabela 29, são apresentados os ajustes dos parâmetros do relé do acessante referente à função de proteção 59, em que se nota que os valores ajustados estão dentro das faixas de ajustes permitidas pelo relé de proteção.

Tabela 29 – Resumo do ajuste da função de proteção 59.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 59			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
RTP	Relação de transformação do TP de proteção	1 ... 5000	120
V>>F vp	Tensão de ajuste função 59 Nível 1	10 ... 400x(RTP) V	8764 V
V>>F t	Tempo de atuação função 59 Nível 1	0,10 ... 240 s	1 s
V>>>F vp	Tensão de ajuste função 59 Nível 2	10 ... 400x(RTP) V	9561 V
V>>>F t	Tempo de atuação função 59 Nível 2	0,10 ... 240 s	0,2 s

Fonte: Autoria própria.

B.2.3 Ajuste da função de proteção 59N

A função de proteção de sobretensão de neutro 59N visa atuar contra desequilíbrios de tensão entre as fases do sistema, como aqueles que são gerados durante defeitos na rede elétrica. Nesse caso, a função 59N pode ser utilizada para detectar faltas, como as FT e FTM, que nem sempre possuem correntes suficientes para sensibilizar as funções de sobrecorrente. A norma técnica I-432.0004 da distribuidora de energia estabelece como ajuste para essa função de proteção um tempo de atuação de 0,2 s, caso a tensão de neutro $3V_0$ se torne maior igual ao valor da tensão nominal de fase, ou seja, $7967 (13800/\sqrt{3})$.

Na Tabela 30, são apresentados os valores de tensão medidos pelo relé de proteção instalado na subestação do acessante para faltas FT e FTM na rede distribuição (barra 01), considerando os cenários com e sem geração fotovoltaica. Percebe-se que a geração da usina não tem praticamente influência nos valores das tensões para esses dois tipos de faltas na barra 01. Além disso, nota-se pela Tabela 30 que, se for ajustado o valor de 7967 V para a função de proteção 59N, essa função não atuaria para a falta FTM na barra 01, com a impedância $R_f = 40 \Omega$ considerada para esse tipo de falta. Então, foi definido o ajuste da função 59N como sendo igual a 40% do valor da tensão nominal de fase, ou seja, 3186 V.

Na Tabela 31, são apresentados os ajustes dos parâmetros do relé do acessante referente à função de proteção 59N, podendo ser notado que os valores ajustados estão dentro das faixas permitidas pelo relé de proteção.

Tabela 30 – Tensões no relé do acessante para faltas na rede da distribuidora.

Local da falta	Cenário	Tipo de falta	V _a (V)	V _b (V)	V _c (V)	3V ₀ (V)
01	Com geração	FT	0,23 4 -70,8°	10697 4 -135,9°	9981 4 140,1°	15376 4 -176,1°
		FTM	7268 4 -13,2°	8830 4 -119,0°	7433 4 125,1°	3627 4 -114,2°
	Sem geração	FT	0,62 4 -166,0°	10660 4 -135,8°	9946 4 140,0°	15323 4 -176,0°
		FTM	72676 4 -13,2°	8829 4 -119,0°	7432 4 125,1°	3627 4 -114,2°

Fonte: Autoria própria.

Tabela 31 – Resumo do ajuste da função de proteção 59N.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 59N			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
RTP	Relação de transformação do TP de proteção	1 ... 5000	120
V>>N vp	Tensão de ajuste da função de proteção 59N	10 ... 400x(RTP) V	3186 V
V>>N t	Tempo de atuação da função de proteção 59N	0,10 ... 240 s	0,2 s

Fonte: Autoria própria.

B.2.4 Ajuste da função de proteção 32P sentido Acessante/Distribuidora

O valor de ajuste da função de proteção direcional de potência ativa 32P foi definido de acordo com a norma técnica I-432.0004 da distribuidora de energia, a qual prescreve que essa função deve atuar de forma instantânea caso seja injetado no sistema de distribuição um valor de potência ativa superior a 1,05 vezes a potência instalada do sistema de minigeração fotovoltaica. No caso da usina fotovoltaica deste trabalho, a máxima potência ativa que pode ser gerada é limitada pela soma das potências dos conversores, uma vez que a potência do conjunto de módulos fotovoltaicos da usina é superior à potência de seu conjunto de conversores estáticos.

