

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

Adilson Koiti Belotto Kanehira

Fábio Maciel Wagner

Samuel Antonio de Paula

**Investigação de Potenciais Soluções para o Problema de Fluxo Reverso de
Potência em Redes de Distribuição Reticuladas de Energia Elétrica com
Geração Distribuída**

São Carlos

2020

Adilson Koiti Belotto Kanehira

Fábio Maciel Wagner

Samuel Antonio de Paula

**Investigação de Potenciais Soluções para o Problema de Fluxo Reverso de
Potência em Redes de Distribuição Reticuladas de Energia Elétrica com
Geração Distribuída**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

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

São Carlos

2020

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

K16

Kanehira, Adilson Koiti Belotto

Investigação de potenciais soluções para o problema de fluxo reverso de potência em redes de distribuição reticuladas de energia elétrica com geração distribuída / Adilson Koiti Belotto Kanehira; Fábio Maciel Wagner; Samuel Antonio de Paula; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. - São Carlos, 2020.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2020.

1. Armazenamento de energia. 2. Fluxo reverso de potência. 3. Geração distribuída. 4. Proteção de sistemas elétricos de potência. 5. Protetor de rede. 6. Redes reticuladas. I. Wagner, Fábio Maciel. II. Paula, Samuel Antonio de. III. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Adilson Koiti Belotto Kanehira

Título: “Investigação de potenciais soluções para o problema de fluxo reverso de potência em redes de distribuição reticuladas de energia elétrica com geração distribuída”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 09 / 12 / 2020,

com NOTA 9,5 (nove, cinco), pela Comissão Julgadora:

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

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior - SEL/EESC/USP

Mestre Leandro Rosa Dias - Innova Energy

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Fábio Maciel Wagner

Título: “Investigação de potenciais soluções para o problema de fluxo reverso de potência em redes de distribuição reticuladas de energia elétrica com geração distribuída”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 09 / 12 / 2020,

com NOTA 9,5 (nove , cinco), pela Comissão Julgadora:

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

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior - SEL/EESC/USP

Mestre Leandro Rosa Dias - Innova Energy

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Samuel Antonio de Paula

Título: “Investigação de potenciais soluções para o problema de fluxo reverso de potência em redes de distribuição reticuladas de energia elétrica com geração distribuída”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado

em 09 / 12 / 2020,

com NOTA 9,5 (nove , cinco), pela Comissão Julgadora:

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

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior - SEL/EESC/USP

Mestre Leandro Rosa Dias - Innova Energy

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

Prefácio

Este trabalho foi feito em conjunto por três autores: Adilson, Fábio e Samuel, a partir de agora referenciados, em ordem alfabética, como primeiro autor, segundo autor e terceiro autor respectivamente. Todos os autores participaram anteriormente de projetos de iniciação científica relacionados ao tema e portanto os resultados e análises apresentados aqui são, em parte, frutos desses projetos. O tema escolhido teve como inspiração direta a tese de mestrado apresentada por Dias (2018), e muitas das metodologias abordadas e desenvolvidas neste trabalho foram sugestões por ele apresentadas. Portanto, ficam aqui registrados os agradecimentos dos autores a Leandro Rosa Dias, inspiração inicial para o trabalho e às agências de fomento à pesquisa: Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo apoio técnico e financeiro.

Agradecimentos

Agradecimentos ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior, não somente pelas orientações e aprendizados que tanto contribuíram para a realização deste trabalho e que foram importantes para a formação profissional na área da Engenharia Elétrica, mas também pela sua amizade e companheirismo.

Em especial, agradecemos aos nossos colegas. As amizades feitas durante estes cinco anos possibilitaram momentos incríveis e que certamente levaremos para o resto de nossas vidas. É difícil imaginar que seríamos capazes de passar por tudo o que passamos sem o apoio mútuo destas pessoas fantásticas.

Agradecimentos também às famílias, demais professores e a todos que, de alguma forma, contribuíram para que fosse possível a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Resumo

KANEHIRA, A. K. B.; PAULA, S. A.; WAGNER, F. M. *Investigação de Potenciais Soluções para o Problema de Fluxo Reverso de Potência em Redes de Distribuição Reticuladas de Energia Elétrica com Geração Distribuída*. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

Este trabalho de conclusão de curso visa propor soluções para o problema da ocorrência de fluxo reverso de potência causado pelo excedente de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica de topologia reticulada. Estas redes possuem um componente de proteção específico denominado protetor de rede, que tem como principal função detectar fluxo reverso de potência nos transformadores de distribuição, o que caracteriza, a princípio, a ocorrência de uma falta no alimentador de média tensão associado. A conexão de micro e minigeradores na rede de baixa tensão destas topologias pode causar atuações indevidas do sistema de proteção quando a potência gerada é maior que a potência consumida. As proposições deste trabalho visam solucionar o problema das atuações indevidas dos protetores de rede. Para a realização dos estudos, feitos computacionalmente, foram modelados: um trecho de uma rede subterrânea real de distribuição de energia elétrica de topologia reticulada malhada, o sistema de proteção da rede, geradores distribuídos e sistemas de armazenamento de energia. Foram avaliados incrementos na lógica de atuação dos protetores de rede para que fosse possível diferenciar o fluxo reverso vindo de curtos-circuitos nos alimentadores primários do fluxo reverso vindo do excedente de geração distribuída. Também foram avaliados métodos de se evitar o fluxo reverso por meio de técnicas de armazenamento de energia. Os resultados demonstraram que as propostas têm desempenho satisfatório e possuem potencial para solucionar o problema. Espera-se que os resultados alcançados neste trabalho forneçam uma visão geral a respeito das possíveis soluções apresentadas, de modo a possibilitar futuras estratégias de implementação prática e abrir caminho para futuras pesquisas na área.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia; Fluxo Reverso de Potência; Geração Distribuída; Proteção de Sistemas Elétricos de Potência; Protetor de Rede; Redes Reticuladas.

Abstract

KANEHIRA, A. K. B.; PAULA, S. A.; WAGNER, F. M. *Investigation of Potential Solutions to the Problem of Reverse Power Flow in Power Grid Distribution Systems with Distributed Generation*. Final Paper (Bachelor's Degree) - São Carlos Engineering School, University of São Paulo, São Carlos, 2020.

This final paper has the objective to propose solutions regarding the problem of reverse power flow caused by a distributed generation surplus in grid power distribution networks. These networks have a specific protection component called network protector, its main function is to detect reverse power flow in the distribution transformers, which characterizes the occurrence of a fault in the associated medium voltage feeder. The connection of micro and mini generators in the low voltage network of these topologies can cause undue actuation of the protection system when the generated power is greater than the consumed. The methods presented in this work aim to solve the problem of improper action on the network protectors. The execution of the study was made computationally and the following were modeled: a section of a real underground electrical grid distribution network, the network protection system, distributed generators and energy storage systems. Increments in the logic of network protectors were evaluated so that it was possible to differentiate the reverse power flow caused by short circuits in the primary feeders from the one caused by the distributed generation surplus. Methods of avoiding the reverse power flow using energy storage techniques were also evaluated. The results indicate satisfactory performance from the proposals and that they have the potential to solve the problem. It is expected that the results shown in this paper will provide an overview of the methods presented in order to enable future strategies for practical solutions and pave the way for future research in the area.

Keywords: Distributed Generation; Energy Storage; Grid Networks; Network Protector; Power Systems Protection; Reverse Power Flow.

Lista de Abreviaturas e Siglas

A/D - Analógico-digital
BT - Baixa Tensão
CA - Corrente Alternada
CC - Corrente Contínua
CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
EI - Extremamente Inverso
FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
GD - Geração Distribuída
IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistor*
LI - Inverso de Tempo Longo
MATLAB - Matrix Laboratory
MI - Muito Inverso
MLP - Modulação por Largura de Pulsos
MT - Média tensão
MUX - Multiplexador
NI - Normalmente Inverso
PI - Proporcional Integral
PLL - *Phase Locked Loop*
PR - Protetor de Rede
PRODIST - Procedimentos de Distribuição
PWM - *Pulse Width Modulation*
RMS - *Root mean square*
RTC - Relação de Transformação de Corrente
RTP - Relação de Transformação de Potencial
RTVP - Relé de Taxa de Variação de Potência
S&H - *Sample and Hold*
SEP - Sistema Elétrico de Potência
SOC - *State of Charge*
TC - Transformador de Corrente
TCC - Trabalho de Conclusão de Curso
TD - Tempo definido
TP - Transformador de Potencial
TR - Transformador

Lista de Símbolos

- \hat{a} - Operador rotacional (defasador) de 120°
- abc - Sequência de rotação de fases na sequência abc
- acb - Sequência de rotação de fases na sequência acb
- A_{prim} - Ampéres primários
- A_{sec} - Ampéres secundários
- D - Dial de tempo
- D_{PN} - Diodo
- $dq0$ - Base das componentes síncronas da transformada de Park
- E_{abc} - Tensões de referência em coordenadas naturais
- E_{batt} - Valor de tensão das baterias
- f - Frequência em Hz
- G - irradiância solar sobre o dispositivo
- G_n - irradiância solar em condições normais
- i - Corrente
- I - Corrente de leitura do relé ou corrente passante pelo fusível (A)
- I_0 - Corrente de sequência zero
- I_{a1} - Magnitude do fasor da corrente de sequência positiva
- I_{abc} - Correntes trifásicas do sistema ou Correntes de fase no terminal do gerador
- I_{batt} - Corrente de carga/descarga das baterias
- I_d - Componente da corrente no eixo direto
- I_{dq} - Componentes da corrente em no eixo direto e no eixo em quadratura
- I_{dref} - Corrente direta de referência do bloco de controle
- I_{max} - Corrente máxima de atuação do fusível disponível na curva do fabricante
- I_{min} - Corrente mínima de atuação do fusível
- I_p - Ajuste da corrente de operação (corrente de *pick-up*) (A)
- I_{ph} - Corrente fotoinduzida em uma célula fotovoltaica
- I_{PV} - Corrente fornecida pelo dispositivo (célula, painel ou módulo)
- I_{PVmp} - Corrente de máxima potência em condições normais
- I_q - Componente da corrente no eixo em quadratura
- I_{qref} - Corrente em quadratura de referência do bloco de controle
- I_s - Corrente de saturação do diodo
- I_{SC} - Corrente de curto-circuito de uma célula fotovoltaica
- K - Constante de Boltzmann

K_i - Coeficiente corrente e temperatura de operação
 K_v - Coeficiente tensão e temperatura de operação
 L - Coeficiente das curvas de característica inversa dos relés de sobrecorrente
LC - Referente a um componente indutivo (L) e capacitivo (C)
MTP - Máxima taxa de potência
MTPP - Máxima taxa de potência positiva
N - Fator de qualidade do diodo
P50 - Ajuste do pickup da corrente do relé de sobrecorrente instantâneo
P51 - Ajuste do pickup da corrente do relé de sobrecorrente temporizado
PC - Parâmetros de curva do relé de sobrecorrente temporizado
 $P_{ESS,ref}$ - Potência ativa de referência do controle do conversor
 P_{inst} - Potência ativa instantânea
 P_{mp} - Ponto de máxima potência
PQ - Potência ativa (P) e potência reativa (Q)
 P_{ref} - Potência ativa de referência do bloco de controle
pu - Por unidade
PV - Potência ativa (P) e tensão (V)
q - Carga elementar de um elétron
 Q_{inst} - Potência reativa instantânea
 Q_{ref} - Potência reativa de referência do bloco de controle
R - Resistência
 r_0 - Resistência de sequência zero
 r_1 - Resistência de sequência positiva
 R_f - Resistência de Falta
 R_g - Resistência do solo do bloco de faltas do Simulink
 R_{on} - Resistência de falta do bloco de faltas do Simulink
 R_s - Resistência série em uma célula fotovoltaica
 R_{sh} - Resistência *shunt* em uma célula fotovoltaica
t - Tempo de atuação do relé de sobrecorrente de característica inversa ou do fusível (s)
T - Temperatura
TL - Tensão de leitura
 Tm - Tempo de integração referente à atuação do relé de sobrecorrente (s)
 T_{min} - Ajuste do pickup de tensão para o relé de subtensão
 U_d - Tensão de eixo direto resultante do bloco de controle
 U_q - Tensão de eixo em quadratura resultante do bloco de controle

V - Tensão

V_0 - Tensão de sequência zero

\dot{V}_a - Fasor de tensão na fase a

\dot{V}_{a0} - Fasor de tensão de sequência zero da fase a

\dot{V}_{a1} - Fasor de tensão de sequência positiva da fase a

\dot{V}_{a2} - Fasor de tensão de sequência negativa da fase a

V_{abc} - Tensões trifásicas do sistema ou Tensões de fase no terminal do gerador

V_{An} - Tensão fase-terra relativa à fase a

\dot{V}_b - Fasor de tensão na fase b

V_{Bn} - Tensão fase-terra relativa à fase b

\dot{V}_c - Fasor de tensão na fase c

VCC - Fonte de tensão ideal representando o estágio CC

V_{Cn} - Tensão fase-terra relativa à fase c

V_d - Componente da tensão no eixo direto

V_{dq} - Componentes da tensão em no eixo direto e no eixo em quadratura

V_{OC} - Tensão de circuito aberto de uma célula fotovoltaica

V_{PV} - Tensão de saída do dispositivo

V_{PVmp} - Tensão de máxima potência em condições normais

V_q - Componente da tensão no eixo em quadratura

V_t - Tensão térmica do diodo

Y - Ligação estrela

Y_n - Ligação estrela-aterrada

x_0 - Reatância de sequência zero

x_1 - Reatância de sequência positiva

α - Coeficiente alpha das curvas de característica inversa dos relés de sobrecorrente

β - Coeficiente beta das curvas de característica inversa dos relés de sobrecorrente

Δ - Ligação delta

ΔT - Diferença entre a temperatura de operação e a temperatura em condições normais

$\theta_{I_{a1}}$ - Fase da corrente de sequência positiva

θ_{PLL} - ângulo de referência fornecido pelo PLL

$\theta_{V_{a0}}$ - Fase da tensão de sequência zero da fase a

$\theta_{V_{a1}}$ - Fase da tensão de sequência positiva da fase a

$\theta_{V_{a2}}$ - Fase da tensão de sequência negativa da fase a

ω - Frequência em rad/s

ωt_{PLL} - Ângulo fornecido pelo PLL (frequência angular vezes o tempo)

Lista de Figuras

- Figura 1 - Quantidade de conexões de geradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil até dez/2019.
- Figura 2 - Representação unifilar de uma rede reticulada malhada de distribuição de energia elétrica.
- Figura 3 - Representação unifilar de redes reticuladas exclusivas de distribuição de energia elétrica.
- Figura 4 - Composição de uma unidade de rede reticulada considerando o protetor de rede.
- Figura 5 - Atuação convencional do protetor de rede frente a uma falta.
- Figura 6 - Atuação indevida do protetor de rede devido ao excesso de GD.
- Figura 7 - Representação dos diferentes tipos de falta.
- Figura 8 - Exemplo de decomposição fasorial baseada no Teorema de Fortescue
- Figura 9 - Composição básica de um sistema de proteção.
- Figura 10 - Arquitetura analógico-digital de um sistema de proteção.
- Figura 11 - Curvas de *tempo de fusão x corrente* de fusíveis HH.
- Figura 12 - Esquema de proteção de sobretensão residual (ANSI 59N).
- Figura 13 - Esquema generalizado de um gerador fotovoltaico.
- Figura 14 - Célula Fotovoltaica.
- Figura 15 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo 5 parâmetros).
- Figura 16 - Característica $V \times i$ de uma célula fotovoltaica.
- Figura 17 - Ponto de operação em um sistema flutuante.
- Figura 18 - Esquema unifilar do gerador proposto.
- Figura 19 - Esquema unifilar do bloco de controle.
- Figura 20 - Artificio para desacoplamento dos eixos.
- Figura 21 - Exemplificação simples do uso de um sistema de armazenamento.
- Figura 22 - Modelo simplificado bateria.
- Figura 23 - Curva característica da tensão de carga ou de descarga de uma bateria.
- Figura 24 - Ilustração sistema de armazenamento agregado.
- Figura 25 - Ilustração de sistema de armazenamento de energia ao lado da GD.
- Figura 26 - Ilustração de sistema de armazenamento ao lado da carga.
- Figura 27 - Mapa da região central de Curitiba.
- Figura 28 - Região da rede secundária de baixa tensão destacada em vermelho na Figura 27. A região destacada em verde foi o trecho modelado neste trabalho.
- Figura 29 - Esquemático de conexão do trecho da rede modelada.
- Figura 30 - Indicação das barras com geradores conectados.
- Figura 31 - Representação do modelo utilizado para a subestação.
- Figura 32 - Representação do modelo utilizado para as linhas.

Figura 33 - Representação do modelo utilizado para os transformadores.

Figura 34 - Representação do modelo utilizado para as cargas.

Figura 35 - Lógica de atuação do protetor de rede com a lógica auxiliar proposta.

Figura 36 - Lógica de atuação do protetor de rede com a função auxiliar 27 na BT do transformador (27 BT).

Figura 37 - Lógica de atuação do protetor de rede com função auxiliar 27 na BT do transformador (27 BT) e 59N na MT do transformador.

Figura 38 - Lógica de atuação do protetor de rede com função auxiliar 27 na MT do transformador (27 MT).

Figura 39 - Lógica de atuação do protetor de rede com a função auxiliar RTVP na BT do transformador.

Figura 40 - Protetor de Rede CM52 da Eaton.

Figura 41 - Diagrama da modelagem do Protetor de Rede CM52 da Eaton.

Figura 42 - Diagrama da modelagem do relé de subtensão (ANSI 27).

Figura 43 - Diagrama da modelagem do relé de subtensão (ANSI 27).

Figura 44 - Modelagem do Relé de Taxa de Variação de Potência.

Figura 45 - Decisão do RTVP frente à variações na taxa de potência.

Figura 46 - Diagrama de modelagem da função ANSI 50/51.

Figura 47 - Modelagem do fusível.

Figura 48 - Regressão matemática para o Fusível HH de 16 A da fabricante Montema.

Figura 49 - Coordenação das proteções de sobrecorrente.

Figura 50 - Substituição do inversor real por um inversor ideal.

Figura 51 - Esquema unifilar do gerador empregado.

Figura 52 - Modelo do painel fotovoltaico.

Figura 53 - Modelo de bateria empregado.

Figura 54 - Esquema simplificado do controle de carga e descarga da bateria.

Figura 55 - Fluxograma representativo do controle automático da bateria.

Figura 56 - Representação do (a) bloco de simulação de faltas elétricas no *software* Matlab e do (b) circuito elétrico equivalente do bloco.

Figura 57 - Perfis de tensão para as situações sem falta.

Figura 58 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para variação abrupta de carga (0,4 para 0,7 pu, irradiância solar alta).

Figura 59 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para uma falta fase-terra franca na metade do alimentador 001-041 (carregamento pesado e irradiância solar média).

Figura 60 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para uma falta trifásica franca na metade do alimentador 001-041 (carregamento pesado e irradiância solar média).

Figura 61 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para uma falta fase-terra de 40Ω na metade do alimentador 001-041 (carregamento leve e irradiância solar alta).

Figura 62 - Influência do nível de GD na proteção de subtensão do lado de BT.

Figura 63 - Influência do carregamento do sistema na proteção de subtensão do lado de BT.

Figura 64 - Influência da resistência de falta na proteção de subtensão.

Figura 65 - Representação do deslocamento total do neutro para uma falta fase-terra envolvendo a fase A.

Figura 66 - Representação do surgimento de $3V_0$ com valor de 3 pu na ocorrência do deslocamento total do neutro para uma falta fase-terra envolvendo a fase A.

Figura 67 - Perfil das tensões fase-terra no lado de alta tensão do TR01 para variação abrupta de carga (0,4 para 0,7 pu, irradiância solar alta).

Figura 68 - Perfil das tensões fase-terra no lado de MT do TR01 para uma falta fase-terra de 40Ω na metade do alimentador 001-041 (carregamento leve e irradiância solar alta).

Figura 69 - Taxa de variação no alimentador onde ocorre a falta durante o período de simulação.

Figura 70 - Detalhe da taxa de variação no alimentador onde ocorre a falta após ocorrência da mesma.

Figura 71 - Detalhe da taxa de variação no alimentador onde ocorre a falta no momento da mesma.

Figura 72 - Detalhe da taxa de variação após ocorrência da falta em outro alimentador.

Figura 73 - Detalhe da taxa de variação em outro alimentador no momento da falta.

Figura 74 - Detalhe da taxa de variação durante a variação de irradiância.

Figura 75 - Detalhe da taxa de variação durante o degrau de carregamento.

Figura 76 - Fluxo de potência ativa pelo PR11 na rede sem elementos armazenadores.

Figura 77 - Fluxo de potência ativa pelo PR11 na rede com elementos armazenadores.

Figura 78 - Comportamento do Estado de Carga de uma das baterias.

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Comparação da confiabilidade das várias topologias de redes de distribuição.

Tabela 2 - Porcentagem de ocorrência dos curtos-circuitos.

Tabela 3 - Exemplos de numerações de dispositivos e suas funções.

Tabela 4 - Parâmetros de Curva para Relés de Sobrecorrente ANSI 50/51.

Tabela 5 - Níveis de tensão para pontos de conexão com tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).

Tabela 6 - Potência que flui pelos alimentadores para os cenários sem falta em kW.

Tabela 7 - Resultados das simulações com a lógica auxiliar de subtensão na BT do transformador.

Tabela 8 - Resultados das simulações com as lógicas auxiliares de subtensão na BT do transformador e sobretensão residual na MT do transformador.

Tabela 9 - Resultados das simulações com a lógica auxiliar de subtensão na MT do transformador.

Tabela 10 - Resultados das simulações com o RTVP na baixa tensão do transformador.

Tabela 11 - Resultados das simulações com os sistemas de armazenamento.

Tabela 12 - Resumo das principais vantagens e desvantagens das propostas de solução.

Sumário

1. Introdução	30
1.1. Objetivos	32
1.1.1. Autor 1	32
1.1.2. Autor 2	33
1.1.3. Autor 3	33
1.2. Organização do Documento	33
2. Revisão Bibliográfica	34
2.1. Redes Reticuladas	34
2.2. Protetores de Rede	36
2.3. Geração Distribuída	37
2.4. Expansão da GD e a Relação com os Protetores de Rede	38
2.5. Estudo de Curto-Circuito em Sistemas Elétricos de Potência	40
2.5.1. Definições e Conceitos	40
2.5.2. Tipos de falta	40
2.5.3. Teorema das Componentes Simétricas	42
2.6. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência	44
2.6.1. Introdução	44
2.6.2. Histórico dos Relés de Proteção	45
2.6.3. Funções e Numerações	45
2.6.4. Requisitos Básicos	46
2.6.5. Composição básica de um sistema de proteção	47
2.6.6. Proteção de Sistemas de Distribuição	48
2.6.7. Relé de Sobrecorrente (ANSI 50/51)	49
2.6.8. Fusíveis	51
2.6.9. Relé de Subtensão (ANSI 27)	52
2.6.10. Relé de Sobretensão Residual (ANSI 59N)	53
2.7. Geradores Fotovoltaicos	54
2.7.1. Unidade Fotovoltaica	54
2.7.2. Conversor	57
2.7.2.1. Bloco PLL e a Transformada dq0	59
2.7.2.2. Bloco de Controle	61
2.8. Sistema de Armazenamento	62
2.8.1. Baterias	63
2.8.2. Localização do sistema de armazenamento	65
2.8.2.1. Sistema de armazenamento agregado	66
2.8.2.2. - Sistema de Armazenamento Distribuído ao Lado do Gerador	67
2.8.2.3. - Sistema de Armazenamento Distribuído ao Lado da Carga	68
3. Material e Metodologia	70

3.1. Programa Computacional Matlab (Simulink)	70
3.2. Descrição do Sistema Elétrico	70
3.3. Modelagem do Sistema Elétrico	73
3.3.1. Subestação	73
3.3.2. Linhas	74
3.3.3. Transformadores	74
3.3.4. Cargas	75
3.4. Descrição do Sistema de Proteção	75
3.5. Modelagem do Sistema de Proteção	76
3.5.1. Protetor de Rede	76
3.5.1.1. Protetor de Rede CM52 da Eaton	78
3.5.1.2. Relé de Subtensão (ANSI 27)	80
3.5.1.3. Relé de Sobretensão Residual (ANSI 59N)	81
3.5.1.4. Relé de Taxa de Variação da Potência	82
3.5.2. Relé de Sobrecorrente (ANSI 50/51)	84
3.5.3. Fusíveis	85
3.6. Coordenação das Curvas de Sobrecorrente	88
3.7. Gerador Fotovoltaico	89
3.7.1. Modelo para a referência Pref	91
3.8. Sistema de Armazenamento	93
3.8.1. Sistema de controle automático de potência	93
3.9. Descrição das Simulações Realizadas	96
3.9.1. Cenários Simulados para as alternativas de Protetores de Rede	96
3.9.1.1. Cenários de Falta	97
3.9.1.2. Cenários de Variação de GD	98
3.9.1.3. Cenários de Variação de Carga	99
3.9.1.4. Resultados Esperados para cada Cenário	100
3.9.2. Cenários Simulados para os Sistemas de Armazenamento de Energia e resultados esperados	101
4. Resultados e Análises	103
4.1. Validação do Sistema Elétrico	103
4.2. Lógicas Auxiliares dos Protetores de Rede Propostos	105
4.2.1. Relé de Subtensão (ANSI 27) na BT	105
4.2.2. Relé de Subtensão (ANSI 27) na BT + Relé de Sobretensão Residual (ANSI 59N)	113
4.2.3. Relé de Subtensão (ANSI 27) na MT	116
4.2.4. Relé de Taxa de Variação da Potência (RTVP)	119
4.3. Sistema de Armazenamento de Energia	126
4.4. Resumo das Soluções Propostas	129
5. Conclusões	130
5.1. Lógicas Auxiliares	130
5.1.1. Lógicas baseadas em Tensão	130

5.1.2. Lógicas baseadas na Taxa de Variação da Potência	131
5.2. Baterias	132
5.3. Sugestões para Trabalhos Futuros	132
6. Referências Bibliográficas	134
7. Apêndices	138

1. Introdução

O crescimento da geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição de energia elétrica tem originado cada vez mais preocupações acerca da integridade do sistema elétrico. Projetadas para funcionar de forma unidirecional, as redes de distribuição foram concebidas considerando a potência fluindo da subestação para as cargas. Entretanto, com a inclusão da GD, o fluxo de potência pode perder essa característica, afetando positiva ou negativamente aspectos como: tensão de regime permanente, perdas técnicas, a qualidade da energia elétrica, as proteções da rede de distribuição e o gerenciamento desses sistemas (JENKINS et al, 2005). Assim, uma série de estudos devem ser feitos para avaliar os potenciais impactos positivos e negativos na operação e planejamento desses sistemas considerando esta tendência.

Dentre as fontes englobadas pelo termo “geração distribuída”, a geração solar fotovoltaica é aquela que apresentou maior crescimento nos últimos anos. De acordo com IEA (2018), em uma escala global, ela é a fonte renovável que terá maior crescimento, pelo menos, pelos próximos 6 anos, e o Brasil, não diferentemente de outros países ao redor do mundo, vem assistindo a um crescimento exponencial no número de conexões de geradores fotovoltaicos em suas redes de distribuição (ANEEL, 2019). A Figura 1 mostra o número de conexões de micro e minigeração de geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição em todo o Brasil ao longo dos últimos anos.

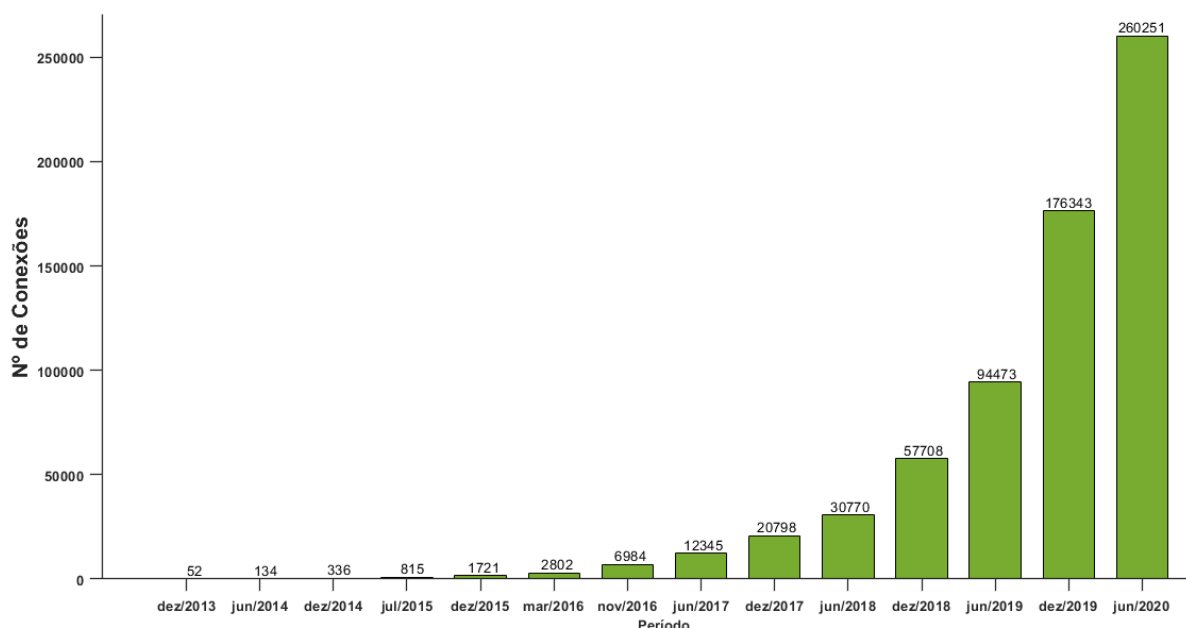


Figura 1 - Quantidade de conexões de geradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil até jun/2020 (ANEEL, 2020).

Portanto, fica claro que estudos a respeito dos impactos causados pela GD se tornam cada vez mais importantes para garantir um adequado funcionamento dos sistemas elétricos. Embora já existam muitos trabalhos que tratem dos efeitos da GD em redes de distribuição convencionais (majoritariamente de topologia radial e suas variantes), ainda há poucos trabalhos que estudam estes impactos em outras topologias de rede, como as redes reticuladas, foco deste trabalho.

A rede reticulada é uma topologia subterrânea que apresenta maior confiabilidade em relação às outras configurações de rede, apesar do custo elevado de instalação e manutenção e do maior grau de complexidade (rede subterrânea e altamente redundante). Este tipo de rede apresenta vantagens em relação às outras topologias, como o baixo índice de falhas e baixo índice de interrupções momentâneas por ano, além da capacidade de manter a rede em operação no caso de ausência de um ou mais transformadores (SETTEMBRINI, FISHER, HUDAK, 1991). Isto se deve à natureza da rede reticulada, na qual um conjunto de cargas é suprido por, pelo menos, dois alimentadores primários distintos, em contraposição com a rede radial, em que um único alimentador é responsável por alimentar um conjunto de cargas. Dessa forma, caso um alimentador se ausente, seja por falha ou manutenção, pelo menos um outro alimentador será capaz de suprir a carga até que o outro volte a operar. Devido a estas características, as redes reticuladas são usualmente implementadas em grandes centros de consumidores com alta densidade de serviços e que necessitam de alta confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, como hospitais, centros comerciais e centros financeiros. Existe até mesmo a possibilidade de uma rede reticulada ser exclusiva, em que ela suprirá apenas um grande consumidor pontual, como uma base militar (KAGAN, DE OLIVEIRA, ROBBA, 2005).

Contudo, esse tipo de rede também acarreta complicações no sistema convencional de proteção. Caso ocorra um curto-circuito num alimentador primário associado a um ou alguns transformadores, haverá fluxo reverso de potência fluindo por estes, pois haverá contribuição para a corrente de falta vinda dos outros alimentadores primários por meio da rede secundária. Para evitar este tipo de problema, um dispositivo denominado Protetor de Rede (PR) é instalado nos terminais secundários de cada transformador, e sua principal função é interromper a conexão do transformador com a rede de Baixa tensão caso ocorra fluxo reverso de potência e impedir que os outros alimentadores contribuam para a falta. Dessa forma, junto à proteção do início do alimentador primário sob condição de falta, cessa-se a contribuição à corrente de curto-circuito (BARRETO, 2017; IEEE.C57.12.44, 2014).

Porém, com o aumento da GD, isso pode levar a problemas, uma vez que pode haver períodos do dia em que a geração supera o consumo das cargas, causando um fluxo reverso de potência nos transformadores sem que haja nenhuma falta, e assim, fazendo com que os PRs atuem indevidamente. Isto é prejudicial, uma vez que a rede irá operar com a ausência de um ou mais transformadores sem que haja necessidade de isolar uma falta, e em situações mais graves, a abertura de um alimentador

pode provocar um efeito cascata nos outros, fazendo com que toda a rede entre em blecaute (DIAS, VIEIRA JR., 2017; WAGNER, KANEHIRA, VIEIRA JR., 2019). Esta preocupação se torna cada vez mais relevante na medida em que se aumenta o número de geradores solares fotovoltaicos e outros tipos de geração distribuída instalados nas redes de baixa tensão.

A proposta atual é limitar o nível de geração como sendo o mínimo consumido pela carga, de forma que se evite qualquer possibilidade de fluxo reverso (IEEE.1547.6, 2011). Entretanto, esta medida surge como uma barreira à expansão da GD, o que conflita com os objetivos e tendências da rede elétrica. Por isso, a busca por novas soluções que não restrinjam o aumento da geração distribuída torna-se cada vez mais importante, de modo a possibilitar a ocorrência do fluxo reverso de potência pelo excedente de GD sem que este possa trazer danos operacionais à rede.

Assim, o intuito deste TCC é averiguar diferentes propostas de solução para o problema apresentado. Cada autor desenvolveu propostas diferentes e a viabilidade técnica de cada uma foi averiguada.

1.1. Objetivos

Nesta seção, serão apresentados os objetivos e responsabilidades de cada autor. O objetivo em comum é propor soluções para o problema da ocorrência do fluxo reverso de potência em redes de distribuição de energia elétrica de topologia reticulada malhada. As soluções e objetivos propostos foram avaliados de modo individual.

1.1.1. Autor 1

O objetivo do aluno é a proposição de incrementos na lógica de atuação dos protetores de rede convencionais por meio de funções auxiliares baseadas em proteções existentes, a fim de que o fluxo reverso causado por faltas nos alimentadores primários seja diferenciado daquele causado pelo excedente de GD do sistema. O objetivo é avaliar junto aos protetores de rede convencionais o desempenho das seguintes lógicas auxiliares:

- Subtensão na baixa tensão;
- Subtensão na baixa tensão e Sobretensão Residual na média tensão;
- Subtensão na média tensão.

1.1.2. Autor 2

O objetivo do aluno é o desenvolvimento de um método de diferenciação do fluxo reverso por meio do incremento de uma lógica auxiliar nos protetores de rede convencionais, fazendo o uso de uma função de proteção ainda não abordada na literatura. A função de proteção se baseia na taxa de variação do fluxo de potência.

1.1.3. Autor 3

O objetivo do aluno é a inserção de elementos armazenadores de energia para que estes possam ser responsáveis por absorver o excedente de potência causado pela GD, fazendo com que o fluxo reverso de potência não ocorra nestes casos, o que evita que os protetores de rede convencionais atuem indevidamente.

1.2. Organização do Documento

Este documento apresenta primeiramente a introdução e os objetivos do trabalho na Seção 1. Em seguida, na Seção 2, é feita uma revisão bibliográfica do tema, apresentando embasamento teórico nos assuntos abordados. Na Seção 3 são apresentados os materiais e metodologias, incluindo as descrições e as modelagens executadas, assim como os cenários simulados. Na Seção 4, são apresentados os resultados e as análises pertinentes para as técnicas avaliadas e, por fim, a Seção 5 encerra realizando a conclusão dos principais resultados obtidos e sugestões para futuros trabalhos. Também são apresentadas as referências bibliográficas na Seção 6 seguida dos apêndices na Seção 7.

2. Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem como objetivo fornecer uma contextualização sobre o assunto abordado, bem como base teórica dos principais elementos utilizados neste trabalho. Serão elencadas referências que trazem dados e pontos relevantes sobre o tema, assim como aquelas que fornecem um aprofundamento teórico sobre os diversos aspectos necessários para o entendimento deste trabalho.

2.1. Redes Reticuladas

Os sistemas de distribuição de energia reticulados foram concebidos para prover maior confiabilidade no suprimento de energia elétrica aos consumidores, uma vez que a rede de baixa tensão é subterrânea, organizada em malhas e é suprida por dois ou mais transformadores de distribuição associados a pelo menos dois alimentadores primários distintos. Assim, caso haja uma contingência que desligue um alimentador primário, outros alimentadores continuarão a suprir a carga (KAGAN, DE OLIVEIRA, ROBBA, 2005). Esses sistemas são muito empregados em grandes centros urbanos ou para atender consumidores especiais, que possuem baixa tolerância a interrupções de energia elétrica e exigem grandes demandas das concessionárias. No Brasil, pode-se encontrar sistemas de distribuição reticulados em grandes cidades como: Rio de Janeiro, São Paulo, Brasília, Belo Horizonte e Curitiba. De acordo com Brunherotto e Oliveira (2013), redes reticuladas são dominantes dentre as topologias de redes subterrâneas de distribuição no Brasil.

Quando se trata de sistemas reticulados, há duas arquiteturas conhecidas: as redes reticuladas malhadas (*Grid Networks*) e as redes reticuladas exclusivas (*Spot Networks*). Ambas as topologias fazem o uso de dois ou mais transformadores de alimentadores primários distintos, porém, diferem-se quanto às suas abrangências: a rede reticulada malhada, retratada na Figura 2, é composta por vários pontos interconectados, formando uma espécie de malha nas ruas e avenidas, e é comumente utilizada em centros comerciais e industriais, ao passo que a rede reticulada exclusiva, retratada na Figura 3, abrange um consumidor mais específico, como um centro hospitalar (BARRETO, 2014; IEEE.1547.6, 2011).

A razão da aplicação das topologias reticuladas envolve principalmente a questão da confiabilidade. Analisando a Tabela 1, pode-se perceber que as topologias reticuladas são as que menos apresentam falhas por ano, com destaque para as redes reticuladas malhadas. O tempo médio de duração das interrupções nas topologias reticuladas é um dos maiores, porém, as falhas quase não ocorrem quando comparadas às outras topologias (SETTEMBRINI, FISHER, HUDAK, 1991).

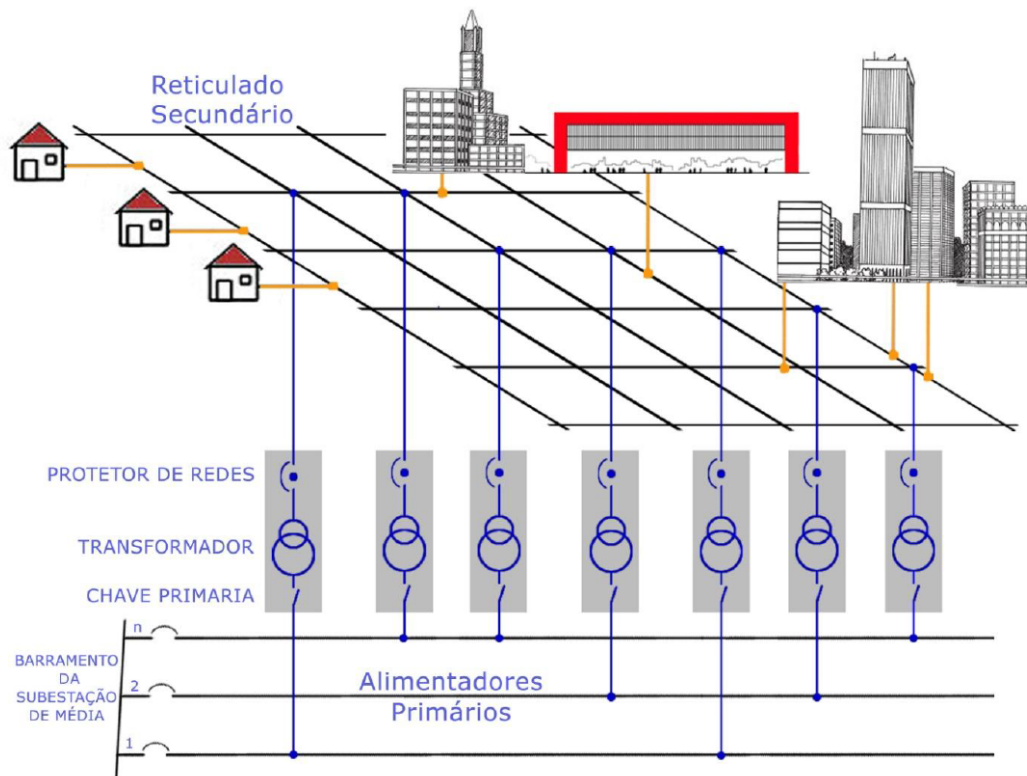


Figura 2 - Representação unifilar de uma rede reticulada malhada de distribuição de energia elétrica (BARRETO, 2014).

