



**UNISUL**

**UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA**

**LEANDRO DA ROSA**

**MARCOS JEREMIAS TEIXEIRA**

**MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA DO BARRAMENTO AUXILIAR  
DE 6,3 KV DA UTE JORGE LACERDA A**

Tubarão

2020

**LEANDRO DA ROSA**  
**MARCOS JEREMIAS TEIXEIRA**

**MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA DO BARRAMENTO AUXILIAR  
DE 6,3KV DA UTE JORGE LACERDA A**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Sul de Santa Catarina como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Sérgio Martins Barcelos, Me. Eng.

Tubarão  
2020

**LEANDRO DA ROSA**  
**MARCOS JEREMIAS TEIXEIRA**

**MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA DO BARRAMENTO AUXILIAR  
DE 6,3KV DA UTE JORGE LACERDA A.**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado à obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Sul de Santa Catarina.

Tubarão, 16 de julho de 2020.



---

Professor e orientador Sérgio Martins Barcelos, Me. Eng.  
Universidade do Sul de Santa Catarina



---

Professor e coordenador Francisco Duarte de Oliveira, Me. Eng.  
Universidade do Sul de Santa Catarina



---

André Oliveira Martins, Esp. Eng.  
ENGIE Brasil Energia S.A.

Dedicamos este momento importante de nossas vidas aos nossos familiares, pois sempre nos apoiaram ao longo de nossa jornada, inspirando-nos e motivando-nos a retribuir todo o carinho e afeto demonstrados.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos primeiramente a Deus pela dádiva da saúde e com isso permitir que pudéssemos cursar essa graduação tão almejada. Também gostaríamos de agradecer aos nossos familiares pelo apoio durante todo o período acadêmico, acompanhando nossos passos e privando-se de muitas coisas em detrimento desse objetivo que por nós foi traçado.

Aos professores da UNISUL, em especial aos professores Francisco Duarte de Oliveira, Sérgio Martins Barcelos e Adriana Zanini pelo apoio e auxílio na realização de mais essa importante etapa de nossa carreira profissional.

Ao setor de manutenção elétrica da ENGIE Brasil Energia representada pelo engenheiro Anderson Ysaac Beltrame (gerente de manutenção elétrica) e pelo Sr. Antonio Mauricio Alves (supervisor de manutenção elétrica) pela oportunidade de execução do presente trabalho, oferecendo total suporte para o desenvolvimento das atividades.

Ao engenheiro Thiago Angioletti Licio, por ter iniciado o processo de modernização das proteções elétricas no serviço auxiliar de 6,3 kV da unidade 3 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A (UTLA).

Em especial ao engenheiro André de Oliveira Martins que no uso de suas atribuições proporcionou todo o aporte técnico necessário para que o projeto de modernização acontecesse e de forma cordial nos incentivou a escolher o tema proposto, oferecendo toda a orientação e suporte para a execução do mesmo.

A toda equipe de manutenção elétrica, em especial aos colegas Wagner, Arlan, Murilo, Edmar, Hermínio e Gustavo pelo apoio nas atividades de manutenção da usina enquanto nos dedicávamos exclusivamente à conclusão da montagem e comissionamento dos novos equipamentos, suprimindo a nossa ausência nas demais atividades de manutenção da usina e por fim, porém não menos importante, a todos os demais colegas que não estão aqui citados, mas que contribuíram de forma indireta com a execução de todo esse projeto.

“Não importa qual atividade você faça, o sucesso dessa atividade dependerá do quanto você desejar que ela dê certo.” (AUTORES, 2020).

## RESUMO

Barramentos de sistemas de energia são equipamentos elétricos de potência utilizados para conectar diversos outros equipamentos, como motores, alimentadores e transformadores. Por sua natureza, estão sujeitos a vários tipos de defeitos e, portanto, é imprescindível o emprego de sistemas de proteção. Tal sistema é composto por relés de proteção e elementos associados, cuja finalidade é identificar defeitos ou condições inseguras de operação do elemento protegido, promovendo a sua retirada de serviço e visando com isso evitar, ou ao menos minimizar, os possíveis danos aos equipamentos conectados a este sistema. Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma revisão bibliográfica complementada com as etapas para substituição de relés eletromecânicos de proteção por relés digitais SEL no barramento de 6,3 kV. O projeto contempla a troca de 51 relés de proteção, sendo que na primeira fase de execução foram instalados 20 relés e na próxima fase, que acontecerá em meados de 2021 serão instalados mais 31 relés, finalizado o projeto proposto. A planta onde foram substituídos os relés tem aproximadamente 45 anos de operação e ao longo deste trabalho, serão apontadas as vantagens e as características dos novos equipamentos a serem instalados, o desenvolvimento do projeto elétrico de modernização, cálculos de proteção utilizado nos relés, projetos de instalação física e os testes finais para validação do circuito de proteção elétrica aplicáveis especificamente aos barramentos de sistemas de energia segundo a norma Europeia IEEE std C37.234-2009, proteção de motores elétricos de Corrente Alternada (CA) segundo a norma Europeia IEEE std C37.96-2012, relés e sistemas de relés associados a aparelhos de energia elétrica segundo a norma Europeia IEEE std C37.90-2005 e proteção de transformadores de potência segundo a norma Europeia IEEE std C37.91-2008.

Palavras-chave: Barramentos em sistemas de energia. Motores elétricos. Relé de proteção. Transformadores de potência.

## **ABSTRACT**

Power system buses are electrical power equipment used to connect various other equipment, such as motors, feeders and transformers. By their nature, they are subject to various types of defects and, therefore, the use of protection systems is essential. Such system consists of protection relays and associated elements, the purpose of which is to identify defects or unsafe operating conditions of the protected element, promoting its withdrawal from service and aiming to avoid, or at least minimize, possible damage to equipment connected to this system. In this sense, the present work presents a bibliographic review complemented with the steps for replacing electromechanical protection relays with digital SEL relays on the 6.3 kV bus. The project contemplates the exchange of 51 protection relays, with 20 relays installed in the first execution phase and in the next phase, which will take place in mid-2021, another 31 relays will be installed, the proposed project being finalized. The plant where the relays were replaced has approximately 45 years of operation and throughout this work, the advantages and characteristics of the new equipment to be installed will be pointed out, the development of the electrical modernization project, protection calculations used in the relays, physical installation and final tests for validation of the electrical protection circuit applicable specifically to power system busbars according to the European standard IEEE std C37.234-2009, protection of alternating current (AC) electric motors according to the European standard IEEE std C37.96-2012, relays and relay systems associated with electrical power devices according to the European standard IEEE std C37.90-2005 and protection of power transformers according to the European standard IEEE std C37.91-2008.