Os cinco conversores empregados na usina fotovoltaica apresentam uma potência nominal total de 495 kW, para a operação na tensão nominal de 380V na baixa tensão. Entretanto, como os conversores estáticos não regulam a tensão, mas apenas a corrente, a potência injetada na rede elétrica pelos conversores pode se tornar superior a esse valor, caso a tensão na rede seja superior a 380V. Dessa forma, o valor de ajuste da função 32P foi estabelecido em 1,05x495 kW, sendo igual a 519 kW, conforme prescreve a norma técnica I-432.0004 da distribuidora de energia.

Na Tabela 32, são apresentados os ajustes dos parâmetros referentes a função de proteção 32P no relé de proteção do acessante. Conforme mostrado nessa tabela, a potência ativa de 519 kW está dentro da faixa de ajuste permitida pelo relé de proteção. Além disso, como o relé de proteção URP6000 já opera para potências reversas, o parâmetro **dN inv** deverá ser ajustado em OFF.

Tabela 32 – Resumo do ajuste da função de proteção 32P.

Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 32P (direcional de potência ativa)			
Parâmetro	Descrição	Faixa de Ajuste	Valor
I_N	Corrente nominal do relé de proteção	-	5 A
RTC	Relação de transformação do TC de proteção	1 ... 1250	60
RTP	Relação de transformação do TP de proteção	1 ... 5000	120
$P_{r>>>f} P_p$	Potência de ajuste da função de proteção 32P	3...15.000x(RTCxRTP) W	591 kW
$P_{r>>>F} t$	Tempo de atuação da função de proteção 32P	0,10 ... 240 s	0,1 s
dN inv	Reversão do elemento direcional de potência	ON ou OFF	OFF
PAM	Potência Ativa Modo	Monofásico ou Trifásico	Trifásico

Fonte: Autoria própria.