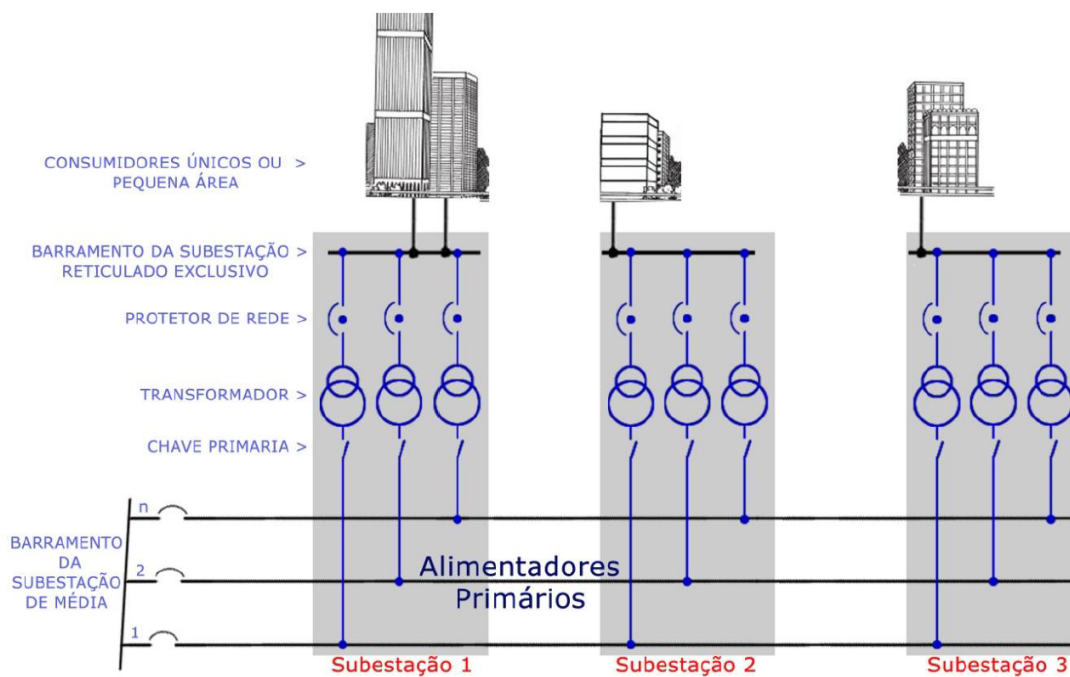


Figura 3 - Representação unifilar de redes reticuladas exclusivas de distribuição de energia elétrica (BARRETO, 2014).

Tabela 1 - Comparação da confiabilidade das várias topologias de redes de distribuição (SETTEMBRINI, FISHER, HUDAK, 1991).

	Radial Simples	Primário com Anel	Distribuição Residencial Subterrânea	Primário Seletivo	Secundário Seletivo	Reticulada Malhada	Reticulada Exclusiva
Número de faltas por ano (≥ 5 min)	0,3 a 1,3	0,4 a 0,7	0,4 a 0,7	0,1 a 0,5	0,1 a 0,5	0,005 a 0,020	0,02 a 0,10
Média de duração das faltas [min]	90	65	60	180	180	135	180
Número de interrupções momentâneas por ano (≤ 5 min)	5 a 10	10 a 15	4 a 8	4 a 8	2 a 4	0	0 a 1

2.2. Protetores de Rede

O fato de haver vários alimentadores suprindo uma rede elétrica malhada exigiu a tomada de algumas práticas para realizar a proteção do sistema de forma eficiente. Dentre estas práticas, destaca-se a instalação de PRs (*Network Protectors*) no lado secundário dos transformadores de distribuição. Sua função é desconectar o(s) transformador(es) da rede reticulada caso haja um curto-circuito no alimentador primário correspondente. Dessa forma, os outros alimentadores não contribuirão para alimentar a falta (BARRETO, 2014; IEEE.1547.6, 2011).

Um esquema representativo de um tipo de PR é apresentado na Figura 4. Observa-se nesta figura que o protetor de rede é composto de um relé direcional de potência (ANSI 32R), um relé de medição de ângulo de fase (ANSI 78), transformadores de corrente (TCs), transformadores de potencial (TPs), fusível e disjuntor. O relé direcional de potência é o responsável por comandar a abertura do disjuntor quando detecta fluxo reverso de potência. O relé de medição de ângulo de fase habilita o fechamento do disjuntor depois que a falta tenha sido extinta, e caso as tensões nos seus terminais estejam dentro de uma faixa de valores toleráveis. O fusível provê proteção adicional quando ocorre a falha do PR (IEEE.1547.6, 2011). Existem outros tipos de PRs, tal como o apresentado em EATON (2017), composto por unidades microprocessadas que levam grande flexibilidade à operação do dispositivo, como por exemplo, associar o cosseno do ângulo entre a tensão e corrente medidas para identificar, de forma mais confiável, o sentido do fluxo reverso de potência ativa.

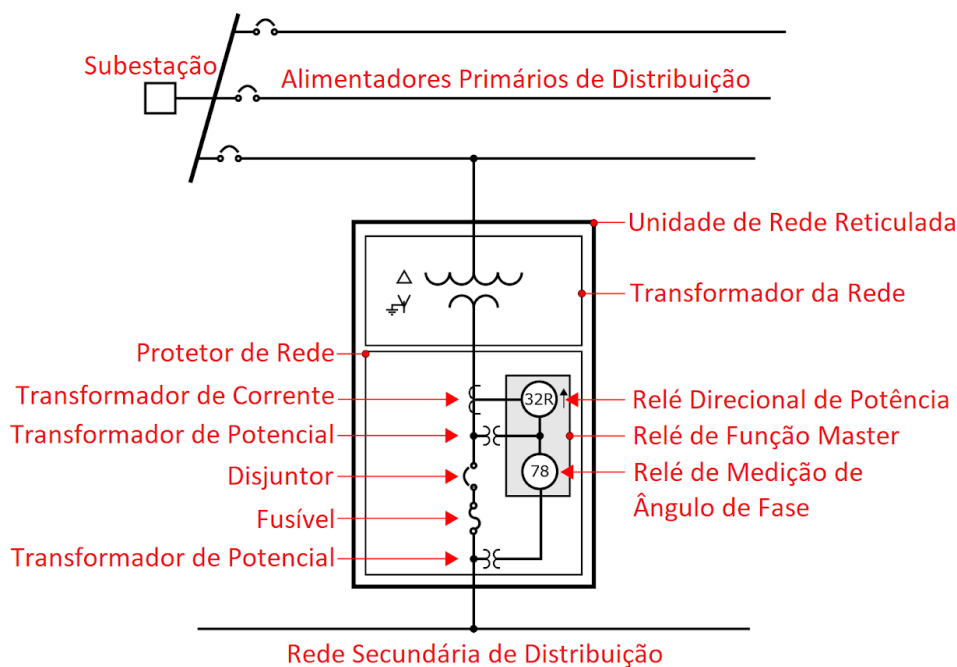


Figura 4 - Composição de uma unidade de rede reticulada considerando o protetor de rede (IEEE.1547.6, 2011).

2.3. Geração Distribuída

De acordo com ANEEL (2016), a GD é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte pelas unidades consumidoras do sistema de distribuição, trazendo assim uma forma descentralizada de geração de energia. Estes geradores são classificados como microgeração distribuída quando a potência instalada é de até 75 kW, e minigeração distribuída quando a potência instalada é acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Tais geradores geralmente funcionam a partir de fontes renováveis de energia, mas também podem ser empregadas fontes não-renováveis, como os combustíveis fósseis. Os geradores distribuídos são, de modo geral, vantajosos no que diz respeito à diversificação da matriz energética, aos baixos impactos ambientais e a possíveis amenizações na necessidade de expansão do setor elétrico. Também vale ressaltar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, adotado pela ANEEL em 2012, o qual possibilita ao consumidor gerar sua própria energia, podendo, inclusive, utilizar a geração excedente como crédito e abater futuros gastos com consumo. Contudo, os geradores distribuídos também apresentam desvantagens, como a necessidade das distribuidoras alterarem os procedimentos de operação e proteção da rede, uma vez que a inserção de GD aumenta a complexidade do sistema elétrico.

2.4. Expansão da GD e a Relação com os Protetores de Rede

Com a expansão da GD conectada nas redes de baixa tensão, as redes reticuladas têm ganhado destaque entre os fabricantes de PRs, concessionárias e centros de pesquisa. Este destaque deve-se ao fato de a GD poder causar a atuação indevida dos PRs em situações em que a potência gerada é maior do que a carga total da rede reticulada. Isto provoca o surgimento de fluxo reverso de potência ativa nos PRs, causando a sua atuação indevida e podendo, em casos extremos, levar a um blecaute da rede de baixa tensão (DIAS, VIEIRA JR., 2017; WAGNER, KANEHIRA, VIEIRA JR., 2019). Como os PRs atuais não são capazes de diferenciar corrente reversa devido a curtos-circuitos da corrente reversa proveniente de geração distribuída, a expansão da GD aumenta a probabilidade de atuações indevidas, tornando estas ocorrências uma preocupação importante das concessionárias.

A Figura 5 mostra o funcionamento convencional da proteção em redes reticuladas. Frente a uma falta em um dos alimentadores primários, a proteção do respectivo alimentador (proteção primária) atua, cessando a contribuição direta da subestação à falta. Porém, ela não é completamente isolada. A falta ainda fica conectada ao sistema por meio do transformador associado. O fluxo reverso de potência é percebido pelo protetor de rede, causando sua atuação, e assim isolando completamente a falta.

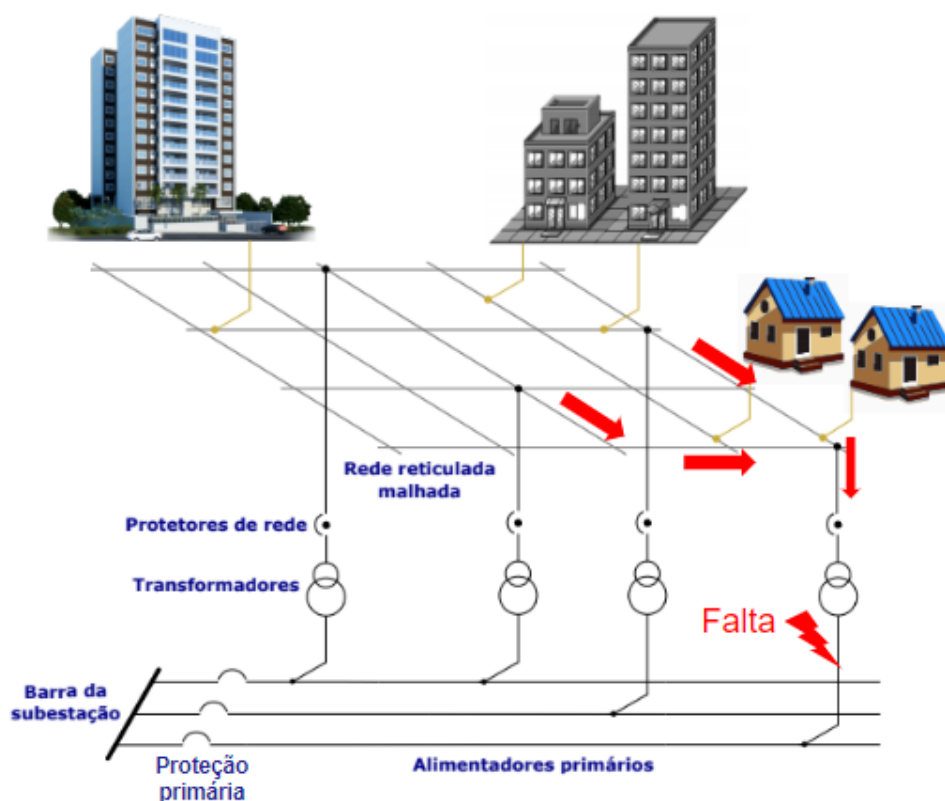


Figura 5 - Atuação convencional do protetor de rede frente a uma falta. Adaptado de Dias (2018).

Já a Figura 6 mostra o cenário de atuação indevida. Nesta situação, o excesso de geração do sistema causa fluxo reverso de potência nos alimentadores, fazendo com que o PR atue indevidamente. Esse problema é a motivação principal do trabalho.

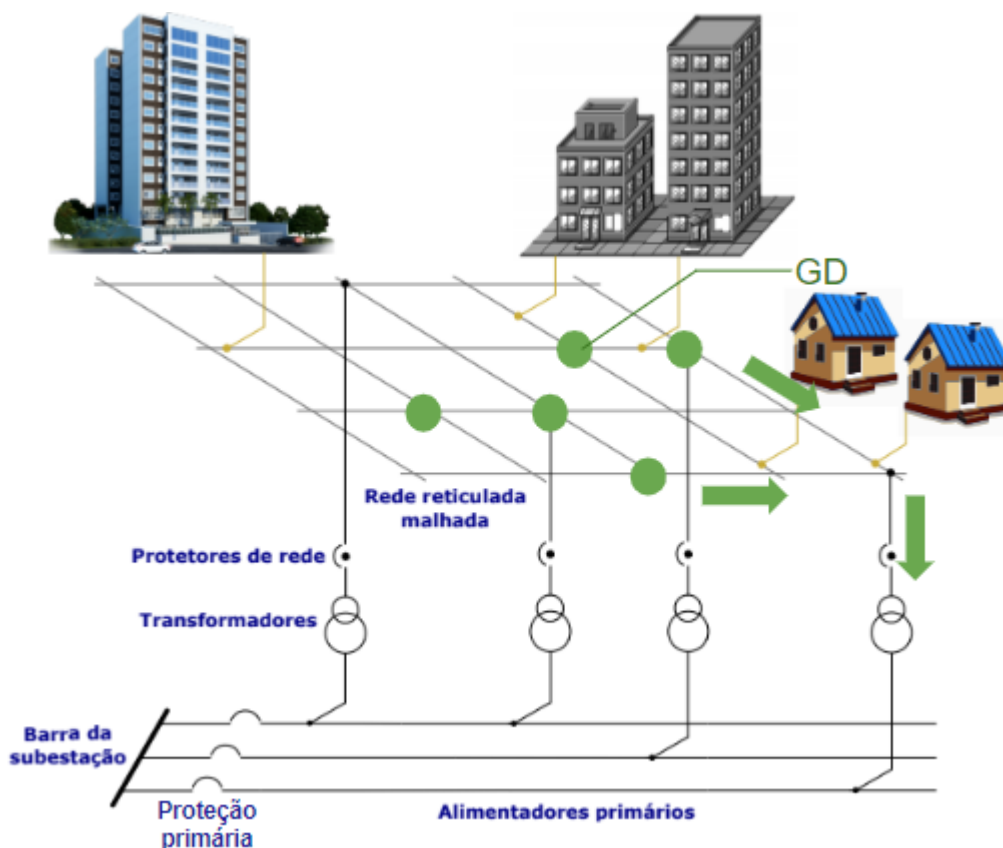


Figura 6 - Atuação indevida do protetor de rede devido ao excesso de GD. Adaptado de Dias (2018).

Existem propostas para mitigar o problema, que podem basicamente ser organizadas em dois grupos: aquelas que exigem comunicação entre os vários PRs (BARRETO, 2014; IEEE.1547.6, 2011; IEEE.C57.12.44, 2014) e outras que visam limitar a penetração de GD até o mínimo carregamento do sistema elétrico, para não haver fluxo reverso de potência ativa (IEEE.1547.6, 2011; IEEE.C57.12.44, 2014). Enquanto o primeiro grupo tem elevado custo para implementação devido à exigência de comunicação entre os PRs, o segundo grupo surge como uma barreira a um dos principais objetivos de modernização das redes elétricas: a expansão da GD. Atualmente, as redes reticuladas funcionam em conformidade ao segundo grupo de proposta.

A solução de limitar a GD não permite a exportação do excedente de energia do consumidor para a rede. Tal fato vai contra as tendências do setor elétrico, como a questão do Sistema de Compensação de Energia descrito em ANEEL (2016). Além disso, a limitação da GD não permite alguns benefícios que poderiam ser observados no sistema caso fosse possível a ocorrência do fluxo

reverso de potência vindo do excedente de GD, como a redução de perdas e melhorias nos níveis de tensão da rede. Portanto, há a necessidade do desenvolvimento de soluções técnica e economicamente viáveis e que não restrinjam a expansão da GD, fazendo com que o PR atue para condições de falta, e não atue para as condições de GD, ou seja, que haja diferenciação das situações. Para suprir esta necessidade, é importante entender o funcionamento dos PRs e as condições de aparecimento de fluxo reverso de potência para então propor soluções para o problema. É neste contexto que este TCC se insere.

2.5. Estudo de Curto-Circuito em Sistemas Elétricos de Potência

2.5.1. Definições e Conceitos

O curto-circuito caracteriza-se por uma conexão de baixa impedância entre polos de um sistema elétrico, de modo a originar correntes de nível elevado, acima dos valores nominais e de sobrecarga. Em geral, níveis de corrente elevados podem ocasionar diversos problemas ao sistema elétrico, como a queima de seus componentes e a ocorrência de incêndios.

Os sistemas de proteção têm a função de isolar a falta o mais rápido possível, para que o sistema não seja danificado. O correto dimensionamento, ajuste e funcionamento do sistema de proteção é portanto fundamental para garantir a operação e confiabilidade de um sistema de energia.

De acordo com Kindermann (1992), os curtos-circuitos (ou faltas) podem ser ocasionados por diversos motivos, dentre eles:

- Problemas de isolamento (dimensionamento inadequado, envelhecimento do material, defeitos, rompimento da isolamento por descargas atmosféricas);
- Problemas mecânicos (ventos, árvores, neve);
- Problemas elétricos (descargas atmosféricas, surtos de chaveamento, sobretensão);
- Problemas térmicos (sobrecarga e sobretensão);
- Problemas de Manutenção (substituição de equipamentos inadequados, falta de inspeção);
- Problemas de Outras Naturezas (queimadas, desmoronamentos, quedas de torres).

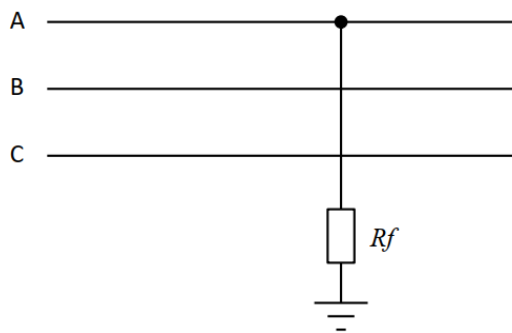
2.5.2. Tipos de falta

As faltas podem ser de diferentes tipos:

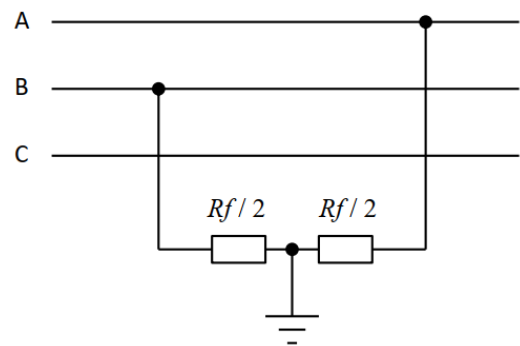
- Faltas monofásicas à terra;
- Faltas bifásicas à terra;

- Faltas bifásicas;
- Faltas Trifásicas.

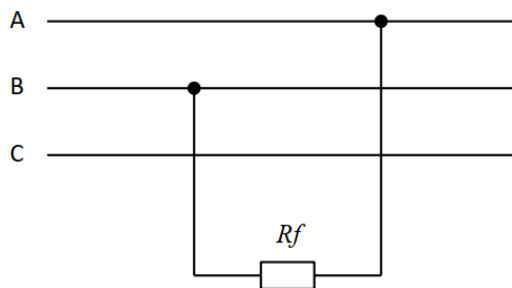
Um exemplo de representação dos diferentes tipos de falta em circuitos elétricos pode ser observada na Figura 7, em que R_f representa a resistência de falta em Ω .



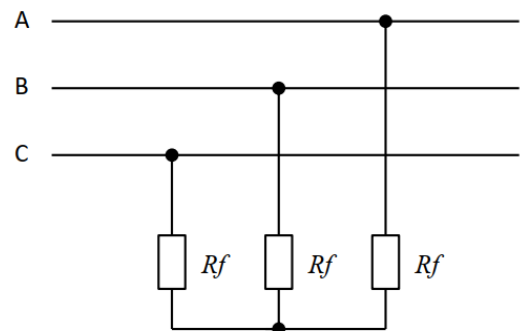
a) Falta monofásica à terra



b) Falta bifásica à terra



c) Falta bifásica



d) Falta trifásica

Figura 7 - Representação dos diferentes tipos de falta.

Os curtos-circuitos monofásicos à terra são os mais comuns. Já os trifásicos são os mais raros, porém, comumente os mais severos. De acordo com Kindermann (1992), as porcentagens de ocorrência possuem, em média, as características descritas na Tabela 2.

Tabela 2 - Porcentagem de ocorrência dos curtos-circuitos (KINDERMANN, 1992).

TIPO DE FALTA	PORCENTAGEM MÉDIA DE OCORRÊNCIA (%)
Fase-terra	63
Bifásica-terra	16
Bifásica	15
Trifásica	6

Há também a classificação do tipo de falta quanto à duração, sendo: permanente ou temporária. Em geral, 96% dos curtos-circuitos são temporários, e 4% permanentes. As faltas permanentes causam defeitos na rede de modo que, após o sistema de proteção isolar a falta, há necessidade de uma equipe de manutenção ir até o local da ocorrência e reparar a rede elétrica. Já as faltas temporárias geralmente permitem o restabelecimento do sistema sem originar maiores problemas e sem necessidade de reparos à rede elétrica (KINDERMANN, 1992).

2.5.3. Teorema das Componentes Simétricas

Os sistemas de proteção de Sistemas Elétricos de Potência (SEP) protegem os componentes do sistema elétrico contra faltas e necessitam de ajustes que requerem estudos e análises de curto-circuito. Os curtos-circuitos são fenômenos que podem ocasionar desbalanceamentos no sistema, dificultando os cálculos das grandezas elétricas nos circuitos.

Inicialmente, os curtos-circuitos eram replicados em modelos reduzidos. Isso trazia imprecisões e divergências devido às mudanças de manobras do sistema elétrico real e das próprias limitações das réplicas.

Em meados de 1915, Dr. Fortescue desenvolveu uma ferramenta de decomposição de sistemas desbalanceados que foi vastamente difundida, tendo em vista sua importância e aplicabilidade. Tal ferramenta facilitou os cálculos de curto-circuito, e com o advento das simulações computacionais e dos algoritmos de cálculo implementados digitalmente, os estudos de curto-circuito ganharam mais precisão e facilidade (KINDERMANN, 1992).

O Teorema de Fortescue, ou Teorema das Componentes Simétricas, foi desenvolvido por Charles LeGeyt Fortescue (1876-1936), engenheiro eletricista canadense. Em seu *paper* apresentado em 1918, foi demonstrado que um sistema polifásico desequilibrado composto de n fasores pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados (KINDERMANN, 1992).

Tal constatação permitiu tratar sistemas elétricos trifásicos desequilibrados por meio de três sistemas equilibrados, cujas componentes são nomeadas: (i) componentes de sequência positiva, (ii) componentes de sequência negativa e (iii) componentes de sequência zero. A contribuição de Fortescue para o ramo da Engenharia de SEP foi de grande impacto.

Portanto, de posse dos três fasores de tensão de um sistema elétrico trifásico qualquer, ou seja, \dot{V}_a , \dot{V}_b e \dot{V}_c , e sabendo que $\dot{a} = 1 \angle 120^\circ$, pode-se calcular as componentes de sequência positiva \dot{V}_{a1} , sequência negativa \dot{V}_{a2} , e sequência zero \dot{V}_{a0} de uma das fases por meio da equação 1:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Portanto, desenvolvendo as equações, tem-se o conjunto de equações 2:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{a0} &= \frac{1}{3}(\dot{V}_a + \dot{V}_b + \dot{V}_c) \\ \dot{V}_{a1} &= \frac{1}{3}(\dot{V}_a + \dot{a}\dot{V}_b + \dot{a}^2\dot{V}_c) \\ \dot{V}_{a2} &= \frac{1}{3}(\dot{V}_a + \dot{a}^2\dot{V}_b + \dot{a}\dot{V}_c) \end{aligned} \quad (2)$$

em que, representados os valores na forma polar, tem-se o conjunto de equações 3:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{a0} &= V_{a0} \angle \theta_{\dot{V}_{a0}} \\ \dot{V}_{a1} &= V_{a1} \angle \theta_{\dot{V}_{a1}} \\ \dot{V}_{a2} &= V_{a2} \angle \theta_{\dot{V}_{a2}} \end{aligned} \quad (3)$$

Para obter as componentes de sequência positiva das outras duas fases, basta saber que elas estão defasadas de 120° entre si e giram no sentido positivo, ou seja, na sequência abc . O raciocínio é o mesmo para as componentes de sequência negativa, exceto pelo fato de que os fasores giram no sentido negativo, que é equivalente a girar os fasores no sentido positivo com dois fasores em posições trocadas, como na sequência acb . Já com relação às componentes de cada fase para a sequência zero, elas estão todas em fase.

Os cálculos se aplicam de maneira idêntica para os fasores de corrente (KINDERMANN, 1992). As representações vetoriais dos cálculos de decomposição podem ser melhor entendidas por meio da Figura 8, em que a soma das componentes de sequência positiva, negativa e zero relativas a uma determinada fase resultam no fasor original. Logo, pode-se tratar de um sistema trifásico fasorial desequilibrado por meio de três sistemas fasoriais equilibrados.

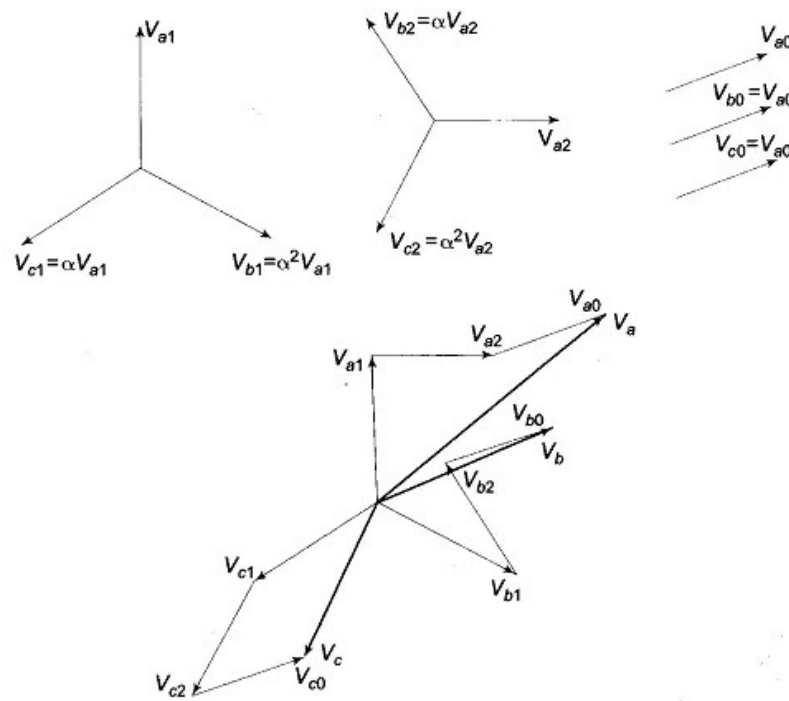


Figura 8 - Exemplo de decomposição fasorial baseada no Teorema de Fortescue (EEEGUIDE, 2020).

2.6. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

2.6.1. Introdução

Falhas nos componentes do SEP ocorrem, podendo comprometer o fornecimento de energia aos consumidores ou ocasionar danos indesejáveis ao próprio sistema. A causa mais comum é o curto-circuito, mas também podem ocorrer por outros fenômenos, como sobrecarga, subtensões e sobretensões (que podem inclusive estar relacionadas aos curtos-circuitos).

Os sistemas de proteção em sistemas de energia têm como objetivo retirar de operação (desconectar) o local em que ocorre uma determinada anormalidade, ou seja, uma condição em que o sistema está fora dos limites previstos, de modo a isolar o defeito o mais rápido possível, e assim evitar possíveis danos ou problemas de operação no sistema elétrico (MAMEDE FILHO, MAMEDE,

2011). Estes sistemas devem ser rápidos, confiáveis, seguros, sensíveis e seletivos. A sensibilidade refere-se a um nível adequado de tolerância para sobrecargas de rotina. A seletividade refere-se à isolação da menor parte do sistema possível, desligando portanto apenas a parte que apresenta falha, para isto fazendo-se necessária a coordenação da proteção (COURY, OLESKOVICZ, GIOVANINI, 2007).

2.6.2. Histórico dos Relés de Proteção

Os dispositivos que realizam a tomada de decisões para atuação ou não do sistema de proteção são os chamados relés de proteção. Ao longo da história, os relés sofreram (e continuam a sofrer) um processo de evolução e modernização. Os primeiros relés a serem utilizados foram os relés eletromecânicos, ainda muito utilizados atualmente. Seu funcionamento básico consiste na movimentação de partes mecânicas acionadas por bobinas elétricas. Necessitam de níveis de tensão e corrente mais elevados que os modelos subsequentes, além de serem mais lentos. Mais tarde, surgiram os relés de estado sólido, já operando eletronicamente. Tal fato permitiu um aumento na velocidade de resposta. Além disto, os níveis de corrente e tensão requisitados são bem menores quando comparados aos eletromecânicos.

Em meados da década de 1970, com o advento dos computadores, foi possibilitado o surgimento dos relés digitais. Estes relés são microprocessados e comandados via *software*. Os relés digitais permitem maior integração tecnológica nos SEP, além do aumento da velocidade de atuação, redução dos custos de instalação e manutenção, diminuição do espaço ocupado, e, conseqüentemente, melhoria no fornecimento e qualidade de energia elétrica. Atualmente, o cenário brasileiro engloba relés eletromecânicos, relés de estado sólido e relés digitais (COURY, OLESKOVICZ, GIOVANINI, 2007).

2.6.3. Funções e Numerações

Em equipamentos que realizam comutação, tais quais os sistemas de proteção, os dispositivos que os compõem (como os relés) são representados por números, e também podem vir acompanhados de sufixos literais, designando outras informações a respeito do dispositivo. Estes números designam as funções que os dispositivos desempenham. A numeração segue a norma IEEE.C37.2 (2008), e alguns exemplos podem ser observados na Tabela 3.

Tabela 3 - Exemplos de numerações de dispositivos e suas funções (IEEE.C37.2, 2008).

Numeração	Definição e Função
27	Relé de subtensão (atua quando a tensão de entrada é menor que um valor de projeto)
32	Relé direcional de potência (detecta níveis de fluxo de potência em uma determinada direção, podendo ser utilizado para detectar fluxos reversos, por exemplo)
47	Relé de desbalanço de tensão (atua quando o nível de desbalanço de tensão do sistema atinge valores acima dos limites estabelecidos)
50	Relé de sobrecorrente instantâneo (atua quando a corrente de entrada excede um valor predeterminado)
51	Relé de sobrecorrente temporizado (atua quando a corrente de entrada excede um valor predeterminado, em um determinado tempo)
59	Relé de sobretensão (atua quando detecta um nível de tensão maior que o estipulado)
81	Relé de frequência (atua conforme o valor da frequência medida)
81R	Relé de taxa de variação de frequência (atua conforme $\frac{df}{dt}$)
87	Relé diferencial (atua conforme condições de não cumprimento da Lei de Kirchhoff das Correntes para um determinado elemento)
87L	Relé diferencial de linha.

2.6.4. Requisitos Básicos

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2011), um sistema de proteção deve atender a determinados requisitos para que seu desempenho seja satisfatório:

- **Seletividade:** garantir que apenas a proteção mais próxima do defeito irá isolar o elemento defeituoso, de modo a desconectar a menor parte do sistema elétrico possível. Requisito atrelado à técnica de coordenação;
- **Zonas de atuação:** o dispositivo de proteção deve ter a capacidade de definir se o defeito ocorre interna ou externamente à sua zona de atuação. Em casos de defeito interno, o dispositivo deve atuar para as condições em que foi projetado. Em casos de defeito externo, não deve atuar ou deve ser bloqueado;
- **Velocidade:** a atuação deve ocorrer o mais rápido possível, respeitando as condições e restrições de tempo mínimo estabelecidas em projeto;
- **Sensibilidade:** o elemento de proteção deve ter a capacidade de reconhecer com precisão as faixas de valores de atuação e de não-atuação;
- **Confiabilidade:** consiste no correto e seguro desempenho do elemento de proteção;

- **Automação:** operação automática para grandezas elétricas de sensibilização e retorno automático sem auxílio humano para condições de religamento, quando assim for possível e/ou conveniente, variando de filosofia para filosofia.

2.6.5. Composição básica de um sistema de proteção

Uma composição básica de um sistema de proteção pode ser observada na Figura 9. O sistema é composto pelo TC, TP, relé de proteção e disjuntor.

Os elementos TC e TP têm como objetivo rebaixar, respectivamente, os níveis de corrente e de tensão para níveis compatíveis com os do relé de proteção que, por sua vez, realiza o processamento das grandezas elétricas recebidas e envia um sinal de comando para o disjuntor associado, baseado em condições de ajustes estabelecidos pelo projetista. O relé de proteção é alimentado pelo sistema de alimentação auxiliar, que deve ser independente do sistema elétrico a ser protegido (COURY, OLESKOVICZ, GIOVANINI, 2007; MAMEDE FILHO, MAMEDE, 2011).

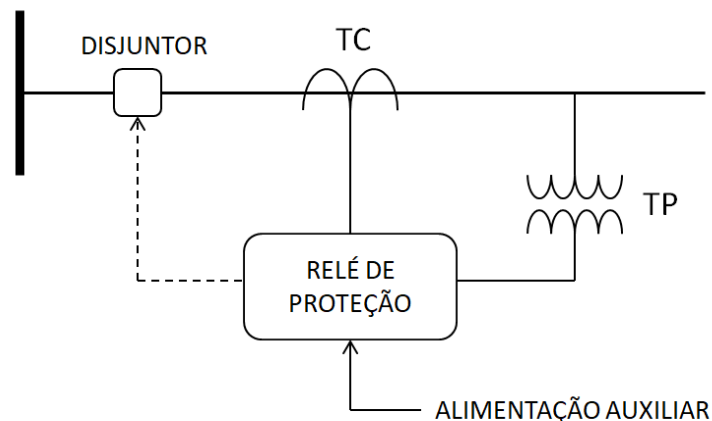


Figura 9 - Composição básica de um sistema de proteção.

Um esquema de arquitetura analógico-digital para um sistema de proteção com relé digital pode ser observado na Figura 10. Os sinais de tensão e corrente trifásicos da rede (V_{abc} e I_{abc}) são rebaixados pelos TPs e TCs, e então passam por um filtro passa-baixas, que comumente pode ser um filtro analógico de Butterworth de 2ª ordem com frequência de corte de 360 Hz, com o objetivo de amenizar ruídos de alta frequência.

Então, o sinal passa por um *Sample & Hold* (S&H) que, em conjunto com um multiplexador (MUX), realizam a tarefa de enviar ordenadamente os valores analógicos para o conversor A/D. O uso do S&H em conjunto com o MUX é uma arquitetura que permite o uso de apenas um conversor A/D, reduzindo o custo dos equipamentos de proteção. De acordo com Salles (2007), os relés digitais de

distribuição possuem uma frequência de amostragem da ordem de 960 Hz ou 1920 Hz, que representam respectivamente 16 ou 32 amostras por ciclo de onda em um sistema de 60 Hz, o que costuma atender às necessidades.

Por fim, os sinais passam por um filtro digital, que em geral se trata da Transformada de Fourier, em que são obtidos os módulos e ângulos de fase de cada um dos sinais de tensão e corrente digitalizados. Com estes valores obtidos do filtro digital, o relé faz cálculos que, por meio de uma lógica estabelecida e com determinados parâmetros ajustados, toma ou não a decisão de enviar um sinal de *trip* para o disjuntor associado, ou seja, um comando de abertura (COURY, OLESKOVICZ, GIOVANINI, 2007).

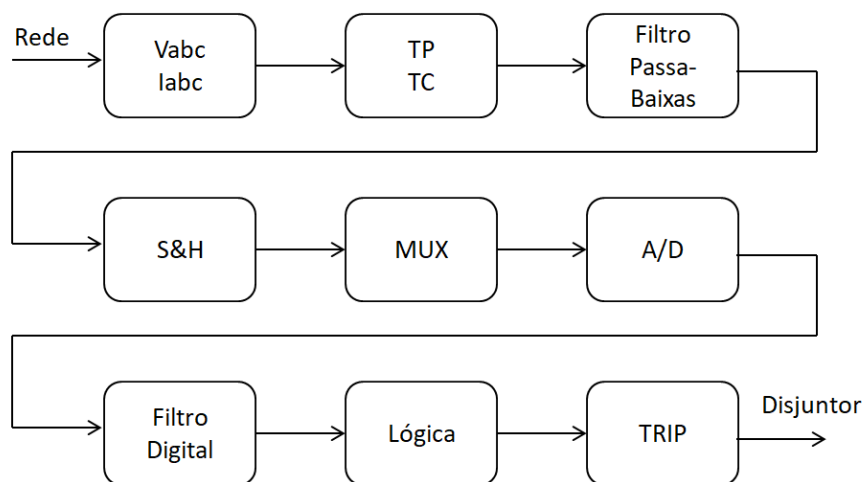


Figura 10 - Arquitetura analógico-digital de um sistema de proteção.

2.6.6. Proteção de Sistemas de Distribuição

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2011), os sistemas de distribuição de energia elétrica suprem cargas de áreas urbanas e/ou rurais por meio de alimentadores de distribuição. Tais alimentadores estão sujeitos a roubos de cabo, batidas de carro, galhos de árvores que tocam os cabos, descargas atmosféricas, rompimento de isolamento, falhas de manutenção, envelhecimento de equipamentos, surtos de chaveamento, desmoraamentos, alagamentos, entre outros. Mesmo em redes subterrâneas (como a topologia do escopo deste trabalho), em que alguns destes causadores de falhas possivelmente não irão ocasionar problemas, os sistemas de distribuição estão sujeitos a curtos-circuitos das mais diversas causas e naturezas, e para tanto é necessário elaborar um sistema de proteção adequado.

A proteção de sistemas de distribuição radiais convencionais é geralmente constituída de relés de sobrecorrente associados a disjuntores, elos fusíveis e religadores automáticos. As filosofias de proteção podem variar, mas algumas premissas são consideradas básicas e amplamente aplicadas.

Dentre estas premissas, destaca-se a de que todo alimentador de distribuição deve ser protegido na sua origem, ou seja, na saída da subestação, sendo que esta proteção pode ser feita por meio de disjuntores de média tensão (MT) comandados por relés de sobrecorrente. Também é difundida a filosofia de utilizar elos fusíveis no primário dos transformadores de distribuição. Todos esses dispositivos com característica de sobrecorrente devem estar devidamente coordenados para garantir a seletividade (MAMEDE FILHO, MAMEDE, 2011).

As premissas elencadas podem também ser aplicadas às redes reticuladas, assim como sugere o arranjo típico descrito na norma IEEE.1547.6 (2011). As redes reticuladas também contam com os PRs, que possuem fusíveis e que também devem ser levados em conta na coordenação da proteção.

2.6.7. Relé de Sobrecorrente (ANSI 50/51)

Os relés de sobrecorrente são dispositivos associados a disjuntores. Uma vez que uma sobrecorrente é detectada por um determinado período de tempo, o relé comanda a abertura do disjuntor e ocorre o isolamento do circuito defeituoso. Tais relés podem ser eletromecânicos, eletrônicos (de estado sólido) ou digitais. Cada vez mais há a preferência pelos relés digitais, devido à elevada capacidade de armazenamento de informações e maior potencial de integração com outros dispositivos inteligentes (SALLES, 2007).

Os relés de sobrecorrente podem ser classificados em (i) instantâneos, geralmente associados a um tempo mínimo definido, e (ii) temporizados, geralmente associados a uma curva de tempo definido ou de característica inversa de *tempo x corrente*. Os temporizados podem ser classificados em:

- Relés de tempo definido (TD);
- Relés de tempo inverso:
 - Normalmente Inverso (NI);
 - Muito Inverso (MI);
 - Extremamente Inverso (EI);
 - Inverso de Tempo Longo (LI).

Portanto, os relés instantâneos atuam para um determinado nível de corrente sem temporização intencional ou com um pequeno tempo de atraso definido. Já os relés de tempo inverso apresentam tempo de atuação inversamente proporcional ao nível de corrente ou ainda um tempo definido. As principais curvas de atuação dos relés de sobrecorrente de característica inversa *tempo x corrente* podem ser descritas por meio da equação 4:

$$t = \frac{\beta D}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} + L D \quad (4)$$

em que:

- t = Tempo de Atuação do Relé (s);
- β = Coeficiente (de acordo com a Tabela 4);
- D = dial de tempo;
- I = Corrente de leitura do relé (A);
- I_p = Ajuste da corrente de operação (corrente de *pick-up*) em A
- α = Coeficiente (de acordo com a Tabela 4);
- L = Coeficiente (de acordo com a Tabela 4).

Tabela 4 - Parâmetros de Curva para Relés de Sobrecorrente ANSI 50/51 (SALLES, 2007; IEEE.C37.112, 1996).

Tipo de Curva	Norma	β	α	L
Normal Inversa		0,14	0,02	0
Muito Inversa		13,5	1	0
Extremamente Inversa	IEC 255-3	80	2	0
Inversa de Tempo Longo		120	1	0
Moderadamente Inversa		0,0104	0,02	0,0226
Inversa	U.S.	5,95	2	0,180
Muito Inversa		3,88	2	0,0963
Extremamente Inversa		5,67	2	0,0352

Os relés digitais de sobrecorrente são projetados para responderem conforme os relés eletromecânicos, obtendo uma resposta dinâmica de acordo com IEEE.C37.112 (1996). É realizado um processo de integração da corrente para reproduzir o comportamento dos relés de sobrecorrente baseados em um disco de indução. Tal integração é expressa por meio da equação 5, que consiste em integrar o inverso da equação 4 no tempo, até o tempo de atuação T_m . Quando o resultado da equação

5 é maior que o valor numérico 1, ocorre o disparo do relé e o envio do comando de abertura para o disjuntor associado (SALLES, 2007; IEEE.C37.112, 1996).

$$\int_0^{T_m} \left[\frac{\beta D}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} + L D \right]^{-1} dt > 1 \quad (5)$$

2.6.8. Fusíveis

Os fusíveis são dispositivos de proteção amplamente utilizados nos sistemas de distribuição de energia elétrica. São compostos por um elo fusível interno a um cartucho de contenção de arco elétrico, e geralmente são conectados ao sistema em conjunto com chaves mecânicas e isoladores. Quando um determinado nível de corrente circula pelo elo fusível, ocorre a fusão de tal elemento, e o arco elétrico gerado pela fusão aumenta a temperatura interna do cartucho. Tal aumento de temperatura leva a uma queima e a uma decomposição do material do cartucho, que gera gases para interromper o arco elétrico. Além disso, o aumento da temperatura gera um aumento da pressão interna do cartucho, de modo a exercer uma força em suas extremidades que também ajudam a garantir a abertura do circuito por meio da abertura das chaves mecânicas associadas.