**Keywords :** Busbars in energy systems; Electric motors; Protection relay; Power transformers.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Usina termelétrica Jorge Lacerda A.....	20
Figura 2 – Princípio de funcionamento de uma usina termelétrica. ....	27
Figura 3 – Diagrama unifilar do serviço auxiliar de 6,3 kV da unidade 3 da UTLA.....	28
Figura 4 – Forma simplificada de geração de energia através de uma turbina a vapor.....	29
Figura 5 – Barramento único. ....	31
Figura 6 – Configuração de disjuntor de barramento duplo.....	32
figura 7 – Representação do núcleo magnético de um transformador. ....	33
Figura 8 – Transformador de potência 6,3 kV para 440 volts.....	34
Figura 9 – Classificação dos motores elétricos. ....	38
Figura 10 – Perdas elétricas em motores elétricos. ....	40
Figura 11 – Motor elétrico 6,3 kV.....	41
Figura 12 – Zoneamento de proteção. ....	43
Figura 13 – Transformador de corrente tipo barra. ....	45
Figura 14 – Transformador de corrente tipo janela. ....	46
Figura 15 – Transformador de corrente tipo bucha. ....	46
Figura 16 – Transformador de corrente para medição. ....	47
Figura 17 – Gráfico ilustrativo de saturação dos TCs de medição e proteção. ....	48
Figura 18 – Grupo de TCs responsáveis pela proteção elétrica do alimentador MC0.....	49
Figura 19 – Transformador de potencial, tipo indutivo a seco, classe 15 kV. ....	50
Figura 20 – Transformador de potencial, do tipo capacitivo.....	51
Figura 21 – Disjuntor sopro magnético fabricação Magrini.....	52
Figura 22 – Manutenção preventiva no nicho do disjuntor.....	53
Figura 23 – Fusível e sua base aplicado no TP de barra do painel MC3.....	54
Figura 24 – Retificadores de corrente contínua.....	55
Figura 25 – Banco de baterias. ....	56
Figura 26 – Coordenação e seletividade entre relés de sobrecorrente.....	57
Figura 27 – Relé eletromecânico English Electric utilizado na proteção do transformador AT3.....	58
Figura 28 – Relé estático ITML31 – IEE FRANCE utilizado na proteção de motores .....	59
Figura 29 – Arquitetura interna de um relé de proteção multifunção. ....	60
Figura 30 – Relé digital de proteção, fabricante SEL, modelo 751-A. ....	61
Figura 31 – <i>Layout</i> de conexões elétricas e portas de comunicação do relé SEL-751 A.....	62

Figura 32 – Nomenclatura dos aparelhos de proteção e manobra segundo a tabela ANSI. ....	70
Figura 33 – Corrente de curto-circuito assimétrica e posteriormente simétrica.....	70
Figura 34 – Sistema trifásico de sequência positiva.....	71
Figura 35 – Sistema trifásico de sequência negativa.....	73
Figura 36 – Sistema trifásico de sequência zero.....	74
Figura 37 – Exemplo gráfico do teorema de Fortescue.....	76
Figura 38 – Carga ligada em estrela aterrado.....	78
Figura 39 – Diagrama de um sistema de geração até o consumidor.....	79
Figura 40 – Circuito equivalente por fase de sequência zero de transformadores trifásicos de três enrolamentos de núcleo envolvido.....	81
Figura 41 – Circuito equivalente por fase de sequência zero de transformadores trifásicos de dois enrolamentos de núcleo envolvido.....	82
Figura 42 – Curto-circuito trifásico.....	83
Figura 43 – Modelo de sequência positiva em curto-circuito trifásico.....	84
Figura 44 – Curto-circuito monofásico à terra.....	85
Figura 45 – Diagrama de sequência de um curto-circuito monofásico à terra.....	87
Figura 46 – Disposição dos barramentos de serviço auxiliar da UTLA-2.....	88
Figura 47 – Painel MC3 modernizado.....	90
Figura 48 – Painel MC3 antes da modernização.....	95
Figura 49 – Desmontagem do painel MC3.....	98
Figura 50 – Diagrama considerado para serviço auxiliar de 6,3 kV.....	99
Figura 51 – Diagrama considerado para serviço auxiliar de 440 V.....	100
Figura 52 – Sequência Positiva e Negativa do Barramento 6,3 kV.....	105
Figura 53 – Sequência positiva dos barramentos PC0A e PC0B, ambos 440 V.....	106
Figura 54 – Sequência positiva dos barramentos PC3 e PC4, ambos 0,44 kV.....	107
Figura 55 – Curva de atuação da proteção de sobrecorrente temporizada de fase.....	119
Figura 56 – Lógica de atuação da função <i>Jamtrip</i> .....	122
Figura 57 – Curva de coordenação e seletividade entre ST0 e AT3.....	126
Figura 58 – Curva de coordenação e seletividade entre ST0 e Motor Moinho A.....	127
Figura 59 – Tela dos <i>IEDs</i> barramento auxiliar 6,3 kV MC3.....	130
Figura 60 – Projeto de automação envolvendo RTAC.....	130
Figura 61 – Status do relé de proteção SEL-710 do moinho de carvão A.....	131
Figura 62 – Valores de corrente aplicados através da mala de corrente trifásica.....	132