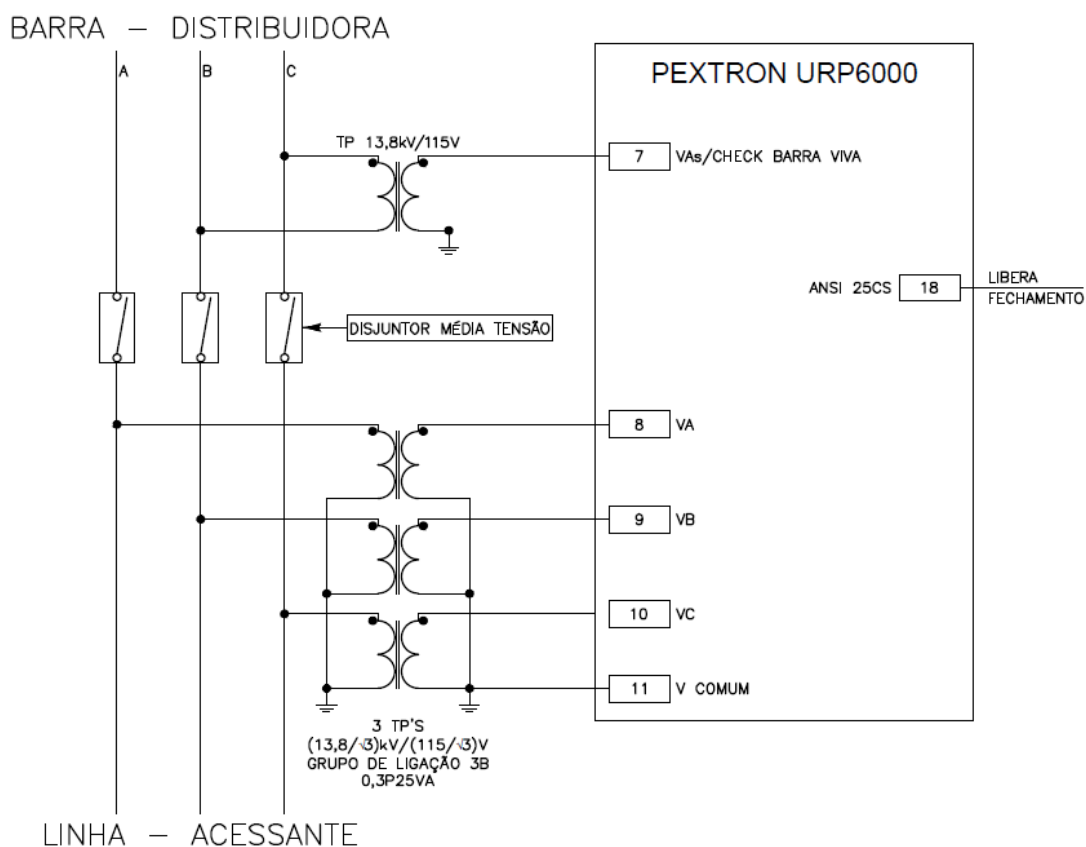
B.3 AJUSTE DA FUNÇÃO DE SINCRONISMO 25CS – BARRA VIVA/LINHA MORTA

A função de proteção 25CS - Barra Viva/Linha Morta tem o objetivo de evitar que o sistema de minigeração fotovoltaica seja conectado à rede elétrica fora de sincronismo. Essa proteção atuará de acordo com os níveis de tensão a montante e a jusante do disjuntor de média tensão da subestação do acessante. Entende-se por “Barra” o lado a montante (distribuidora) e por “Linha” o lado a jusante (acessante).

A função de proteção 25CS (*Check de Barra Morta* no relé PEXTRON URP6000) deve permitir o fechamento do disjuntor de média tensão mostrado na Figura 60 apenas quando houver tensão no lado da distribuidora (Barra Viva) e não houver tensão no lado do Acessante (Linha Morta). Isso garante que o sistema de geração em nenhuma hipótese seja conectado fora de sincronismo com a rede elétrica, ou seja, o sistema não pode estar gerando energia no momento em que for conectado à rede elétrica. Esse processo já acontece de forma automática nos conversores estáticos *on-grid*, pois esses equipamentos ao detectarem a perda/desconexão da rede elétrica automaticamente cessam a geração de energia e somente voltam a fornecer energia após a reconexão da rede elétrica.

Na Tabela 33, são apresentados os ajustes disponíveis no relé de proteção do acessante para função 25CS juntamente com a condição de operação que cada ajuste representa, sendo VA a tensão da “Linha” e VAs a tensão da “Barra”. Nesse caso, foi ajustado o valor *BM VA* para o parâmetro *Check de Barra Morta* do relé PEXTRON URP6000.

Figura 60 – Esquema de atuação da função Barra Viva/Linha Morta.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 33 – Resumo do ajuste da função de proteção 25CS (Check de Barra Morta).

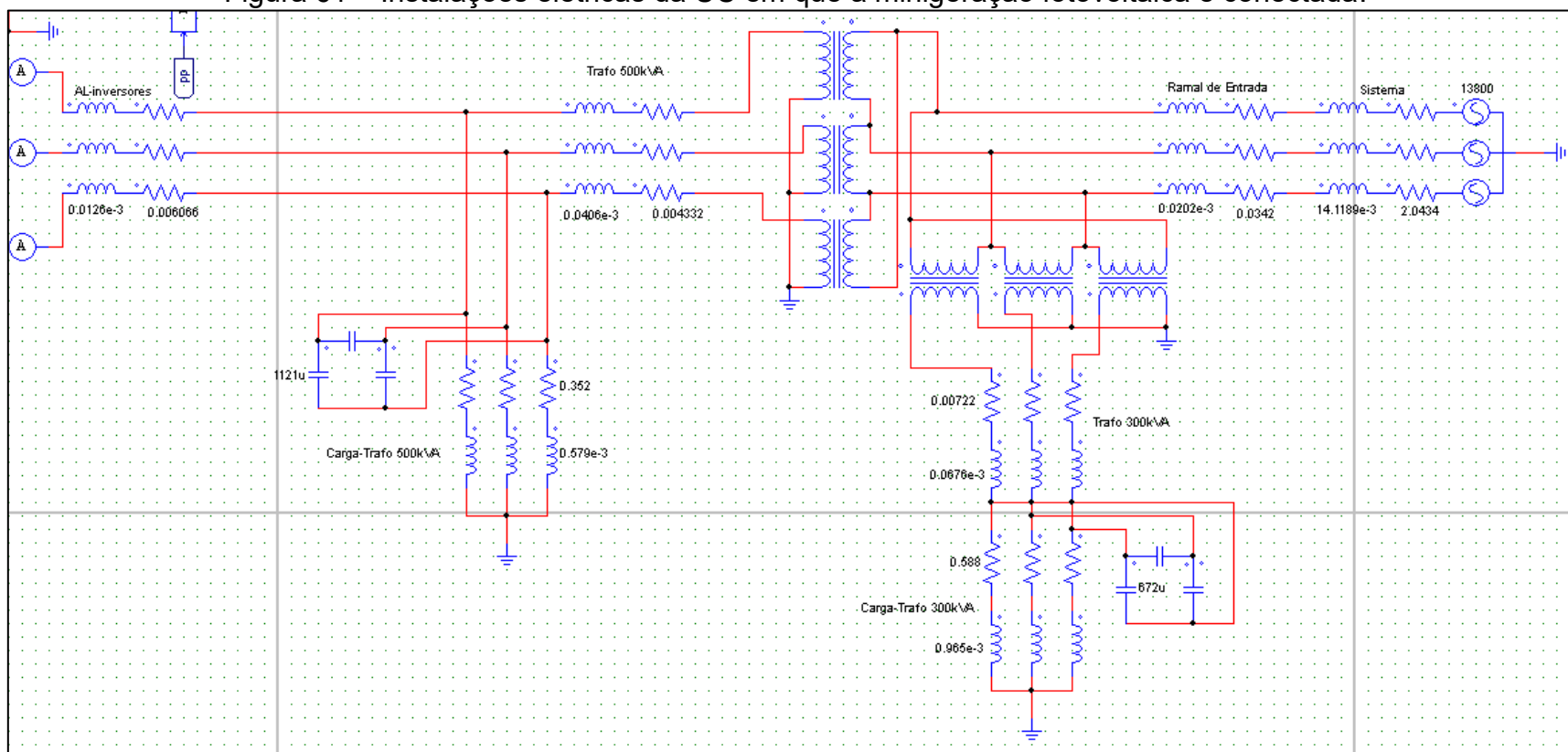
Relé PEXTRON URP6000 – Função de Proteção 25CS (Check de Barra Morta)			
Parâmetro	Faixa de Ajuste	Condição	Valor
Check de Barra Morta	BM VA	$VA < 25 V$ e $VAs > 25 V$	BM VA
	BM VAs	$VAs < 25V$ e $VA > 25 V$	
	BM VA ou VAs	$(VA < 25 V$ e $VAs > 25V)$ ou $(VAs < 25 V$ e $VA > 25 V)$	
	BM VA e VAs	$VA < 25 V$ e $VAs < 25 V$	
	Desativado	-	