O tempo de fusão do elo fusível depende do nível de corrente, do tipo de fusível, tipo de material, entre outros. As diferentes características e modelos de fusíveis permite a escolha apropriada para cada caso de aplicação, de modo a garantir a seletividade e coordenação da proteção. Na Figura 11, é apresentado um exemplo de curvas *tempo de fusão x corrente* típicas de fusíveis do tipo HH conforme Montema (2018), utilizados para proteção de transformadores de potência, ramais de cabos, motores e bancos de capacitores.

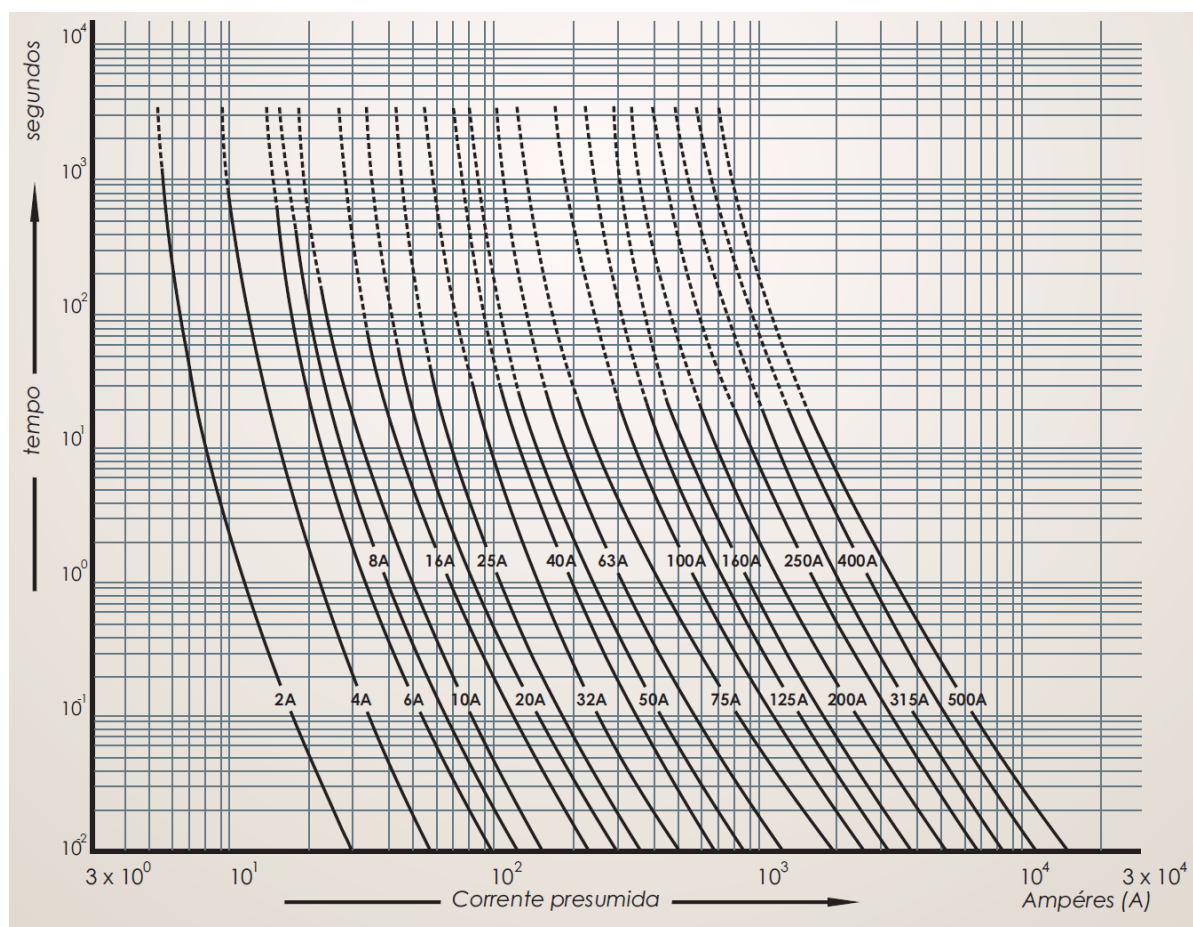


Figura 11 - Curvas de *tempo de fusão x corrente* de fusíveis HH (MONTEMA, 2019).

2.6.9. Relé de Subtensão (ANSI 27)

O relé de subtensão (ANSI 27) tem por objetivo enviar um sinal de abertura ao disjuntor associado quando da ocorrência de níveis de tensão abaixo de um determinado valor de ajuste. Seu funcionamento pode ser instantâneo ou temporizado. Para este trabalho, a proteção de subtensão foi utilizada como uma função auxiliar que habilita a atuação do PR convencional, que será explicada na Seção 3.

De acordo com PRODIST (2018), no Módulo 8 que trata da Qualidade da Energia Elétrica, é possível verificar os níveis de magnitude de tensão considerados adequados, precários ou críticos para os diferentes níveis de tensão das instalações. Os valores para instalações com tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127) podem ser observados na Tabela 5. A Tensão de Leitura (TL) é apresentada em valores fase-fase e também em valores fase-terra.

Tabela 5 - Níveis de tensão para pontos de conexão com tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127) (PRODIST, 2018).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Portanto, o mínimo aceitável para um nível adequado de tensão se dá em torno de 92% da tensão nominal. A proteção contra subtensão é importante para que o sistema não opere com níveis indesejáveis de tensão.

2.6.10. Relé de Sobretensão Residual (ANSI 59N)

O relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (ANSI 59N) tem como função enviar um sinal de abertura a um disjuntor associado ou emitir um alarme quando da ocorrência de uma sobretensão residual em sistemas isolados, parcialmente isolados ou aterrados por resistência, decorrente de faltas à terra. O cálculo da sobretensão residual se dá pelo valor de $3V_0$, ou seja, três vezes o valor da tensão de sequência zero. Este valor é usualmente medido com o uso de transformadores de potencial em delta aberto, realizando a soma fasorial das tensões fase-terra do sistema, ou seja, $V_{An} + V_{Bn} + V_{Cn} = 3V_0$. Para este trabalho, a proteção 59N será utilizada como uma função auxiliar ao PR convencional, que será explicada na Seção 3. Um esquema da função de proteção ANSI 59N está representado na Figura 12.

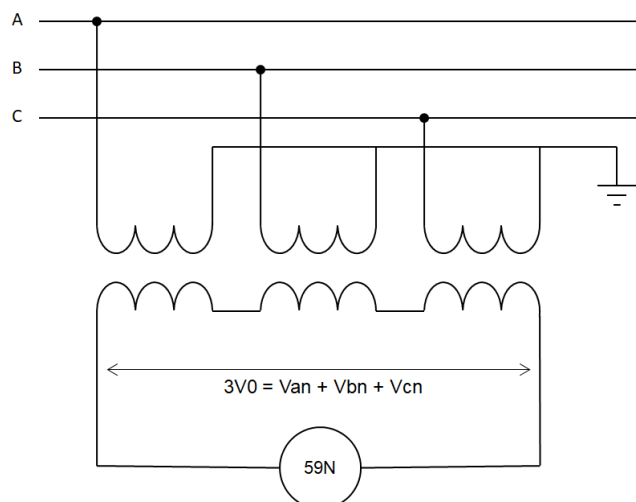


Figura 12 - Esquema de proteção de sobretensão residual (ANSI 59N).

2.7. Geradores Fotovoltaicos

A princípio, um gerador fotovoltaico pode ser entendido como um dispositivo que transforma a energia solar em energia elétrica, e como o nome sugere, por meio do efeito fotovoltaico. Este trabalho não possui como escopo o detalhamento aprofundado e a modelagem rigorosa desse dispositivo. Sua implementação deu-se de forma mais prática e simples. Esta seção apresenta uma explicação básica sobre o tema, suficiente para que o leitor entenda sua aplicação no contexto deste trabalho. Um detalhamento aprofundado no tema pode ser encontrado em trabalhos como de Villalva (2010) e Carvalho (2013).

A Figura 13 mostra um esquema generalizado para uma aplicação utilizando um gerador fotovoltaico. Nota-se o uso de termos genéricos, os quais serão especificados adiante.

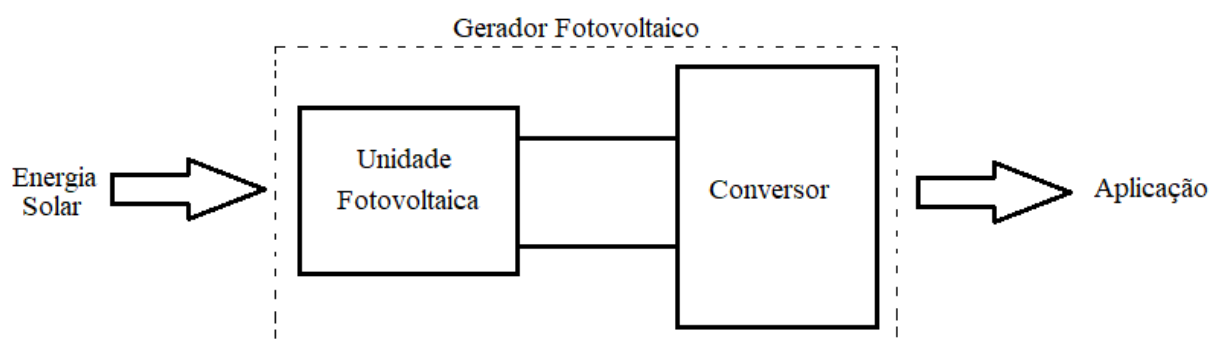


Figura 13 - Esquema generalizado de um gerador fotovoltaico.

2.7.1. Unidade Fotovoltaica

O primeiro elemento, a unidade fotovoltaica, é a responsável direta pela conversão da energia solar em energia elétrica, onde o efeito fotovoltaico ocorre. Usualmente, no contexto de geração distribuída, esse elemento é um arranjo de painéis fotovoltaicos, basicamente uma ligação em série e/ou paralelo de vários painéis, os quais por sua vez, são uma ligação em série e/ou paralelo de várias células fotovoltaicas. Portanto, neste contexto, pode-se dizer que a célula fotovoltaica é o bloco fundamental da unidade fotovoltaica.

De forma geral, uma célula fotovoltaica é constituída de material semicondutor, usualmente silício, dopado com impurezas assim como um diodo. Devido ao efeito fotovoltaico, quando exposto à luz, uma diferença de potencial surge entre as camadas dopadas que, quando associadas a um condutor, pode ser utilizada para alimentar uma carga. A Figura 14 mostra uma célula fotovoltaica de silício. Nota-se seu formato achatado, aumentando a superfície exposta à luz solar, e os condutores caracterizando os terminais da célula.



Figura 14 - Célula Fotovoltaica (wikipedia.org).

O modelo elétrico de uma célula fotovoltaica é encontrado de diversas maneiras na literatura, desde modelos mais complexos com oito parâmetros para uma única célula, quanto os mais simples, os quais representam apenas cinco parâmetros por célula (CARVALHO, 2013). Para todos os efeitos, o comportamento do modelo com cinco elementos será brevemente explorado a seguir. A Figura 15 mostra o esquema elétrico do modelo.

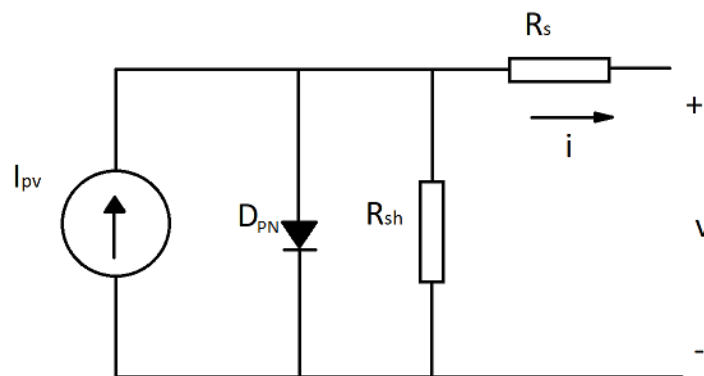


Figura 15 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo 5 parâmetros) (Adaptado de CARVALHO, 2013).

O modelo possui: (i) uma fonte de corrente I_{ph} , que representa a corrente fotoinduzida na célula pela separação e percurso do par elétron-lacuna causado pelos fótons incidentes; (ii) um diodo em paralelo D_{PN} , que representa a junção P-N da célula fotovoltaica; (iii) uma resistência em paralelo R_{sh} , que representa as perdas de corrente provocadas pelas impurezas da junção P-N; e (iv) uma resistência em série R_s , que representa todas as perdas causadas no semicondutor e contatos metálicos (CARVALHO, 2013).

Uma análise do circuito fornece a seguinte equação:

$$i = I_{ph} - I_s \times \left(e^{\frac{V + i \times R_s}{N \times V_t}} - 1 \right) - \frac{(V + i \times R_s)}{R_{sh}} \quad (6)$$

Em que, i é a corrente fornecida pela célula e V a tensão em seus terminais. V_t é a tensão térmica do diodo, que dita o comportamento do diodo em função da temperatura de acordo com a equação: $\frac{K}{q} \cdot T$, em que T é a temperatura de operação (em Kelvin), K é a constante de Boltzmann e q é a carga elementar de um elétron. Os 5 parâmetros intrínsecos da célula são: (1) I_{ph} a corrente fotogerada, a qual varia linearmente com a irradiância; (2) I_s a corrente de saturação do diodo; (3) N o fator de qualidade do diodo; (4) R_{sh} a resistência shunt da célula e (5) R_s a resistência série (CARVALHO, 2013).

Ora, fixados esses parâmetros para uma célula qualquer, o comportamento $V \times i$ da célula é como mostrado na Figura 16. Em destaque, 3 pontos notáveis: o ponto de curto-circuito (I_{sc} , tensão nula), o ponto de máxima potência (P_{mp} , maior produto $V \times i$) e o ponto de circuito aberto (V_{oc} , corrente nula).

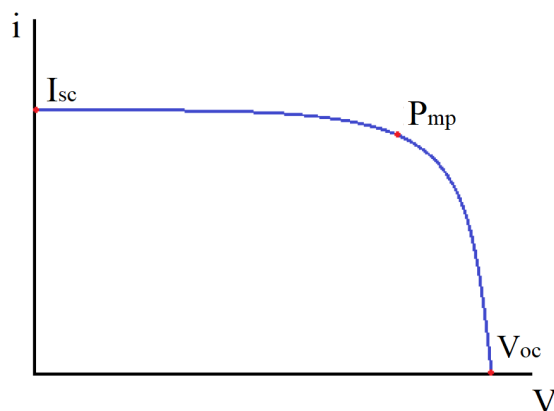


Figura 16 - Característica $V \times i$ de uma célula fotovoltaica.

Este é basicamente o comportamento da unidade fotovoltaica, uma vez que células em paralelo simplesmente aumentam o nível de corrente fornecida e células em série o nível de tensão, analogamente para painéis e módulos. Assim, já é possível deduzir uma das funções do segundo estágio do gerador fotovoltaico, o conversor: manter o ponto de operação da unidade fotovoltaica próximo do ponto de máxima potência.

Unidades fotovoltaicas raramente são utilizadas de forma isolada (sistema flutuante), isto é, com a unidade diretamente conectada à carga, isto porque o ponto de operação fica atrelado ao comportamento da carga e pode ficar numa região de baixo rendimento. Vale destacar que o termo *sistema flutuante* é comumente utilizado para designar instalações flutuantes sobre a água, não sendo este o caso, onde o mesmo se refere a um sistema onde a unidade fotovoltaica (um módulo fotovoltaico por exemplo) está diretamente conectada a uma carga, sujeito às flutuações de carga e/ou geração.

Supondo uma carga puramente resistiva, cujo comportamento $V \times i$ é dado pela equação 7, em que R representa a resistência da carga.

$$i = \frac{V}{R} \quad (7)$$

Neste cenário, o ponto de operação é dado pela intersecção da curva de carga com a curva da unidade fotovoltaica, assim como mostra a Figura 17.

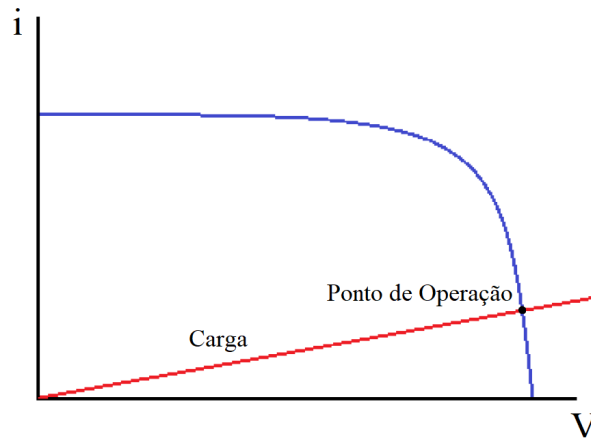


Figura 17 - Ponto de operação em um sistema flutuante.

Nota-se, ao comparar as figuras 16 e 17 que o ponto de operação pode ficar distante do ponto de máxima potência, diminuindo a eficiência do gerador. Portanto, uma das funções do conversor é garantir que a unidade fotovoltaica opere próximo do ponto de máxima potência, tal que a potência extraída no estágio seja máxima.

2.7.2. Conversor

A característica da carga não é o único fator que pode influenciar o ponto de operação de um sistema de geração fotovoltaico, flutuações na carga e na própria incidência de luz solar provocam mudanças no ponto de operação. Por isso é usual que conversores utilizem algoritmos para o rastreamento do ponto de máxima potência para controlar em tempo real o conversor e garantir que a máxima potência seja extraída da unidade fotovoltaica a todo o momento.

A segunda função do conversor é adequar o sinal de saída à aplicação desejada. A saída da unidade fotovoltaica possui dois terminais CC, mas como seu comportamento pode variar a todo momento, é quase impossível utilizar uma unidade fotovoltaica flutuante de forma prática. Por vezes, a aplicação pode necessitar um nível CC constante como por exemplo, um carregador portátil, neste caso, um pequeno circuito pode exercer a função do conversor. Porém, no escopo de geração distribuída, a aplicação desejada é usualmente conexão à rede de alimentação que trabalha em CA com determinada frequência, nível de tensão e fases, o que requer conversores mais complexos. De

qualquer forma, o conversor tem a função de adequar o sinal de saída do gerador com o sinal adequado para a aplicação.

Estes dois fatores, ponto de operação e sinal de saída, fazem com que um conversor seja quase indispensável em um gerador fotovoltaico e, no escopo de geração distribuída, eles usualmente são constituídos por dois estágios: um estágio CC e um inversor (conversor CC/CA).

No primeiro estágio, a composição usual é um conversor CC/CC seguido de um banco de capacitores e/ou banco de baterias. O conversor CC/CC tem função principal de controlar o ponto de operação da unidade fotovoltaica e manter constante a tensão fornecida ao segundo estágio, de forma que ela não varie por conta de flutuações da demanda e/ou da fonte de energia primária, no caso, da irradiância solar. O banco de capacitores e/ou de baterias tem função ajudar a fixar a tensão terminal do estágio CC e, em alguns casos, quando projetado para tal, esta reserva de energia (capacitores e/ou baterias) pode ser utilizada em momentos em que não há geração na unidade fotovoltaica, como durante a noite, por exemplo.

Para todos os efeitos, a unidade fotovoltaica e o primeiro estágio do conversor (estágio CC) podem ser aproximados por uma fonte de tensão ideal sem grandes prejuízos ao modelo, desde que o gerador não fique submetido a condições adversas, como faltas, por tempo demasiado (JENKINS et al, 2005).

Para o segundo estágio, existem diversas abordagens para o conversor CC/CA. Neste projeto, o modelo utilizado foi baseado no trabalho de Petean (2014), trata-se de um inversor com transistores bipolares de portas isoladas (IGBT) acionados por pulsos de largura modulados (tecnologia PWM ou MLP). Na saída do inversor é colocado um filtro LC sintetizando o formato de onda de tensão com a qualidade desejada.

Neste modelo, o controle é feito na modulação dos pulsos que acionam o inversor e são utilizadas componentes síncronas $dq0$ de tensão e corrente. A Figura 18 mostra o esquema do gerador, seguido da explicação do mesmo.

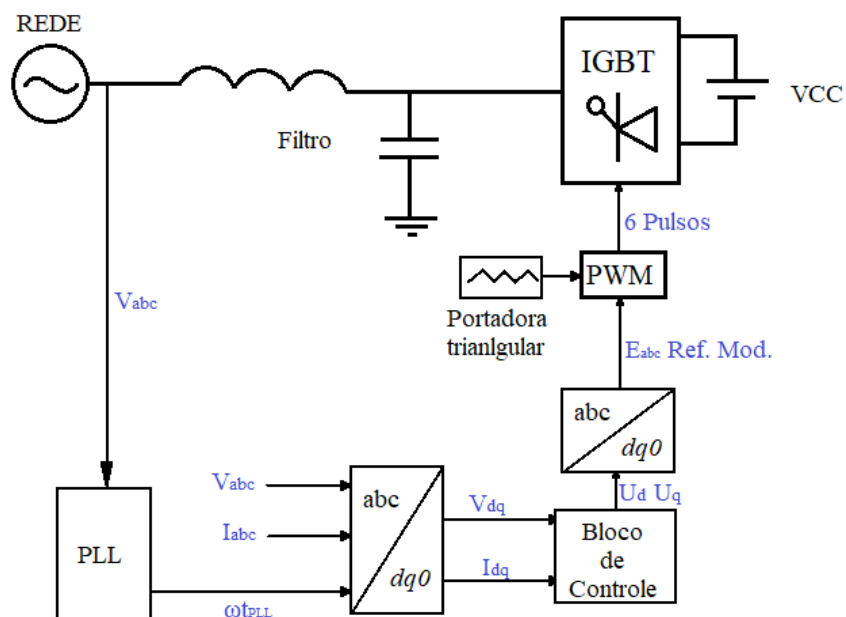


Figura 18 - Esquema unifilar do gerador fotovoltaico. Adaptado de Petean (2014).

PLL → Dispositivo *Phase Locked Loop*;

VCC → Fonte de tensão ideal representado o estágio CC;

IGBT → Ponte Inversora acionada pelos semicondutores de potência IGBT

V_{abc} → Tensões de fase no terminal do gerador;

I_{abc} → Correntes de fase no terminal do gerador;

V_{dq} → Componentes da tensão no eixo direto e no eixo em quadratura;

I_{dq} → Componentes da corrente no eixo direto e no eixo em quadratura;

ωt_{PLL} → Ângulo fornecido pelo PLL (frequência angular vezes o tempo);

U_d → Tensão de eixo direto resultante do bloco de controle;

U_q → Tensão de eixo em quadratura resultante do bloco de controle;

E_{abc} → Tensões de referência em coordenadas naturais - referências moduladoras para o módulo PWM;

2.7.2.1. Bloco PLL e a Transformada dq0

O PLL (*Phase Locked Loop*) é o dispositivo eletrônico mais comum em equipamentos que fazem uso de eletrônica de potência para interligá-los à rede. Ele é responsável por promover o sincronismo entre os sinais (rede e gerador) no que se refere à frequência, fase e magnitude. Em poucas palavras, ele faz isso ao se comparar estes sinais na saída do gerador com valores de referência do sistema, após passar por um sistema de controle próprio, o PLL retorna um valor de ωt_{PLL} (θ_{PLL}) que pode ser usado no controle do gerador. Na literatura, seu completo funcionamento é encontrado

de diversas formas e, não sendo o foco deste trabalho, detalhes sobre o dispositivo podem ser encontrados em trabalhos como de Petean (2014), Villalva (2010) e Wang (2008).

A referência ωt_{PLL} é utilizada no cálculo das componentes síncronas através da transformada de Park dada pela seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta_{PLL}) & \text{sen}(\theta_{PLL} - 2\pi/3) & \text{sen}(\theta_{PLL} + 2\pi/3) \\ \text{cos}(\theta_{PLL}) & \text{cos}(\theta_{PLL} - 2\pi/3) & \text{cos}(\theta_{PLL} + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8)$$

O equacionamento é análogo para as correntes I_{dq0} . A ideia por trás da transformada $dq0$ é representar os sinais trifásicos variantes no tempo sobre dois eixos girantes (mais a componente 0) com velocidade $\omega = 2\pi f$, sendo f a frequência do sistema, de forma que estes sinais possam ser representados como valores fixos na base $dq0$ contanto que o sistema esteja em regime permanente. Também fica fácil perceber, através da Equação 8, que a componente de sequência 0 é nula quando o sistema está equilibrado ($V_a = V_b = V_c$). Isto traz vantagens para o controle que pode então proporcionar erro nulo em condições de regime permanente, além de necessitar o uso de apenas 2 variáveis de controle, desde que se garanta um sistema equilibrado (VILLALVA, 2010). Para todos os efeitos, mesmo quando submetido a situações de desbalanço, a componente 0 foi desconsiderada no controle dos painéis neste trabalho, fundamentalmente devido a três motivos: a influência do desbalanço se mostrou desprezível para as conclusões deste estudo, o escopo do trabalho não é a análise detalhada da influência dos geradores frente a faltas desbalanceadas e que em muitos trabalhos e geradores reais o desbalanço também é desconsiderado no controle. Na prática, caso seja detectado um alto nível de desbalanço, geradores reais são desconectados da rede.

Após o bloco de controle, U_d e U_q são utilizados no cálculo de E_{abc} através da anti-transformada de Park, dada por:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta_{PLL}) & \text{cos}(\theta_{PLL}) & 1 \\ \text{sen}(\theta_{PLL} - 2\pi/3) & \text{cos}(\theta_{PLL} - 2\pi/3) & 1 \\ \text{sen}(\theta_{PLL} + 2\pi/3) & \text{cos}(\theta_{PLL} + 2\pi/3) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (9)$$

Novamente, trabalhos como de Wang (2008), Villalva (2010) e Petean (2014) abordam o tema da transformada de Park com maior rigor matemático.

2.7.2.2. Bloco de Controle

O bloco de controle faz uso de controladores PI (proporcionais integrais) para controlar alguns dos aspectos do gerador. Petean (2014) menciona três tipos de estratégias: o controle da corrente fornecida pelo gerador (corrente constante), controle da potência fornecida pelo gerador (controle PQ) e controle da tensão e potência ativa fornecida pelo gerador (controle PV). Neste projeto foi empregado o controle PQ, pois é o modo de operação usual para geração distribuída. Ele possibilita a operação com fator de potência unitário e fácil controle da potência injetada. A Figura 19 ilustra o esquema do bloco de controle.

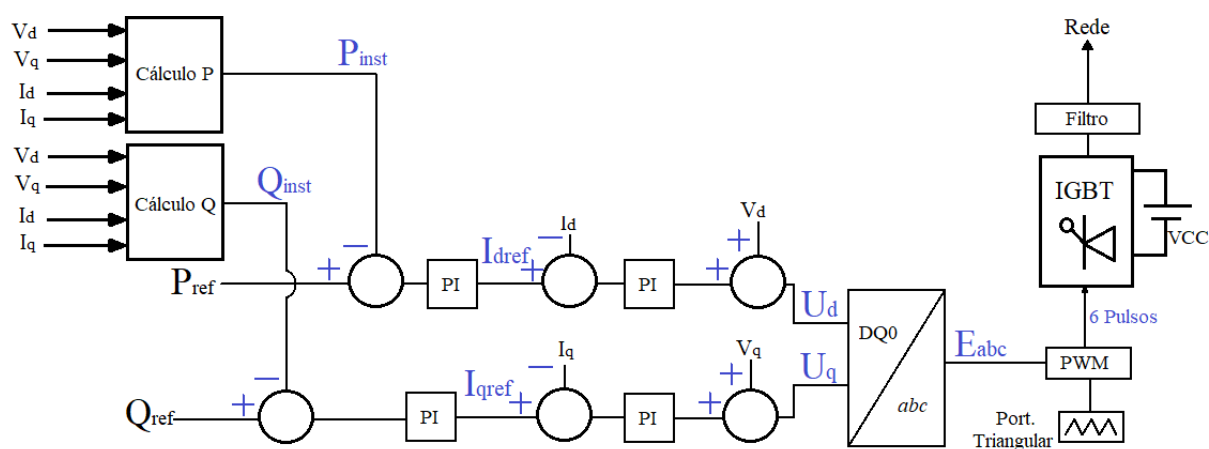


Figura 19 - Esquema unifilar do bloco de controle.

Primeiramente, a partir das já calculadas componentes dq de tensão e corrente no terminal do gerador, a potência ativa e reativa instantânea são calculadas através das seguintes equações:

$$P_{inst} = V_d \times I_d + V_q \times I_q \quad (10)$$

$$Q_{inst} = V_d \times I_q - V_q \times I_d \quad (11)$$

Vale ressaltar que as equações 10 e 11 valem para valores em pu e já desconsideram a componente 0. Estes valores são comparados com valores de referência fornecidos pelo usuário (P_{ref} e Q_{ref}). A diferença (erro) é então processada pelo controle PI que fornece os valores da corrente de referência I_{dref} e I_{qref} que são comparados com os valores de corrente instantânea e este novo erro passa por um segundo controlador PI. O sinal de saída é somado com os valores instantâneos de tensão V_d e V_q e os resultados obtidos são os valores de referência U_d e U_q . Estes valores são transformados para componentes de fase abc (Equação 9) obtendo-se os valores E_a , E_b e E_c (E_{abc}).

Nota-se que no modelo em questão, as malhas de controle (P e Q) são tratadas de forma totalmente desacopladas, isto é, sem haver interferência de uma em outra. De fato, isto não ocorre na realidade, sendo que o acoplamento dos eixos d e q não permite o controle prático e independente das variáveis. Usualmente, um artifício é utilizado para se considerar o efeito de tal acoplamento mesmo tratando os eixos de forma desacoplada: soma-se um termo cruzado, a partir de I_d e I_q proporcional à frequência ω do sistema e à indutância L do filtro, às tensões de referência U_d e U_q , de acordo com a Figura 20.

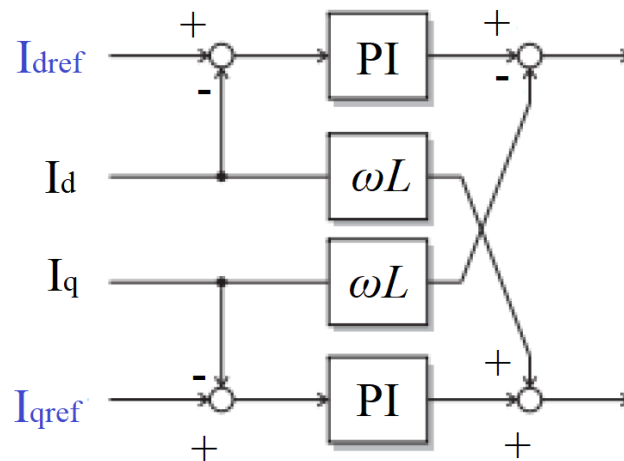


Figura 20 - Artifício para desacoplamento dos eixos. Adaptado de Villalva (2010).

Porém, assim como neste trabalho, a maior parte dos modelos encontrados na literatura, dispensa o artifício por apresentar na prática efeito imperceptível nas variáveis de controle (VILLALVA, 2010).

Finalmente, a referência E_{abc} associada à portadora triangular, exerce a modulação PWM atuando no chaveamento dos IGBTs da ponte inversora que, a partir de VCC e do filtro LC, produz sinal de tensão em conformidade com o sistema no qual o gerador é conectado e com as referências do controle utilizado. Todos os parâmetros de controle utilizados nos geradores fotovoltaicos deste trabalho, encontram-se no Apêndice 1.

2.8. Sistema de Armazenamento

Apesar de ainda não estarem presentes com grande frequência nos sistemas de energia elétrica, os armazenadores de energia denotam uma parcela muito importante para a otimização do uso da eletricidade. Muitas das aplicações dos dias atuais se relacionam com a portabilidade de dispositivos eletrônicos, como celulares e notebooks. Mas, no que diz respeito aos sistemas elétricos de potência, armazenar pode ser uma alternativa para suprir necessidades em diversas ocasiões.

No contexto deste trabalho, a utilização dos sistemas de armazenamento diz respeito à implementação em sistemas de BT de um conceito chamado microrrede. Sendo uma das características das microrredes uma rede autossuficiente que é capaz de atender as demandas dos consumidores de maneira independente, tendo em vista o melhor aproveitamento possível dos elementos geradores de energia (GAO, 2015). Um dos elementos mais utilizados para essa finalidade e que será o enfoque das abordagens adiante são as baterias. A Figura 21 exemplifica de forma geral e simplória como se dá o uso do armazenamento em sistemas de energia para as abordagens deste trabalho. Nela é representada o consumidor (carga), o qual por sua vez possui também sistema de armazenamento e geração distribuída, alimentada pela rede principal caracterizada pela rede concessionária de energia.

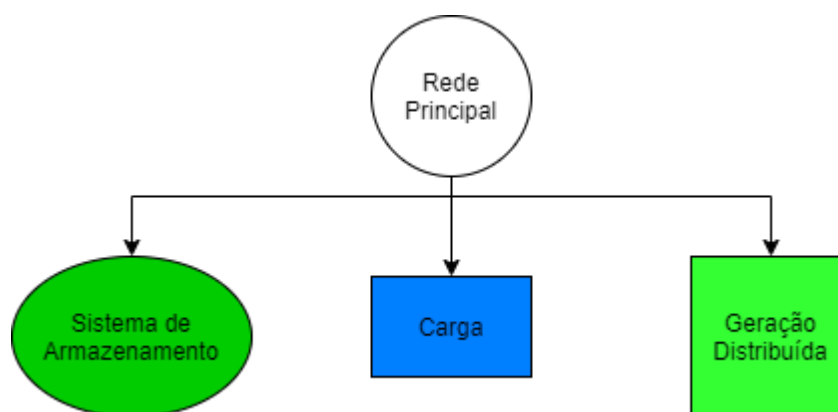


Figura 21 - Estrutura geral do emprego de um sistema de armazenamento. Adaptado de Gao (2015).

2.8.1. Baterias

Existem diversos tipos de sistemas que permitem o armazenamento de energia, entre eles, o de uso mais recorrente são as baterias. Esses componentes tratam-se de placas formadas por elementos químicos, os quais são capazes de reagir entre si e por meio dessa reação, chamada de oxirredução, armazenar ou fornecer energia devido à troca de elétrons (TER-GAZARIAN, 2011). Existem diversos tipos de bateria, isto é, diferentes combinações de elementos químicos são capazes de reagir entre si e proporcionar a troca de elétrons de forma a possibilitar o fluxo de potência no duplo sentido, de carga e descarga. Dentre eles, os mais utilizados são as baterias de chumbo-ácido e lítio-íon. Sendo o segundo tipo (lítio-íon) aquele que vem apresentando grandes desenvolvimentos para implementação em sistemas elétricos de potência (GAO, 2015).

O emprego de sistemas de armazenamento vem ao encontro com o crescimento das fontes alternativas de energia. Para a maior parte dos sistemas de GD há um problema relacionado à flutuação da geração de energia (GAO, 2015) Nos sistemas de geradores fotovoltaicos e eólicos pode-se destacar as variações da incidência solar (devido à presença de nuvens, folhas que caem na

interna (Resistência Interna na figura 22). O controle do nível da tensão E_{bat} depende de diversos outros parâmetros, sendo eles a capacidade nominal (it), a corrente I_{bat} filtrada com frequências de baixa ordem (i^*), a característica da zona exponencial da bateria (Exp) e o tipo de bateria (TipoBateria). Todos esses parâmetros se relacionam por meio de funções, que por sua vez estão relacionadas com o *status* de carga ou descarga da bateria (f_2 e f_1 , respectivamente), as quais formam a característica da tensão da bateria. Na Figura 23 é possível ver o comportamento típico da tensão de um modelo de bateria como o da Figura 22. A tensão de carga completa denomina o ponto em que a bateria está com seu estado de carga em 100% (completamente carregada) e o valor de E_{bat} igual a 0 corresponde ao estado de carga vazio da bateria (completamente descarregada). A zona de característica nominal caracteriza o valor de tensão de operação da bateria durante grande parte do tempo (seja em estado de carga ou descarga), ou seja, a zona exponencial e a região em branco da curva da Figura 23 representam pequenas porcentagens do estado de carga da bateria.

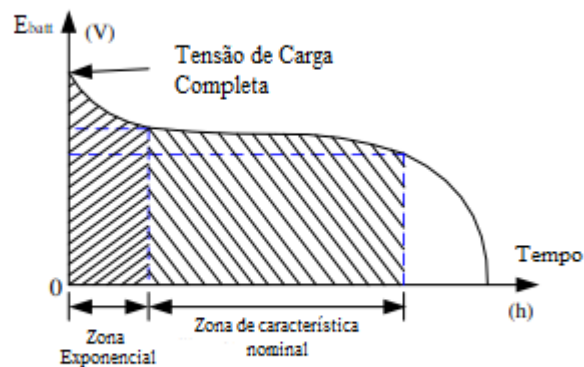


Figura 23 - Curva característica da tensão de carga ou de descarga de uma bateria. Adaptado de Gao (2015).

Dentre as diversas composições de baterias, aquelas que estão ganhando destaque no mercado devido à sua maior densidade de armazenamento (relação entre a capacidade de armazenamento e o peso), são as de íon-lítio (TER-GAZARIAN, 2011). Há alguns anos, as mais utilizadas em sistemas elétricos de potência eram as de chumbo-ácido, porém com o avanço das pesquisas e desenvolvimentos existem hoje diversos modelos do primeiro material citado já empregados em residências e até mesmo em redes de distribuição (GAO, 2015).

2.8.2. Localização do sistema de armazenamento

É importante que sejam feitas definições sobre o local no qual as baterias serão inseridas no sistema de distribuição de energia estudado, tendo em vista algumas topologias já empregadas e abordadas na literatura, conforme é apresentado nos subcapítulos deste capítulo.

As diferentes maneiras estudadas para localização das baterias no sistema de distribuição foram três. Tratam-se do sistema de armazenamento agregado e do distribuído (no qual as possibilidades são duas: ao lado da geração e ao lado das cargas). Os diferentes posicionamentos das baterias no sistema possuem suas vantagens e desvantagens. Como exemplo de vantagem pode-se citar uma melhor eficácia na mitigação de flutuação da GD e como desvantagem pode-se citar a necessidade de implementação em larga escala, o que acarreta em alto custo financeiro (GAO, 2015). Os aspectos vantajosos e desvantajosos de cada uma das topologias serão abordados nos tópicos 2.8.2.1, 2.8.2.2 e 2.8.2.3 para que assim possa ser destacado o modelo que será utilizado neste trabalho.

2.8.2.1. Sistema de armazenamento agregado

Esse tipo de localização dos sistemas de armazenamento consiste na ligação direta de um parque de elementos armazenadores (conjunto de elementos armazenadores capaz de suprir toda ou quase toda a carga ao qual está conectado) ao mesmo barramento ao qual está conectado um grupo de geradores renováveis. Devido ao fato de que o conjunto de armazenamento possui potência capaz de suprir a área ao qual está conectado, a flutuação provinda das fontes de energia renovável são raramente sentidos, pois essa topologia é designada a fim de que os armazenadores possam suprir toda a demanda das cargas que não são capazes de serem alimentadas pelo conjunto de geradores renováveis. A grande vantagem dessa topologia é a mitigação dos efeitos de flutuação provindos do conjunto de geradores renováveis, mas também pode-se citar como um ponto positivo o fato de que manutenções e reparos são facilitados devido à localização única dentro do sistema de energia. Já uma grande desvantagem é o custo de aquisição e instalação desse sistema de armazenamento.

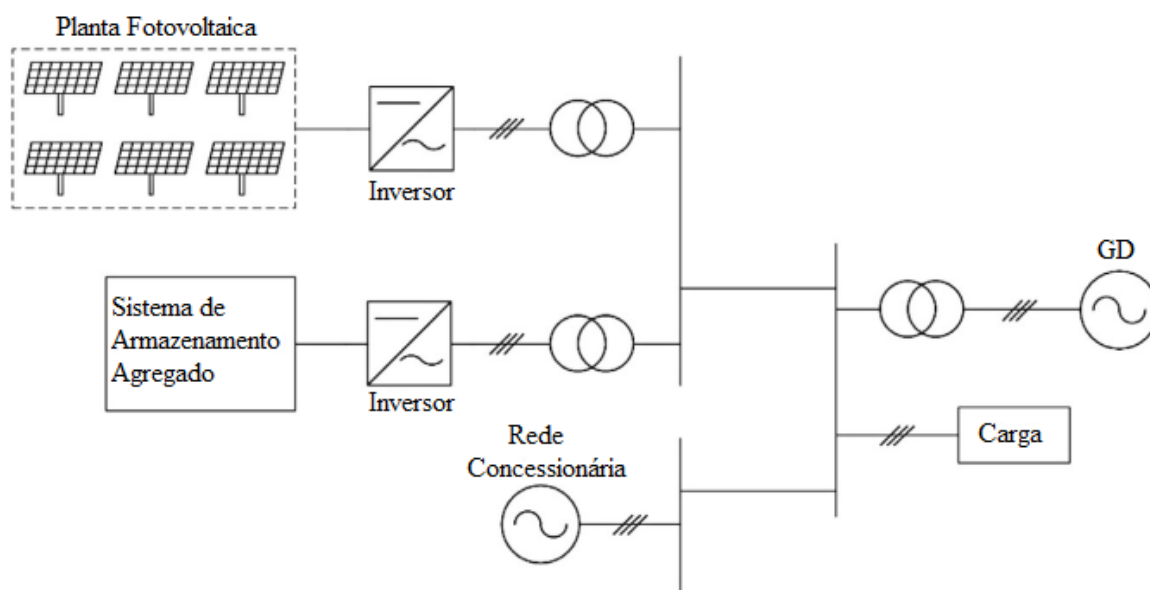


Figura 24 - Ilustração do sistema de armazenamento agregado (GAO, 2015).