Figura 63 – Fasores de corrente obtidos em tempo real do relé através do software <i>QuickSet</i> .....	132
Figura 64 – Desequilíbrio de corrente gerado através da mala de corrente trifásica.....	133
Figura 65 – Fasores de corrente desequilibrados, após atuação da função 46. ....	133
Figura 66 – Fasores indicando reversão de fase após a atuação da função 47.....	134
Figura 67 – Corrente aplicada acima do valor nominal do motor. ....	135
Figura 68 – Ativação do <i>trip</i> por sobrecarga térmica do motor. ....	135
Figura 69 – Corrente aplicada acima do valor nominal do motor. ....	136
Figura 70 – Ativação do <i>trip</i> por sobrecorrente do motor.....	136
Figura 71 – Corrente aplicada apenas na fase A do relé. ....	137
Figura 72 – Fator indicando corrente somente na fase A.....	137
Figura 73 – Aumento de corrente equilibrado simulando aumento de carga no eixo do motor.....	138
Figura 74 – Ativação do <i>trip</i> por carga travada do motor. ....	138
Figura 75 – Evolução da modernização em campo.....	139
Figura 76 – Evolução da modernização em campo.....	139
Figura 77 – Evolução da modernização em campo.....	140
Figura 78 – Evolução da modernização em campo.....	140
Figura 79 – Evolução da modernização em campo.....	140
Figura 80 – Evolução da modernização em campo.....	141
Figura 81 – Evolução da modernização em campo.....	141
Figura 82 – Evolução da modernização em campo.....	142
Figura 83 – Evolução da modernização em campo.....	142
Figura 84 – Evolução da modernização em campo.....	142
Figura 85 – Evolução da modernização em campo.....	143
Figura 86 – Registro de oscilografia da bomba de circulação B unidade 3. ....	144
Figura 87 – Registro no software <i>QuickSet</i> das proteções do motor. ....	145
Figura 88 – Registro de oscilografia da bomba de alimentação B da unidade 3.....	145

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz por fonte e combustível final. ....	26
Tabela 2 – Nomenclatura dos aparelhos de proteção e manobra segundo a tabela ANSI .....	66
Tabela 3 – Ocorrência de curto-circuito no sistema elétrico. ....	68
Tabela 4 – Ocorrências de curto-circuito .....	69
Tabela 5 – Características do painel de distribuição MC3 de 6,3 kV. ....	89
Tabela 6 – Características do transformador AT3.....	90
Tabela 7 – Características dos motores ventiladores induzidos A e B.....	91
Tabela 8 – Características dos motores ventiladores forçados A e B.....	91
Tabela 9 – Características dos motores ventiladores de ar primário A, B, C e D. ....	92
Tabela 10 – Características dos motores dos moinhos A, B, C e D. ....	92
Tabela 11 – Características dos motores das bombas de alimentação A e B. ....	92
Tabela 12 – Características dos motores das bombas de condensado A e B.....	93
Tabela 13 – Características dos motores das bombas de circulação A e B. ....	93
Tabela 14 – Informações elétricas sobre os equipamentos que compõem o MC3.....	101
Tabela 15 – Resumo dos valores obtidos nos cálculos de $I_{CC3\phi}$ , $I_{CCff}$ e $S_{3\phi}$ . ....	110
Tabela 16 – Funções de proteção utilizadas .....	111
Tabela 17 – Níveis de tensão recomendados pela ANEEL.....	112
Tabela 18 – Coeficiente segundo a norma IEC.....	119
Tabela 19 – Proteção contra variações anormais de frequência .....	123

## LISTA DE SIGLAS

A/D – Analógico/ Digital

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica

ANSI – *American National Standards Institute*

AT3 – Transformador de Serviço Auxiliar Unidade 3

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CLP – Controlador Lógico Programável

DHF – Modelo do Disjuntor Magrini

DNP3 – *Distributed Network Protocol 3*

EUA – Estados Unidos da América

GPS – *Global Positioning System*

Icc – Corrente de Curto-Circuito

$ICC_{ff}$  – Corrente de Curto-Circuito Fase-Fase

$ICC_{3\emptyset}$  – Corrente de Curto-Circuito Trifásico

IEC – *International Electrotechnical Commission*

IEDs – *Intelligent Electronic Devices*

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

$I_f$  – Corrente de Fase

IHM – *Interface Homem Máquina*

$I_n$  – Corrente Nominal

ITML31 – Modelo do Relé de Proteção

MC0 – Barramento de Serviço Auxiliar 6,3 kV Geral

MC3 – Barramento de Serviço Auxiliar 6,3 kV Unidade 3

MC4 – Barramento de Serviço Auxiliar 6,3 kV Unidade 4

MI – Entradas Auxiliares

PC0A – Barramento de Distribuição em 440 V Geral A

PC0B – Barramento de Distribuição em 440 V Geral B

PC3 – Barramento de Serviços Auxiliares em 440 V Unidade 3

PC4 – Barramento de Serviços Auxiliares em 440 V Unidade 4

$P_u$  – Sistema por Unidade

RTAC – *Real Time Automation Controller*

RTU – *Remote Terminal Unit*

*Scc* – Potência de Curto-Circuito

*SEL* – *Schweitzer Engineering Laboratories*

*SEP* – Sistema Elétrico de Potência

*SIN* – Sistema Interligado Nacional

*SPDA* – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

*Std* – *Standart*

*ST0* – Autotransformador de Partida

*S3Ø* – Potência de Curto-Circuito Trifásica

*TC* – Transformador de Corrente

*TP* – Transformador de Potencial

*UTE* – Usina Termelétrica

*UTLA* – Usina Termelétrica Jorge Lacerda A

*UTLA 2* – Referência para as unidades 3 e 4.