Fonte: Autoria própria.

ANEXO A – MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA NO PSIM

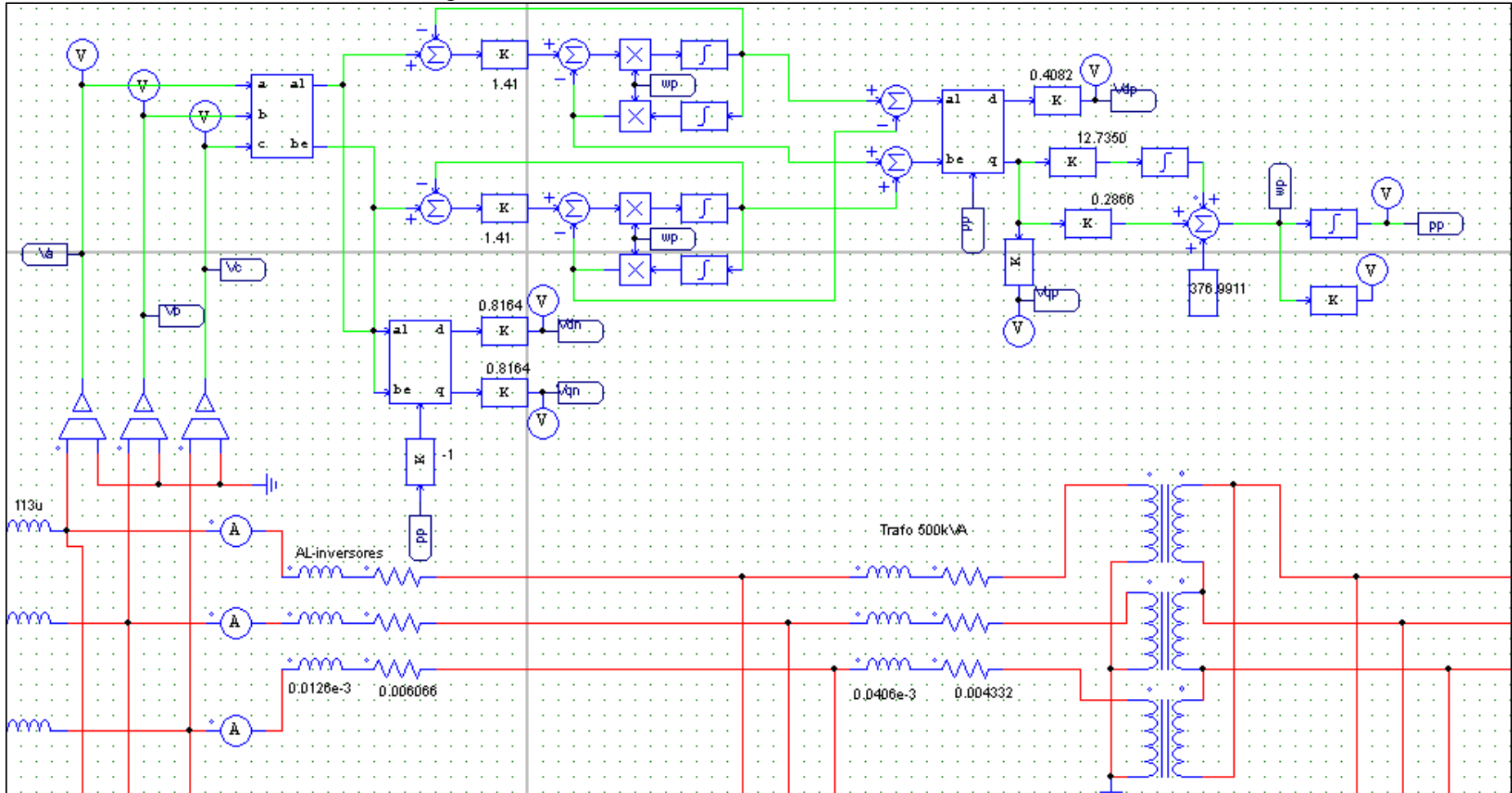
Nas Figuras 61 a 66, é apresentada a modelagem matemática da usina de mineração fotovoltaica abordada no Capítulo 5 que foi simulada no *software* PSIM.