2.8.2.2. - Sistema de Armazenamento Distribuído ao Lado do Gerador

Os sistemas de armazenamento distribuídos possuem como principal diferença em relação aos agregados o fato de que os primeiros são compostos por pequenos conjuntos de armazenadores, enquanto os segundos são compostos por bancos de armazenamento de alta potência (vide seção 2.8.2.1). Essa característica implica no fato de que o sistema distribuído, em comparação ao agregado, não consegue fazer a melhor mitigação possível dos efeitos de flutuação provenientes das fontes renováveis. Entretanto, ainda sim o armazenamento nesse tipo de topologia é eficaz no que diz respeito à constância de potência a ser fornecida na maioria dos casos, sendo essa uma desvantagem em relação à topologia discutida no tópico 2.8.2.1. Entretanto, o custo de aquisição e instalação é baixo em comparação ao sistema agregado.

Considerando as baterias como o sistema de armazenamento utilizado, é feito uso de conversores CC/CC e CC/CA para conexão em ponto comum com GD em corrente contínua (painéis fotovoltaicos, por exemplo) e em corrente alternada (geradores eólicos, por exemplo), a fim de que esse ponto comum seja conectado ao sistema de elétrico por meio do emprego de inversores CC/CA (vide ilustração da Figura 25).

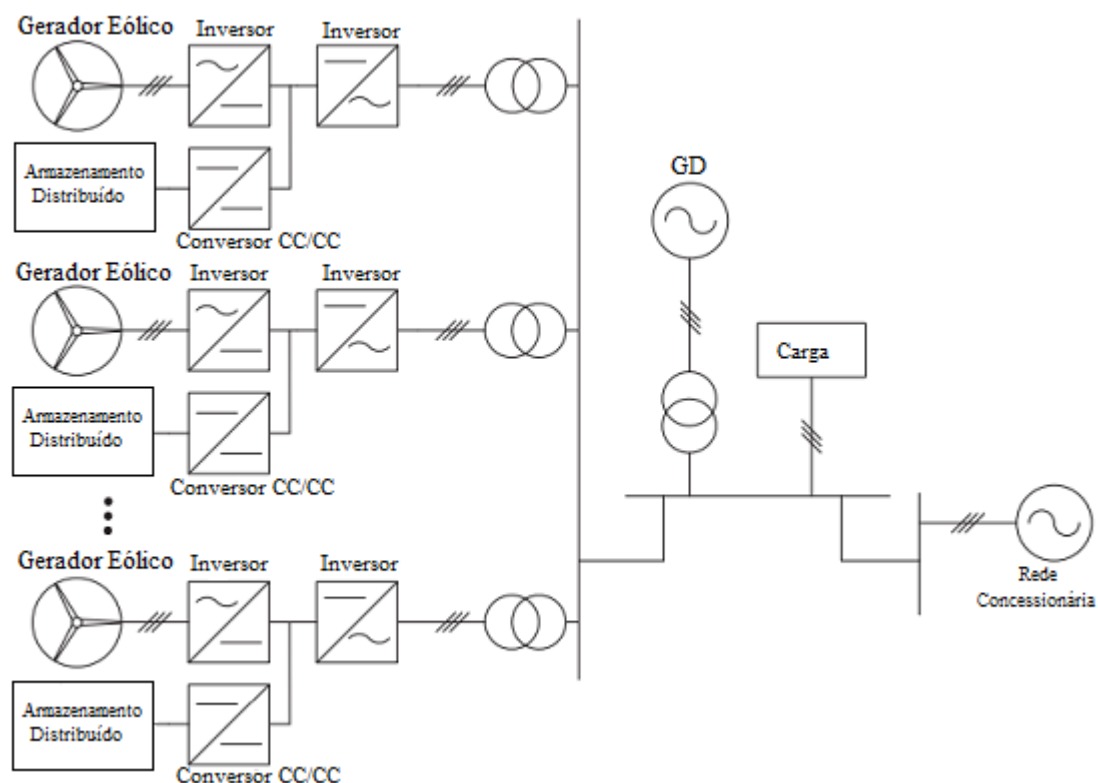


Figura 25 - Ilustração de sistema de armazenamento de energia ao lado da GD (GAO, 2015).

2.8.2.3. - Sistema de Armazenamento Distribuído ao Lado da Carga

Este tipo de localização é o mais comum de ser implementado em casos residenciais, os quais demandam baixa potência, mas que habitualmente possuem variações de potência gerada e de carga conectada. Sendo assim, nesses casos as baterias podem mitigar as consequências causadas por essas variações, de modo a manter o nível de tensão CC e também podem ser utilizadas para casos de manipulação da compra e venda de energia, visto que o sistema de controle implementado no sistema armazenador pode identificar os preços da energia elétrica do sistema naquele momento e fazer um balanço entre a possibilidade de venda nos momentos em que a energia está mais cara e de compra nos momentos em que a energia está mais barata visando o lucro do consumidor.

Visto que a conexão se dá com a carga e a rede, o único tipo de conversor utilizado nesse tipo de alocação é o conversor CC/CA, o que satisfaz as condições de alimentação do sistema e da carga local, bem como a de alimentação da bateria, vide exemplo na Figura 26.

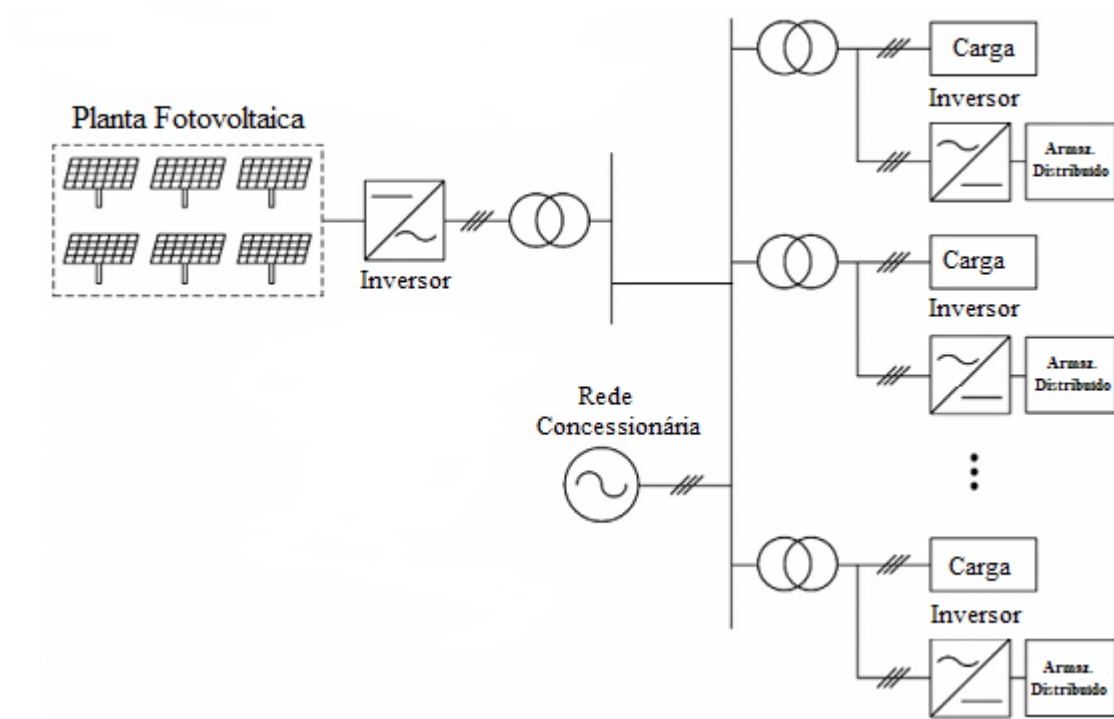


Figura 26 - Ilustração de sistema de armazenamento ao lado da carga (GAO, 2015).

No sistema de estudo é proposta a localização do armazenamento ao lado da carga, como descrito neste tópico. Entretanto, algumas das cargas do sistema também possuem GD, ou seja, estão conectadas em paralelo com a GD e são nessas cargas em que as baterias são alocadas (vide Figura 21). Ou seja, trata-se de uma junção entre o que fora abordado no tópico anterior juntamente ao que é abordado neste, com a ressalva de que a GD encontra-se no mesmo barramento de algumas das cargas do sistema.

3. Material e Metodologia

Esta seção descreve o programa computacional, os componentes e os métodos e análises utilizados nas simulações.

3.1. Programa Computacional Matlab (Simulink)

O programa computacional escolhido foi o Matlab® (MATrix LABoratory), do desenvolvedor MathWorks Inc.. O *software* possui matrizes como elemento básico de operação e cálculo. Criado no final dos anos 1970, o Matlab é amplamente utilizado para fins de cálculo numérico, programação, construção de gráficos, operações matemáticas e simulações, tanto em ambiente acadêmico quanto em ambiente corporativo.

O Matlab possui um ambiente de simulação denominado Simulink que, por sua vez, possui diversas bibliotecas de componentes de simulação voltados a determinadas áreas do conhecimento. Utilizou-se em grande parte a biblioteca SimPowerSystems, que permite implementar componentes relativos à área de Sistemas Elétricos de Potência (MATHWORKS, 2019).

Uma das razões de se ter escolhido o Simulink para este projeto se deve ao fato de que ele permite simulações dinâmicas no tempo, possibilitando a captura de transitórios e variações durante a simulação, o que o difere de outros programas que permitem apenas a simulação de sistemas em regime permanente. Esta flexibilidade fornecida pelo Simulink é importante pois o problema possui natureza dinâmica. Por exemplo, será observado o comportamento da proteção ao se transitar de um momento com baixa GD para alta.

Por meio deste software, foram modelados e simulados: o sistema elétrico de distribuição, assim como seus componentes de proteção, os geradores distribuídos e os sistemas de armazenamento de energia.

3.2. Descrição do Sistema Elétrico

O sistema elétrico utilizado neste trabalho é parte da rede reticulada apresentada em Azevedo (2010). Trata-se de um sistema elétrico real, pertencente à cidade de Curitiba. Os dados relativos às cargas, linhas, transformadores e subestação foram obtidos de Azevedo (2010) (Apêndice 3). A Figura 27 apresenta o mapa da região central de Curitiba. Destacado em azul, está a área em que a rede reticulada se faz presente. Ainda na Figura 27, destaca-se uma região delimitada pela cor vermelha, a qual foi utilizada por Azevedo (2010) para execução de testes em seu trabalho. Para este

projeto, será modelado um trecho da região em vermelho, destacado pelo círculo verde na Figura 28. Os triângulos na cor cinza representam os transformadores, os pontos na cor vermelha representam as cargas agregadas e as linhas em preto representam as linhas de distribuição. Trata-se da representação da rede secundária de baixa tensão.

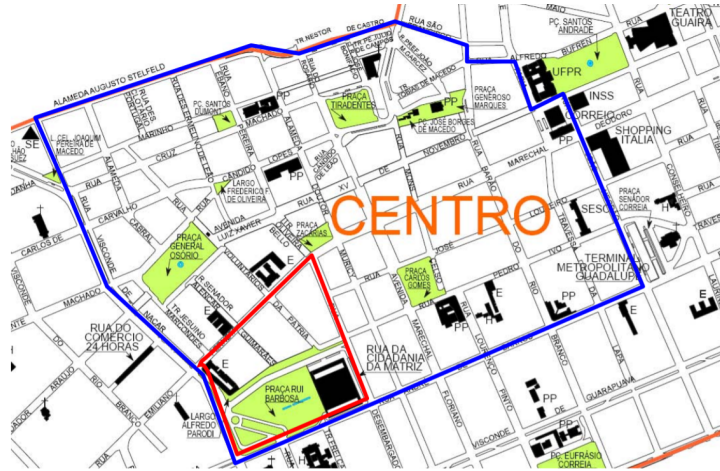


Figura 27 - Mapa da região central de Curitiba (AZEVEDO, 2010).

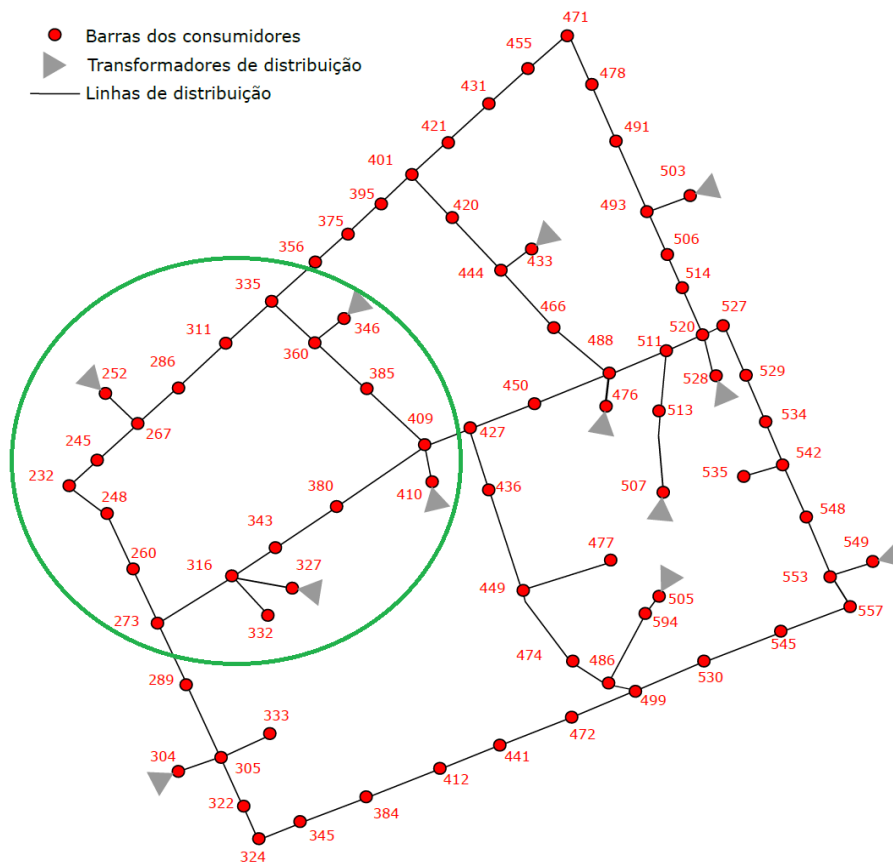


Figura 28 - Região da rede secundária de baixa tensão destacada em vermelho na Figura 27 (AZEVEDO, 2010). A região destacada em verde foi o trecho modelado neste trabalho.

A Figura 29 mostra o esquema de média tensão do trecho da rede modelada. Correlacionando com a Figura 28, é possível observar como os transformadores são conectados na rede secundária de baixa tensão.

Partindo da subestação, no barramento 001, são derivados três alimentadores primários: 001-041, 001-053 e 001-126. O transformador TR1 está conectado entre os barramentos 041 e 327, o transformador TR5 está conectado entre os barramentos 053 e 252, o transformador TR10 está conectado entre os barramentos 126 e 346, e o transformador TR11 está conectado entre os barramentos 126 e 410. Os barramentos 041, 053 e 126 são de MT. Os barramentos 327, 252, 346 e 410 são de BT (barra dos consumidores).

Foi considerada a configuração estrela-aterrada para a subestação (13,8 kV), tendo como base os arranjos típicos de proteção apresentados em IEEE.C37.108 (2002). Desta forma, é possível detectar correntes de curto-circuito para faltas monofásicas à terra devido ao retorno do $3I_0$ pelo neutro do transformador da subestação, o que não seria possível caso os alimentadores primários estivessem entre dois deltas, uma vez que os transformadores de 13,8 kV para 220 V são delta - estrela aterrada. A configuração adotada é semelhante a uma configuração de subestação em delta com a presença de um transformador de aterramento.

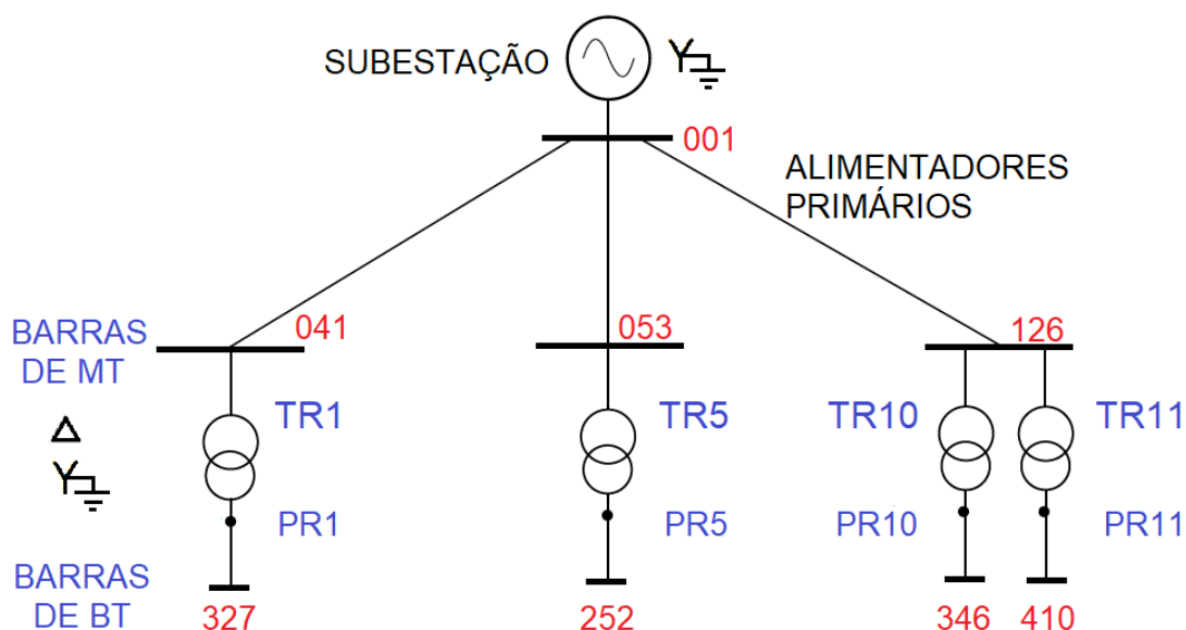


Figura 29 - Esquemático de conexão do trecho da rede modelada. Adaptado de Dias (2018).

Ressalta-se que os dados apresentados em Azevedo (2010) não apontam nenhum tipo de conexão fotovoltaica no sistema, portanto, foram feitos ajustes para a inclusão dos geradores no sistema. Os geradores foram distribuídos de maneira aleatória dentre as 20 barras disponíveis e a Figura 30 mostra a posição dos mesmos.

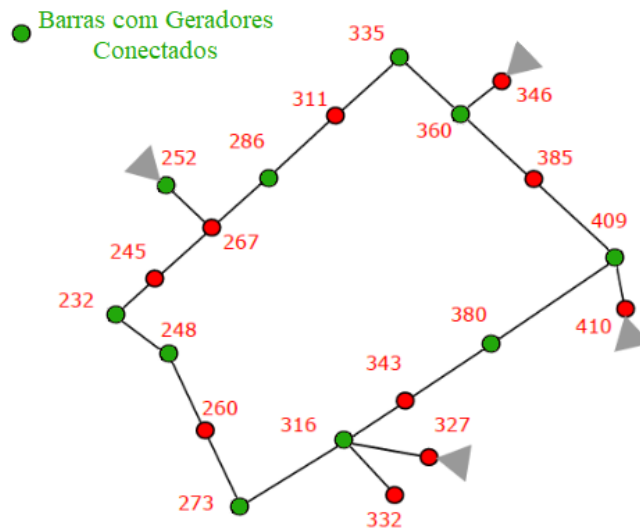


Figura 30 - Indicação das barras com geradores conectados.

3.3. Modelagem do Sistema Elétrico

A modelagem do sistema elétrico inclui os seguintes componentes:

- Subestação;
- Linhas;
- Transformadores;
- Cargas.

O programa computacional escolhido possui modelos dos componentes listados, os quais foram utilizados para realizar a modelagem do sistema elétrico. A seguir, serão apresentados os modelos utilizados para cada componente. Os valores e configurações do sistema modelado se encontram no Apêndice 3

3.3.1. Subestação

Para a modelagem da subestação, foi escolhido o bloco *Three-Phase Source*, o qual pode ser visualizado na Figura 31. Este bloco implementa uma fonte de tensão trifásica com impedância RL interna. A conexão da fonte é em estrela (Y) com neutro interno que pode ser configurado para neutro acessível e conectado ao terra (MATHWORKS, 2019). Trata-se de uma subestação trifásica de tensão 13,8 kV e frequência 60 Hz, com ângulo 0° (ângulo de referência) e potência de curto-circuito trifásica de 1100 MVA.

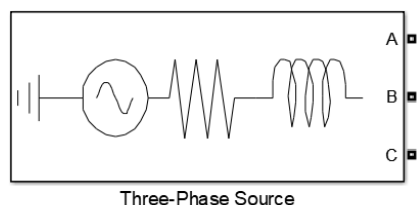


Figura 31 - Representação do modelo utilizado para a subestação (MATHWORKS, 2019).

3.3.2. Linhas

Para a modelagem das linhas, foi escolhido o bloco *Three-Phase PI Section Line*, o qual pode ser visualizado na Figura 32. Este bloco implementa uma linha trifásica balanceada de modelo π . As linhas são modeladas através de seus valores de frequência, resistências de sequência positiva e zero, indutâncias de sequência positiva e zero e capacitâncias de sequência positiva e zero, e comprimento da linha (MATHWORKS, 2019).

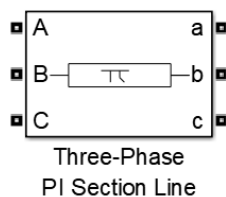


Figura 32 - Representação do modelo utilizado para as linhas (MATHWORKS, 2019).

3.3.3. Transformadores

Para a modelagem dos transformadores, foi escolhido o bloco *Three-Phase Transformer (Two Windings)*, o qual pode ser visualizado na Figura 33. Este bloco implementa um transformador trifásico de dois enrolamentos. Os transformadores são modelados por meio dos parâmetros de tensão primária, tensão secundária, configuração e potência nominal (MATHWORKS, 2019).

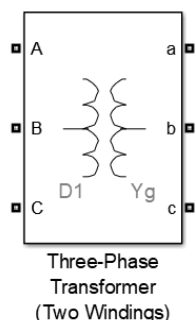


Figura 33 - Representação do modelo utilizado para os transformadores (MATHWORKS, 2019).

3.3.4. Cargas

Para a modelagem das cargas, foi escolhido o bloco *Three-Phase Parallel RLC Load*, o qual pode ser visualizado na Figura 34. Este bloco implementa uma carga trifásica balanceada através da combinação de elementos resistivos, indutivos e capacitivos em paralelo. Os modelos simulados foram designados para operar em modo de impedância constante. Isto significa que as potências ativa e reativa absorvidas pela carga são proporcionais ao quadrado da tensão aplicada. As cargas são modeladas de acordo com suas tensões e frequências nominais, além das potências ativa e reativa (MATHWORKS, 2019).

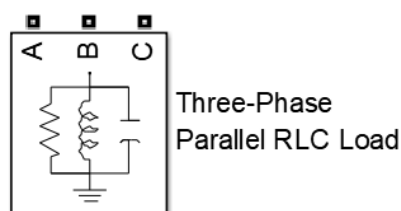


Figura 34 - Representação do modelo utilizado para as cargas (MATHWORKS, 2019).

3.4. Descrição do Sistema de Proteção

O sistema de proteção adotado é constituído de disjuntores comandados por relés de proteção, fusíveis e protetores de rede. No alimentador principal do barramento 001 da subestação e no início de cada um dos três alimentadores primários (001-041, 001-053 e 001-126) foram implementados disjuntores comandados por relés de sobrecorrente. No primário de cada um dos quatro transformadores foram implementados fusíveis de média tensão específicos para proteção de transformadores de distribuição. No secundário de cada um dos quatro transformadores foram implementados os protetores de rede.

O funcionamento do sistema de proteção para faltas nos alimentadores primários consiste na abertura do respectivo disjuntor comandado pelo relé de sobrecorrente, de modo a interromper a contribuição direta da subestação para a falta, e na abertura dos disjuntores dos protetores de rede associados ao alimentador faltoso, de modo a interromper a contribuição indireta da subestação para a falta, que se dá por meio dos outros alimentadores e da rede secundária. Como exemplificação, caso ocorra um curto-circuito no alimentador primário 001-041, espera-se a atuação do disjuntor específico do alimentador 001-041 (presente em seu início), assim como também é esperada a atuação do PR1. Desta forma, com a falta isolada por meio do desligamento do alimentador 001-041, a rede secundária continua sendo alimentada por meio dos alimentadores 001-053 e 001-126. O exemplo é análogo para faltas nos outros alimentadores.

3.5. Modelagem do Sistema de Proteção

Os componentes de proteção modelados foram os seguintes:

- Protetor de Rede;
- Relé de Subtensão (ANSI 27);
- Relé de Sobretensão Residual (ANSI 59N);
- Relé de Taxa de Variação da Potência (proposto neste trabalho);
- Relé de Sobrecorrente (ANSI 50/51);
- Fusíveis.

Os protetores de rede se localizam nos secundários dos transformadores, os relés ANSI 50/51 se localizam no início do alimentador principal da subestação e no início de cada um dos três alimentadores primários derivados do principal e os fusíveis estão localizados nos primários dos transformadores e nos protetores de rede. Os fusíveis primários são do tipo HH, conforme MONTEMA (2019), e os fusíveis do secundário (dos protetores de rede) são do tipo NH, conforme SIEMENS (2019).

Os relés de subtensão, sobretensão residual e taxa de variação de potência são lógicas auxiliares aos protetores de rede convencionais. A atuação dos protetores de rede com as lógicas auxiliares será tratada na próxima seção.

3.5.1. Protetor de Rede

Os protetores de rede convencionais atuam conforme descrito na Seção 2.2 e na Figura 4, ou seja, caso detectem fluxo reverso de potência acima de um limiar de tolerância pré-ajustado, eles enviam um comando de abertura ao disjuntor associado com o objetivo de cessar a contribuição dos demais alimentadores primários para a falta. Independentemente da causa do fluxo reverso de potência (curto-circuito no alimentador primário ou excedente de GD na rede secundária), o protetor de rede convencional atuará, já que não possui técnicas de diferenciação desse fluxo reverso, com o objetivo de isolar faltas e, portanto, atua para os casos de excedente de GD. Portanto, os protetores de rede convencionais dependem apenas da sensibilização da função de proteção direcional de potência (ANSI 32R) para comandar a abertura do disjuntor.

Como proposição deste trabalho, foram testadas lógicas auxiliares que atuam em conjunto com uma técnica convencional de detecção de fluxo reverso. A operação da lógica pode ser visualizada na Figura 35. O comando de abertura só será enviado ao disjuntor associado caso seja detectado fluxo reverso de potência (32R) e (AND) haja sensibilização da função de proteção auxiliar (AUX). O objetivo da proposta da lógica auxiliar é avaliar se o protetor de rede consegue diferenciar

o fluxo reverso causado por falta no alimentador primário (em que deveria haver atuação) do fluxo reverso causado por excedente de GD (em que não deveria haver atuação).

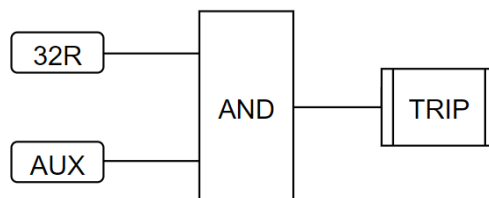


Figura 35 - Lógica de atuação do protetor de rede com a lógica auxiliar proposta.

O bloco 32R compõe a lógica de detecção de fluxo reverso de potência convencional. Para as simulações deste trabalho, optou-se por utilizar a lógica da função de proteção 32R conforme o Protetor de Rede CM52 da fabricante Eaton (2019), apresentada na Seção 3.5.1.1. O bloco AUX compõe uma função ou uma combinação das funções de proteção auxiliares propostas: subtensão, sobretensão residual ou taxa de variação da potência, apresentadas respectivamente nas Seções 3.5.1.2, 3.5.1.3 e 3.5.1.4. As quatro proposições (avaliadas individualmente) foram:

- 1) 32R e Auxiliar de Subtensão na BT do transformador (27 BT), conforme Figura 36;

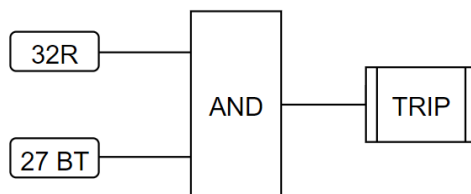


Figura 36 - Lógica de atuação do protetor de rede com a função auxiliar 27 na BT do transformador (27 BT).

- 2) 32R e Auxiliar de Subtensão na BT do transformador (27 BT) ou Sobretensão Residual na MT do transformador (59N), conforme Figura 37;

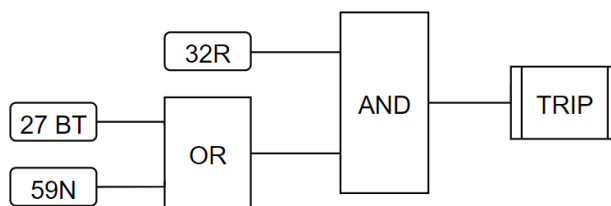


Figura 37 - Lógica de atuação do protetor de rede com função auxiliar 27 na BT do transformador (27 BT) e 59N na MT do transformador.

- 3) 32R e Auxiliar de Subtensão na MT do transformador (27 MT), conforme Figura 38;

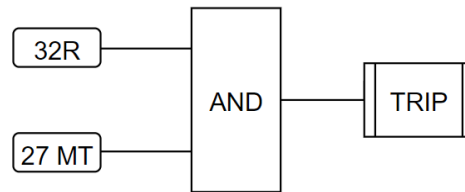


Figura 38 - Lógica de atuação do protetor de rede com função auxiliar 27 na MT do transformador (27 MT).

- 4) 32R e Auxiliar de Taxa de Variação de Potência (RTVP) na BT do transformador, conforme Figura 39.

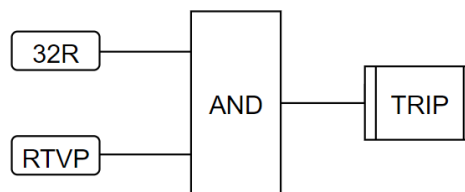


Figura 39 - Lógica de atuação do protetor de rede com a função auxiliar RTVP na BT do transformador.

3.5.1.1. Protetor de Rede CM52 da Eaton

O protetor de rede CM52 da fabricante Eaton, apresentado na Figura 40, é um protetor de rede comercial convencional e possui seu funcionamento baseado nas componentes de sequência positiva das grandezas medidas no lado de BT. De acordo com Eaton (2019) e Dias (2018), a atuação do relé se dá pelo cálculo realizado na equação 12, em que I_{a1} é o fasor da corrente de sequência positiva na frequência fundamental, $\theta_{V_{a1}}$ é o ângulo de fase do fasor de tensão de sequência positiva na frequência fundamental e $\theta_{I_{a1}}$ é o ângulo de fase do fasor de corrente de sequência positiva na frequência fundamental.

$$\text{Cálculo} = I_{a1} \left(\theta_{V_{a1}} - \theta_{I_{a1}} \right) \quad (12)$$

Uma vez que o resultado da equação 12 é negativo e o valor absoluto do resultado é maior que um ajuste configurado previamente, o relé entende que está ocorrendo fluxo reverso de potência, e, portanto, haverá atuação. O ajuste configurável (*Ajuste Percentual*) é realizado entre 0,05% e 5% da corrente nominal do equipamento, e entende-se como um nível de tolerância de fluxo reverso de potência para o equipamento baseado na corrente.



Figura 40 - Protetor de Rede CM52 da Eaton (EATON, 2019).

A modelagem do Protetor de Rede CM52 da Eaton implementada segue a lógica representada na Figura 41.

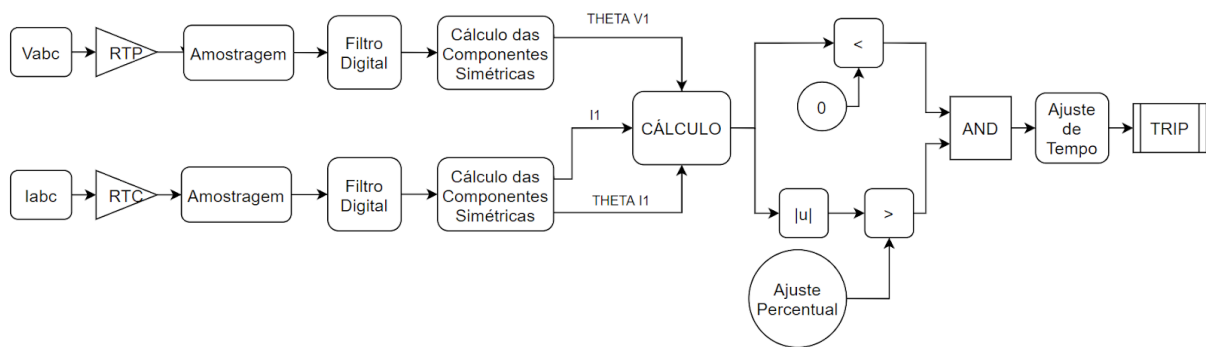


Figura 41 - Diagrama da modelagem do Protetor de Rede CM52 da Eaton.

Como pode ser observado na Figura 41, ocorrem as leituras das tensões das três fases (V_{abc}) e das correntes das três fases (I_{abc}) do lado de BT do transformador ao qual o protetor de rede foi associado. As tensões passam pelo bloco *RTP* (Relação de Transformação de Potencial), assim como as correntes passam pelo bloco *RTC* (Relação de Transformação de Corrente). O objetivo dos blocos de *RTP* e *RTC* é de rebaixar os níveis de tensão e corrente para níveis compatíveis com os do protetor de rede.

O bloco *Amostragem* realiza o processo de discretização do sinal numa frequência de 960 Hz, que possibilita a aquisição de 16 amostras por ciclo de onda. As amostras dos sinais chegam ao bloco *Filtro Digital*, que extrai os fasores em valores eficazes da componente fundamental (60 Hz) dos sinais por meio da Transformada de Fourier.

Então, é realizado o *Cálculo das Componentes Simétricas*, da mesma forma expressa no conjunto de equações 2, com o objetivo de realizar o cálculo da equação 12, representado pelo bloco

CÁLCULO. Portanto, com as componentes calculadas, obtêm-se os valores de interesse para o cálculo, que são *THETA VI* (correspondente ao ângulo de fase da tensão de sequência positiva em 60 Hz), *II* (correspondente ao módulo da corrente de sequência positiva em 60 Hz) e *THETA II* (correspondente ao ângulo de fase da corrente de sequência positiva em 60 Hz).

O valor resultante do bloco *CÁLCULO*, calculado por meio da equação 12, define a atuação (ou não) do protetor de rede. Se o valor for negativo (blocos ' < 0 ') e o módulo do valor for maior que o *Ajuste Percentual*, é iniciada a contagem de um tempo pré-ajustado por meio do bloco *Ajuste de Tempo*. Caso o valor de *CÁLCULO* permaneça negativo e com módulo maior que o ajuste de tolerância durante todo o tempo, ocorre a atuação do protetor de rede, abrindo o disjuntor associado (*TRIP*). Se não continuar, a contagem é reiniciada e espera-se um novo sinal de início.

O protetor de rede completo ainda possui um fusível, cuja modelagem será demonstrada mais adiante. A função ANSI 78 utilizada para fins de religamento do protetor não foi considerada, uma vez que os objetivos do projeto focam na questão de caracterizar o fluxo reverso de potência e analisar a atuação do protetor de rede por meio da função ANSI 32R. Os ajustes e parâmetros adotados para a função ANSI 32R estão descritos no Apêndice 4.

3.5.1.2. Relé de Subtensão (ANSI 27)

A modelagem do relé de subtensão (ANSI 27) foi baseada em Salles (2007) e segue o esquema da Figura 42.

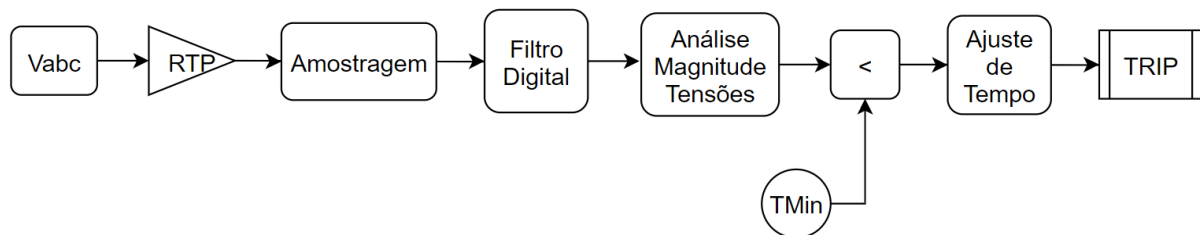


Figura 42 - Diagrama da modelagem do relé de subtensão (ANSI 27).

São feitas as leituras das três tensões fase-terra (V_{abc}) do lado de BT ou MT do transformador ao qual o protetor de rede foi associado. As tensões passam pelo bloco *RTP* (Relação de Transformação de Potencial). O objetivo do bloco *RTP* é de rebaixar os níveis de tensão para níveis compatíveis com os dos relés.

O bloco *Amostragem* realiza o processo de discretização do sinal numa frequência de 960 Hz, que possibilita a aquisição de 16 amostras por ciclo de onda. As amostras dos sinais chegam ao bloco

Filtro Digital, que extrai os fasores em valores eficazes da componente fundamental (60 Hz) dos sinais por meio da Transformada de Fourier.

Então, é realizada a *Análise de Magnitude das Tensões*. Se o valor da magnitude de tensão de qualquer uma das fases for abaixo de um valor limiar pré-ajustado T_{min} , é iniciada a contagem de um tempo definido por meio do bloco *Ajuste de Tempo*. Caso a magnitude de tensão de qualquer uma das fases continue menor que T_{min} durante todo o ajuste de tempo, ocorre a atuação da função de proteção de subtensão (*TRIP*). Caso não continue, a temporização é reiniciada e espera-se um novo sinal de início. Os ajustes e parâmetros adotados para a função ANSI 27 na BT ou na MT estão descritos no Apêndice 4.

3.5.1.3. Relé de Sobretensão Residual (ANSI 59N)

A modelagem do relé de sobretensão residual (ANSI 59N) foi baseada em Salles (2007) e segue o esquema da Figura 43.

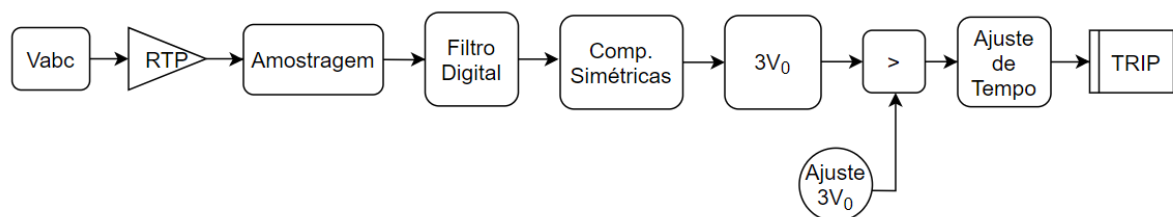


Figura 43 - Diagrama da modelagem do relé de sobretensão residual (ANSI 59N).

São feitas as leituras das três tensões fase-terra (V_{abc}) do lado de média tensão do transformador ao qual o protetor de rede foi associado. As tensões passam pelo bloco *RTP* (Relação de Transformação de Potencial).

O bloco *Amostragem* realiza o processo de discretização do sinal numa frequência de 960 Hz, que possibilita a aquisição de 16 amostras por ciclo de onda. As amostras dos sinais chegam ao bloco *Filtro Digital*, que extrai os fasores em valores eficazes da componente fundamental (60 Hz) dos sinais por meio da Transformada de Fourier.

Então, é realizado o cálculo das componentes simétricas (*Comp. Simétricas*), da mesma forma expressa no conjunto de equações 2, com o objetivo de realizar o cálculo da tensão residual $3V_0$. Se o valor da tensão residual for acima do valor *Ajuste 3V₀*, é iniciada a contagem de um tempo definido por meio do bloco *Ajuste de Tempo*. Caso o nível de tensão residual continue maior que *Ajuste 3V₀* durante todo o ajuste de tempo pré-configurado, ocorre a atuação da função de proteção de sobretensão residual (*TRIP*). Caso não continue, a temporização é reiniciada e espera-se um novo

senal de início. Os ajustes e parâmetros adotados para a função ANSI 59N estão descritos no Apêndice 4.

3.5.1.4. Relé de Taxa de Variação da Potência

O relé de taxa de variação da potência (RTVP) tem como função enviar um sinal de abertura a um disjuntor associado quando a taxa de variação de potência aferida ultrapassa determinado limiar. Em poucas palavras, a ideia desta proteção é analisar a taxa na qual a potência que flui pelos transformadores varia, sob a premissa de que na ocorrência de uma falta a potência varia de forma abrupta, enquanto que em operação normal de forma suave.

Diferentemente dos dispositivos de proteção apresentados até então, este tipo de relé não é conhecido na literatura, não possui código ANSI específico e não foram encontrados trabalhos ou normas que abrangem sua metodologia, daí a ausência de referências bibliográficas.

De certa forma, este tipo de proteção se encaixaria no código ANSI 7 que abrange proteções que utilizam a lógica de taxa de variação de forma genérica, mas não foram encontrados exemplos de utilização dessa lógica. Talvez a aplicação mais próxima do método proposto seja no relé de taxa de variação de frequência que possui seu próprio código (ANSI 81R). Consolidado na literatura, este tipo de relé ganhou destaque atualmente devido à tendência de estudos com GD e redes inteligentes, uma vez que ele pode ser útil na detecção de ilhamento de GD. Porém, na topologia de redes reticuladas, na ocorrência de uma falta que leva à atuação correta da proteção, os outros alimentadores devem garantir níveis adequados de tensão e também de frequência de alimentação ao sistema (SETTEMBRINI, FISHER, HUDAK, 1991).

Seguindo o padrão dos componentes de proteção modelados até então, a Figura 44 mostra o esquema de funcionamento do relé de taxa de variação de potência (RTVP).