*UT3* – Transformador de Unidade 3

*UT4* – Transformador de Unidade 4

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>19</b>
1.1	JUSTIFICATIVA .....	21
1.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA .....	22
1.3	OBJETIVOS .....	23
<b>1.3.1</b>	<b>Objetivo geral</b> .....	<b>23</b>
<b>1.3.2</b>	<b>Objetivos específicos</b> .....	<b>24</b>
1.4	DELIMITAÇÕES .....	24
1.5	METODOLOGIA .....	24
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	25
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>26</b>
2.1	USINA TERMELÉTRICA .....	26
2.2	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE USINAS GERADORAS DE ENERGIA.....	27
<b>2.2.1</b>	<b>Geração de energia</b> .....	<b>29</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Barramentos</b> .....	<b>30</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Transformadores de potência</b> .....	<b>32</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Motores elétricos</b> .....	<b>37</b>
2.3	FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA ....	41
<b>2.3.1</b>	<b>Visão geral</b> .....	<b>41</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Objetivos</b> .....	<b>42</b>
2.4	ZONAS DE PROTEÇÃO .....	42
2.5	ELEMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO .....	44
<b>2.5.1</b>	<b>Transformador de corrente (TC)</b> .....	<b>44</b>
2.5.1.1	Transformador de corrente para medição e proteção.....	47
<b>2.5.2</b>	<b>Transformador de potencial (TP)</b> .....	<b>49</b>
<b>2.5.3</b>	<b>Disjuntor de potência</b> .....	<b>52</b>
<b>2.5.4</b>	<b>Fusíveis limitadores de corrente</b> .....	<b>53</b>
<b>2.5.5</b>	<b>Sistema de alimentação de corrente contínua</b> .....	<b>54</b>
<b>2.5.6</b>	<b>Relés de proteção</b> .....	<b>56</b>
2.5.6.1	Histórico da evolução dos relés .....	57
2.5.6.2	Relés digitais multifunções .....	59
2.5.6.2.1	<i>Características construtivas e operativas dos relés digitais multifunções</i> .....	62

2.5.6.2.2	<i>Conexões elétricas</i> .....	63
2.5.6.2.3	<i>Parametrização</i> .....	63
2.5.6.2.4	<i>Características técnicas e operacionais</i> .....	65
2.6	FUNÇÕES ANSI .....	65
2.7	ANÁLISE DE FALTAS .....	67
<b>2.7.1</b>	<b>Componentes simétricas</b> .....	<b>69</b>
2.7.1.1	Sistema trifásico de sequência positiva.....	71
2.7.1.2	Sistema trifásico de sequência negativa.....	72
2.7.1.3	Sistema trifásico de sequência zero .....	74
2.7.1.4	Expressão analítica do teorema de Fortescue .....	74
2.7.1.5	Teorema de Fortescue em termos de corrente. ....	77
2.8	IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA .....	79
<b>2.8.1</b>	<b>Impedâncias reduzidas do sistema</b> .....	<b>79</b>
<b>2.8.2</b>	<b>Impedância de transformador</b> .....	<b>80</b>
2.9	REDES DE SEQUÊNCIA .....	82
2.10	CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO .....	83
2.11	CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO À TERRA .....	85
<b>3</b>	<b>BARRAMENTO DE DISTRIBUIÇÃO AUXILIAR MC3</b> .....	<b>88</b>
3.1	VISÃO GERAL .....	88
3.2	PAINEL MC3 E SEUS EQUIPAMENTOS .....	89
<b>3.2.1</b>	<b>Transformador de serviço auxiliar AT3 de 6,3 kV</b> .....	<b>90</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Motores elétricos de 6,3 kV</b> .....	<b>91</b>
<b>4</b>	<b>MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA PAINEL MC3</b> .....	<b>94</b>
4.1	VISÃO GERAL .....	94
4.2	CENÁRIO ANTES DA MODERNIZAÇÃO.....	94
4.3	ESCOLHA DOS NOVOS RELÉS DE PROTEÇÃO.....	95
4.4	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO DE MODERNIZAÇÃO .....	97
<b>4.4.1</b>	<b>Metodologia utilizada</b> .....	<b>97</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Memorial de cálculo</b> .....	<b>99</b>
4.4.2.1	Dados dos equipamentos utilizados nos cálculos de curto-circuito. ....	101
4.4.2.2	Cálculo das impedâncias .....	102
4.4.2.3	Cálculo das correntes de curto-circuito trifásico.....	104
4.4.2.4	Cálculo das correntes de curto-circuito fase-fase e fase-fase-terra.....	107
4.4.2.4.1	<i>Barramentos MC0, MC3 e MC4 interligados</i> .....	108

4.4.2.4.2	<i>Barramentos PC0A e PC0B</i> .....	109
4.4.2.4.3	<i>Barramentos PC3 e PC4</i> .....	109
4.4.2.4.4	<i>Resumo dos valores obtidos</i> .....	110
<b>4.4.3</b>	<b>Funções de proteção</b> .....	<b>110</b>
4.4.3.1	Função de proteção contra desequilíbrio de corrente (46).....	111
4.4.3.2	Função de proteção contra sequência de fase de tensão (reversão de fase 47).....	112
4.4.3.3	Função de sobrecarga térmica para motor ou transformador (49).....	114
4.4.3.4	Função de proteção de sobrecorrente instantâneo de fase (50).....	114
4.4.3.5	Função de proteção de sobrecorrente instantâneo de neutro (50 N).....	116
4.4.3.6	Sobrecorrente instantâneo de neutro (residual) (50 G).....	117
4.4.3.7	Sobrecorrente temporizado residual (51 G).....	118
4.4.3.8	Carga travada ( <i>JAMTRIP</i> ).....	120
4.4.3.9	Subtensão (27) .....	122
4.4.3.10	Sub frequência (81).....	123
4.4.3.11	Proteção contra fuga à terra (64).....	124
<b>4.4.4</b>	<b>Seletividade e coordenação</b> .....	<b>124</b>
<b>4.4.5</b>	<b>Comunicação e automação</b> .....	<b>129</b>
<b>4.4.6</b>	<b>Calibração do relé</b> .....	<b>131</b>
4.4.6.1	Visão geral .....	131
4.4.6.2	Diagnóstico do relé .....	131
4.4.6.3	Verificação das medições analógicas do relé.....	132
4.4.6.4	Teste da função 46 (desbalanço de corrente).....	133
4.4.6.5	Teste da função 47 (reversão de fase).....	134
4.4.6.6	Teste da função 49 (sobrecarga térmica) .....	134
4.4.6.7	Teste da função 50 (sobrecorrente instantâneo).....	136
4.4.6.8	Teste da função 50G (sobrecorrente instantâneo de neutro).....	137
4.4.6.9	Teste da função de proteção <i>jamtrip</i> (carga travada).....	138
<b>4.4.7</b>	<b>Registros fotográficos da execução e testes do projeto</b> .....	<b>139</b>
4.5	RESULTADOS OBTIDOS .....	143
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>146</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>148</b>
	<b>ANEXOS</b> .....	<b>151</b>
	<b>ANEXO A – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 01</b> .....	<b>152</b>
	<b>ANEXO B – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 02</b> .....	<b>153</b>