Figura 61 – Instalações elétricas da UC em que a mineração fotovoltaica é conectada.



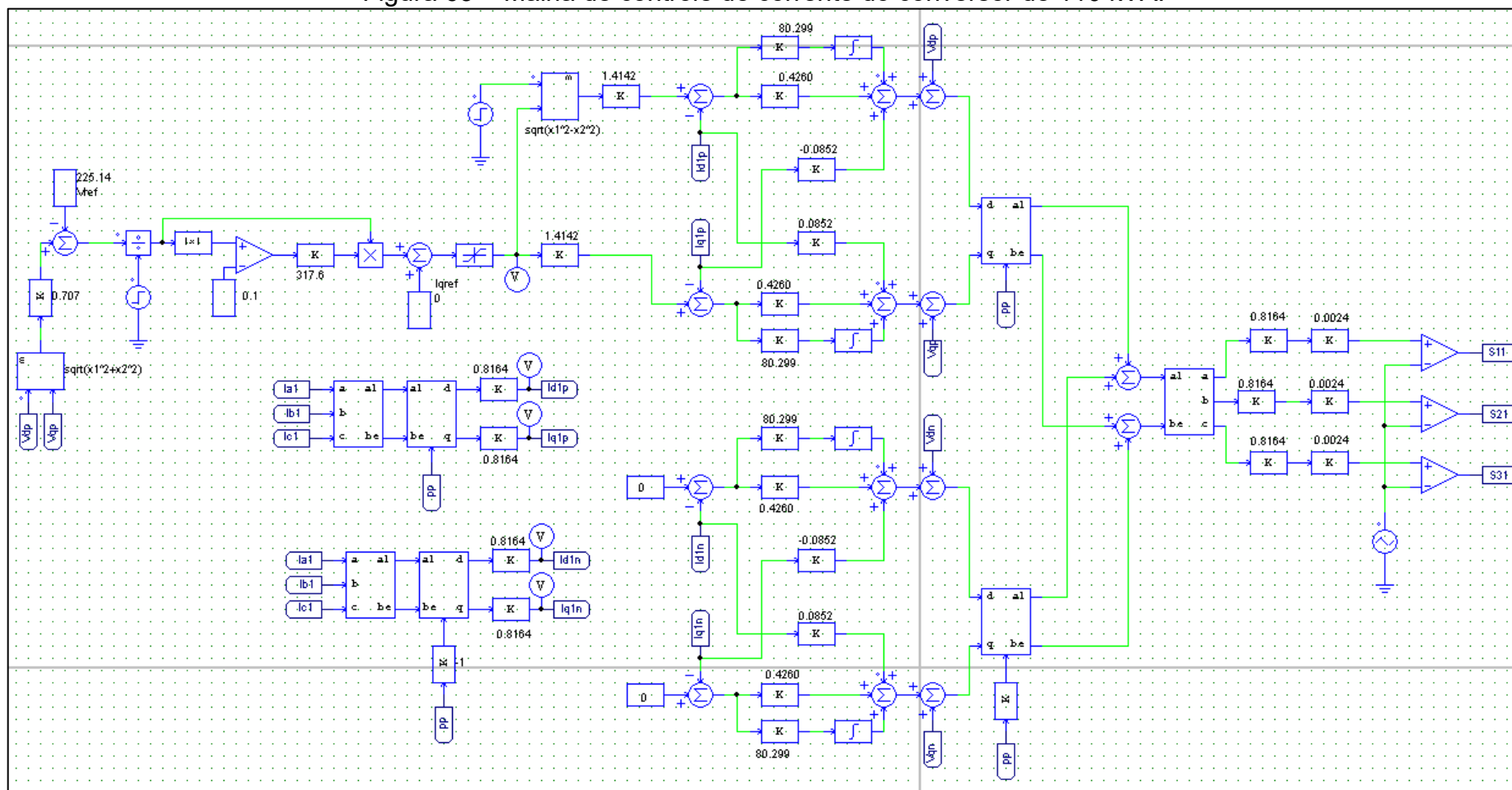
Fonte: Autoria própria.