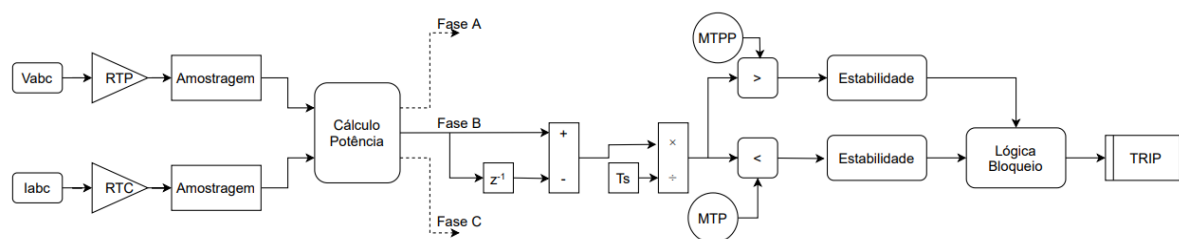


Figura 44 - Modelagem do Relé de Taxa de Variação de Potência.

Como usual, primeiramente os valores de tensão e corrente trifásicos são rebaixados por meio dos transformadores de potencial e de corrente, representados na Figura 44 pelos seus ganhos RTP e RTC respectivamente. Estes valores, assim como nas outras proteções, são considerados nos cálculos

dentro da lógica do relé. Então os valores de tensão e corrente são amostrados (bloco amostragem) e, para cada fase, são calculados o valor eficaz e ângulo de fase por meio da transformada discreta de Fourier e, assim, a potência por fase pode ser encontrada por meio da Equação 13 (bloco Cálculo Potência).

$$P = V_{ef} \times I_{ef} \times \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (13)$$

As operações a partir de então ocorrem para todas as fases, mas foram ilustradas apenas para uma única fase na Figura 44. O valor atual de potência (amostra atual) é subtraído do último valor obtido (amostra anterior) e o resultado é dividido pelo tempo de amostragem concretizando a operação diferencial discreta, o resultado é a taxa de variação da potência. Na forma como foi calculada, uma taxa positiva significa aumento da potência fluindo do alimentador para o sistema (ou diminuição da potência fluindo do sistema para o alimentador). Ora, na ocorrência de uma falta no alimentador primário, a potência varia abruptamente no sentido sistema - alimentador, causando uma alta taxa de variação negativa. Portanto, basta se comparar o valor obtido com um patamar ajustável (MTP), caso a taxa de variação negativa seja menor que o valor ajustado a lógica atua (*TRIP*). O bloco de estabilidade previne a atuação do relé devido a variações rápidas que não caracterizam faltas mas que por qualquer motivo possam causar uma alta taxa de variação. Assim como no restante das proteções, uma vez acusada atuação da lógica, o relé trava o sinal de abertura até que seja manualmente rearmado.

Deveras, parte da lógica mostrada na Figura 44 ainda não foi explicada, trata-se de um artifício necessário para funcionamento na rede utilizada. Quando na ocorrência de uma falta em um dos alimentadores, a potência nos outros alimentadores aumenta consideravelmente e após isolamento do alimentador onde a falta ocorreu, a potência nos outros alimentadores cai de forma abrupta. Neste momento, altas taxas de variação negativa podem ocorrer causando *TRIP* indevido dos relés. Em outras palavras, mesmo que a falta ocorra em apenas um dos alimentadores, a potência em todo o sistema varia, tanto no momento da falta, quanto na sua extinção. Para contornar esta situação, da mesma forma que o valor de taxa é comparado com um valor negativo ele também é comparado com um valor positivo (MTPP), caso o valor ultrapasse esta margem positiva, a lógica do relé é bloqueada por um tempo ajustável. A Figura 45 ilustra o princípio utilizado na lógica.

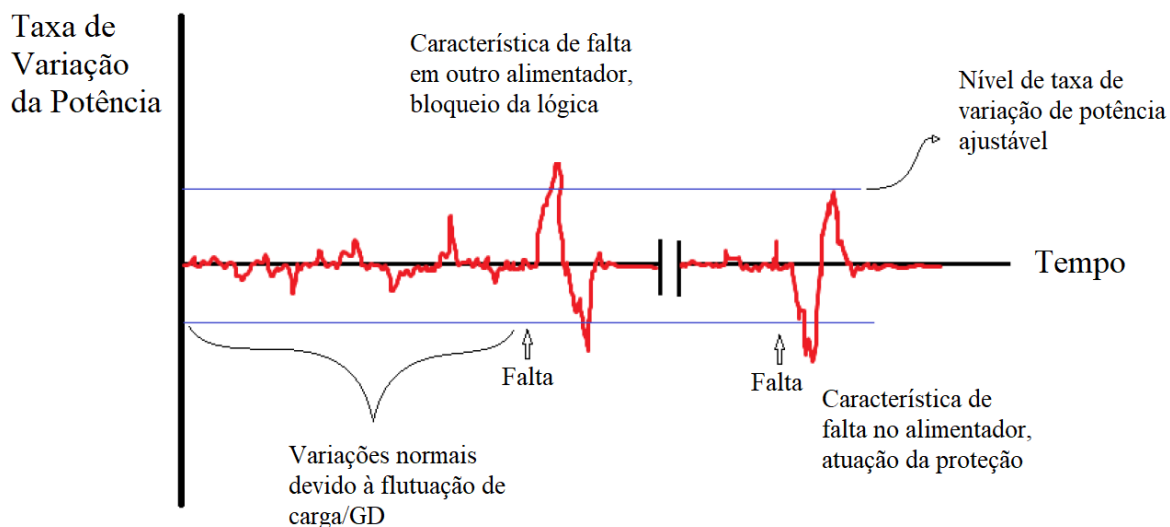


Figura 45 - Decisão do RTVP frente à variações na taxa de potência.

Todos os valores e parâmetros utilizados na lógica podem ser encontrados no Apêndice 4. As implicações e análises da proteção modelada serão discutidas no capítulo de Resultados e Análises.

3.5.2. Relé de Sobrecorrente (ANSI 50/51)

O relé de sobrecorrente (ANSI 50/51) foi modelado conforme Salles (2007). A modelagem da função ANSI 50/51 é apresentada na Figura 46. O modelo apresentado se faz presente em cada uma das três fases.

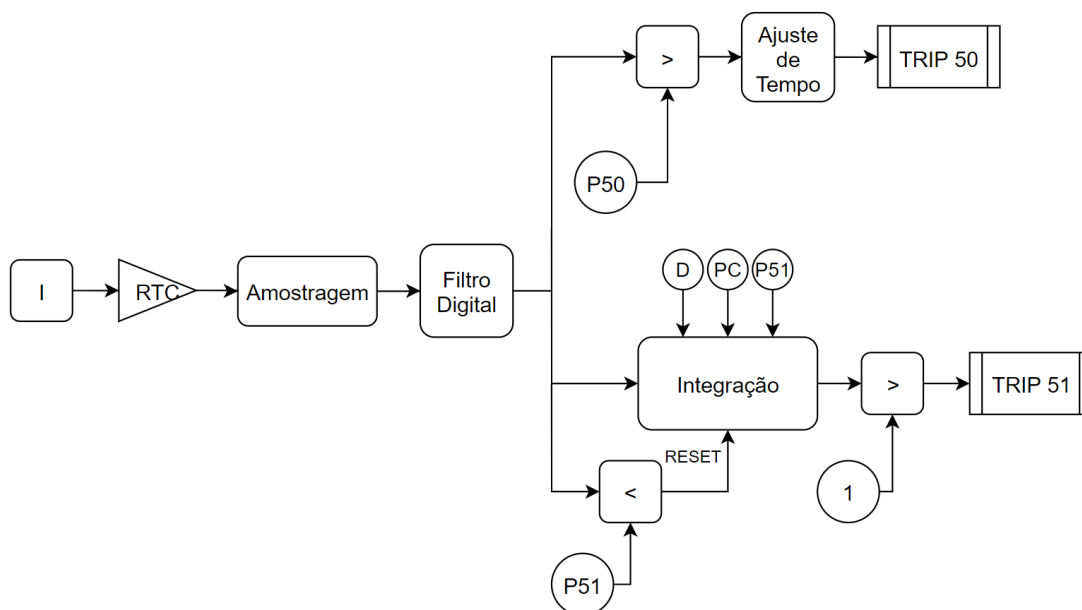


Figura 46 - Diagrama de modelagem da função ANSI 50/51.

A corrente de uma fase (I) passa pelo bloco *RTC*, que rebaixa a corrente para valores compatíveis com os do relé. O bloco *Amostragem* realiza o processo de discretização do sinal numa frequência de 960 Hz, que possibilita a aquisição de 16 amostras por ciclo de onda. As amostras do sinal chegam ao bloco *Filtro Digital*, que extrai o fasor em valor eficaz da componente fundamental (60 Hz) do sinal por meio da Transformada de Fourier.

As magnitudes dos fasores obtidos calculadas para valores eficazes vão para as lógicas instantânea (ANSI 50) e temporizada (ANSI 51). No caso da proteção de sobrecorrente instantânea (ANSI 50), o valor eficaz da corrente é comparado com o ajuste de corrente de *pick-up P50*. Se este valor for maior que *P50*, decorre-se um tempo ajustável por meio do bloco *Ajuste de Tempo*, podendo ser instantâneo ou não. Caso o valor da corrente permaneça maior que *P50* durante todo o tempo ajustado, ocorre a abertura do disjuntor trifásico associado (*TRIP 50*).

No caso da proteção de sobrecorrente temporizada, o cálculo do tempo de atuação se baseia no funcionamento dos relés eletromecânicos, e segue a modelagem matemática do comportamento de um disco de indução conforme Salles (2007), descrito por meio da equação 5. O bloco *Integração* recebe a corrente em valor eficaz, o dial de tempo D , os parâmetros de curva PC e o valor da corrente de pick-up *P51*. Os parâmetros de curva podem ser observados na Tabela 4. Então, ocorre o processo de integração da equação 5 baseado nos valores de entrada. Quando o resultado da integração é maior que 1, ocorre a atuação (*TRIP 51*). Se a corrente eficaz da fase apresentar valor menor que *P51* em qualquer instante, ocorre um *RESET* no bloco integrador que zera o valor acumulado, recomeçando a integração. Deste modo, a atuação da proteção só ocorrerá se a corrente da fase permanecer maior que *P51* durante todo o processo de integração (SALLES, 2007). Os ajustes e parâmetros adotados para a função ANSI 50/51 estão descritos no Apêndice 5.

3.5.3. Fusíveis

A modelagem do fusível foi realizada conforme o esquema da Figura 47, inspirado no modelo presente em Bazzo e Yamauti (2013). O modelo do fusível faz a leitura da corrente da fase (I), transforma para valor eficaz por meio do bloco *RMS*, e então é calculado o tempo de atuação do fusível para a respectiva corrente por meio do bloco *Função da Curva do Fusível*. Tal cálculo é efetuado por meio de uma fórmula matemática obtida via regressão potencial, realizada com amostragens de pontos da curva de atuação do fusível real, de acordo com os gráficos dos fabricantes Montema (2019) e Siemens (2019).

Simultaneamente ao cálculo do tempo de atuação do fusível para o respectivo nível de corrente eficaz, se a corrente que passa pelo fusível for maior que a corrente mínima de atuação do fusível I_{min} , um *Temporizador* começa a contar o tempo de modo que quando o tempo contado for

maior ou igual ao tempo calculado pela curva do fusível, ocorre a abertura de um disjuntor associado da fase específica, simulando a ruptura do elo fusível.

Também poderá ocorrer a ruptura do fusível caso a corrente que passa pelo fusível for maior que a corrente máxima de atuação I_{max} disponibilizada pela curva do fabricante. Neste caso, o fusível se romperá após decorrer o *Tempo mínimo de fusão*.

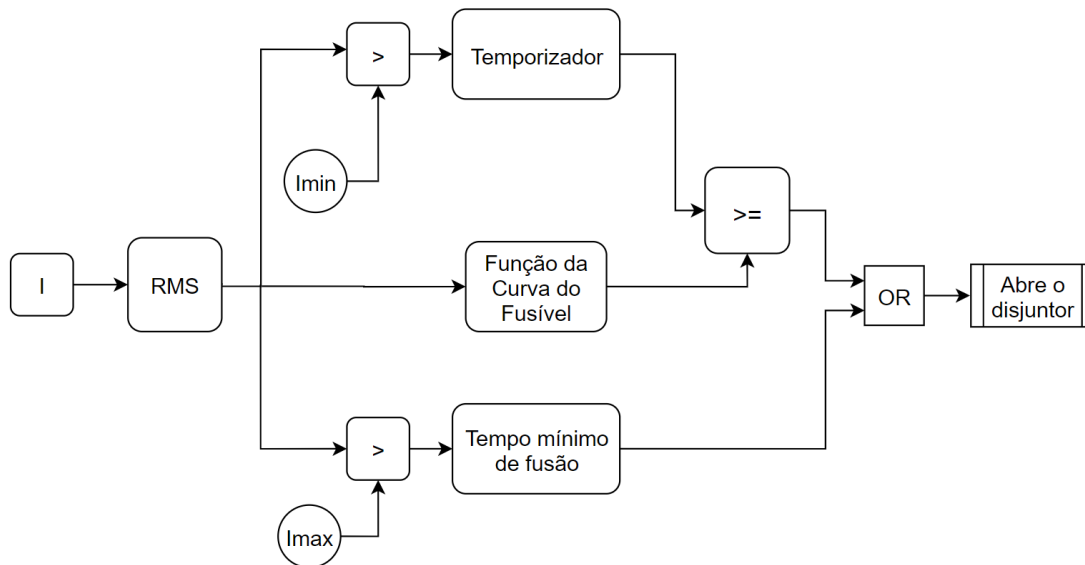


Figura 47 - Modelagem do fusível.

Pode-se observar um exemplo de regressão realizada na Figura 48. Os pontos da curva *Fusível HH 16 A* referem-se aos valores amostrados das curvas dos fabricantes. A curva *Regressão Potencial* refere-se à regressão matemática obtida. A equação 14 obtida por meio da regressão retorna o tempo de atuação t (em segundos), de acordo com a intensidade de corrente elétrica I (em ampéres).

$$t = 70000000 I^{-4,23} \quad (14)$$

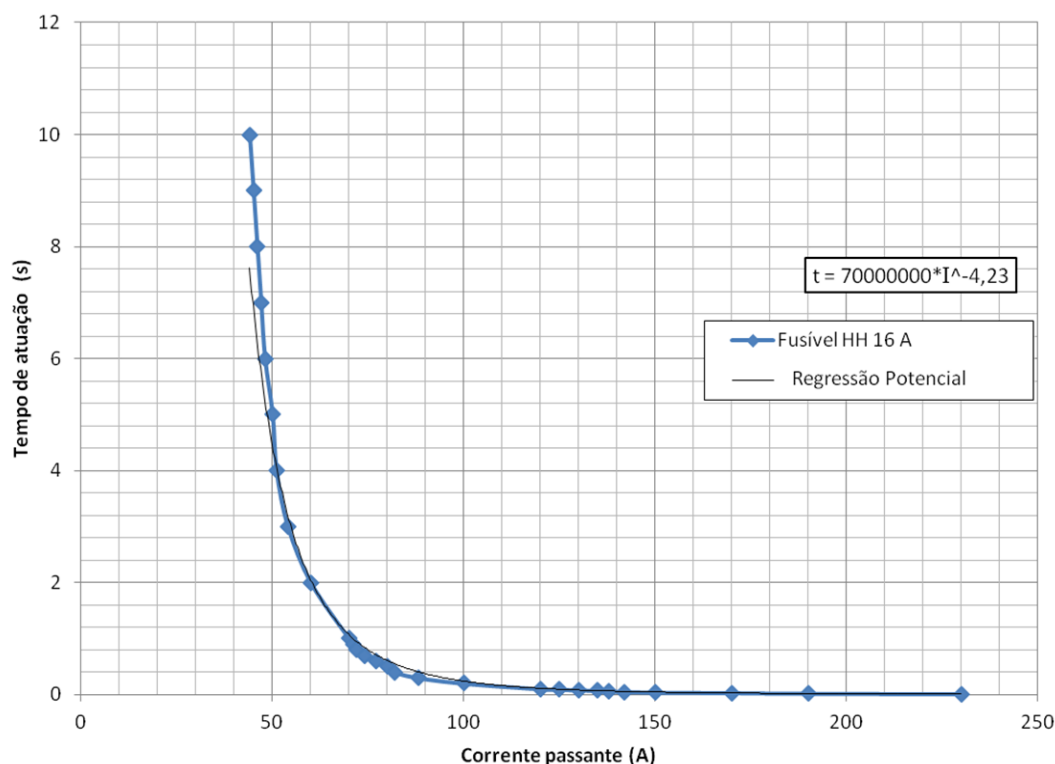


Figura 48 - Regressão matemática para o Fusível HH de 16 A da fabricante Montema (2019).

A técnica de regressão empregada foi a potencial devido ao menor erro observado quando comparada a outras técnicas disponíveis no programa computacional utilizado, como a regressão exponencial ou a polinomial de diferentes ordens (a máxima ordem disponível e testada foi a ordem seis). Técnicas mais avançadas ou mais apropriadas de regressão podem ser empregadas em trabalhos futuros para obter melhores resultados, como a polinomial de ordens mais elevadas. Devido ao método de regressão adotado, o desempenho para níveis de corrente que geram tempos de atuação abaixo de 5 segundos é satisfatório (condizente com o catálogo dos fabricantes devido ao baixo erro), enquanto que o desempenho para níveis de corrente que geram tempos de atuação acima de 5 segundos não é satisfatório (não condizente com o catálogo dos fabricantes devido ao alto erro). O modelo pode ser melhorado para levar em conta o efeito de mudanças no nível de corrente passante pelo fusível enquanto decorre a contagem do *Temporizador*.

O método empregado se mostrou aplicável, tendo em vista que as simulações que avaliam o desempenho das proteções englobam a região de desempenho satisfatório, além do fato de que a curva obtida por meio da regressão apresentou comportamento apropriado para os fusíveis nos cenários de simulação, mesmo que não corresponda perfeitamente ao modelo dos fabricantes. Os fusíveis selecionados para cada componente protegido estão descritos no Apêndice 6.

3.6. Coordenação das Curvas de Sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente dos alimentadores primários, os fusíveis do primário dos transformadores e os fusíveis dos protetores de rede são proteções de sobrecorrente de característica inversa e necessitam de coordenação para garantir a seletividade. Os ajustes adotados garantiram a coordenação do sistema de proteção modelado. Para a coordenação, foi considerada a rede sem GD. Na Figura 49, pode-se observar as curvas de coordenação.

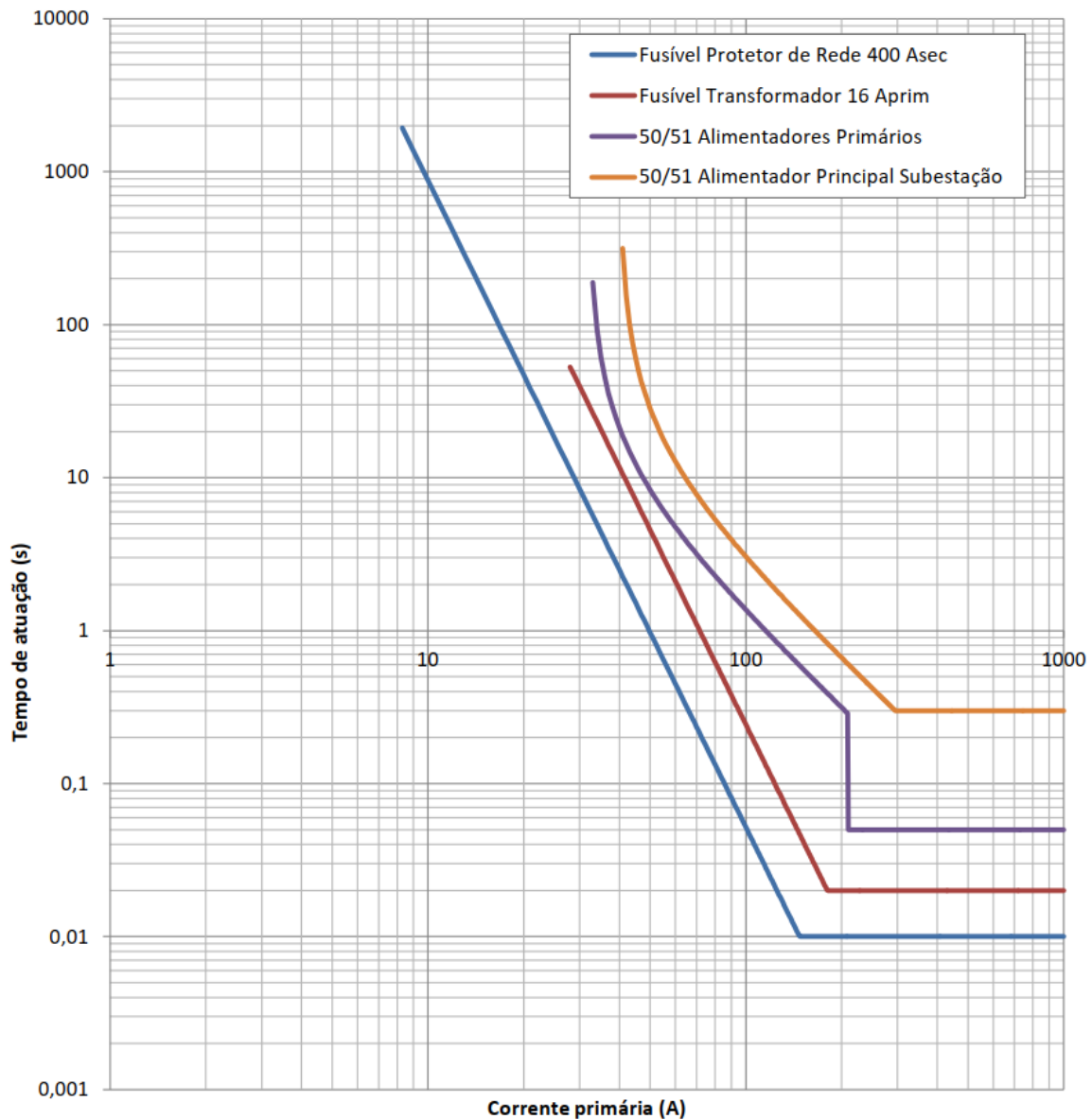


Figura 49 - Coordenação das proteções de sobrecorrente.

Partindo da curva de menor tempo de atuação para a curva de maior tempo de atuação, tem-se: os fusíveis dos protetores de rede, os fusíveis dos transformadores, os relés de sobrecorrente

de cada alimentador primário e o relé de sobrecorrente do alimentador principal da subestação. Os fusíveis dos protetores de rede são NH 400 A (SIEMENS, 2019) e os fusíveis dos transformadores são HH 16 A (MONTEMA, 2019), selecionados de acordo com o catálogo do fabricante.

Vale destacar que a máxima corrente de curto-circuito para faltas na rede secundária (logo à jusante do protetor de rede) é de 6043 A no lado de BT, que é equivalente a 96 A do lado de MT. Portanto, pode-se observar na Figura 49 que a região de atuação para faltas na rede de BT fica à esquerda de 96 A, o que não trará problemas de descoordenação tendo em vista que não será atingida a região a partir de aproximadamente 200 A.

Para faltas nos alimentadores de MT, as correntes reversas que fluem pelos fusíveis dos protetores de rede e pelos fusíveis dos transformadores que estão associados ao alimentador em falta são consideravelmente menores que a corrente de contribuição direta da subestação que o relé de sobrecorrente do alimentador primário enxerga. As correntes de falta que os relés de sobrecorrente dos alimentadores primários que não estão sob condição de falta enxergam também são consideravelmente menores que a contribuição direta. Como exemplo, uma falta trifásica franca no final de um alimentador primário gera uma corrente de contribuição direta de 1098 A na MT, enquanto que as correntes reversas nos fusíveis e as correntes nos demais alimentadores primários são da ordem de 10 A (também na base de 13,8 kV). Portanto, para faltas nos alimentadores primários, a coordenação também está garantida.

Também deve-se atentar ao fato das correntes de *inrush* dos transformadores para garantir uma proteção adequada. As curvas dos fusíveis e dos relés de sobrecorrente devem estar acima do ponto de *inrush* do transformador. Foi considerada uma corrente de magnetização (*inrush*) dos transformadores de 12 vezes a corrente nominal ($12 \cdot 6,3 = 75,6$ A primários) por um tempo de 0,100 ms, conforme recomendação de Montema (2019). Observa-se na Figura 49 que as proteções são adequadas e não atuarão para a corrente de magnetização, inclusive para os casos das proteções do alimentador 001-126 e do alimentador principal da subestação, que estão sujeitos a correntes de *inrush* de dois e de quatro transformadores respectivamente.

3.7. Gerador Fotovoltaico

Como mencionado no capítulo de revisão bibliográfica, o modelo de gerador fotovoltaico utilizado neste projeto foi baseado no trabalho de Petean (2014). Este tipo de modelo representa o inversor de forma relativamente detalhada, considerando os IGBTs acionados por PWM. Mas apesar de ser mais próximo da realidade e possibilitar o estudo de aspectos relacionados à qualidade da energia elétrica, como inserção de harmônicos na rede, o modelo possui elevado custo computacional e, quando utilizado em grandes quantidades, pode levar a um demorado tempo de simulação. Como o

foco deste trabalho não são estudos referentes à qualidade de energia elétrica, optou-se por utilizar o modelo médio do inversor.

Nesta configuração, o inversor baseado em eletrônica de potência é substituído por um inversor ideal. O sinal de referência antes usado para o gerador PWM agora é usado diretamente para controlar uma fonte de tensão trifásica ideal, a Figura 50 ilustra a substituição feita.

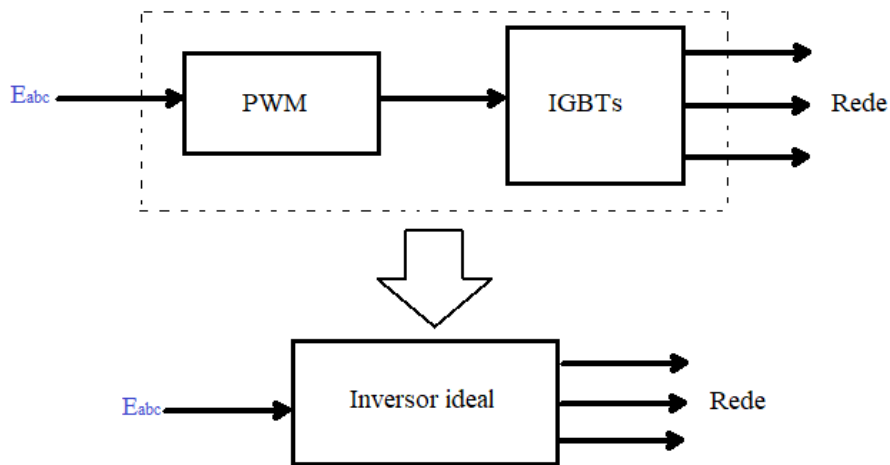


Figura 50 - Substituição do inversor real por um inversor ideal.

Novamente, como o foco deste trabalho é o estudo do fluxo de potência na rede e não questões relacionadas à harmônicos na rede, tal mudança não traz prejuízos ao trabalho e possibilita um menor esforço computacional. Assim, o esquema do modelo que de fato é utilizado neste trabalho é mostrado na Figura 51.

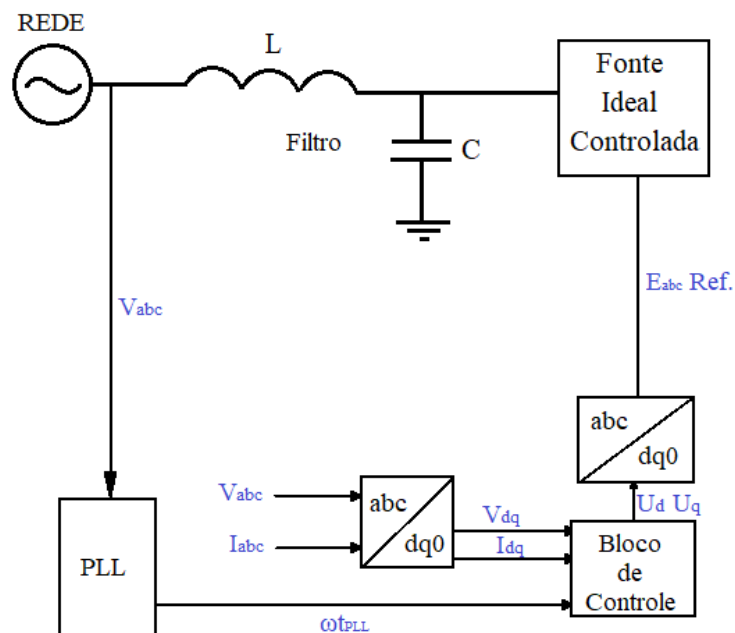


Figura 51 - Esquema unifilar do gerador empregado.

PLL → Dispositivo *Phase Locked Loop*;

V_{abc} → Tensões de fase no terminal do gerador;

I_{abc} → Correntes de fase no terminal do gerador;

V_{dq} → Componentes da tensão no eixo direto e no eixo em quadratura;

I_{dq} → Componentes da corrente em no eixo direto e no eixo em quadratura;

ωt_{PLL} → Ângulo fornecido pelo PLL (frequência angular vezes o tempo);

U_d → Tensão de eixo direto resultante do bloco de controle;

U_q → Tensão de eixo em quadratura resultante do bloco de controle;

E_{abc} → Tensões de referência em coordenadas naturais - referências para a fonte trifásica ideal;

Nota-se que a fonte ideal substitui o gerador PWM, os IGBTs e a fonte VCC representando o *link CC*, sendo que o funcionamento do restante dos componentes incluindo o bloco de controle PQ permanece o mesmo assim como explicado na seção 2.7. No mais, o filtro LC foi mantido não pelo seu propósito inicial mas sim por questões de convergência numérica, pois o *software* não aceita a ligação da fonte ideal diretamente no sistema. Todos os parâmetros utilizados neste trabalho foram escolhidos empiricamente por meio de simulações, os valores utilizados se encontram no Apêndice 1.

3.7.1. Modelo para a referência P_{ref}

Uma vez que o gerador fotovoltaico opera com fator de potência unitário, a referência de potência reativa Q_{ref} foi fixada em zero. Já para a referência de potência ativa P_{ref} , foi modelado um bloco para emular o comportamento de um painel real frente a variações de temperatura e irradiância. Uma vez submetido a uma condição de temperatura e irradiância, a potência desejada ainda pode ser definida por uma terceira entrada: o número de módulos conectados por gerador, assim como ilustra a Figura 52.

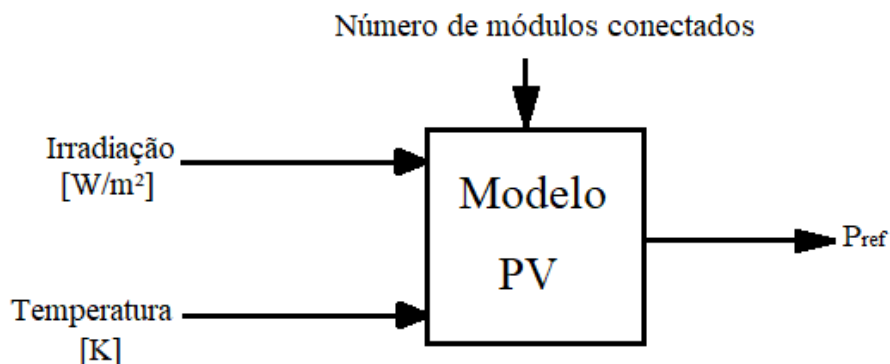


Figura 52 - Modelo do painel fotovoltaico.

Como o foco deste projeto não é um modelo completo de um módulo fotovoltaico mas sim algo que possa ser usado de forma prática para os propósitos da pesquisa, será considerado que os painéis atuam sempre no ponto de máxima potência. Sob essa condição, a operação dos módulos possui comportamento linear em função da temperatura e da irradiância (ARAMIZU, 2014). As equações que ditam essas variações são:

$$I_{PV} = \left(I_{PVmp} + K_i \times \Delta T \right) \frac{G}{G_n} \quad (15)$$

$$V_{PV} = V_{PVmp} + K_v \times \Delta T \quad (16)$$

I_{PV} → Corrente fornecida pelo dispositivo (célula, painel ou módulo) [A];

I_{PVmp} → Corrente de máxima potência em condições normais¹ [A];

K_i → Coeficiente corrente e temperatura de operação [A/K];

ΔT → Diferença entre a temperatura de operação e a temperatura em condições normais¹ [K];

G → Irradiância solar sobre o dispositivo [W/m^2];

G_n → Irradiância solar em condições normais¹ [W/m^2];

V_{PV} → Tensão de saída do dispositivo [V];

V_{PVmp} → Tensão de máxima potência em condições normais¹[V];

K_v → Coeficiente tensão e temperatura de operação [V/K];

Os dados utilizados para o modelo foram coletados de Aramizu (2014), trata-se de um painel real modelo KC125TM da Kyocera. Novamente, os dados utilizados se encontram no Apêndice 1.

Dessa forma, a potência fornecida pelo painel, apresentada na Equação 17, pode ser facilmente obtida em função da irradiância e temperatura.

$$P_{ref} = \left(I_{PV} \cdot V_{PV} \right) \times N_m \quad (17)$$

N_m → Número de módulos conectados.

Isto é importante pois permite analisar os resultados tendo como base cenários que representam situações que podem ser plausíveis ou não, no que se diz respeito à temperatura, irradiância e carregamento.

Vale ressaltar novamente que o foco do trabalho não se trata de um modelo detalhado, além de algoritmo de busca do ponto de máxima potência, também foram desconsiderados fatores como

¹ Condições normais de operação: irradiância de $1000 W/m^2$ e temperatura de $25^\circ C$ ($298,15 K$).

perdas no estágio CC/CC e perdas no estágio CC/CA, ou seja, o valor de P_{ref} é exatamente o valor de potência injetado pelos geradores.

3.8. Sistema de Armazenamento

As baterias são implementadas na rede por meio de um conversor CC/CA como fora explicado na seção de Revisão Bibliográfica. Contudo, há uma diferença em relação ao modelo utilizado para os geradores fotovoltaicos e devido a isso, são feitas algumas observações. A maior diferença, além dos parâmetros utilizados para o controle, é a de que não se usa um modelo médio para as baterias, ou seja, elas não serão uma fonte ideal de carga ou descarga para o sistema. O modelo utilizado é conforme o visto na Figura 18, no qual a fonte de tensão constante VCC é substituída por uma bateria que por sua vez é um sistema já presente na plataforma Simulink e que possui circuito equivalente descrito pela Figura 22. A bateria utilizada é tal qual a da Figura 53.

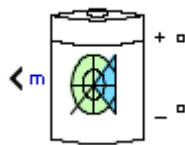


Figura 53 - Modelo de bateria empregado. (MATHWORKS, 2019).

Os dados nominais das baterias utilizadas para as simulações podem ser encontrados no Apêndice 7.

3.8.1. Sistema de controle automático de potência

O propósito da implementação das baterias é o de que o fluxo reverso de potência causado por excedente de geração proveniente das fontes renováveis presentes na rede seja eliminado. Assim, todo o excedente é armazenado e então utilizado em momento oportuno. A ideia é a de que a relação entre baterias, geradores fotovoltaicos e cargas seja feita de maneira simultânea, o que cria uma rede com capacidade de operação autônoma em condições padrões de funcionamento, com o objetivo de minimização da demanda de potência oriunda da rede de distribuição.

A fim de que seja obtido esse objetivo, o seguinte modelo para carga e descarga dos armazenadores é utilizado. As baterias são alocadas ao lado dos geradores fotovoltaicos, ou seja, cada gerador possui associado a si um elemento armazenador. É feita comunicação entre o sistema de controle do conversor de cada bateria com o monitoramento de potência ativa do gerador associado e da carga associada, juntamente ao estado de carga atual da bateria e assim a potência resultante dessa

análise é implementada na potência ativa de referência do controlador de cada armazenador. O esquema simplificado de funcionamento é explicitado na Figura 54.

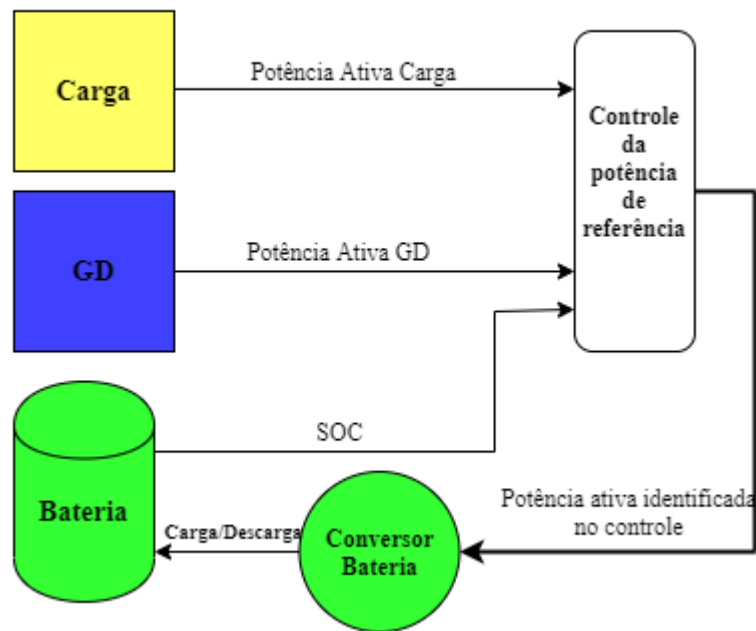


Figura 54 - Esquema simplificado do controle de carga e descarga da bateria.

Em detalhes, a operação se dá dessa maneira:

1. Monitoramento da potência ativa instantânea de saída do gerador fotovoltaico associado ao respectivo elemento armazenador;
2. Monitoramento da potência ativa instantânea demandada pela carga na qual o gerador fotovoltaico está instalado;
3. Comparação entre os valores obtidos nos passos 1 e 2, obtendo-se duas situações:
 - Caso 3.1: Se a potência total demandada pela carga é maior que a potência total gerada pela GD, então a tendência é que ocorra a descarga da bateria.
 - Caso 3.2: Se a potência total gerada pela GD é maior que a potência demandada pela carga, então a tendência é que ocorra a recarga da bateria.
4. Cálculo da diferença entre as potências obtidas nos passos 1 e 2, para que essa diferença possa ser utilizada na potência ativa de referência do controle do conversor;
5. Monitoramento do estado de carga instantâneo da bateria;
6. Inserção do valor obtido no passo 4 na potência ativa de referência do controle do conversor ($P_{ESS,ref}$). Neste caso, dois detalhes são necessários de serem salientados de acordo com o valor obtido no passo 5:

Caso 6.1: Se o estado de carga é maior que 99,9% e o passo 3 resultou em recarga da bateria, então não se deve inserir o valor obtido no passo 4 no controle.

Caso 6.2: Se o estado de carga é baixo (menor ou igual a 15%) e o passo 3 resultou em descarga da bateria, então não se deve inserir o valor obtido no passo 4 no controle, a fim de conservar a vida útil do equipamento. A bateria deve ser carregada até que seu estado de carga alcance um nível adequado para operação (acima de 15%) (BATTERY UNIVERSITY, 2019).

O fluxograma ilustrativo para o sistema em questão é representado pela Figura 55.

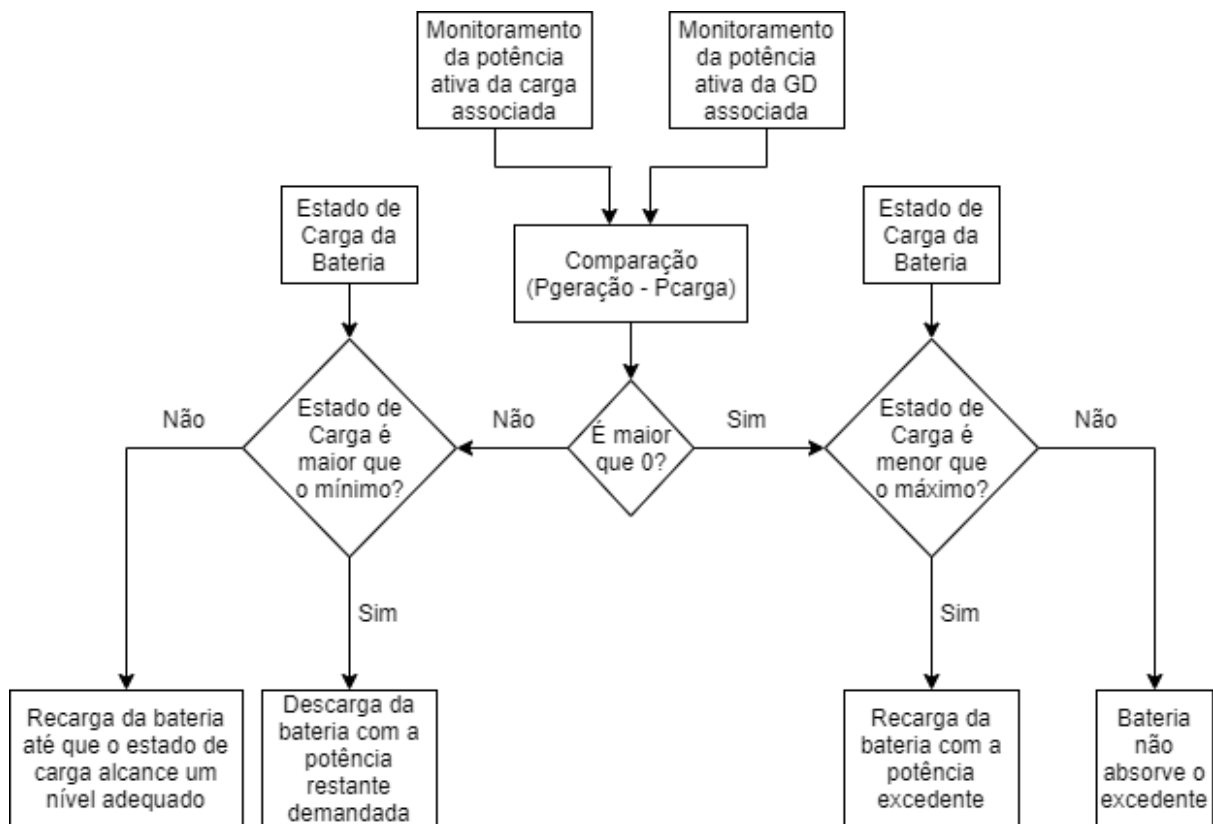


Figura 55 - Fluxograma representativo do controle automático da bateria.