<b>ANEXO C – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 03.....</b>	<b>154</b>
<b>ANEXO D – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 04.....</b>	<b>155</b>
<b>ANEXO E – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 05.....</b>	<b>156</b>
<b>ANEXO F – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 06 .....</b>	<b>157</b>
<b>ANEXO G – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 07.....</b>	<b>158</b>
<b>ANEXO H – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 08.....</b>	<b>159</b>
<b>ANEXO I – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 09 .....</b>	<b>160</b>
<b>ANEXO J – PAINEL MOTOR DO MOINHO A - 10.....</b>	<b>161</b>
<b>ANEXO K – CIRCUITO AUXILIAR DOS BARRAMENTOS DE 6,3 KV DA UTLA 2 .....</b>	<b>162</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é de alta relevância para o desenvolvimento do país. Seu consumo é cada vez maior e poder tornar a produção de eletricidade mais segura e confiável é de suma importância no atual cenário. Nesse sentido é primordial saber que as unidades geradoras de energia são compostas por diversos equipamentos que juntos formam um sistema elétrico de potência e que dentre eles destacam-se geradores, motores, transformadores, barramentos e subestações.

De acordo com Filho (2017), os equipamentos acima citados necessitam de supervisão constante, sendo relés de proteção os equipamentos indicados para essa função, pois durante a operação desses equipamentos, surgem com certa frequência falhas, sendo a mais comum o curto-circuito em seus componentes, que resultam muitas vezes no desligamento desses equipamentos e por consequência a interrupção no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas, ocasionando a redução da qualidade do serviço prestado.

Dessa forma, conforme Haas *et al.* (2019) no artigo apresentado durante a *72nd annual conference for protective relay engineers*, ocorrida no Texas, EUA, verificou-se que a confiança em relés de proteção digital tem aumentado constantemente nas últimas 4 décadas desde sua invenção. Porém, com o passar dos anos de operação desses relés (muitos digitais outros eletromecânicos), se faz necessária a substituição desses relés por relés de última geração, com algoritmos mais evoluídos e aprimorados, com o objetivo principal de trazer maior segurança operacional aos equipamentos que estão em operação contínua.

Com base no que foi mencionado anteriormente, a modernização é uma justificativa plausível ao se falar em sistema de proteção para circuitos de média tensão, com a qual é possível o aprimoramento do tempo de resposta de equipamentos, para com isso obter o melhor desempenho em questões de segurança de pessoas e equipamentos, sendo que as proteções trabalham na casa de milissegundos e cada milissegundo pode fazer a diferença em se tratando de sistemas de proteção.

Para melhor entendimento, segundo Blackburn (1997) entende-se por relé, um equipamento elétrico designado a responder de maneira esperada a determinadas entradas e quando detectadas as condições para as quais fora programado. No caso específico de relés de proteção, a IEEE C37.90-2005 os define como sendo relés cuja função é detectar linhas ou equipamentos defeituosos ou condições anormais ou perigosas de funcionamento de um sistema elétrico de potência e iniciar uma ação de controle apropriada.

Assim, neste trabalho de conclusão de curso, será abordado o estudo, projeto elétrico e execução referente à substituição dos relés de proteção do barramento de serviço auxiliar de 6,3 kV da unidade 3 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A. Conforme informações obtidas na própria ENGIE (2018), a usina está localizada no sul de Santa Catarina na cidade de Capivari de Baixo, no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, composta por quatro unidades geradoras de energia elétrica (unidades 1, 2, 3 e 4). As unidades 1 e 2 iniciaram sua operação no ano de 1965 e as unidades 3 e 4 em 1973, sendo que atualmente as quatro unidades têm potência nominal instalada de 242 MW total, cuja unidade 3 representa uma potência nominal de 66 MW do total instalado. As unidades citadas contam com caldeiras, geradores e precipitadores eletrostáticos, que compõem todo o conjunto gerador. Para todos os equipamentos mencionados entrarem em funcionamento é necessário um sistema auxiliar de 6,3 kV, que tem a função de fornecer toda a energia de que precisam para serem acionados. Na Figura 1 é possível visualizar as imediações da usina termelétrica Jorge Lacerda A.

Figura 1 – Usina termelétrica Jorge Lacerda A



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

No mais, o trabalho foi desenvolvido considerando que os possíveis leitores já estejam familiarizados com os conceitos inerentes a sistemas elétricos de potência.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é formado por um conjunto de equipamentos que operam de maneira coordenada entre a geração, transmissão, distribuição e subestações.

É de grande importância os estudos, projetos e instalações da proteção para o sistema elétrico, sendo estes os responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica a milhares de consumidores interligados a um complexo sistema denominado SIN – Sistema Interligado Nacional.

Tendo em vista as complicações e consequências que um apagão ou mesmo um racionamento de energia elétrica traz à sociedade, os elementos constituintes do SIN (geradores, subestações e linhas de transmissão) são supridos de lógicas operacionais e sistemas de proteção capazes de promover o seu funcionamento de maneira segura e com o mínimo possível de interrupção.

Em um barramento auxiliar de 6,3 kV de uma usina geradora isso não é diferente. Um sinistro em barramento dessa importância pode, em alguns casos, indisponibilizar por completo uma usina geradora, isso sem mencionar as vidas que podem ser perdidas em consequência de explosões e queimaduras, provenientes de arco elétrico.

Por essa razão, com as possíveis consequências que falhas dessa magnitude podem gerar, o estudo de viabilidade para substituição da proteção elétrica do barramento auxiliar de 6,3 kV que constituem o painel MC3 da unidade 3 da UTLA anteriormente feito através de relés eletromecânicos e que foram substituídos por relés digitais de última geração, se fez necessário. Alguns fabricantes de relés digitais multifunção dispõem de um poder de interrupção de falhas de curto-circuito, que no caso da SEL – *Schweitzer Engineering Laboratories* é na ordem de 8 milissegundos. Esse tempo de interrupção é comprovado por testes, onde é feito um ensaio de curto-circuito em painel energizado, monitorado através de um relé de proteção, posicionando-se um boneco com características similares a de um ser humano em frente a um painel simulando uma manobra e na sequência é provocado um curto-circuito de grande magnitude, no qual o relé atua abrindo o disjuntor que alimenta o barramento, minimizando consideravelmente a resultante do curto-circuito que é uma explosão proveniente de um arco elétrico.