Figura 62 – Estrutura de sincronismo com a rede elétrica.



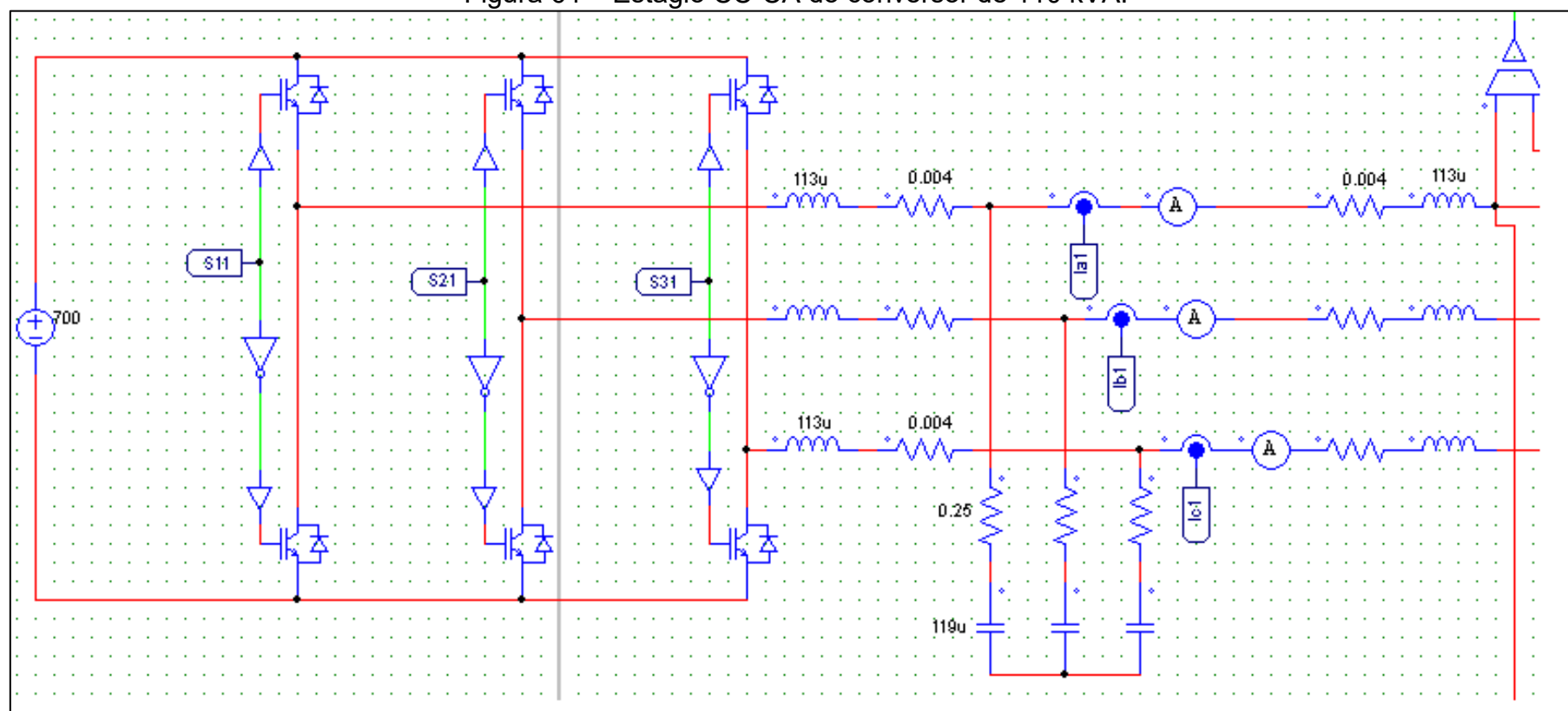
Fonte: Autoria própria.