Tal processo ocorre continuamente, decidindo o comportamento das baterias a todo momento. Também é necessário salientar que as condições apresentadas do passo 1 ao passo 6 para carga e descarga dos armazenadores de energia são as situações ideais para que a menor quantidade de energia seja demandada da rede elétrica e visando a autonomia da relação entre os geradores, as cargas e o armazenamento. Contudo, é preciso considerar o fato de que o conversor se relaciona com um dispositivo não ideal e que irá causar distorções na forma de onda das correntes e portanto, a potência monitorada sofrerá também com oscilações de valores. Assim sendo, é necessário que seja considerada uma tolerância no valor de potência inserido na referência do controle. Essa tolerância

varia de acordo com a complexidade do sistema e, portanto, é necessário que sejam feitas simulações para que se possa observar o nível de distorção da forma de onda da corrente para que então seja observada a oscilação da potência e, a partir desta, seja identificada a tolerância a ser adotada.

Foi considerada uma tolerância no valor de -0,05 pu nos casos de carga e descarga. O valor negativo diz respeito ao fato de que sempre haverá absorção de potência por parte das baterias (convenção do *software* utilizado). Esse valor foi adotado devido ao fato de que as potências observadas em cada um dos transformadores apresentaram uma oscilação máxima de 0,05 pu.

3.9. Descrição das Simulações Realizadas

As simulações foram realizadas mediante variação de diversas condições do sistema, a fim de se obter um conjunto de diferentes cenários e assim avaliar os desempenhos das estratégias para evitar a atuação indevida dos protetores de rede no sistema. A seguir, a seção 3.9.1 apresenta os cenários de simulação e análise apenas para as metodologias que abordam a lógica dos protetores de rede, isto é, das quatro alternativas apresentadas na seção 3.5.1 Protetor de Rede. Enquanto que a seção 3.9.2 apresenta os cenários de simulação e análise apenas para a metodologia que aborda o uso de baterias.

Para todos os conjuntos, os 10 geradores fotovoltaicos funcionam da mesma maneira: a temperatura de operação é fixada em 60 °C e o número de módulos conectados é tal que, sob uma intensidade de irradiância solar de 1000 W/m² é gerada a potência total (100%) da carga na qual o gerador foi conectado. Ou seja, cada gerador possui potência proporcional à carga na qual ele está conectado. Como a irradiância solar influencia linearmente a potência gerada, diminuir a irradiância para por exemplo 700 W/m² significa gerar 70 % da carga no qual o gerador está conectado, independentemente do fator de carregamento.

3.9.1. Cenários Simulados para as alternativas de Protetores de Rede

Os cenários simulados para os quatro diferentes protetores de rede propostos consistem em combinações de diversas condições do sistema: (i) diferentes condições de curto-circuitos para diferentes combinações de irradiância solar e de carregamento do sistema, (ii) variações de irradiância solar para diferentes carregamentos do sistema sem a ocorrência de faltas, e (iii) variações abruptas de carregamento do sistema para diferentes níveis de irradiância solar sem a ocorrência de faltas.

3.9.1.1. Cenários de Falta

Para os cenários em que ocorrem curtos-circuitos, foram avaliados diferentes níveis de geração distribuída (irradiância solar), diferentes carregamentos do sistema e diferentes condições de curtos-circuitos.

- a) Os níveis de GD considerados foram:
 - nulo (intensidade de radiação solar = 0 W/m²);
 - médio (intensidade de radiação solar = 500 W/m²);
 - alto (intensidade de radiação solar = 1000 W/m²).

- b) Os níveis de carregamento do sistema considerados foram:
 - Leve (30 % da potência instalada);
 - Pesado (100% da potência instalada).

- c) Foram considerados curtos-circuitos em diferentes pontos ao longo dos alimentadores primários de média tensão:
 - Início (20% do comprimento do alimentador);
 - Meio (50% do comprimento do alimentador);
 - Fim (100% do comprimento do alimentador).

- d) Os tipos de falta considerados foram:
 - Fase-terra;
 - Bifásico;
 - Bifásico-terra;
 - Trifásico.

Como o sistema simulado é idêntico nas três fases (equilibrado, inclusive GD), escolheram-se fases quaisquer para simular os diferentes tipos de curto.

- e) As resistências de falta consideradas foram:
 - 0 Ω ;
 - 20 Ω ;
 - 40 Ω .

f) Foram aplicados os diferentes curtos-circuitos nos três alimentadores primários de média tensão:

- 001-041;
- 001-053;
- 001-126.

Portanto, para as simulações em que houve ocorrência de falta, totalizaram-se 648 diferentes cenários simulados para cada uma das técnicas avaliadas individualmente. Foram simulados 5 segundos de operação do sistema para cada cenário. O sistema inicia-se em um determinado nível de GD e carregamento, estabiliza-se, e então é aplicado o curto-circuito permanente no instante 2,5 segundos. Então espera-se até o final dos 5 segundos de simulação com o objetivo de avaliar a atuação das proteções.

Os curtos-circuitos foram simulados por meio do bloco *Three-Phase Fault*. Pode-se observar o bloco e sua respectiva representação em termos de circuitos elétricos na Figura 56. O bloco permite implementar curtos-circuitos de todas as combinações possíveis: fase-terra, bifásico, bifásico-terra, trifásico e trifásico-terra. Também é possível configurar os valores de resistência de falta (R_{on}) e de resistência do solo (R_g), conforme representados na Figura 56 (b). O bloco possui um controle interno ou externo que permite ativar e desativar a falta conforme os valores de tempo configurados (MATHWORKS, 2019). Portanto, basta realizar a conexão das fases do sistema em que se deseja aplicar uma determinada falta, configurar os parâmetros e proceder com a simulação.

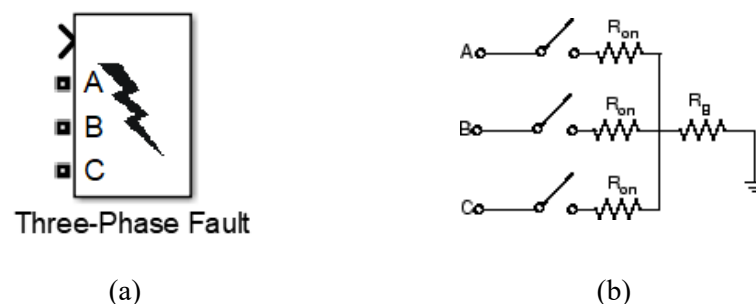


Figura 56 - Representação do (a) bloco de simulação de faltas elétricas no *software* Matlab e do (b) circuito elétrico equivalente do bloco (MATHWORKS, 2019).

3.9.1.2. Cenários de Variação de GD

Também foram simulados 6 cenários sem a ocorrência de falta no sistema, que consistiram apenas nas variações do carregamento do sistema e do nível de GD. Nestes casos, também foram simulados 5 segundos para cada cenário, porém não ocorre uma falta no instante 2,5 segundos. A

diferença é que nestes cenários foram considerados efeitos de sombreamento, ou seja, variações nos níveis de intensidade de radiação solar durante a simulação.

Para estes casos, foi considerada uma rampa de irradiância com duração de 1 s. O valor de irradiância começa em 0 W/m² e, a partir dos 2 s de simulação, sobe linearmente para 500 W/m² (intensidade mediana) ou 1000 W/m² (intensidade alta) atingindo o valor final aos 3 s de simulação e permanecendo neste patamar até o final da mesma. A ideia por trás dessa variação é emular um caso crítico de saída de sombreamento. No início, todos os painéis estão completamente cobertos (irradiância nula) e rapidamente retornam ao nível usual de geração, no caso mais crítico, causando uma variação de 1000 Wm⁻²s⁻¹. Sabe-se, contudo, que a variação da intensidade de irradiância não é tão intensa, principalmente em uma grande área, trabalhos como o de Melo (2012), Relva (2016) e Tomsom (2010) apontam variações máximas em torno de 600 Wm⁻²s⁻¹ a 800 Wm⁻²s⁻¹ para um único gerador. Assim, uma variação de 1000 Wm⁻²s⁻¹ pode ser vista como um caso extremo, principalmente porque afeta todos os geradores ao mesmo tempo. A validação deste caso crítico é de importância maior para o Relé de Taxa de Variação de Potência, pois o funcionamento do mesmo está diretamente relacionado com a rapidez com a qual a potência que flui pelos alimentadores varia.

Existem dois níveis de carregamento e três níveis de geração, e portanto seis possibilidades de simulação para estes cenários.

3.9.1.3. Cenários de Variação de Carga

Para os cenários de variação abrupta de carga, foram considerados diferentes níveis de GD (irradiância solar), diferentes carregamentos do sistema e diferentes variações de carga.

- a. Os níveis de geração distribuída considerados foram:
 - nulo (intensidade de radiação solar = 0 W/m²);
 - médio (intensidade de radiação solar = 500 W/m²);
 - alto (intensidade de radiação solar = 1000 W/m²).

- b. Os níveis de carregamento do sistema considerados foram:
 - Médio-leve (40 % da potência instalada);
 - Médio-pesado (70% da potência instalada).

- c. Foram consideradas as seguintes variações de carga:
 - + 0,3 pu da potência instalada;
 - - 0,3 pu da potência instalada.

Portanto, é simulada uma entrada ou uma saída instantânea de 30% de toda carga instalada, variando-se, por exemplo, de um carregamento de 0,7 pu para 1,0 pu ou de 0,7 pu para 0,4 pu. O objetivo desta análise é verificar o comportamento das proteções propostas frente a um caso crítico. Variações semelhantes em redes reais podem ocorrer em momentos onde vários consumidores conectam cargas ao mesmo tempo, como ares-condicionados no início do expediente, ou quando uma grande carga é desligada repentinamente por conta de uma falta interna.

Totalizaram-se 12 diferentes cenários simulados para cada uma das técnicas avaliadas individualmente. Foram simulados 5 segundos de operação do sistema para cada cenário. O sistema inicia-se em um determinado nível de GD e carregamento, estabiliza-se, e então é aplicada a variação abrupta de carga no instante 2,5 segundos. Então espera-se até o final dos 5 segundos de simulação com o objetivo de avaliar o desempenho das proteções.

Diferentemente dos outros cenários de simulação, os testes com variação de carga foram feitos utilizando um modelo de potência constante para a carga, de forma que fosse possível simular o decaimento da variação abrupta de carga no programa de simulação.

3.9.1.4. Resultados Esperados para cada Cenário

Como foram simulados 648 casos com falta, 6 casos com variação de GD e 12 casos com variação abrupta de carga, totalizaram-se 666 cenários diferentes para avaliar as potenciais soluções propostas. Os cenários simulados englobam grande parte dos cenários reais que podem ocorrer ao longo do dia no sistema elétrico utilizado.

Para a análise de percentual de acertos dos resultados para cada técnica, foram considerados resultados esperados de atuação da proteção para cada um dos cenários simulados, e então foram comparados os resultados de cada uma destas simulações com os resultados esperados. Se o resultado obtido for igual ao esperado, o caso é considerado como de acordo. Se não, é considerado divergente.

Os resultados esperados para os cenários em que ocorrem os curtos-circuitos consistem necessariamente na ocorrência, em uma mesma simulação, das duas condições a seguir:

- atuação da proteção de sobrecorrente do alimentador específico em condição de falta, somente;
- atuação do(s) protetor(es) de rede vinculado(s) ao alimentador em condição de falta, somente.

Desta forma, a proteção de sobrecorrente impede que a subestação contribua diretamente para o curto-circuito por meio do alimentador em falta, e o(s) protetor(es) de rede impede(m) que a subestação e a GD contribuam para a falta por meio da rede secundária no sentido baixa tensão - média tensão. Espera-se que as proteções de sobrecorrente e os protetores de rede relacionados aos

alimentadores que não estão em condições de falta não atuem, de modo que o sistema continue sendo alimentado quando ocorre a isolação correta de um dos alimentadores.

É interessante destacar que em alguns cenários de ocorrência de falta, o fluxo reverso devido ao excedente de geração distribuída ocorre em alguns ou em todos os protetores de rede. Nestes casos, vale destacar que estão sendo avaliadas a atuação do(s) protetor(es) de rede associado(s) ao alimentador faltoso e ao mesmo tempo (na mesma simulação) a não-atuação dos demais protetores de rede associados a alimentadores não faltosos que estão submetidos a fluxos diretos ou a fluxos reversos devido à GD.

Para os cenários em que não ocorre nenhuma falta, os resultados esperados são de que nenhuma proteção deve atuar.

Portanto, considera-se e espera-se que as técnicas propostas sejam capazes de diferenciar o fluxo reverso para as condições de falta e para as condições de excedente de GD. Também é esperado que os fusíveis não atuem para nenhum dos cenários, assim como a proteção de sobrecorrente do alimentador principal da subestação, o que remete ao fato da coordenação com as três derivações do alimentador principal.

Os resultados esperados descritos nos parágrafos anteriores referem-se às quatro diferentes propostas de protetores de rede com lógicas auxiliares (secção 3.5.1).

3.9.2. Cenários Simulados para os Sistemas de Armazenamento de Energia e resultados esperados

Os cenários simulados para análise da influência da implementação das baterias na rede foram obtidos a partir da variação dos parâmetros: nível de carregamento, nível da geração distribuída e valor percentual do estado inicial de carga das baterias.

- a) Os níveis de GD considerados foram:
 - nulo (intensidade de irradiação solar = 0 W/m²);
 - médio (intensidade de irradiação solar = 500 W/m²);
 - alto (intensidade de irradiação solar = 1000 W/m²).

- b) Os níveis de carregamento do sistema considerados foram:
 - Leve (30% da potência instalada);
 - Pesado (100% da potência instalada).

- c) Os valores de estado de carga de todas as baterias foram:
- Estado mínimo crítico (Estado de carga em 14%);
 - Estado intermediário (Estado de carga em 60%).
 - Estado máximo crítico (Estado de carga em 100%)

Sendo assim, são obtidos no total, 18 diferentes cenários que irão englobar cada uma das variações de parâmetros. Nas simulações realizadas, foram utilizados 5 segundos de operação da rede para cada um dos casos, visando o monitoramento dos protetores de rede convencionais (ou seja, protetores de rede sem a utilização de nenhuma lógica auxiliar para detecção de fluxo reverso) do sistema durante todo o intervalo de simulação. A rede inicia-se com um nível de GD nulo e então no instante 1 segundo é selecionado o nível de análise de intensidade de irradiação solar por meio da aplicação de um degrau de irradiância.

A técnica de implementação de sistemas de armazenamento visa inibir a atuação indevida dos protetores de rede frente ao fluxo reverso de potência causado pela GD. A programação feita em cada uma das baterias (sistema de controle automático de potência) visa o fato de que elas não alcancem o estado de carga máximo e assim não possam mais absorver a potência excedente local. Portanto, no caso de que elas não atinjam o estado de carga máximo (acima de 99,9%), os protetores de rede não irão detectar fluxo reverso causado pela GD e assim não irão atuar indevidamente. Contudo, um dos casos simulados consta o estado de carga muito próximo de 100% e, nessa situação, espera-se a atuação dos protetores de rede quando houver excedente provindo da GD.

Dessa forma, esses são os resultados esperados para a implementação das baterias. Sob condições de estado de carga abaixo do limite máximo, a rede deve operar normalmente, sem nenhuma atuação por parte dos protetores de rede e quando ultrapassado o limite máximo de estado de carga de todas as baterias (situação forçada nas análises) juntamente ao fato de haver excedente de GD, deve haver a atuação indevida dos protetores de rede convencionais utilizados nas simulações. Os resultados obtidos são descritos no tópico 4.3.

4. Resultados e Análises

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos no trabalho de acordo com os cenários apresentados na seção 3.9. Serão apresentados os resultados para cada proposta separadamente e, para as propostas de lógica auxiliar nos protetores de rede, serão avaliados os 648 casos com faltas, os 6 casos com variação de GD e os outros 12 casos com variação de carga. Para fins de conferência, também será apresentada uma breve validação do sistema modelado para diferentes casos de carregamento e nível de penetração de geração solar fotovoltaica.

4.1. Validação do Sistema Elétrico

Os resultados desta seção foram coletados considerando nenhum tipo de variação durante as simulações, nenhuma falta ou atuação de qualquer proteção. Eles apresentam o comportamento geral da rede frente a diferentes situações como descritas na seção 3.9.1, sendo elas:

- Sit. 1 - Carregamento Baixo e Sem GD
- Sit. 2 - Carregamento Baixo e GD Média
- Sit. 3 - Carregamento Baixo e GD Alta
- Sit. 4 - Carregamento Alto e Sem GD
- Sit. 5 - Carregamento Alto e GD Média
- Sit. 6 - Carregamento Alto e GD Alta

A Figura 57 mostra os níveis de tensão mínimos, médios e máximos das 20 barras no sistema para as 6 situações de simulação. Vale destacar que a tensão aferida é fase-terra, em um sistema onde a tensão de linha é 220 V, portanto a tensão ideal é de 127 V (indicado pela linha tracejada azul). As linhas tracejadas vermelhas indicam os limites para valores adequados de tensão segundo PRODIST (2018)

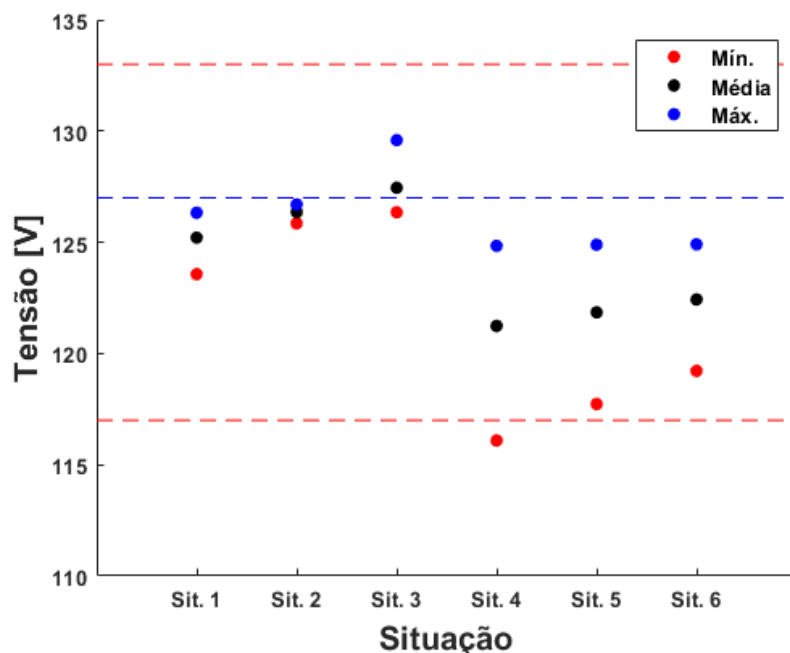


Figura 57 - Perfis de tensão para as situações sem falta.

A Figura 57 mostra que a rede modelada apresenta um comportamento esperado. Para o carregamento pesado, o sistema apresenta ao menos uma barra com nível de tensão precário mas não crítico, contudo, a tensão média do sistema sempre apresenta nível adequado. Para o carregamento leve, o nível de tensão em todas as barras sempre fica dentro dos limites adequados. Observa-se também que um maior nível de GD contribui para maiores níveis de tensão no sistema.

Já a Tabela 6 mostra o valor de potência que flui pelos 4 alimentadores em cada cenário também ao final de cada simulação, desconsiderando atuação de qualquer tipo de proteção. Valores negativos indicam fluxo reverso de potência. Nota-se que em situações de baixo carregamento e alta geração (Sit. 3), toda a rede entraria em blecaute caso os protetores de rede convencionais fossem utilizados.

Tabela 6 - Potência que flui pelos alimentadores para os cenários sem falta em kW.

Situação	Carregamento Baixo e Sem GD	Carregamento Baixo e GD Média	Carregamento Baixo e GD Alta	Carregamento Alto e Sem GD	Carregamento Alto e GD Média	Carregamento Alto e GD Alta
TR1	23,3	0,4	-21,7	73,5	50,7	29,0
TR5	29,6	1,1	-26,7	93,9	65,8	38,2
TR10	14,3	-0,3	-14,8	46,1	31,4	17,1
TR11	18,8	-1,0	-20,4	59,6	39,9	21,2

4.2. Lógicas Auxiliares dos Protetores de Rede Propostos

Nesta seção serão apresentados e analisados os resultados obtidos para cada um dos quatro protetores de rede propostos com o sistema de lógicas auxiliares.

4.2.1. Relé de Subtensão (ANSI 27) na BT

Os resultados obtidos para o protetor de rede com lógica auxiliar de subtensão na BT estão apresentados na Tabela 7. A técnica proposta apresentou resultados satisfatórios tendo em vista o percentual de acertos, ou seja, o percentual de casos que estavam de acordo com os resultados esperados (93,8 % das simulações).

Tabela 7 - Resultados das simulações com a lógica auxiliar de subtensão na BT do transformador.

	Total de Casos	Casos de Acordo	Casos Divergentes	Percentual de acertos
Faltas	648	607	41	93,7 %
Variação de GD	6	6	0	100 %
Variação de Carga	12	12	0	100 %
Total	666	625	41	93,8 %

Para os casos de acordo com o esperado, que representaram 625 dos 666 cenários simulados, os protetores de rede foram capazes de atuar para as faltas que ocorrem em seus próprios alimentadores primários, enquanto que os demais protetores de rede associados a alimentadores primários que não estavam em condição de falta não atuaram, garantindo assim a seletividade. Para os cenários de variação de irradiância solar, os protetores de rede não atuaram, pois não ocorrem subtensões no sistema. Também não houve atuação para os cenários de variação abrupta de carga, tendo em vista que o perfil de tensão na baixa tensão dos transformadores apresentou um rápido transitório de alta frequência que durou no máximo um ciclo de onda. Para a função de subtensão na BT, a variação abrupta de carga é imperceptível, levando em conta que ocorre uma filtragem da tensão na frequência fundamental, e que os fasores de tensão em 60 Hz variam quase que instantaneamente (por exemplo: de 0,99 para 0,98 pu numa situação de aumento de carga, conforme demonstra a Figura 58, em que a variação ocorre no instante 2,5 segundos). Portanto, nos cenários em que não ocorrem faltas, também não ocorrem subtensões no sistema.

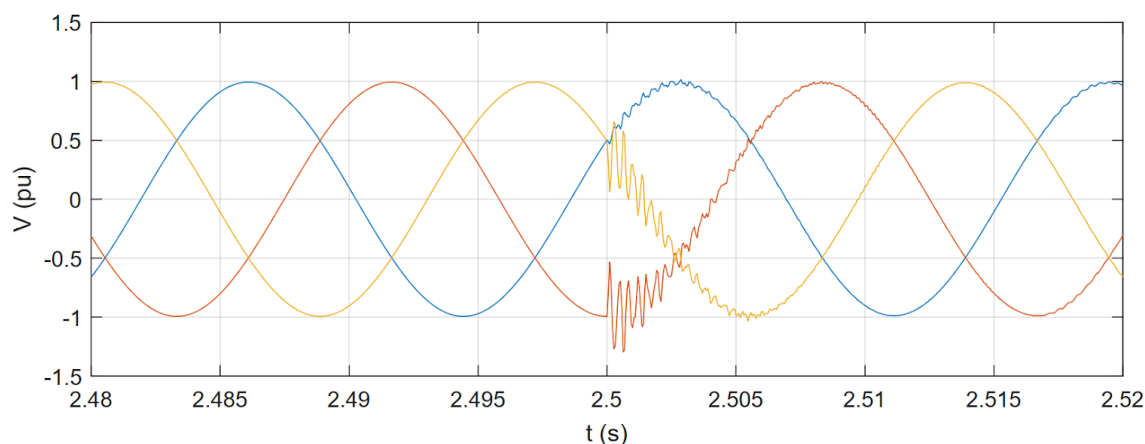


Figura 58 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para variação abrupta de carga (0,4 para 0,7 pu, irradiância solar alta).

Para os casos em que simultaneamente ocorreram (i) falta em um determinado alimentador primário e (ii) fluxo reverso de potência devido ao excedente de GD em alguns ou todos os transformadores, os PRs foram capazes de diferenciar os fluxos reversos, atuando para faltas e não atuando para GD, verificando os dois comportamentos num mesmo cenário de simulação. Cabe destacar que em alguns cenários simulados, ocorreu subtensão em um ou alguns dos outros protetores de rede associados a alimentadores primários que não estavam sob condição de falta, mas não ocorreu a atuação dos protetores de rede destes alimentadores nessas situações porque o elemento direcional de potência destes alimentadores bloqueou a atuação, justamente pelo fato dos outros alimentadores primários contribuírem para a falta por meio da rede secundária, caracterizando fluxo direto nos protetores de rede dos alimentadores não-faltosos. Mesmo em poucos casos que o fluxo de potência nos alimentadores não-faltosos foram reversos por conta da GD durante a ocorrência de falta em um outro alimentador, a própria temporização da função auxiliar de subtensão garantiu a seletividade.

Na Figura 59 e na Figura 60, são apresentados dois exemplos dos 607 casos corretos dos cenários de falta em que os curtos-circuitos foram capazes de sensibilizar a proteção de subtensão ajustada em 0,9 pu. O curto-circuito ocorre no instante 2,5 segundos.

A Figura 59 apresenta um caso de falta monofásica à terra, e a Figura 60 apresenta um caso de falta trifásica. Em ambos os casos, a função 32R e a função 27 BT são sensibilizadas desde o momento de início da falta.

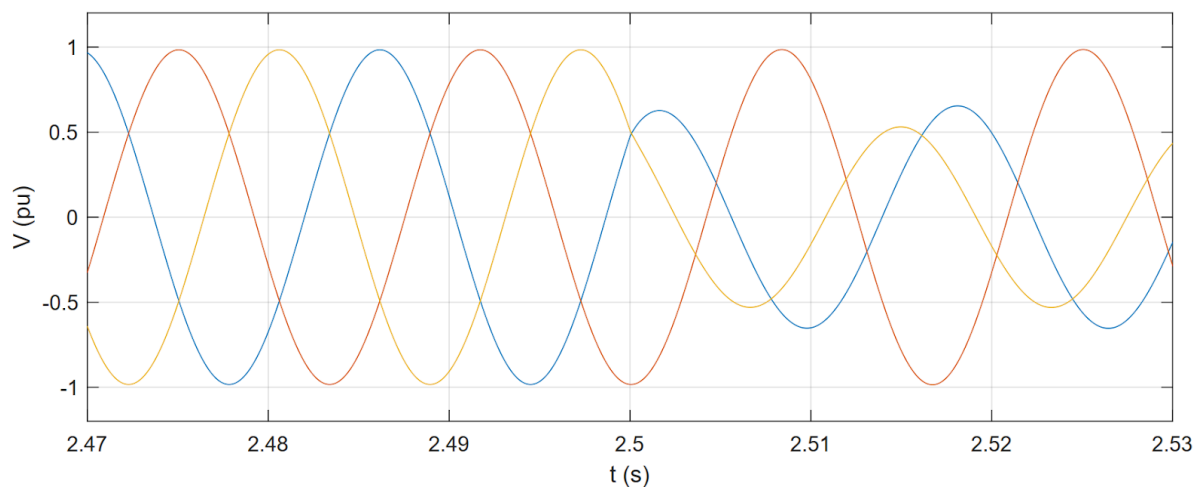


Figura 59 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para uma falta fase-terra franca na metade do alimentador 001-041 (carregamento pesado e irradiância solar média).

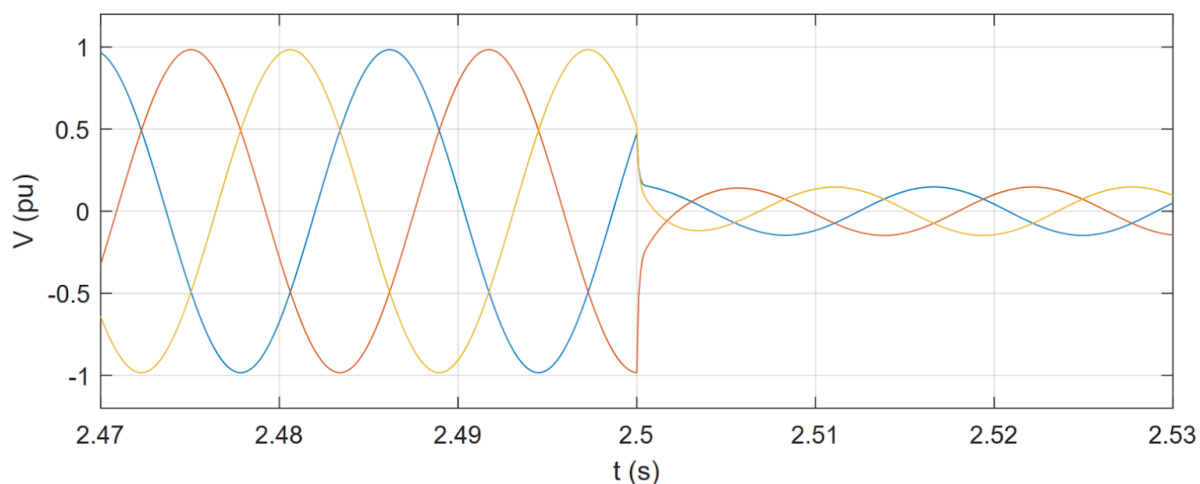


Figura 60 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para uma falta trifásica franca na metade do alimentador 001-041 (carregamento pesado e irradiância solar média).

Para os casos divergentes do esperado, que representaram 41 dos 666 cenários simulados, não houve atuação do protetor de rede associado ao alimentador em que ocorre a falta. A explicação se dá pelo fato da não-sensibilização da proteção de subtensão no lado de baixa tensão, conforme exemplo demonstrado na Figura 61, com a falta ocorrendo no instante 2,5 segundos. O relé direcional de potência (ANSI 32R) foi sensibilizado pelo nível de fluxo reverso de potência, mas o relé de subtensão (ANSI 27) não foi capaz de detectar níveis de tensão abaixo do ajustado, e portanto, a atuação do protetor de rede ficou bloqueada pela lógica auxiliar. A proteção primária de sobrecorrente sempre atuou devidamente.

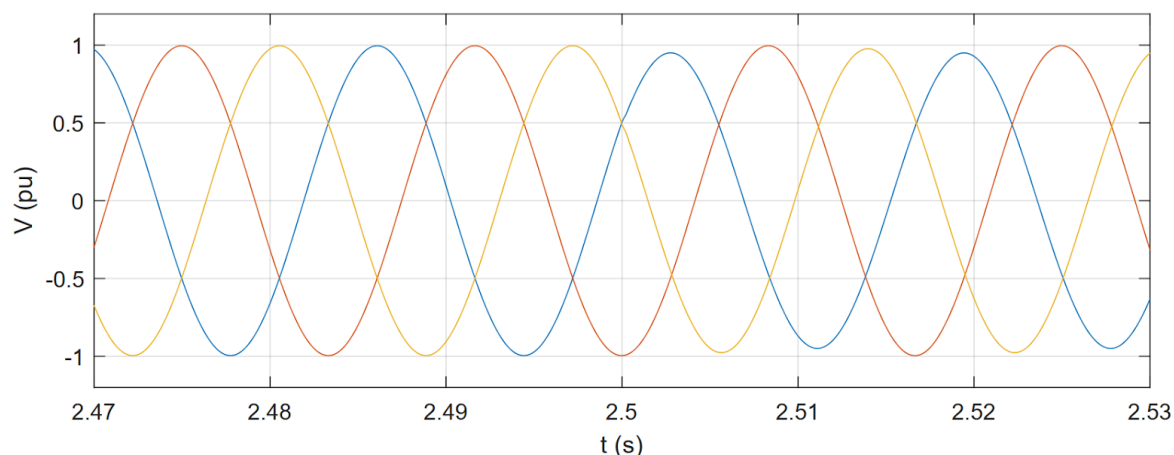


Figura 61 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR01 para uma falta fase-terra de 40Ω na metade do alimentador 001-041 (carregamento leve e irradiância solar alta).

Os cenários em que isso ocorre estão associados, em sua maioria, a situações de faltas monofásicas à terra com resistências de falta de 20Ω ou 40Ω , carregamento do sistema baixo (30%) e nível de GD médio-elevado (intensidade de radiação solar 500 W/m^2 e 1000 W/m^2). Os relés de sobrecorrente e os fusíveis se comportaram como esperado.

Uma análise qualitativa dos fenômenos que podem dificultar a sensibilização da proteção de subtensão pode ser observada nos tópicos a seguir:

- Nível de GD:

O nível de geração distribuída pode influenciar no desempenho da proteção de subtensão. Níveis mais altos de GD melhoram os níveis de tensão no sistema e determinadas faltas podem não ocasionar quedas de tensão abaixo do valor de ajuste. A Figura 62 demonstra este comportamento. Para uma falta franca em um ponto intermediário do comprimento do alimentador primário, a tensão tem um comportamento característico de afundamento. A tensão do início do alimentador vai decaindo de seu valor nominal até se anular quando chega no ponto de ocorrência do curto-circuito. Como o sistema é malhado e pode apresentar diferentes níveis de GD na rede secundária, o perfil de tensão do ponto da falta até o final do alimentador primário pode se recuperar de modo que a tensão medida pelos TPs do protetor de rede fique acima do nível de ajuste da proteção de subtensão, desfavorecendo sua sensibilização, como é visto para níveis de GD altos. Para níveis de GD baixos, o sistema tem dificuldade de recuperar a tensão e a atuação da proteção de subtensão do lado de baixa tensão é sensibilizada.

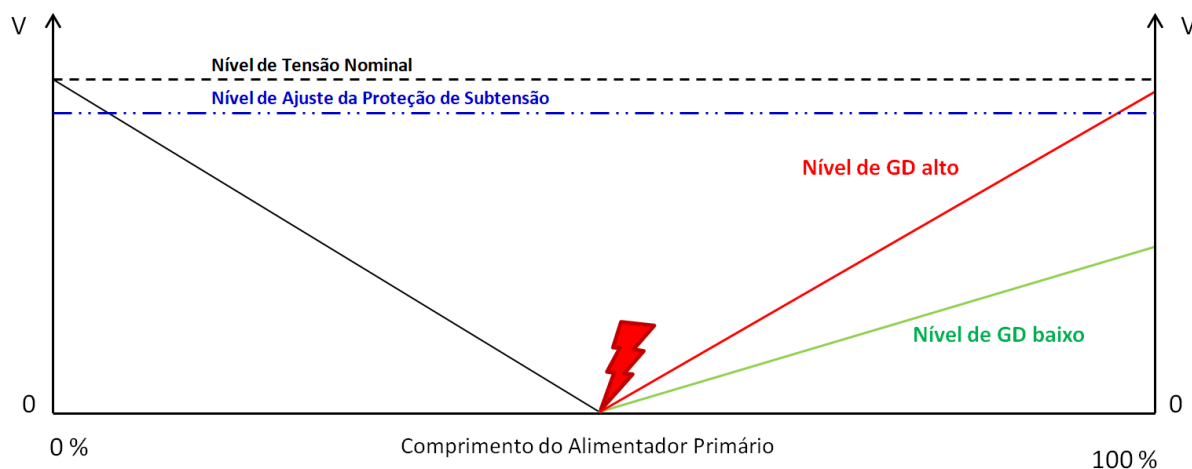


Figura 62 - Influência do nível de GD na proteção de subtensão do lado de BT.

- Carregamento do Sistema:

O carregamento do sistema também pode influenciar no desempenho da proteção de subtensão. Níveis mais baixos de carregamento da rede melhoram os níveis de tensão no sistema, e determinadas faltas podem não ocasionar quedas de tensão abaixo do valor de ajuste. A Figura 63 ilustra este comportamento, semelhante ao dos níveis de geração distribuída. Para uma falta franca num ponto intermediário do comprimento do alimentador primário, a tensão tem um comportamento característico de afundamento, e pode se recuperar até o final do alimentador devido à característica malhada do sistema. Para carregamentos altos, o sistema tem dificuldade de recuperar a tensão e a atuação da proteção de subtensão não é afetada.

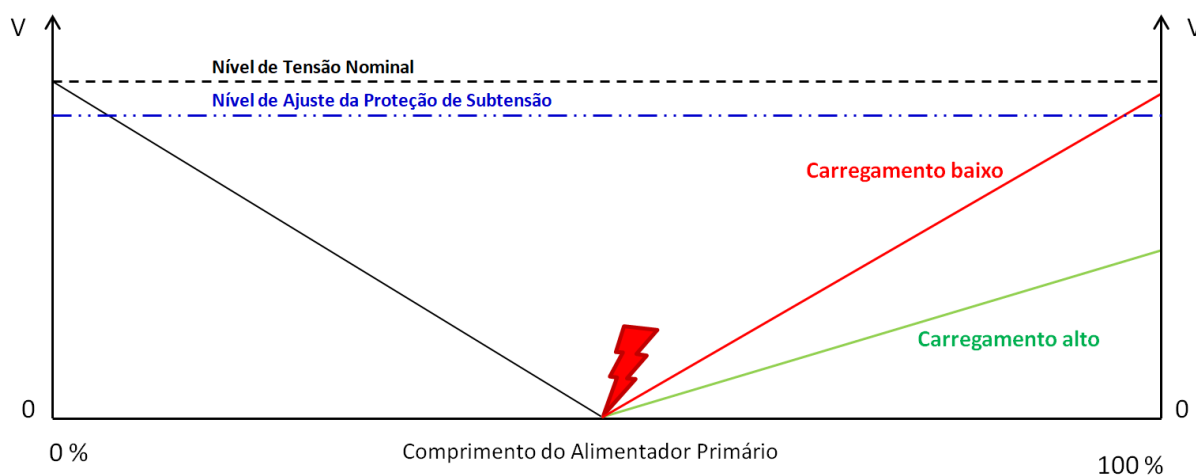


Figura 63 - Influência do carregamento do sistema na proteção de subtensão do lado de BT.

- Resistência de Falta:

A resistência de falta também pode influenciar no desempenho da proteção de subtensão. Resistências de falta mais altas podem não ocasionar quedas de tensão abaixo do valor de ajuste no ponto de medição de tensão dos protetores de rede. A Figura 64 demonstra este comportamento, semelhante aos comportamentos dos níveis de geração distribuída e de carregamento do sistema. Para uma falta no meio do alimentador, o perfil de tensão do ponto da falta até o final do alimentador primário pode se recuperar de modos distintos para diferentes resistências de falta. Para uma resistência de falta de 40Ω , a tensão pode sofrer efeitos menores, de modo que a tensão medida no ponto de instalação dos TPs do protetor de rede fique acima do nível de ajuste da proteção de subtensão, desfavorecendo sua sensibilização. Para resistências de falta menores, mais próximas de um curto franco, o sistema sofre efeitos maiores quanto ao afundamento de tensão, apresentando dificuldade de recuperar a tensão. Nestes casos, a atuação da proteção de subtensão não é afetada.

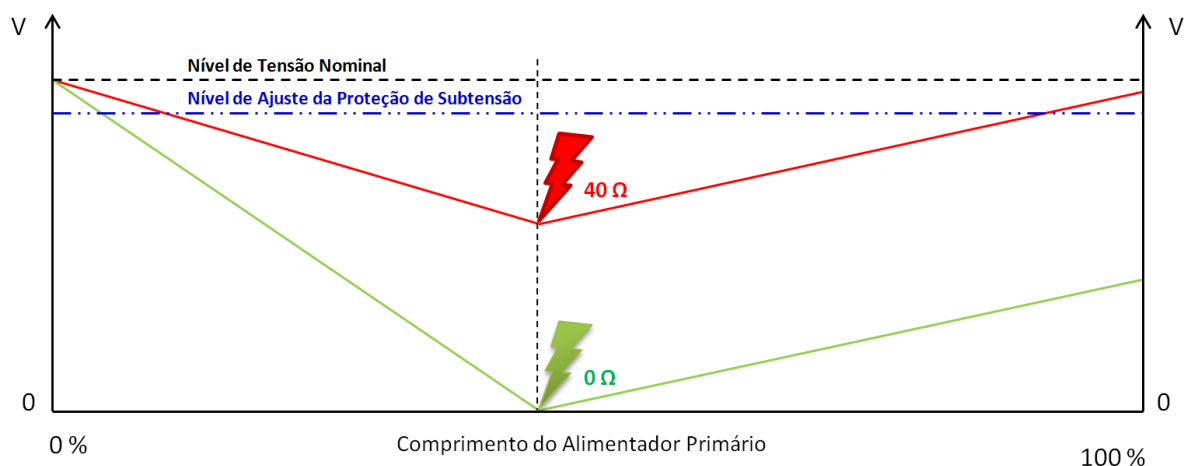


Figura 64 - Influência da resistência de falta na proteção de subtensão.

- Tipo de Falta e Tipo de Ligação do Transformador:

O tipo de falta e a ligação do transformador também influenciam na atuação da proteção de subtensão na BT. Todos os 41 casos divergentes observados nos resultados obtidos têm como característica comum faltas fase-terra associadas a um fator de carregamento baixo do sistema. Para todas as demais combinações de carregamento e tipos de falta, não foram observadas divergências. Portanto, pode-se concluir que o tipo de falta somado ao fator de carregamento baixo, e além disso, o lado de alta do transformador ser na configuração Δ , também dificultam a sensibilização das proteções de subtensão do lado de BT no sistema simulado.