Sendo assim, segundo o IEEE C37.90-2005, a premissa dos relés de proteção é evitar falhas no sistema elétrico que possam danificar equipamentos, componentes que compõem um circuito elétrico e principalmente proteger vidas humanas. Após cumprir seu

papel na proteção, os relés têm como função secundária permitir o restabelecimento rápido de energia, evitando danos aos consumidores e proporcionando qualidade no fornecimento de energia aos usuários.

Conforme Filho (2017), a elaboração de um esquema completo de proteção para uma instalação elétrica industrial envolve várias etapas, desde o estabelecimento de uma estratégia de proteção, selecionando os respectivos dispositivos de atuação, até a determinação de valores adequados para a calibração destes dispositivos. Para que o sistema de proteção atinja a finalidade para a qual se propõe, deve atender a requisitos básicos como seletividade, zonas de atuação, velocidade, exatidão de segurança, sensibilidade e confiabilidade.

Assim, quando esses requisitos não são atendidos, seja por falta de conhecimento ou por displicência podem ocorrer acidentes muitos graves, tanto humanos (para quem está operando ou em proximidades das instalações) como também danos patrimoniais de grandes proporções parando diversos processos.

## 1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Ao longo das últimas quatro décadas, a proteção de equipamentos elétricos de potência passou por constantes evoluções, sendo o tempo de resposta após a atuação de alguma função uma das mais importantes. Com foco na melhoria da resposta dada pelos relés de proteção eletromecânicos, o setor de manutenção elétrica da UTE Jorge Lacerda A, após encontrar uma série de dificuldades na operação desses relés, iniciou juntamente com o grupo de engenheiros do setor (em meados de 2016) um estudo para substituição dos relés em referência, visto que sua fabricação era da década de 1970 e a tecnologia de proteção utilizando relés eletromecânicos era o que as empresas conceituadas do ramo de proteção ofereciam de melhor na época.

Esses equipamentos supriram as necessidades do setor por longos anos, pois as fabricantes capacitavam os técnicos residentes das empresas que compravam esses equipamentos para calibrarem e até mesmo efetuarem reparos nesses tipos de relés no próprio local, ou seja, onde eles estavam instalados. Porém, com o passar dos anos a tecnologia foi avançando e os relés de proteção passaram a contar com uma eletrônica embarcada em seus projetos e a evolução chegou até o que hoje há de melhor no mercado, que são os relés de proteção digital multifunção.

Dentre os problemas mais comuns nos relés eletromecânicos, destaca-se a bandeirola de indicação de proteção atuada falhar. Ocorria que, devido ao relé ter diversas partes móveis mecânicas, elas sofriam desalinhamentos provocados por vibração, manuseio indevido do *reset* (rearme da bandeirola), o que provocava o impedimento de uma nova partida de um motor, por exemplo, sem contar que não era possível efetuar uma leitura fora do momento da atuação de qual proteção atuou. Muitas vezes, quando da ocorrência da atuação de alguma proteção, os operadores de campo tinham dificuldades em observar e identificar qual a falha ocorria, precisando acionar a manutenção fora de horário para identificar as causas da atuação que poderiam ser diversas, desde uma fonte queimada ou até mesmo um simples travamento das partes móveis do relé.

Outra dificuldade apresentada pelos relés eletromecânicos era no momento de sua calibração, pois sempre que se suspeitava de uma atuação indevida do relé se fazia necessário retirar o mesmo do seu local de instalação e levar até a sala de manutenção e montar todo um cenário para simular uma operação real do relé, fato esse que muitas vezes não era possível.

Além das dificuldades e problemas encontrados na manutenção dos relés eletromecânicos existe a principal limitação que justificou ainda mais a substituição desses equipamentos, que era a falta de opção para obtenção de oscilografias geradas em um momento de atuação. A tecnologia de relés eletromecânicos não permite esse tipo de função, que é de total importância na análise de falhas e ocorrências. Uma boa análise da oscilografia, que nada mais é que uma espécie de caixa preta de registro de eventos permite que o engenheiro possa se orientar através da interpretação desses registros e antever problemas futuros para a operação de equipamentos, evitando acidentes.

### 1.3 OBJETIVO

O objetivo do presente trabalho é modernizar a proteção elétrica do barramento auxiliar de 6,3 kV que constitui o painel MC3 da unidade 3 da usina termelétrica UTLA, na ENGIE Brasil Energia. Para tanto, foram segregados os objetivos Geral e específico.

#### 1.3.1 Objetivo geral

Como Objetivo Geral, almejou-se elaborar um estudo de viabilidade técnica operacional para modernização da proteção elétrica do barramento auxiliar de 6,3 kV da unidade 3 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A.

### 1.3.2 Objetivos específicos

Para tanto, foram segregados os seguintes Objetivos Específicos:

- a) efetuar os cálculos de curto-circuito no sistema sob análise;
- b) elaborar um estudo de seletividade e proteção das instalações;
- c) efetuar os estudos sobre as proteções existentes, observando se elas atendem às necessidades do *retrofit* ou se pode agregar novas funções ao novo sistema de proteção digital;
- d) propor modelos de equipamentos (relés, medidores, computadores, softwares) através da análise de custo-benefício do projeto;
- e) entender as relações conceituais acerca dos níveis e ações dos sistemas de proteção elétrica;
- f) conceituar as tecnologias e equipamentos disponíveis atualmente na interação com sistemas elétricos referentes a eventos de falhas;
- g) fazer testes simulando correntes de atuação da proteção;
- h) propor a monitoração do sistema de proteção, através de um sistema supervisão na sala de controle da planta;
- i) proporcionar segurança operacional dos ativos da planta e a preservação da segurança humana;

### 1.4 DELIMITAÇÕES

O desenvolvimento deste estudo está sendo realizado no complexo termelétrico Jorge Lacerda, na usina termelétrica UTLA, sendo que esta usina contempla quatro unidades geradoras, porém as atividades se restringirão à unidade 3. As atividades ocorrerão na sala do sistema auxiliar de 6,3 kV.