Figura 63 – Malha de controle de corrente do conversor de 110 kVA.



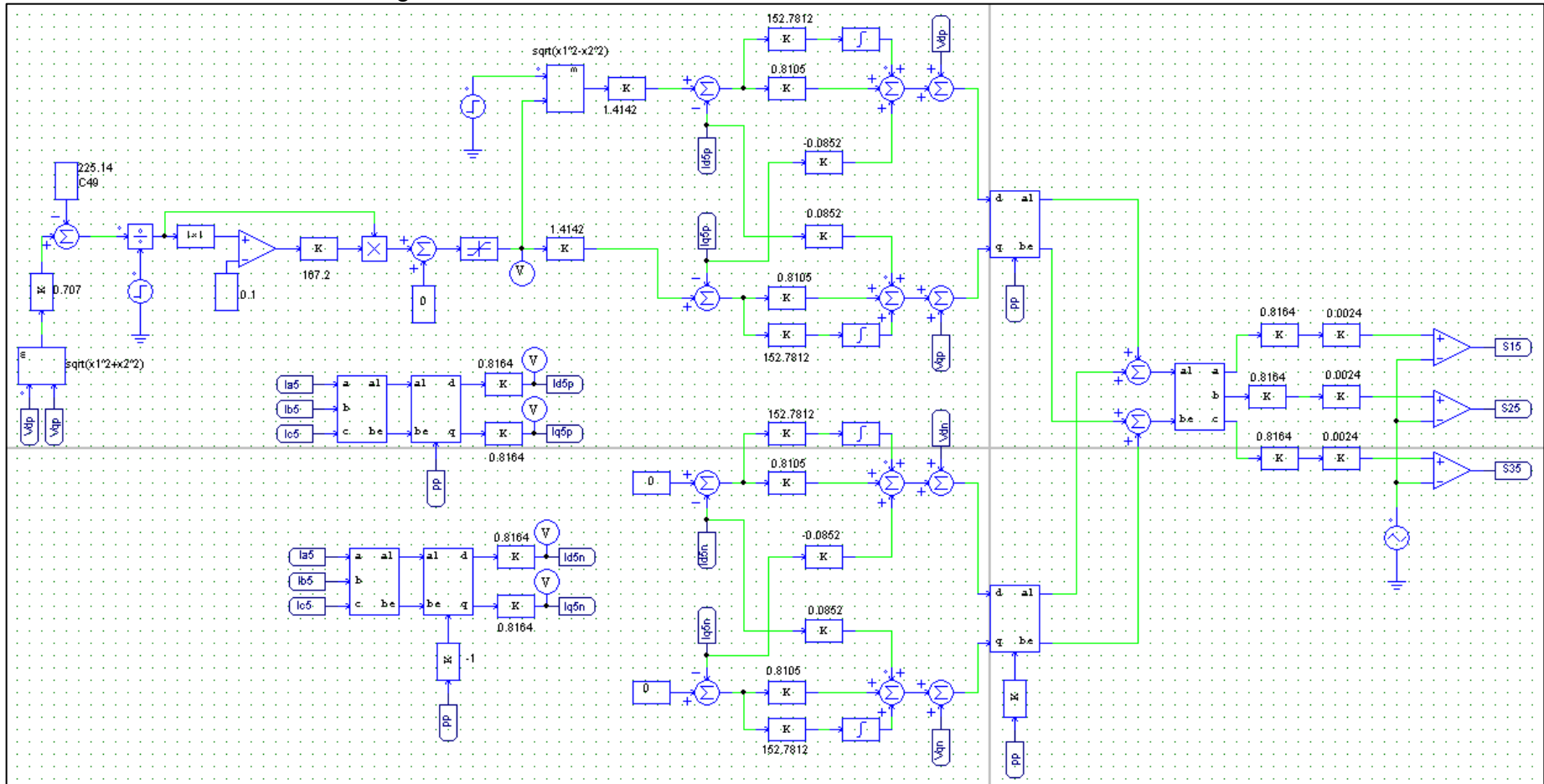
Fonte: Autoria própria.