Antes de iniciar a discussão a respeito da conclusão do parágrafo anterior, um aspecto a ser observado é que os relés de sobrecorrente dos alimentadores primários favorecem a detecção de fluxo

reverso de potência pela função ANSI 32R. Alguns casos de falta com resistências mais elevadas (e principalmente ligados a ocorrências de faltas monofásicas à terra) apresentaram dificuldade de sensibilizar a proteção ANSI 32R antes da atuação da proteção ANSI 50/51. Porém, quando os relés de sobrecorrente atuam, a proteção direcional de potência tem a sensibilidade facilitada, havendo detecção de fluxo reverso. Tal fato ocorre devido à corrente de excitação dos transformadores. Quando o disjuntor no início do alimentador primário ainda está fechado, a corrente de excitação flui do lado de 13,8 kV para o lado de 220 V. Uma vez que o relé de sobrecorrente envia o comando de abertura para o disjuntor e ocorre sua abertura, a corrente de excitação agora flui no sentido reverso, ou seja, do lado de 220 V para 13,8 kV. Como o protetor de rede possui um elemento 32R muito sensível, ele é capaz de detectar a corrente reversa e atuar. Este fenômeno independe do tipo de falta, e portanto os elementos direcionais de potência sempre serão sensibilizados após a abertura do disjuntor da proteção primária, inclusive na ocorrência de faltas monofásicas à terra, mesmo com a configuração primária dos transformadores sendo em Δ , pois a corrente reversa que flui após a atuação da proteção primária não é uma corrente de falta, e sim a corrente de excitação dos transformadores. Nos cenários de faltas trifásicas, bifásicas e bifásicas à terra, a sensibilização do fluxo reverso geralmente ocorre independentemente da atuação da proteção primária. Já quanto aos curtos-circuitos fase-terra, em alguns cenários eles são capazes de sensibilizar o elemento 32R antes da atuação da proteção primária, e em outros não. Nestes últimos casos, que são a maioria para as faltas monofásicas à terra, depende-se primeiro da atuação da proteção primária para então haver atuação do elemento direcional. Este evento é descrito em IEEE.1547.6 (2011) e IEEE.C37.108 (2002).

Uma vez descrito o fenômeno da detecção de fluxo reverso de potência pela corrente de excitação dos transformadores quando da atuação da proteção primária, pode-se seguir com a análise da conclusão apresentada. Primeiro, cabe destacar que a proteção primária ANSI 50/51 sempre atuou conforme esperado, e portanto não foram observados problemas de seletividade, não-sensibilização ou atuações indevidas (esse comentário é válido para todas as simulações realizadas no trabalho de modo geral, para todas as propostas de solução). Porém, mesmo com a sensibilização facilitada do elemento direcional de potência, o elemento de subtensão na BT não permitiu a atuação do protetor de rede para os 41 casos divergentes. Uma vez que o disjuntor do início do alimentador em falta se abre, o sistema se torna isolado (sem aterramento devido ao Δ do lado primário), e a ocorrência de uma falta monofásica à terra desloca totalmente o neutro, o que fará com que as tensões fase-terra das fases sãs aumentem $\sqrt{3}$ vezes e fiquem 60° defasadas entre si, ao passo que a tensão fase-terra da fase sob falta vai a zero. Porém, as tensões fase-fase continuam com seus valores nominais e defasadas de 120° entre si, o que não afeta os níveis de tensão do lado de BT e não afeta a operação do sistema. Os únicos fenômenos que continuam ocorrendo são a corrente de excitação do transformador no sentido

de BT para MT e a sobretensão nas fases sãs do lado de MT. Portanto, para estes casos, quando ocorre a atuação da proteção primária, os elementos direcionais são enfim sensibilizados, porém, neste exato momento, os elementos de subtensão deixam de ser sensibilizados (ou simplesmente continuam a não enxergar subtensão nos casos em que não chegaram a ser sensibilizados antes).

Cabe destacar novamente que essas ocorrências descritas são relacionadas a carregamentos baixos do sistema modelado, em que o perfil de tensão na rede secundária continua em seus níveis aceitáveis quando da saída de um dos alimentadores primários. Para cenários de carregamento alto no trecho da rede simulada, a saída de um alimentador primário deixa as proximidades da região de conexão da rede secundária em níveis de tensão inadequados, sensibilizando assim a função de subtensão. É de se esperar que numa rede reticulada robusta, em que a saída de um alimentador primário não deveria causar subtensões em determinados trechos da rede (mesmo com carregamento mais elevado), o sistema se comporte conforme descrito para a rede modelada quando em níveis leves de carregamento, ou seja, com a função de subtensão apresentando dificuldade de sensibilização para situações de falta em que a função 32R depende da proteção primária para sensibilização. Ressalta-se que mesmo que as correntes de curto-circuito tenham sido eliminadas apenas pela atuação da proteção primária nesses casos (já que a abertura do disjuntor somada ao fato dos transformadores terem primário em Δ faz com que a resistência equivalente de sequência zero seja infinita no cálculo dos circuitos equivalente de sequência dessas faltas fase-terra), a corrente de excitação do transformador continua a fluir desnecessariamente. Além disso, há sobretensão nas fases sãs da MT que podem levar a problemas de isolamento, e ainda há o risco da falta evoluir para bifásica, bifásica-terra ou trifásica, o que levaria a uma situação de estresse do sistema que poderia ter sido evitada se a atuação do PR ocorresse antes da evolução.

A rede de testes utilizada é um sistema pequeno, e possivelmente mais sensível aos afundamentos de tensão ocasionados por curtos-circuitos. Estudos e simulações em redes completas, maiores e mais robustas podem ser realizados para analisar a eficácia da potencial solução em questão. Além disso, como os alimentadores primários são curtos, os cenários simulados não demonstraram relação direta entre a posição da falta ao longo do alimentador primário e a dificuldade de sensibilização da proteção de subtensão. Redes que possuem alimentadores primários médios ou longos podem apresentar dificuldades de detecção de subtensão quando da ocorrência de faltas mais próximas da subestação (mais distantes dos TPs dos protetores de rede).

É possível concluir que a potencial solução analisada apresentou resultados promissores para as condições simuladas, levando em conta a questão principal da proteção ser capaz de diferenciar os fluxos reversos de falta e de GD. Além disso, a técnica apresentada possui facilidade nos ajustes de proteção, é uma função de proteção já consolidada, e não demanda grandes modificações físicas e/ou estruturais nos componentes das tecnologias já empregadas em campo. Estudos de aplicação em

diferentes redes de topologia reticulada e que contemplem cenários de simulação que levam em conta as ressalvas deste trabalho podem ser desenvolvidos com o objetivo de realizar uma análise mais completa da técnica proposta.

4.2.2. Relé de Subtensão (ANSI 27) na BT + Relé de Sobretensão Residual (ANSI 59N)

Os resultados obtidos para o protetor de rede com lógica auxiliar de subtensão na BT do transformador e sobretensão residual na média tensão do transformador estão apresentados na Tabela 8. A técnica proposta apresentou resultados bastante satisfatórios (100 % das simulações de acordo com o esperado).

Tabela 8 - Resultados das simulações com as lógicas auxiliares de subtensão na BT do transformador e sobretensão residual na MT do transformador.

	Total de Casos	Casos de Acordo	Casos Divergentes	Percentual de acertos
Faltas	648	648	0	100 %
Variação de GD	6	6	0	100 %
Variação de Carga	12	12	0	100 %
Total	666	666	0	100 %

Os comentários da solução anterior (subtensão na BT, apenas) são válidos para esta solução também, levando em conta que única diferença é um acréscimo da função 59N numa porta lógica OR com a função 27, conforme demonstrado na Figura 37, exceto pelo fato de que não houve mais dificuldade de detecção de faltas monofásicas à terra nas condições de operação do sistema elencadas na solução anterior. Quando ocorre a abertura do disjuntor do início do alimentador primário pela atuação da proteção de sobrecorrente (que sempre atuou devidamente para todas as simulações), o sistema se torna isolado devido ao primário do transformador ser na configuração Δ . Assim, ocorre o deslocamento total do neutro e os níveis de $3V_0$ atingem o valor de 3 pu, sensibilizando dessa forma a função 59N, uma vez que o valor atingido ultrapassa o ajuste adotado descrito no Apêndice 4. Juntamente com a detecção facilitada de fluxo reverso pela abertura do disjuntor devido à corrente de excitação do transformador, ocorre a atuação do protetor de rede.

O fenômeno do deslocamento total do neutro é representado na Figura 65, em que é possível observar o comportamento das tensões para uma falta monofásica à terra na fase A. As tensões fase-terra das fases B e C aumentam $\sqrt{3}$ vezes e ficam defasadas 60° entre si, enquanto que a tensão

fase-terra da fase A se anula. As tensões fase-fase continuam com mesmo módulo e defasadas de 120° entre si. Na Figura 66, observa-se o surgimento de $3V_0$ atingindo o valor de 3 pu. Cabe destacar que para os cenários de faltas monofásicas à terra com carregamento pesado da rede, as tensões não atingem exatamente os valores de 1,732 pu, uma vez que a saída de um alimentador primário ocasiona subtensões na região de conexão com a rede secundária do trecho modelado. Os aumentos dos valores das tensões fase-terra para aproximadamente 1,732 pu e do valor de $3V_0$ para aproximadamente 3 pu são válidos para cenários de carregamento leve da rede modelada, equivalentes a uma rede reticulada robusta, conforme já discutido. De qualquer forma, mesmo com as subtensões causadas pela saída de um alimentador e pelo carregamento pesado da rede, as tensões fase-terra na MT ainda atingem valores que originam níveis de $3V_0$ que ultrapassam o ajuste descrito no Apêndice 4.

A solução da lógica auxiliar 59N foi capaz de ser seletiva, e foi mais sensível para faltas à terra do que a função 27 na BT. A seletividade se dá pelo fato da função 32R acusar fluxo direto nos demais alimentadores não-faltosos devido à característica de contribuição dos outros alimentadores por meio da rede secundária. Além disso, a temporização da lógica auxiliar e o próprio ajuste da proteção também garantem a seletividade nas situações em que ocorre fluxo reverso nos alimentadores não-faltosos devido ao elevado excedente de GD.

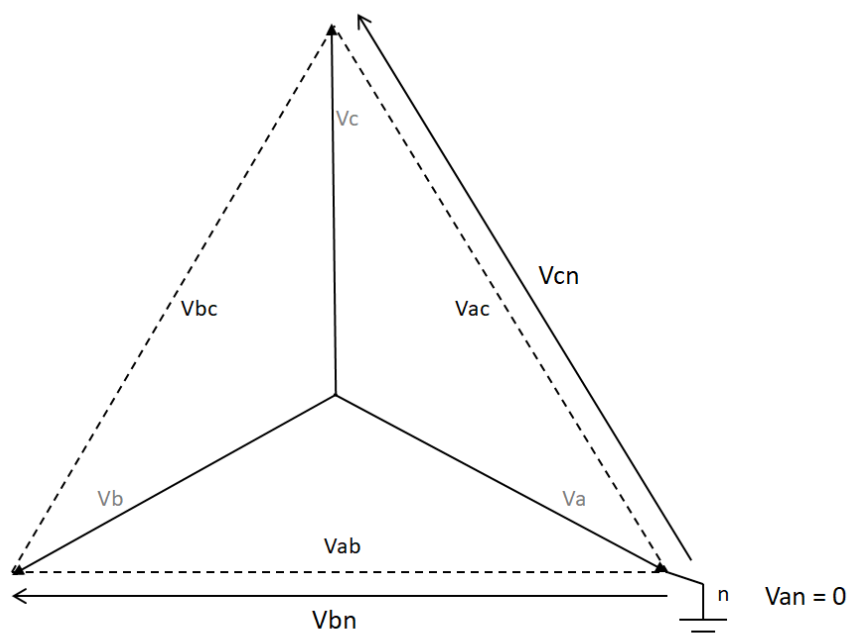


Figura 65 - Representação do deslocamento total do neutro para uma falta fase-terra envolvendo a fase A.

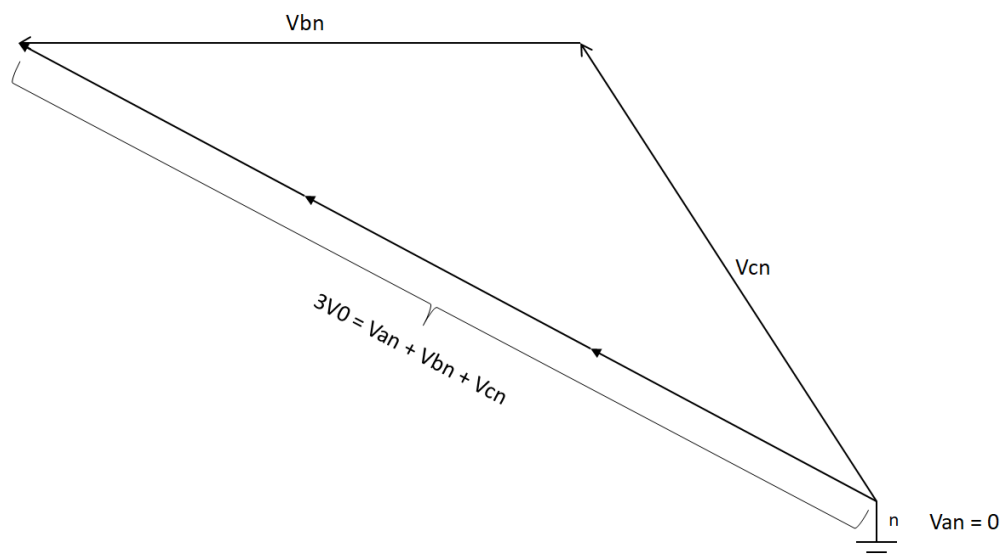


Figura 66 - Representação do surgimento de $3V_0$ com valor de 3 pu na ocorrência do deslocamento total do neutro para uma falta fase-terra envolvendo a fase A.

Não houve atuação para os cenários de variação de irradiância solar. As funções de proteção baseadas em tensão não são sensibilizadas, pois não ocorre subtensão e nem sobretensão residual para estes cenários.

Também não houve atuação para os cenários de variação abrupta de carga, tendo em vista que o perfil de tensão apresenta um rápido transitório de alta frequência imperceptível aos relés de proteção de subtensão na BT (conforme demonstrado anteriormente) e sobretensão residual, levando em conta que ocorre uma filtragem da tensão na frequência fundamental e que os fasores de tensão em 60 Hz variam quase que instantaneamente (por exemplo: de 0,99 para 0,98 pu numa situação de aumento de carga, conforme mostra a Figura 67).

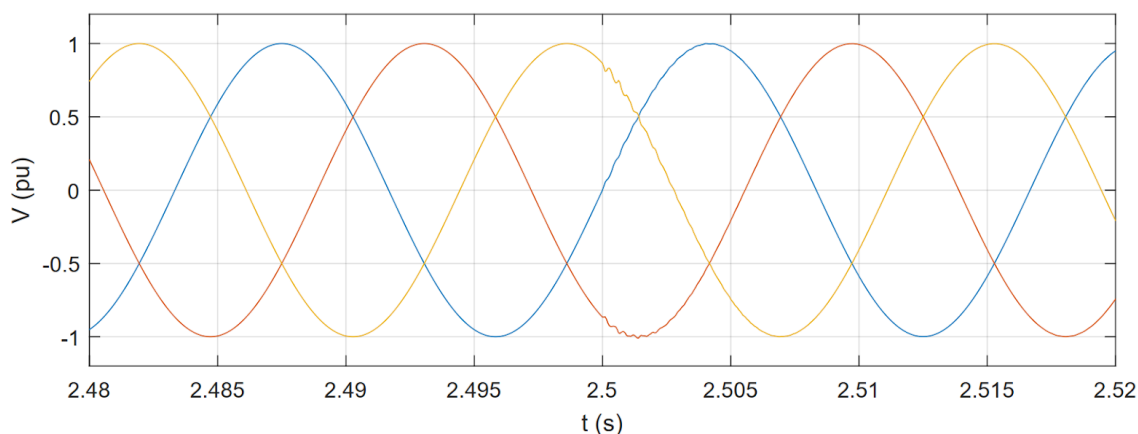


Figura 67 - Perfil das tensões fase-terra no lado de alta tensão do TR01 para variação abrupta de carga (0,4 para 0,7 pu, irradiância solar alta).

O acréscimo da função 59N na lógica auxiliar trouxe benefícios para a proteção, possibilitando 100% de acertos. É importante observar que para determinados cenários de falta, houve dependência da atuação da proteção 50/51 para que então a técnica proposta fosse capaz de comandar a atuação do PR. Nas simulações realizadas, a proteção de sobrecorrente sempre atuou devidamente, e portanto não houve problemas quanto à dependência citada; porém, caso houvesse algum problema com a proteção primária (como uma falha ou dificuldade de sensibilização) e não ocorresse sua atuação para determinadas condições de falta, a solução proposta poderia não ser eficiente, pois o PR não atuaria. Destaca-se também que apesar dos resultados serem bastante satisfatórios, a implementação da função 59N necessita da instalação de TPs no primário dos transformadores, o que pode ser um complicador técnico dependendo das condições locais, problema que não ocorre na implementação da função 27 na BT, que utiliza os TPs já necessários ao protetor de rede convencional. Além disso, a função 59N foi utilizada justamente pelo primário dos transformadores serem ligados na configuração Δ . Caso fosse ligado na configuração estrela-aterrada sem impedância de aterramento (solidamente aterrada), a função 59N não seria efetiva; porém, tipicamente os transformadores de distribuição possuem primário em Δ e secundário em estrela-aterrada, o que leva a crer que esse não será um problema na maioria das redes reticuladas. Há necessidade de validação da técnica em sistemas reticulados maiores, tendo em vista que o sistema teste utilizado é uma rede reticulada pequena.

4.2.3. Relé de Subtensão (ANSI 27) na MT

Os resultados obtidos para o protetor de rede com lógica auxiliar de subtensão na MT estão apresentados na Tabela 9. A técnica proposta apresentou resultados bastante satisfatórios (100 % das simulações de acordo com o esperado).

Tabela 9 - Resultados das simulações com a lógica auxiliar de subtensão na MT do transformador.

	Total de Casos	Casos de Acordo	Casos Divergentes	Percentual de acertos
Varição de GD	6	6	0	100 %
Faltas	648	648	0	100 %
Varição de Carga	12	12	0	100 %
Total	666	666	0	100 %

O comportamento da função de subtensão na MT foi bastante próximo do comportamento da função de subtensão na BT, exceto pelo fato de que não houve dificuldade de detecção de faltas monofásicas à terra nas condições de operação do sistema elencadas na primeira solução apresentada. A explicação é semelhante à lógica auxiliar 59N, e se dá pelo fato de que uma vez que o disjuntor do início do alimentador em falta se abre, o sistema se torna isolado, pois o primário dos transformadores são de configuração Δ . Dessa forma, o curto-circuito monofásico à terra desloca totalmente o neutro devido às tensões fase-terra das fases sãs aumentarem $\sqrt{3}$ vezes e ficarem 60° defasadas entre si, e a tensão fase-terra da fase em falta se anular, conforme demonstra a Figura 68. A falta ocorre no instante 2,5 segundos, porém, foi apresentado o trecho que abrange o instante 2,883 segundos, em que a proteção de sobrecorrente do alimentador 001-041 atua e torna o sistema isolado, possibilitando a sensibilização da proteção de subtensão. No secundário do transformador, as tensões não são afetadas, uma vez que as tensões fase-fase do lado primário se mantêm, conforme já explicado anteriormente. Porém, com a tensão fase-terra da fase afetada indo a zero, o relé de subtensão será sensibilizado, e juntamente com a detecção de fluxo reverso facilitada pela abertura do disjuntor devido à corrente de excitação do transformador, haverá atuação do protetor de rede. Como a proteção 50/51 sempre atuou devidamente, não houve problemas de detectar o deslocamento do neutro na MT.

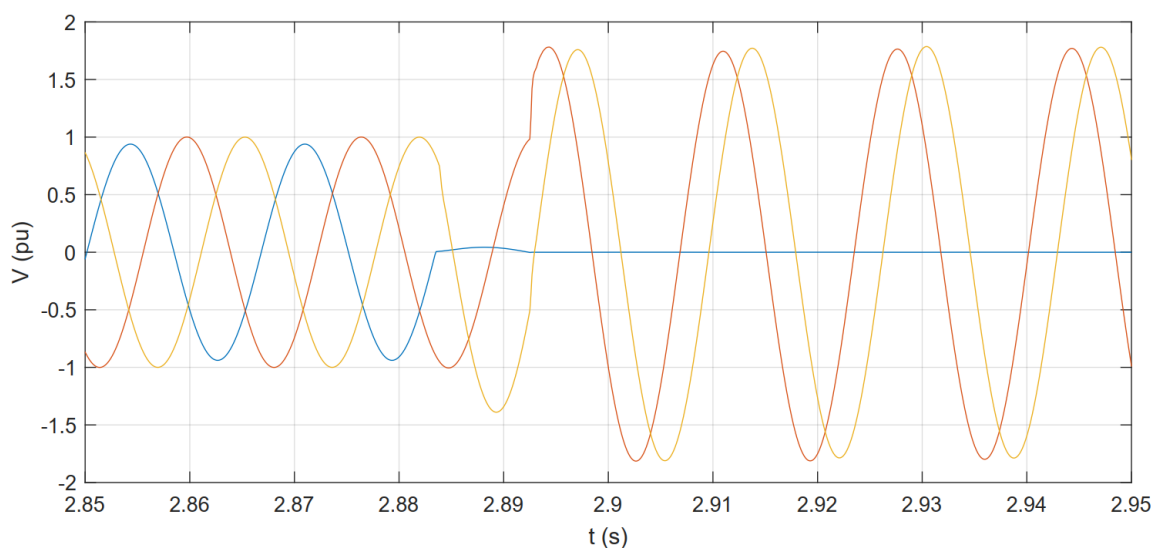


Figura 68 - Perfil das tensões fase-terra no lado de MT do TR01 para uma falta fase-terra de 40Ω na metade do alimentador 001-041 (carregamento leve e irradiância solar alta).

Continuam válidas as observações de que para os cenários de faltas monofásicas à terra com carregamento pesado da rede, as tensões não atingem exatamente os valores de 1,732 pu, tendo em vista que a saída de um alimentador primário ocasiona subtensões na região de conexão com a rede secundária do trecho modelado, levando a valores de 1,5 pu, por exemplo. De qualquer forma, a

tensão fase-terra da fase sob falta sempre se anula, ocasionando a atuação da função 27 MT. Os valores de aproximadamente 1,732 pu para as tensões fase-terra e de aproximadamente 3 pu para $3V_0$ são válidos para cenários de carregamento leve, equivalentes a uma rede reticulada robusta, em que a saída de um alimentador primário não deixa os níveis de tensão inadequados na região da conexão.

Quanto às faltas bifásicas, bifásicas-terra e trifásicas, houve sensibilização da função de subtensão na MT semelhante à função de subtensão da BT. Porém, na MT, os afundamentos de tensão são mais sensíveis, o que deve ser levado em conta em questões de seletividade. Assim como analisado para a função de subtensão na BT, em alguns cenários simulados ocorreu subtensão em um ou alguns dos outros protetores de rede associados a alimentadores primários que não estavam em falta, mas não ocorreu a atuação dos protetores de rede destes alimentadores nessas situações porque o elemento direcional de potência destes alimentadores bloqueou a atuação e garantiram a seletividade. Já para os casos em que o fluxo de potência nos alimentadores não-faltosos foram reversos por conta da GD durante a ocorrência de falta em um outro alimentador, a temporização da função auxiliar de subtensão se demonstrou fundamental para garantir a seletividade. Portanto, um estudo a respeito da coordenação do tempo de atuação da proteção primária de sobrecorrente com o tempo de atuação da lógica auxiliar de subtensão na MT deve ser considerado para que não haja atuações indevidas em algumas condições de operação do sistema.

Assim como na solução 27 BT + 59N, é importante observar que para determinados cenários de falta, houve dependência da atuação da proteção 50/51 para que então a técnica proposta fosse capaz de comandar a atuação do PR. A proteção de sobrecorrente sempre atuou devidamente, e portanto não foram verificados problemas; porém, caso houvesse alguma falha ou dificuldade de sensibilização da proteção primária, a solução proposta não seria eficiente para estes cenários em questão.

Da mesma forma que as outras funções baseadas em tensão apresentadas anteriormente, não houve atuação para os cenários de variação de irradiância solar. Também não houve atuação para os cenários de variação abrupta de carga, pois o perfil de tensão apresenta um rápido transitório que, em termos de componente fundamental, é imperceptível aos relés.

Apesar dos resultados serem bastante satisfatórios, a implementação da função 27 na MT necessita da instalação de TPs no primário dos transformadores (assim como a função 59N), o que pode ser um complicador técnico dependendo das condições locais. Também é necessária a validação da técnica em sistemas reticulados maiores e mais robustos.

4.2.4. Relé de Taxa de Variação da Potência (RTVP)

A Tabela 10 mostra o resultado das simulações utilizando o RTVP como lógica auxiliar nos protetores de rede.

Tabela 10 - Resultados das simulações com o RTVP na baixa tensão do transformador.

	Total de Casos	Casos de Acordo	Casos Divergentes	Percentual de acertos
Faltas	648	648	0	100 %
Variação de GD	6	6	0	100 %
Variação de Carga	12	10	2	83,33 %
Total	666	664	2	99,7 %

Pode-se observar a eficácia do método proposto nas simulações efetuadas, diferenciando teoricamente 99,7 % dos casos totais, isolando as faltas e permitindo que o excesso de geração flua no sentido sistema - subestação. Isto indica que a metodologia proposta se apresenta como uma potencial solução para o problema explorado.

Como exemplo, as imagens 69, 70 e 71 mostram a taxa de variação em diferentes níveis de detalhe no alimentador de TR5 na ocorrência de uma falta trifásica na metade do alimentador com uma resistência de 20 Ω , na situação em questão, a rede está com carregamento pesado (100% da carga) e com um nível mediano de geração distribuída (irradiância de 500 W/m²). As linhas pontilhadas indicam os limites da proteção, em azul o limite de disparo da proteção (MTP) e em preto o limite de travamento da proteção (MTPP)

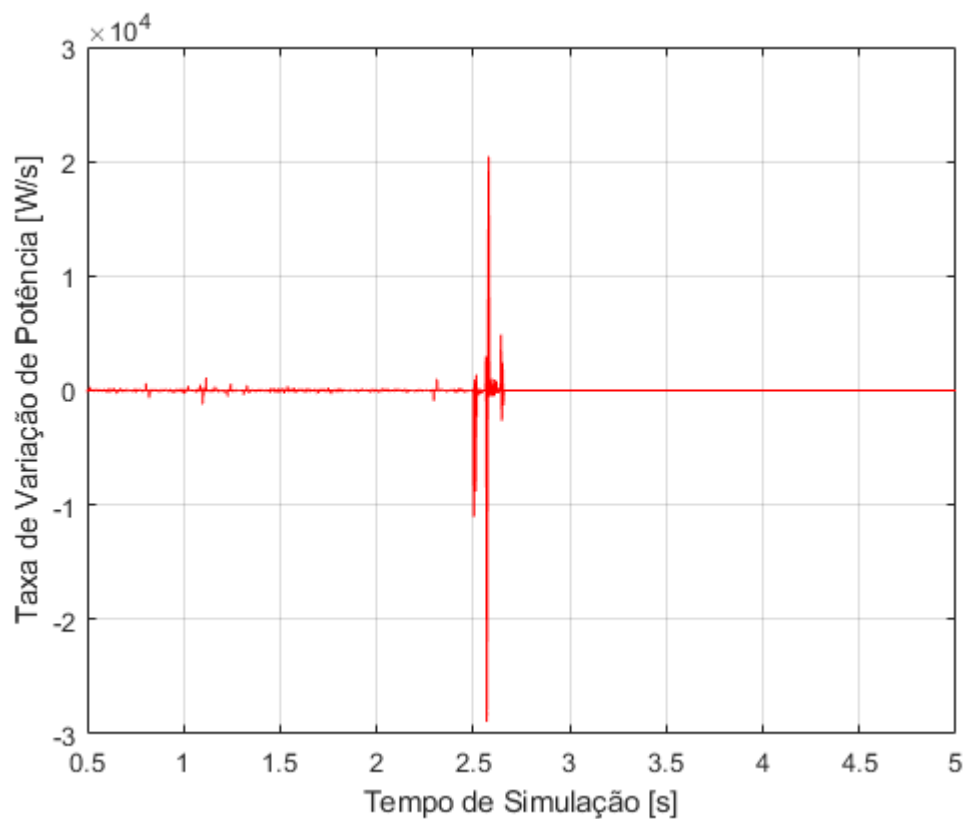


Figura 69 - Taxa de variação no alimentador onde ocorre a falta durante o período de simulação.

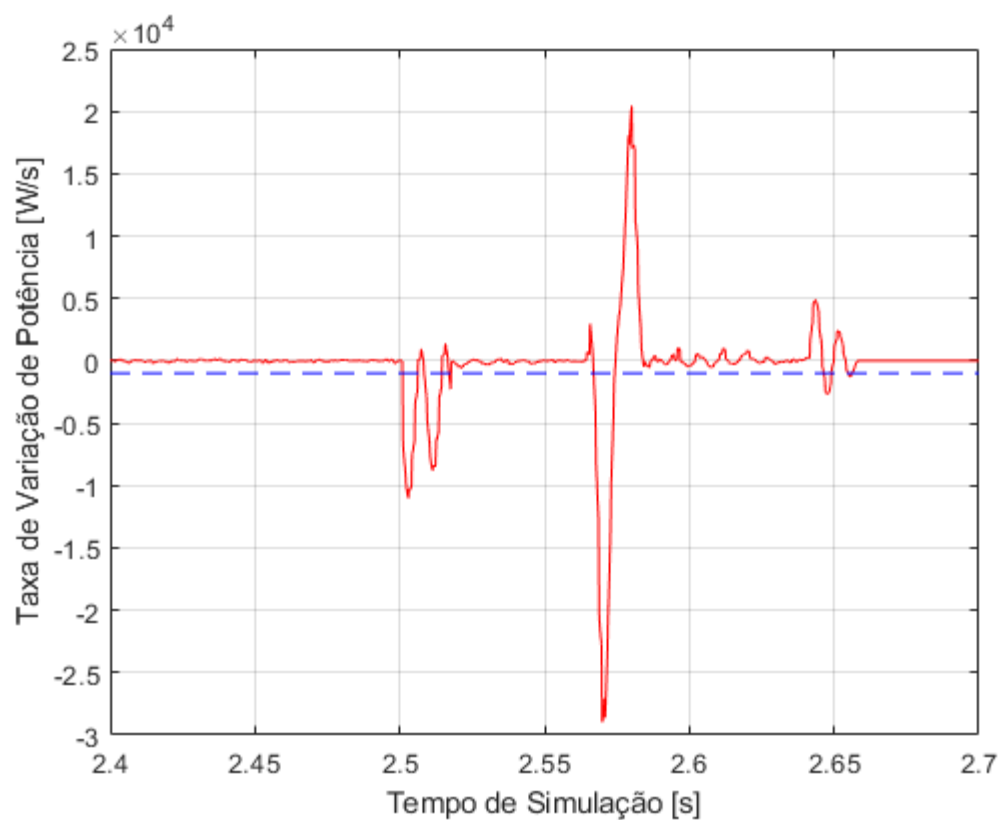


Figura 70 - Detalhe da taxa de variação no alimentador onde ocorre a falta após ocorrência da mesma.

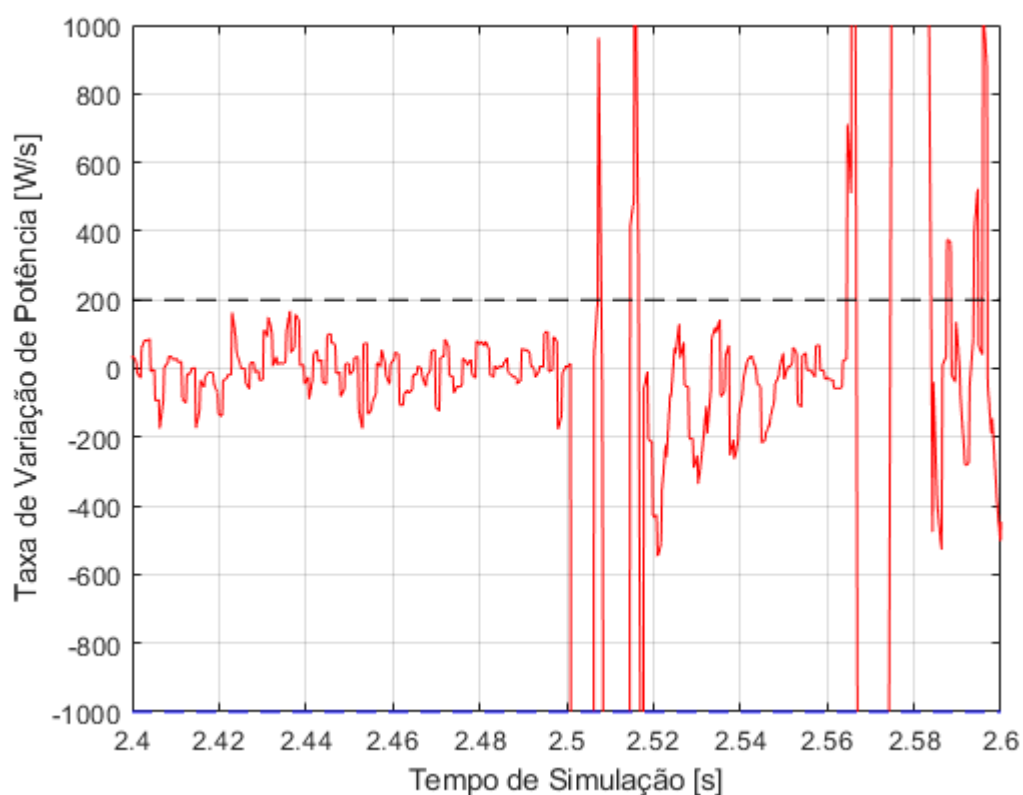


Figura 71 - Detalhe da taxa de variação no alimentador onde ocorre a falta no momento da mesma.

A Figura 69 mostra apenas o comportamento da taxa de variação durante todo o período de simulação. Os valores apresentados estão escalonados pelas relações RTP e RTC, no caso, os valores reais são 240 vezes maiores do que os apresentados. O tempo de 0 a 0,5 s foi omitido pois apresenta o transitório de inicialização do sistema. Curtas oscilações que ultrapassem os limites da proteção são ignoradas pela lógica de estabilidade implementada.

Já na Figura 70, é possível observar a influência de todos os acontecimentos no sistema na ocorrência da falta. Primeiramente, o fluxo de potência no alimentador diminui devido à ocorrência da falta aos 2,5 s de simulação. A partir deste momento, após cruzar o limite de 1000 W/s (240 kW/s em valores reais), a lógica do RTVP dispara, porém o protetor de rede ainda não é aberto pois, nesta situação, fluxo reverso de potência ainda não ocorre. Após aproximadamente 0,06 s, a proteção de sobrecorrente do alimentador atua, cessando a contribuição da subestação ao alimentador, neste momento, altas taxas de variação são observadas e o fluxo de potência reverte rapidamente de polaridade. Finalmente, após aproximadamente 0,08 s depois de efetivamente detectar fluxo reverso, a função 32R atua, enviando o segundo sinal necessário para lógica AND abrindo o protetor de rede. Observa-se portanto uma taxa de variação positiva, uma vez que o fluxo de potência passa de um patamar negativo para nulo.

A Figura 71 mostra apenas que em nenhum momento até a ocorrência da falta, o limite de travamento da proteção é ultrapassado. Já as figuras 72 e 73 mostram o comportamento da taxa de variação neste mesmo cenário, porém para o alimentador de TR1, onde não ocorre a falta.

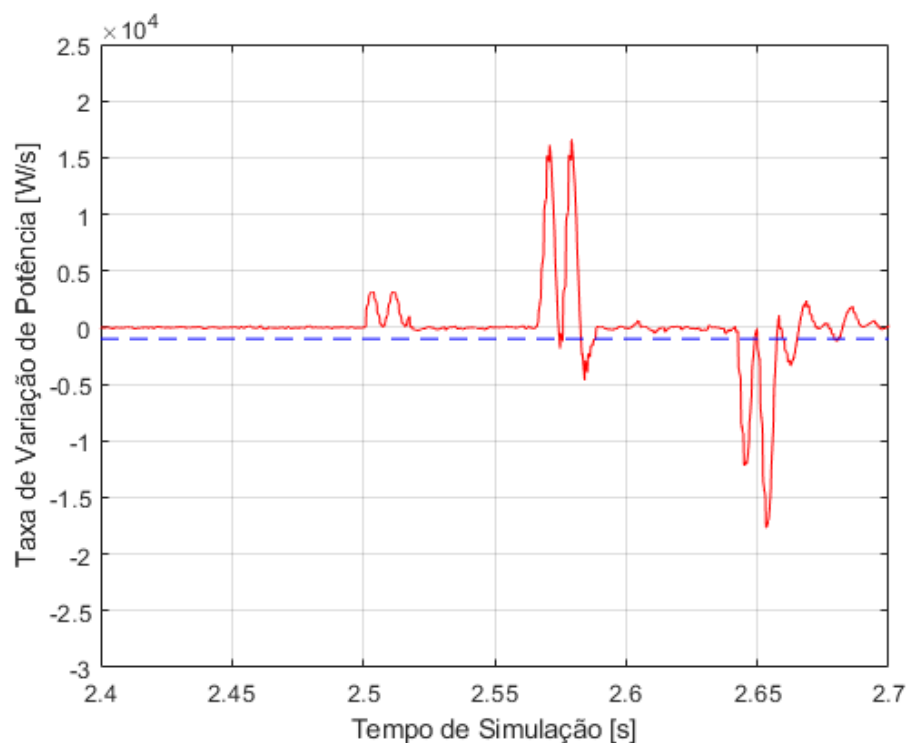


Figura 72 - Detalhe da taxa de variação após ocorrência da falta em outro alimentador.

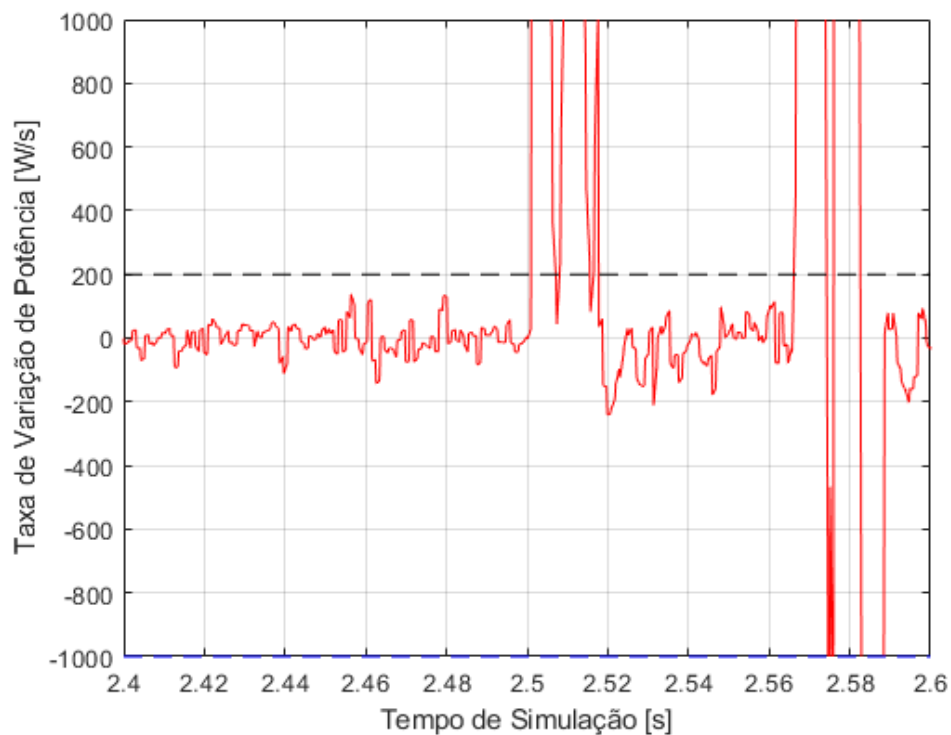


Figura 73 - Detalhe da taxa de variação em outro alimentador no momento da falta.

Na Figura 72 também é possível observar o comportamento do sistema. Na ocorrência da falta em 2,5 s, o fluxo de potência nos demais alimentadores aumenta para suprir a demanda outrora alimentada pelo alimentador faltoso, resultando nos valores positivos de taxa de variação em 2,5 s. Após a atuação da proteção de sobrecorrente no alimentador em falta, a potência nos demais alimentadores aumenta ainda mais, uma vez que a contribuição do alimentador faltoso à rede cessa-se por completo e a falta passa a ser alimentada exclusivamente pelos demais alimentadores. Finalmente, após a isolamento completa da falta pelo protetor de rede, a potência nos demais alimentadores cai, já que a falta deixa de ser alimentada pelos mesmos.

Ora, de imediato percebe-se que se não houvesse algum tipo de mecanismo de travamento, a lógica atuaria indevidamente assim que a taxa de variação de potência ultrapassasse o limite indicado pela linha pontilhada em azul, como indicado na Figura 72. Contudo, como apresentado na Figura 73, assim que a taxa de variação ultrapassa o limite superior de 200 W/s (48 kW/s em valores reais) o RTVP trava efetivamente por pelo menos 0,2 s evitando atuações indevidas neste intervalo.

No mais, a proteção também apresentou bons resultados nos cenários de variação de GD. A Figura 74 mostra o comportamento da taxa de variação durante uma variação de 0 a 1000W/m² em 1 segundo para um carregamento leve (30% da carga).