### 1.5 METODOLOGIA

Este trabalho possui uma abordagem teórica, complementado com os resultados da aplicação das atividades de modernização da proteção elétrica do barramento auxiliar de 6,3 kV da unidade geradora 3 da usina termelétrica UTLA. Será apresentado o levantamento dos dados e informações para realização do projeto, que foi baseado em documentos presentes no acervo técnico da empresa, como manuais de operação, instruções de trabalho e por

materiais encaminhados pelos fabricantes dos relés de proteção. Também foram utilizadas bibliografias de livros e documentos citados em páginas de *web* com confiabilidade e informações de pesquisas em artigos de referência, como a Norma Europeia para aplicação de relés de proteção em barramentos de sistemas de energia IEEE std C37.234-2009, proteção de motores elétricos CA segundo a norma Europeia IEEE std C37.96-2012, relés e sistemas de relés associados a aparelhos de energia elétrica segundo a norma Europeia IEEE std C37.90-2005 e proteção de transformadores de potência segundo a norma Europeia IEEE std C37.91-2008.

Foi realizada a análise dos documentos mencionados, para o possível entendimento da funcionalidade dos equipamentos novos e antigos e quais as funções que eles poderiam fornecer aos circuitos a serem protegidos.

Além disso, analisou-se o projeto como um todo para compreender os meios necessários para obter a melhor *interface* possível, de forma direta ou indireta com outros circuitos da usina e com isso poder receber auxílio e apoio de outras áreas de atuação da empresa, áreas essas referentes à mecânica, automação e operação para a realização de intervenções durante todo o projeto.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos, estruturados da seguinte maneira:

No primeiro capítulo foi elaborada a introdução ao tema proposto, mostrando o conceito e a importância do sistema de proteção. Também são apresentados a justificativa, objetivo, metodologia e a maneira como o trabalho de conclusão de curso está organizado.

O segundo capítulo abrange a revisão bibliográfica dos aspectos gerais da proteção dos sistemas elétricos, bem como seus conceitos e requisitos básicos.

Os equipamentos que compõem o barramento auxiliar de 6,3 kV, e suas características são abordados no terceiro capítulo.

No penúltimo capítulo é abordado o cenário antes da modernização, os itens necessários para realização do projeto de modernização, os estudos de proteção e seletividades e os ajustes a serem realizados nos relés, além das atividades desenvolvidas bem como a validação de todo o projeto.

O último capítulo apresenta as conclusões oriundas do estudo, bem como as considerações finais do trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão abordados os referenciais teóricos sobre os equipamentos e termos usados ao longo do texto para o melhor entendimento do leitor.

### 2.1 USINA TERMELÉTRICA

Usinas termelétricas (UTE) são unidades de geração de energia que usam da queima de um determinado tipo de combustível para a obtenção do produto final, que neste caso é a geração de energia elétrica. Estes combustíveis podem ser renováveis ou não renováveis. A UTLA, usina onde foi desenvolvido este estudo, é uma termelétrica que utiliza combustível fóssil, representado pelo carvão mineral.

De forma resumida, nos dizeres de ENGIE (2018), o processo de geração de energia elétrica em uma termelétrica consiste no aquecimento da água presente no interior de tubulações metálicas que constituem uma caldeira, através da queima do carvão mineral, transformando assim água em vapor. Tal vapor, em condições de alta temperatura e alta pressão é conduzido através de tubulações até a turbina que está acoplada a um gerador elétrico.

Segundo o banco de informações de geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (2020), a matriz energética a carvão mineral corresponde a 2,09% da potência de geração disponível no país, sendo esse percentual correspondente a 3.596,83 MW. Dessa potência gerada, o complexo termelétrico Jorge Lacerda tem uma participação de 862 MW médios, sendo a unidade 3 da UTLA responsável pela geração de 66 MW médios do total dessa potência. A Tabela 1 representa a composição da potência outorgada (kW) no Brasil, por fonte e combustível final.

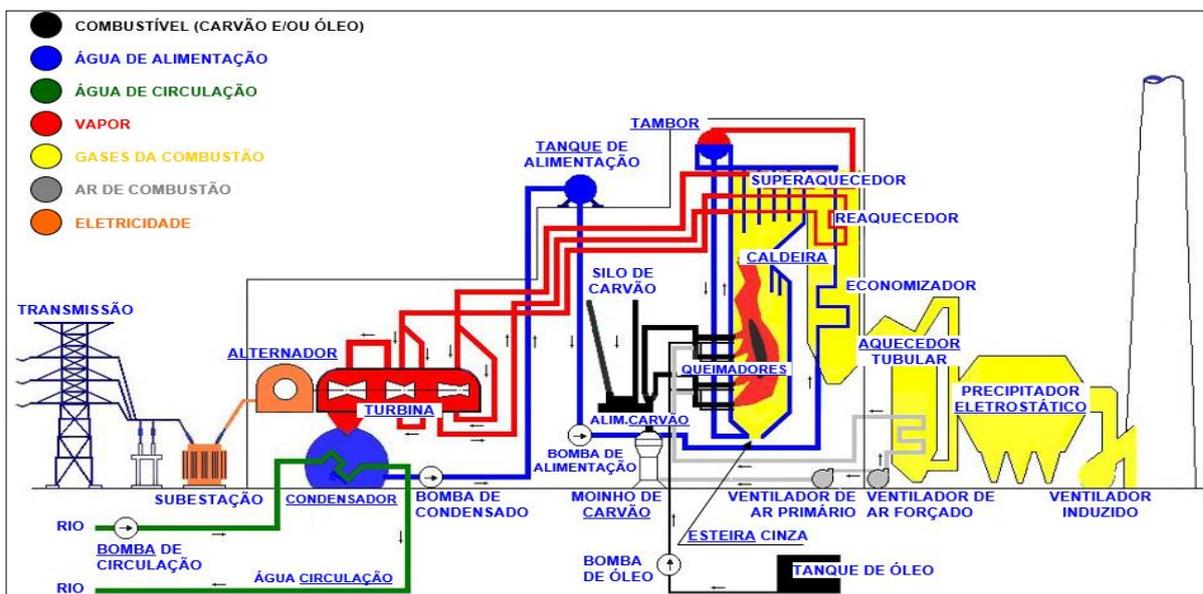
Tabela 1 – Matriz por fonte e combustível final