Figura 64 – Estágio CC-CA do conversor de 110 kVA.



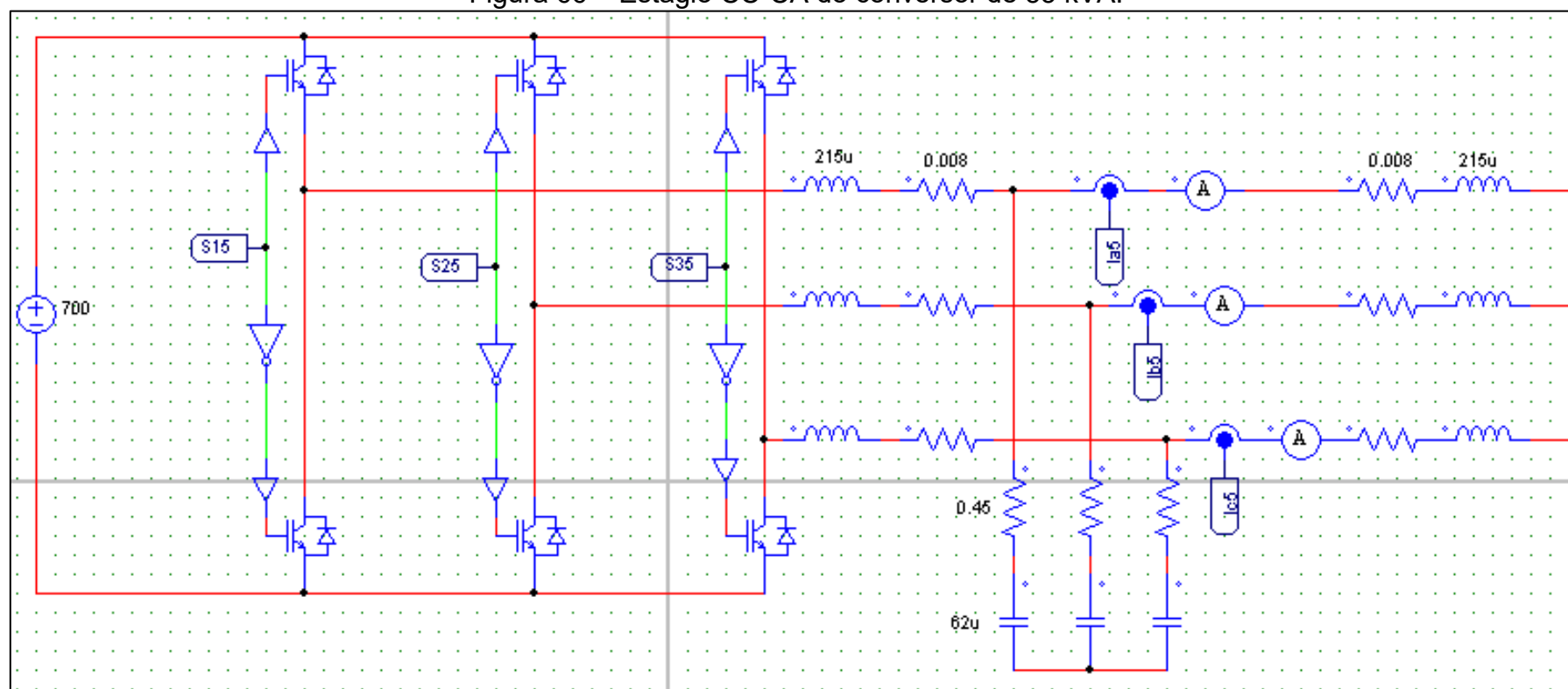
Fonte: Autoria própria.

Figura 65 – Malha de controle de corrente do conversor de 55 kVA.



Fonte: Autoria própria.

Figura 66 – Estágio CC-CA do conversor de 55 kVA.



Fonte: Autoria própria.