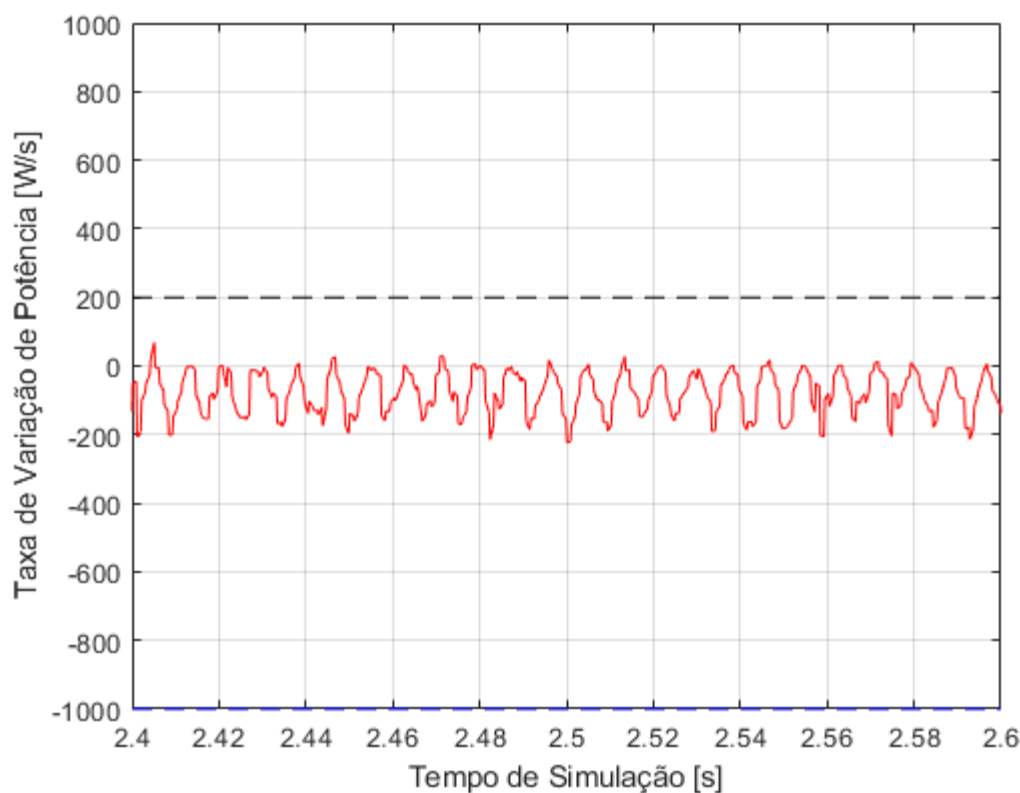


Figura 74 - Detalhe da taxa de variação durante a variação de irradiância.

Nota-se que a taxa de variação ficou bem menor do que o limite de atuação da proteção, bloqueando efetivamente a abertura do protetor de rede que, neste cenário, passa a detectar fluxo reverso a partir de aproximadamente 2,6 s de simulação. Diferenciando efetivamente fluxo reverso causado por faltas e por excesso de GD.

Mas apesar dos resultados teoricamente promissores, são necessários estudos e análises futuras para que se possa consolidar ou não a metodologia proposta. A priori, seguem observações importantes constatadas neste trabalho.

Os parâmetros deste tipo de proteção devem ser criteriosamente escolhidos com base no sistema aplicado, isto é, através de simulações e análises de resultados. Os valores utilizados neste trabalho foram escolhidos empiricamente com base no sistema em estudo. O que se espera é que em qualquer sistema uma diferenciação com base na taxa de variação da potência possa ser feita, mas os valores adequados para os níveis de atuação devem ser encontrados por meio de simulações do sistema no qual se deseja utilizar essa metodologia.

Não se sabe se o artifício utilizado para bloquear a proteção em caso de falta em outros alimentadores seria necessário em outros sistemas. Redes maiores e mais robustas podem não ser tão sensíveis a faltas e dispensem este tipo de bloqueio. De qualquer forma, esta solução não é ideal, durante o tempo de bloqueio o sistema fica vulnerável e caso uma outra falta venha a ocorrer nesta janela de tempo, ela passaria despercebida pelo sistema de proteção primário, ficando a mercê da proteção de retaguarda como os fusíveis. Então, apesar de bem sucedida no cenário estudado, é necessário entender e analisar a eficácia deste artifício em outras situações.

E por fim, assim como outros tipos de proteção e o próprio dimensionamento dos componentes elétricos em redes de distribuição, esta metodologia depende do comportamento estatístico da carga, isto é, da probabilidade dos consumidores utilizarem a rede simultaneamente. Mas nada garante, por qualquer que seja o motivo, que haja um desligamento simultâneo por parte de vários consumidores causando uma variação abrupta no fluxo de potência tal que a proteção atue indevidamente. De fato, os resultados com a variação de carga do sistema mostram exatamente isto. A Figura 75 mostra um exemplo do comportamento da taxa de variação de potência frente a um degrau de carregamento de 30% (saída de carga).

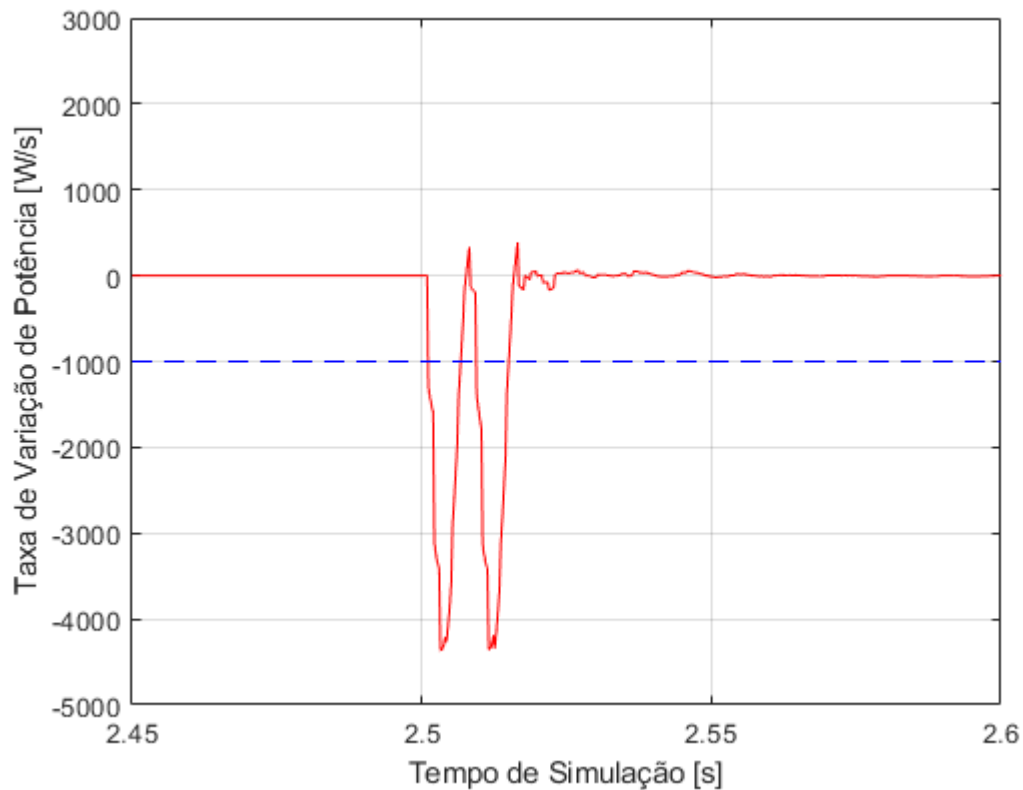


Figura 75 - Detalhe da taxa de variação durante o degrau de carregamento.

Nota-se que a lógica do RTVP atuou indevidamente pois a taxa de variação de potência ultrapassou o limite estabelecido pela proteção. Rigorosamente falando, este tipo de lógica falhou para os 6 casos onde houve saída instantânea de 30 % de toda a carga do sistema, porém o protetor de rede abriu apenas nos casos onde fluxo reverso também ocorria, devido à configuração da lógica *AND* junto à função direcional 32R. No caso ilustrado na Figura 75 (variação de 100% para 70% da carga e irradiância de 500 W/m²) isto não ocorre, por isso não se observa outras variações após o degrau.

De qualquer forma, espera-se que em situações normais as variações de potência sejam menos intensas. Neste trabalho, os transformadores possuem capacidade de 150 kVA, a proteção atua para taxas acima de 240 kW/s e é bloqueada para taxas maiores que 48 kW/s, 1,6 e 0,32 pu em relação ao transformador respectivamente. No trabalho de Jardini et al. (2000), por exemplo, a demanda em um transformador de distribuição é discretizada em intervalos de 5 minutos para diferentes perfis de carregamento e a máxima variação observada é de 0,06 pu, o que leva a crer que dificilmente a proteção irá atuar indevidamente devido a flutuações naturais na carga. De qualquer forma, seriam necessários estudos e análises aprofundadas para se determinar a probabilidade de tais eventos e a aplicabilidade da metodologia.

4.3. Sistema de Armazenamento de Energia

A Tabela 11 mostra os resultados obtidos utilizando-se os sistemas de armazenamento para auxiliar no controle de fluxo de potência da rede.

Tabela 11 - Resultados das simulações com os sistemas de armazenamento.

Total de Casos	Casos de Acordo	Casos Divergentes	Percentual de acertos
18	16	2	89 %

Dentre os cenários simulados, foram obtidos apenas 2 casos em que o fluxo reverso ocorreu e foi detectado pelos PR convencionais, sendo esses os descritos como divergentes na Tabela 11. Aqueles destacados como casos de acordo são aqueles em que o fluxo reverso não ocorreu e a rede manteve sua operação normal. O fluxo reverso de potência por excedente de GD só foi observado nos casos em que as baterias estavam com seu estado de carga inicial muito próximo de 99,9 % e havia geração maior em relação ao carregamento do sistema, assim como é descrito na Tabela 6.

Sendo assim, as baterias são uma possível solução viável e de grande eficácia para que os protetores de rede não atuem indevidamente em condições de excedente de potência oriundo da GD.

Vale ressaltar que devido ao alto esforço computacional exigido, são simulados apenas 5 segundos e que o estado de carga das baterias é um nível inserido pelo usuário. Entretanto, em situações de projetos de implementação de sistemas de armazenamento é necessário que se conheça o perfil do consumidor e o perfil de geração distribuída do local, para que assim o sistema de controle automático de potência possa operar de modo a fazer com que o estado máximo de carga das baterias não seja alcançado e para que também sejam utilizadas baterias com parâmetros (tensão e capacidade nominais principalmente) condizentes com esses perfis observados.

As figuras 76 e 77 ilustram o fluxo de potência ativa por um dos protetores de rede convencionais (PR5) na rede de estudo sem baterias e com a presença de baterias, respectivamente. Ambas as figuras são ilustrações do perfil da potência ativa em Watts sob situação de irradiância máxima e baixo carregamento (irradiância = 1000 W/m² e Fc = 0,3). As figuras possuem tempo de simulação que se inicia a partir de aproximadamente 0,6 s devido ao fato de que o período anterior a isso é caracterizado por transitórios de inicialização do sistema e que não são relevantes para as análises aqui feitas. As imagens não apresentam 5 s de simulação devido ao fato de que os dados permanecem constantes assim que obtida estabilidade após transitório causado pela entrada da GD no instante 1 s.

É possível notar pela figura 76 que ocorre a atuação do protetor de rede convencional no tempo de aproximadamente 1,1 s (pequeno intervalo após a entrada da GD no tempo de 1 s) quando não há baterias na rede, fato que se caracteriza pelo fluxo de potência nulo a partir do tempo de 1,1 s.

Este mesmo comportamento não ocorre no sistema com a presença de baterias, em que o fluxo de potência se mantém positivo e a atuação indevida dos PR convencionais não acontece. Os resultados da figura 77 foram obtidos com o estado de carga inicial das baterias em 60%. O comportamento do estado de carga de uma das baterias da rede é ilustrado na figura 78.

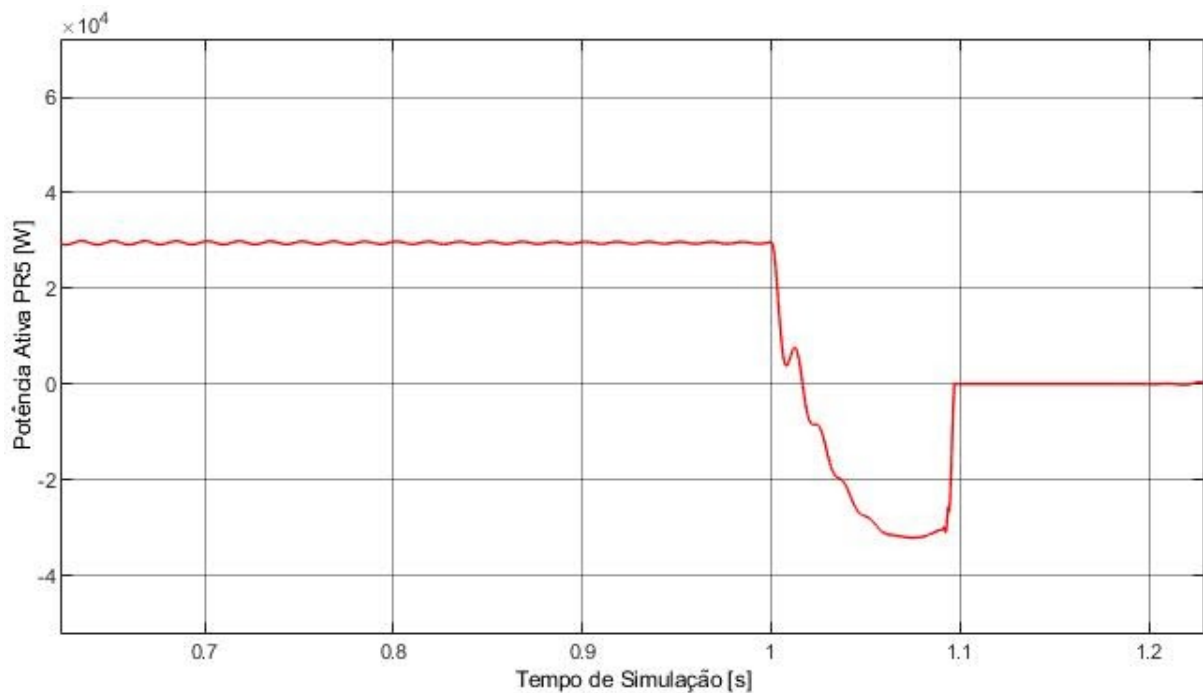


Figura 76 - Fluxo de potência ativa pelo PR5 na rede sem elementos armazenadores.

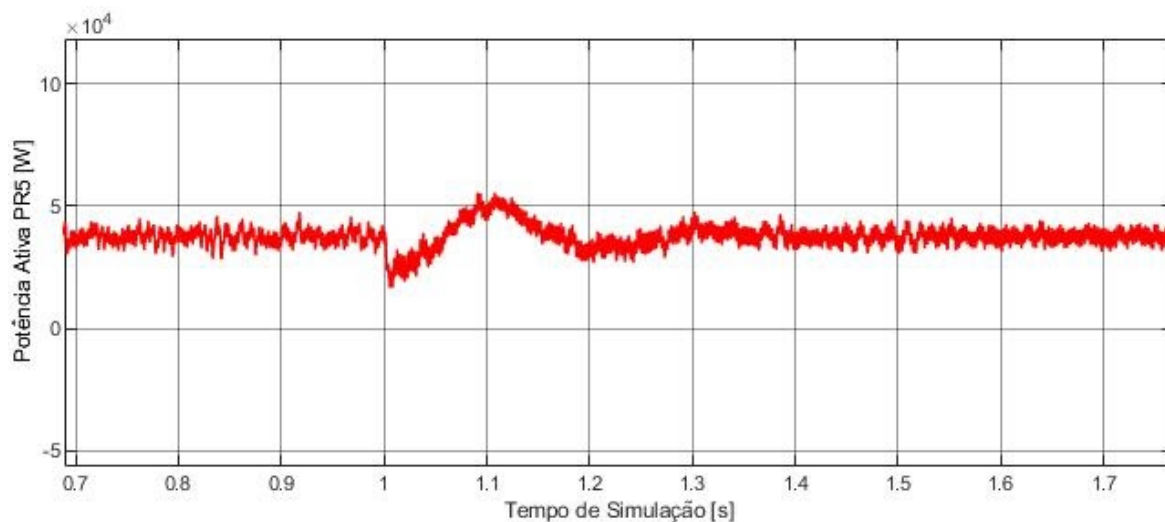


Figura 77 - Fluxo de potência ativa pelo PR5 na rede com elementos armazenadores.

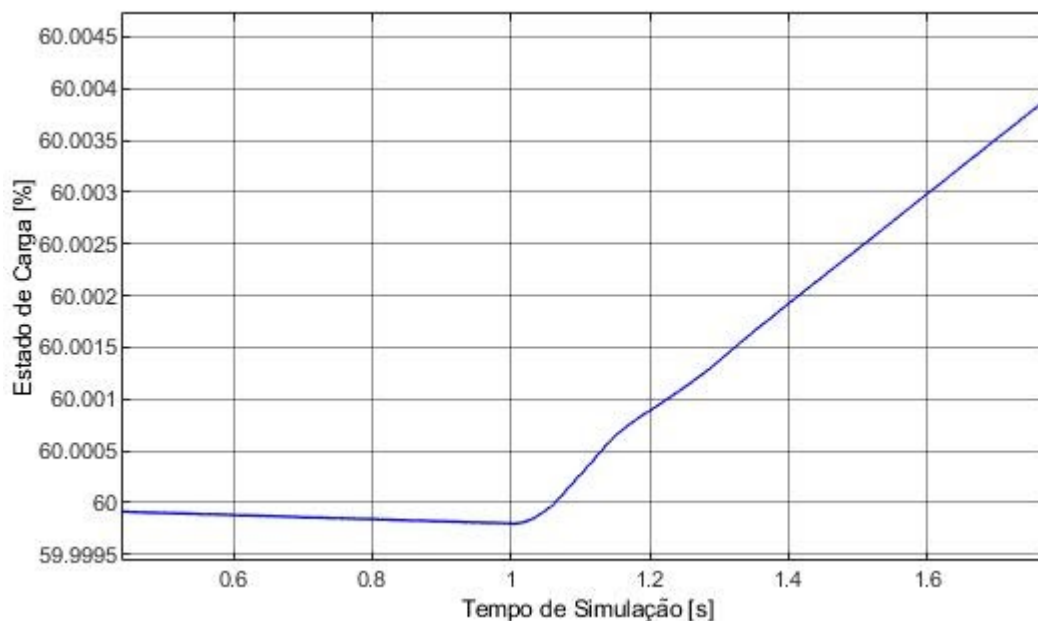


Figura 78 - Comportamento do Estado de Carga de uma das baterias.

A figura 77 em particular mostra interessantes resultados para as análises desta seção. Percebe-se que, além da capacidade de absorver o excedente de potência causado pela GD, o fluxo de potência se mostra com oscilações, como fora citado no capítulo 3.8.1. O que mostra a necessidade de se considerar uma tolerância no sistema de controle automático da potência de referência do controlador das baterias.

Dessa maneira, as simulações feitas têm a função de comprovar a eficácia das baterias diante dos cenários de operação normal, mostrando que podem ser uma possível solução a ser empregada em redes de distribuição de topologia reticulada que sofrem com o problema de atuação indevida dos seus protetores de rede convencionais devido à fluxo de potência reverso causado pelo excedente de GD.

4.4. Resumo das Soluções Propostas

Tabela 12 - Resumo das principais vantagens e desvantagens das propostas de solução.

Proposta	Principais Vantagens	Principais Desvantagens
Relé Auxiliar de Subtensão na BT	<ul style="list-style-type: none"> • Apresentou bons resultados: comportamento de acordo com o esperado para 93,8 % dos casos simulados; • Função de proteção consolidada; • Facilidade de parametrização; • Não demanda grandes modificações físicas/estruturais nas tecnologias já empregadas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldade de detectar faltas fase-terra com resistências de falta mais elevadas em determinadas condições de operação do sistema.
Relés Auxiliares de Subtensão na BT + Sobretensão Residual na MT	<ul style="list-style-type: none"> • Apresentou excelentes resultados: comportamento de acordo com o esperado para 100 % dos casos simulados; • Funções de proteção consolidadas; • Facilidade de parametrização. 	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda modificações físicas/estruturais nas tecnologias já empregadas (instalação de TPs na MT).
Relé Auxiliar de Subtensão na MT	<ul style="list-style-type: none"> • Apresentou excelentes resultados: comportamento de acordo com o esperado para 100 % dos casos simulados; • Função de proteção consolidada; • Facilidade de parametrização. 	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda modificações físicas/estruturais nas tecnologias já empregadas (instalação de TPs na MT).
Relé Auxiliar de Taxa de Variação da Potência	<ul style="list-style-type: none"> • Apresenta-se como um estudo pioneiro para uma metodologia não convencional; • Apresentou resultados promissores, atuando corretamente para 99,7 % dos casos simulados. 	<ul style="list-style-type: none"> • O método apresenta fragilidades, como variações abruptas de carga e sensibilidade da rede.
Armazenamento de Energia	<ul style="list-style-type: none"> • Apresenta fácil manutenção; • Apresentou alta taxa de assertividade (89% dos casos simulados); • Possibilidade de regulação da compra e venda de energia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de aquisição; • Necessidade de estudos aprofundados acerca do sistema de controle de carga e descarga; • Necessidade de estudos acerca do perfil do consumidor e da geração para modelagem do sistema.

5. Conclusões

O aumento exponencial da GD em redes elétricas implica cada vez mais na necessidade de estudos, inovações, testes e adaptações que possibilitem adequada operação de redes de distribuição. Com o intuito de contribuir neste tema, em específico para redes de topologia reticulada, este trabalho apresentou resultados e análises que podem ser utilizados na tentativa de solucionar o problema exposto.

O trabalho apresentou dados e informações atuais a respeito do tema de GD, além de fornecer uma breve revisão bibliográfica nos mais diversos temas teóricos necessários para o leitor compreender por completo o escopo do estudo. Este conjunto de informações abrange temas como: redes reticuladas e seus principais componentes, curtos-circuitos, sistemas de proteção, geradores fotovoltaicos e sistemas de armazenamento.

Com base nisto, a modelagem dos componentes e testes computacionais permitiram a investigação de potenciais soluções para o problema de fluxo reverso em redes reticuladas. Até então, têm sido adotadas estratégias de limitar a GD de acordo com a demanda instantânea da carga, de modo a não gerar mais do que se consome, e assim não exportar energia à rede, indo na contra-mão dos objetivos de modernização das redes elétricas. As conclusões específicas para cada metodologia se encontram a seguir.

5.1. Lógicas Auxiliares

5.1.1. Lógicas baseadas em Tensão

As lógicas auxiliares baseadas em tensão apresentaram resultados bastante satisfatórios. As soluções 27 BT + 59N e 27 MT foram capazes de diferenciar todos os fluxos reversos decorrentes de faltas nos alimentadores primários daqueles oriundos de excedente de GD na rede secundária, e não apresentaram problemas de sensibilização das funções. Também não houve atuações indevidas para variações de irradiância solar e variações abruptas de carga.

A solução 27 BT também apresentou resultados satisfatórios, mas foram observadas algumas dificuldades de atuação da proteção para determinadas condições de operação do sistema e condições de falta devido ao bloqueio da atuação do protetor de rede pela lógica auxiliar, ou seja, houve dificuldade de sensibilização da função 27 BT em alguns casos. Dessa forma, as soluções 27 BT + 59N e 27 MT se apresentaram como melhores soluções, tendo em vista esse aspecto. Para as condições de variação de irradiância solar e variações abruptas de carga, não houve problemas

observados e as proteções se comportam devidamente. Uma vantagem da solução 27 BT quando comparada às outras é o fato de não necessitar da instalação de TPs na média tensão. Dependendo do protetor de rede já empregado em campo, uma modificação na configuração da lógica de atuação já atenderia a solução proposta.

As três propostas de solução apresentam como características comuns a aplicação de funções de proteção já consolidadas e difundidas e a facilidade de parametrização.

As propostas necessitam de validação em redes reticuladas maiores, mais robustas e com diferentes características (como diferentes tipos de GD), mas demonstraram que lógicas de diferenciação dos fluxos reversos baseadas nas tensões do sistema são um possível caminho para solucionar o problema.

5.1.2. Lógicas baseadas na Taxa de Variação da Potência

Em relação à lógica de taxa de variação de potência, a metodologia apresentou resultados promissores, sendo capaz de diferenciar 100% dos casos de falta e excesso de geração. Mas a funcionalidade do método depende de vários fatores e condições, além de ser necessário conhecer parâmetros da rede.

De fato, foi verificado que as faltas podem provocar variações bruscas no fluxo de potência dos alimentadores, causando assim, altas taxas de variações. E que mesmo considerando altas taxas de variação da irradiância solar, a variação do fluxo de potência nos alimentadores não é tão brusca quanto nas faltas.

Porém, outros fatores também podem causar altas taxas de variação. Neste trabalho, por exemplo, foi verificado que variações bruscas na carga atendida podem gerar taxas tão altas quanto faltas. Isto indica que a proteção proposta deve ser analisada à luz do comportamento estatístico da carga, isto é, da probabilidade de várias cargas variarem num mesmo instante.

Outro ponto importante a ser considerado é a sensibilidade da rede a faltas. No trecho da rede reticulada usada neste trabalho, a falta em um alimentador causa variações no fluxo de potência não somente no alimentador em que houve a falta mas em todos os 4 alimentadores, o que inviabilizaria o uso da metodologia em questão neste cenário estudado. Mas se for tomada a premissa de que estas altas taxas de variação são causadas apenas por faltas, podem ser elaborados meios de se contornar esse ocorrido, como o artifício utilizado neste trabalho.

De qualquer forma, a proposta em questão tem como finalidade introduzir uma nova ideia de proteção que tem como base uma lógica não usual. De fato, com os resultados promissores obtidos neste trabalho a metodologia se apresenta como uma possível solução para o problema de fluxo

reverso em redes reticuladas. Futuros estudos e análises são necessários para que se possa entender melhor a aplicabilidade da metodologia.

5.2. Baterias

As baterias apresentaram alto índice de acertos no que diz respeito à eliminação do fluxo reverso de potência oriundo da GD.

Em grande parte dos cenários (16 dos 18 simulados) a inserção de elementos armazenadores demonstrou ser uma solução capaz de eliminar o fluxo reverso provindo da GD. Apenas em 2 dos casos simulados, em que os elementos armazenadores não eram capazes de absorver potência devido ao seu alto estado de carga, a eliminação do fluxo reverso não ocorreu. Entretanto, é necessário salientar que nestes casos foi simulada uma condição forçada de estado de carga muito próximo de 99,9% e que essa condição pode vir a ser evitada se feito um estudo sobre o balanço entre geração e consumo (GD e carga local).

Portanto, é importante que estudos acerca do perfil do consumidor e do perfil de geração sejam feitos para que possa ser adotada uma estratégia adequada de controle de carga e descarga das baterias, para que assim o estado de carga máximo não seja alcançado em períodos em que a geração é maior do que o consumo. Ademais, com a grande maioria dos casos mostrando eficácia, pode-se concluir que de fato essa metodologia se apresenta como uma potencial solução da problemática abordada.

5.3. Sugestões para Trabalhos Futuros

Ao longo de todo o processo de pesquisa e elaboração deste trabalho surgiram diversos temas e discussões em relação ao tópico de estudo que não caberiam no escopo deste trabalho. Os autores deixam aqui algumas sugestões e temas que podem ser explorados em trabalhos futuros:

- Testes abordando mais cenários de simulação, levando em conta situações de variação simultânea de GD, carregamento e condições de faltas;
- Estudos considerando outros tipos de GD;
- Consideração de faltas na rede secundária de BT levando em conta seu sistema de proteção característico para avaliar o desempenho das soluções propostas para o problema exposto;
- Testes em outros sistemas reticulados, considerando redes completas, maiores e mais robustas;
- Modelagem dos sistemas de proteção dos geradores distribuídos a fim de obter cenários mais fiéis ao comportamento real da GD em condições de curto-circuito;

- Estudos de outras funções ou técnicas de proteção, como as baseadas em tensão ou em diferentes elementos direcionais, que possam ser capazes de solucionar o problema exposto e que preferencialmente não dependam de comunicação entre os protetores de rede ou entre outras proteções que compõem o sistema.
- Futuros estudos em relação à taxa de variação de potência: sensibilidade da rede a faltas, flutuações reais de carga, possibilidade de faltas simultâneas, probabilidade de variações abruptas na carga;
- Aplicação de sistemas inteligentes como aprendizado de máquina e redes neurais para a diferenciação entre fluxo reverso causado por faltas e por excesso de GD;
- Análise do perfil do consumidor juntamente ao perfil de GD para que sejam utilizados sistemas de armazenamento com parâmetros adequados, a fim de que os estados de carga críticos dificilmente sejam alcançados;
- Investigação de diferentes tipos de sistemas de gerenciamento das baterias para que o sistema de controle de potência possa levar em consideração outros parâmetros que aqui não foram considerados das baterias;
- Análise de diferentes topologias de sistemas de armazenamento para serem aplicadas em redes de distribuição reticuladas.

6. Referências Bibliográficas

ANEEL (2016). *Micro e minigeração distribuída*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/caderno+tematico+micro+e+minigera%3%a7%3%a3o+distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 25 Jun. 2018.

ANEEL (2019). *Conexões de geração distribuída no sistema*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: 05 Out. 2019.

ARAMIZU, J. (2014). *Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente*. 42 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, BR.

AZEVEDO, F. A. (2010). *Otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea reticulada através de algoritmos genéticos*. 140 p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Paraná (UFPR), Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Curitiba, BR.

BARRETO, G. A. (2014). *Metodologia de aplicação de geração distribuída fotovoltaica em baixa tensão nos reticulados subterrâneos das distribuidoras de energia elétrica*. 175 p. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, BR.

BATTERY UNIVERSITY, 2019. *BU-501: Basics About Discharging*. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/learn/article/discharge_methods>. Acesso em: 12 Jul. 2020.

BATTERY UNIVERSITY, 2019. *BU-808: How to prolong Lithium-based Batteries*. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries>. Acesso em: 12 Jul. 2020.

BAZZO, F. H. R., YAMAUTI, K. Y. (2013). *Impacto da Geração Distribuída para a Proteção da Rede de Distribuição*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Paraná (UFPR). Curitiba, BR.

BRUNHEROTTO, C., OLIVEIRA, J. J. S. (2013). *Redes subterrâneas no mundo - história e números*. Revista O Setor Elétrico, Cap. 1, ed. 84.

CARVALHO, P. M. S. de. (2013). *Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) - Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Lisboa, PT.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R.. *Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes*. Editora: Escola de Engenharia de São Carlos, 2007. 1 ed. 378 p.

DIAS, L. R. (2018). *Análise da Influência de Elevados Níveis de Geração Fotovoltaica na Operação das Redes Reticuladas de Distribuição de Energia Elétrica*. 165 p. Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, BR.

DIAS, L. R., VIEIRA JR., J. C. M. (2017). *Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica em sistemas reticulados de distribuição de energia elétrica*. In: XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE 2017), Curitiba, BR.

EATON. (2017). *Spot network equipment*. Disponível em: <<http://www.eaton.com>>. Acesso em: 07 Out. 2020.

EEEGUIDE. (2020). *Symmetrical Component Transformation*. Disponível em: <<https://www.eeeguide.com/symmetrical-component-transformation/>>. Acesso em: 12 Out. 2020.

GAO, D. W. (2015). *Energy Storage for Sustainable Microgrid*. University of Denver, USA: Elsevier. 1. ed. p. 1-121.

IEA (2018). *Market analysis and forecast from 2018 to 2023*. Disponível em: <<https://www.iea.org/renewables2018/power/>>. Acesso em: 11 Nov. 2018.

IEEE.1547.6 (2011). *IEEE recommended practice for interconnecting distributed resources with electric power systems distribution secondary networks*. IEEE Std 1547.6-2011.p. 1-38.

IEEE.C37.108 (2002). *IEEE Guide for the Protection of Network Transformers*. IEEE Std C37.108-2002, p. 1-38.

IEEE.C37.112 (1996), *IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*. IEEE Standards Board - Power System Relaying Committee.

IEEE.C37.2 (2008). *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996), p. 1-56.

IEEE.C57.12.44 (2014). *IEEE standard requirements for secondary network protectors*. IEEE Std C57.12.44-2014 (Revision of IEEE Std C57.12.44-2005), p. 1-65.

JARDINI, J. A., et al. (2000). *Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers*. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 15, no. 1, Jan. 2000, pp. 375 - 380.

JENKINS, N., et al. (2005). *Embedded generation*. Disponível em <<https://doi.org/10.1049/PBPO031E>>. Acesso em: 07 Out. 2020.

KAGAN, N., DE OLIVEIRA, C. C. B., & ROBBA, E. J. (2005). *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Edgard Blücher, São Paulo, BR. 328 p.

KINDERMANN, G. (1992). *Curto-circuito*. Sagra-DC Luzzato, Porto Alegre, BR. 214 p.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. (2011). *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Rio de Janeiro: LTC, xi, 605 p.

MATHWORKS (2019). MathWorks - *Makers of MATLAB & Simulink*. Disponível em: <https://www.mathworks.com>. Acesso em: 12 Out. 2020.

MELO, E. G. (2012). *Geração solar fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações*. 103 p. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, BR.

MONTEMA (2019). *Fusíveis Limitadores de Corrente HH*. Disponível em http://www.montema.com.br/novo/uploads/10101_Fus%C3%ADveis_HH_Guia_de_aplica%C3%A7%C3%A3o_ld.pdf. Acesso em: 12 Out. 2020.

PETEAN, D. (2014). *Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia*. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, BR.

PRODIST (2018). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. Revisão 10, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

RELVA, S. G. (2016) *Método de caracterização da irradiação para geração fotovoltaica: uma análise sistêmica da modelagem da energia primária*. 99 p. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, BR.

SALLES, N. J. (2007). *Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos*. 203 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas, BR.

SETTEMBRINI, R. C., FISHER, J. R. and HUDAK, N. E. (1991) *Reliability and quality comparisons of electric power distribution systems*. Proceedings of the 1991 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, Dallas, TX, USA, p. 704-712.

SIEMENS (2019). *Proteção de Instalações Elétricas em Baixa Tensão*. Disponível em: <http://www.2a.com.br/download/Siemens/Fusiveis.pdf>. Acesso em: 12 Out. 2020.

TER-GAZARIAN, A. G. (2011). *Energy Storage for Power Systems*. Department of Power Systems Moscow Power Engineering Institute (MEI), RUS: The Institution of Engineering and Technology. 2. ed.

TOMSOM, T.; HANSEN, M. (2010) *Fast change of the solar irradiance*. Estonian Journal of Engineering, vol. 16, no. 2, Mai. 2010.

VILLALVA, M. G. (2010). *Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas, BR.

WAGNER, F. M.; KANEHIRA, A. K. B.; VIEIRA JR., J. C. M. (2019). *Avaliação dos Impactos Causados por Geração Solar Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica em Redes de Distribuição Reticuladas*. In: XIII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE 2019), São Caetano do Sul, BR.

WANG, X. (2008) *Investigation of Positive Feedback Anti-Islanding Scheme for Inverter-Based Distributed Generation*. Dissertação (Pós - Doutorado) - University of Alberta. Edmonton, CA.

7. Apêndices

Apêndice 1 - Parâmetros do Gerador Fotovoltaico

Apêndice 2 - Parâmetros dos inversores utilizados para as baterias

Apêndice 3 - Dados do Sistema Elétrico

Apêndice 4 - Parâmetros do Protetor de Rede Convencional e das Lógicas Auxiliares

Apêndice 5 - Parâmetros dos Relés de Sobrecorrente

Apêndice 6 - Fusíveis utilizados

Apêndice 7 - Dados nominais das baterias utilizadas

Apêndice 1

Parâmetros dos geradores fotovoltaicos utilizados.

Parâmetro	Valor
Ganho proporcional controle PQ	1
Ganho integral controle PQ	100
Ganho proporcional controle I	1
Ganho integral controle I	60
Filtro indutivo	3,9 mH
Filtro capacitivo	13,79 μ F
Ganho proporcional PLL	50
Ganho integral PLL	500
K_i	0,00318 A/K
K_v	-0,0821 V/K
I_{pvmp}	7,26 A
V_{pvmp}	14,4 V

Apêndice 2

Parâmetros dos inversores utilizados para as baterias.

Parâmetro	Valor
Ganho proporcional controle PQ	1
Ganho integral controle PQ	100
Ganho proporcional controle I	1
Ganho integral controle I	100
Filtro indutivo	6 mH
Filtro capacitivo	9,6 μ F
Ganho proporcional PLL	50
Ganho integral PLL	500
Frequência chaveamento PWM	8000 Hz

Apêndice 3

Dados das cargas do sistema elétrico modelado (AZEVEDO, 2010).

Carga	Número de Fases	Barra	Tensão [kV]	Configuração	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVAr]
1	3	252	0,22	Y_n	27,3	10,6
2	3	232	0,22	Y_n	15,1	5,4
3	3	245	0,22	Y_n	0,0	0,0
4	3	267	0,22	Y_n	43,5	15,5
5	3	286	0,22	Y_n	10,5	10,2
6	3	311	0,22	Y_n	0,0	0,0
7	3	335	0,22	Y_n	8,2	7,2
8	3	360	0,22	Y_n	17,3	15,5
9	3	346	0,22	Y_n	11,3	8,8
10	3	385	0,22	Y_n	7,3	5,1
11	3	409	0,22	Y_n	15,6	14,5
12	3	410	0,22	Y_n	12,1	12,2
13	3	380	0,22	Y_n	38,8	13,8
14	3	343	0,22	Y_n	26,5	9,5
15	3	316	0,22	Y_n	1,5	0,5
16	3	327	0,22	Y_n	0,0	0,0
17	3	332	0,22	Y_n	7,8	2,8
18	3	273	0,22	Y_n	28,1	17,2
19	3	260	0,22	Y_n	10,2	6,5
20	3	248	0,22	Y_n	11,3	4,0

Dados das linhas do sistema elétrico modelado (AZEVEDO, 2010).

Linha	Barra 1	Barra 2	Comprimento [km]	$r_1 = r_0$ [Ω/km]	$x_1 = x_0$ [Ω/km]
1	001	041	1	5,0784	5,0784
2	001	053	1	5,0784	5,0784
3	001	126	1	5,0784	5,0784
4	267	252	1	0,008841	0,002323
5	245	232	1	0,030589	0,008000
6	267	245	1	0,043754	0,011422
7	286	267	1	0,076795	0,020070
8	311	286	1	0,077246	0,020199
9	335	311	1	0,073568	0,019231
10	360	335	1	0,046206	0,012068
11	360	346	1	0,006776	0,001742
12	385	360	1	0,050981	0,013294
13	409	385	1	0,051239	0,013358
14	409	410	1	0,005356	0,001420
15	380	409	1	0,055370	0,014455
16	343	380	1	0,049045	0,012778
17	316	343	1	0,060532	0,015811
18	316	327	1	0,005227	0,001355
19	273	316	1	0,054273	0,014197
20	316	332	1	0,054789	0,014326
21	260	273	1	0,042657	0,011164
22	248	260	1	0,041947	0,010971
23	232	248	1	0,044593	0,011681

Dados dos transformadores do sistema elétrico modelado (AZEVEDO, 2010).

Transformador	Sigla	Nº Fases	Barra 1	Barra 2	kV pri	kv sec	kVA	Con. pri	Con. sec	XHL
1	TR1	3	041	327	13,8	0,22	150	Δ	Y_n	6
2	TR5	3	053	252	13,8	0,22	150	Δ	Y_n	6
3	TR10	3	126	346	13,8	0,22	150	Δ	Y_n	6
4	TR11	3	126	410	13,8	0,22	150	Δ	Y_n	6

Dados da subestação do sistema elétrico modelado (AZEVEDO, 2010).

Subestação	Fases	kV	Ângulo	MVA_{sc3}
1	3	13,8	0	1100

Apêndice 4

Parâmetros do Protetor de Rede da EATON utilizados (ANSI 32R).

Parâmetro	Valor
Ajuste Percentual	$0,05 \% \times I_n$
Ajuste de Tempo	66,6 ms

Parâmetros do Relé de Subtensão (baixa e média tensão) utilizados (ANSI 27).

Parâmetro	Valor
T_{min} (tensão mínima)	$90 \% \times V_{n_{\text{fase-terra}}}$
Ajuste de Tempo	66,6 ms

Parâmetros do Relé de Sobretensão Residual utilizados (ANSI 59N).

Parâmetro	Valor
<i>Ajuste</i> $3V_0$	$70 \% \times V_{n_{\text{fase-terra}}}$
Ajuste de Tempo	66,6 ms

Parâmetros do Relé de Taxa de Variação de Potência utilizados (RTVP).

Parâmetro	Valor
Máxima taxa de variação negativa	240000 W/s
Máxima taxa de variação positiva	48000 W/s
Tempo de bloqueio da lógica	0,2 s
Estabilidade taxa positiva	0,002 s
Estabilidade taxa negativa	0,001 s

Relações dos TPs e TCs utilizadas.

Parâmetro	Valor
RTC de baixa tensão	$600/5 = 120:1$
RTP de baixa tensão	$(230/\sqrt{3}) / (115/\sqrt{3}) = 2:1$
RTP de média tensão	$(13800/\sqrt{3}) / (115/\sqrt{3}) = 120:1$

Apêndice 5

Parâmetros do Relé de Sobrecorrente do Alimentador Principal utilizados (ANSI 50/51).

Parâmetro	Valor
P50 (<i>pick-up</i> instantâneo)	295 A
Ajuste de Tempo Instantâneo	300 ms
P51 (<i>pick-up</i> temporizado)	40 A
<i>D</i> (dial de tempo)	0,2
Curva (<i>PC</i>)	IEC Extremamente Inversa

Parâmetros dos Relés de Sobrecorrente dos Alimentadores Derivados utilizados (ANSI 50/51).

Parâmetro	Valor
P50 (<i>pick-up</i> instantâneo)	210 A
Ajuste de Tempo Instantâneo	50 ms
P51 (<i>pick-up</i> temporizado)	32 A
<i>D</i> (dial de tempo)	0,15
Curva (<i>PC</i>)	IEC Extremamente Inversa

Relações dos TPs e TCs utilizadas.

Parâmetro	Valor
RTC de média tensão	5000/5 = 1000:1

Apêndice 6

Fusíveis utilizados.

Parâmetro	Valor
Fusível Primário dos Transformadores	Montema HH 16 A (média tensão)
Fusível Protetores de Rede	Siemens NH 400 A (baixa tensão)

Apêndice 7

Dados nominais das baterias utilizadas.

Parâmetro	Valor
Tensão nominal	600 V
Capacidade Nominal	189 Ah
Composição Química	Lítio-Íon