Origem	UF	Tipo	Combustível Final	Qtde	Potência Outorgada (kW)
Fóssil	CE	Carvão mineral	Carvão Mineral	2	1.085.274,00
Fóssil	SC	Carvão mineral	Carvão Mineral	4	862.000,00
Fóssil	RS	Carvão mineral	Carvão Mineral	2	695.000,00
Fóssil	MA	Carvão mineral	Carvão Mineral	2	435.337,00
Fóssil	PA	Carvão mineral	Carvão Mineral	1	103.854,00
Fóssil	PR	Carvão mineral	Carvão Mineral	1	20.000,00
Fóssil	MG	Carvão mineral	Carvão Mineral	1	1.275,00
<b>Total</b>				<b>13</b>	<b>3.202.740,00</b>

Fonte: Banco de informações de geração da Aneel (2020).

A Figura 2 ilustra o princípio de funcionamento de uma usina termelétrica a carvão contemplando todos os elementos envolvidos na geração de energia elétrica.

Figura 2 – Princípio de funcionamento de uma usina termelétrica



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Para que seja possível o funcionamento de uma usina termelétrica, um complexo sistema elétrico é necessário para tal finalidade e a seção a seguir trás de forma detalhada a composição desse sistema.

## 2.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE USINAS GERADORAS DE ENERGIA

O sistema elétrico de potência de usinas geradoras de energia é formado por um conjunto de equipamentos que operam de maneira coordenada com a finalidade de manter a usina em operação. A função de uma usina termelétrica é produzir energia elétrica através de geradores, porém para o funcionamento da usina como um todo é necessário a utilização de diversos equipamentos, que são alimentados por vários circuitos auxiliares.

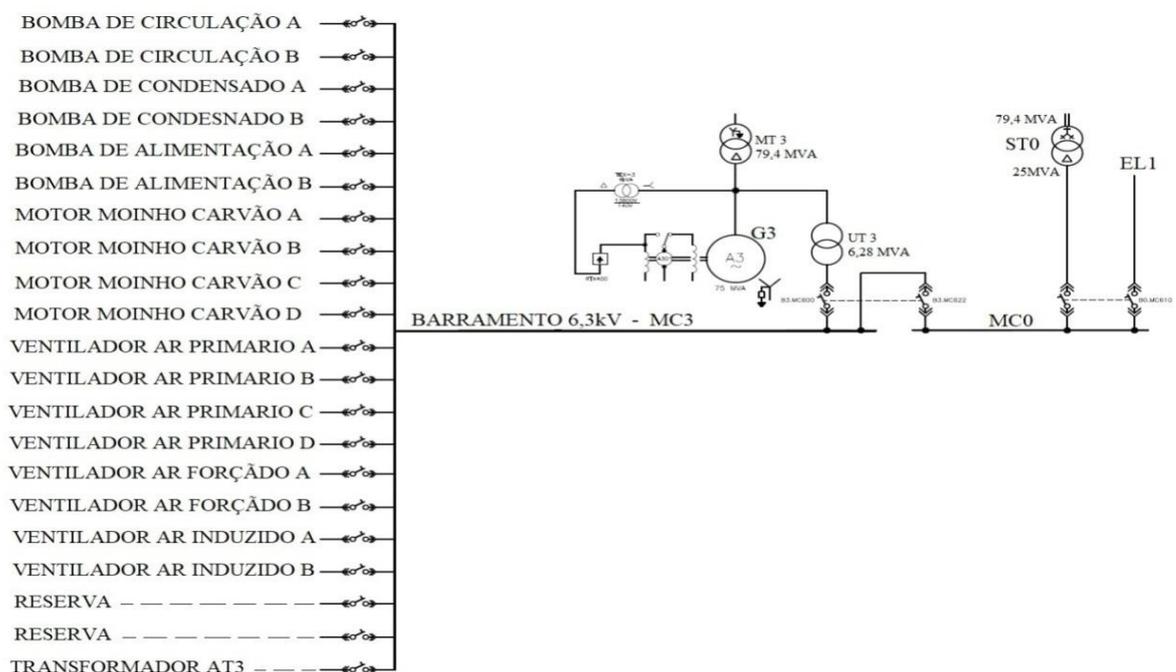
Esses circuitos auxiliares muitas vezes são denominados de barramentos que são alimentados por transformadores auxiliares, que operam em diversos níveis de tensão. Esses transformadores são chamados na maioria das vezes de alimentadores. Cada usina possui sua particularidade, como por exemplo, o nível de tensão de operação de seus barramentos. No caso da unidade 3 da UTLA, utiliza-se em seu serviço auxiliar de média tensão, a tensão nominal de 6,3 kV. Esses barramentos por sua vez alimentam outros transformadores que têm a função de alimentar circuitos de menor tensão, como os circuitos de 440 volts e esses por

consequência alimentam uma série de outros equipamentos necessários à operação da unidade de geração.

De acordo com Blackburn (2007), diversas falhas podem acontecer com esses equipamentos, desde perdas de potência, afundamentos de tensão, sobretensões, descargas atmosféricas e até mesmo erros humanos. Inevitavelmente, todas essas falhas poderão ocorrer ao longo de todo o circuito elétrico que compõe os barramentos, sendo que muitas delas quando ocorrerem, resultarão em perturbações que irão desde um bloqueio de geração até mesmo uma indisponibilidade operacional de geração e por essa razão será necessário a utilização de um sistema de proteção elétrica capaz de minimizar os efeitos dessas perturbações.

Para melhor ilustrar, a Figura 3 demonstra o diagrama unifilar do barramento auxiliar de 6,3 kV da unidade 3 da usina UTLA, mostrando as cargas conectadas a este barramento.

Figura 3 – Diagrama unifilar do serviço auxiliar de 6,3 kV da unidade 3 da UTLA



Fonte: Engie (2018).

Conforme mencionado no capítulo anterior, a geração de energia é o principal objetivo da composição de uma usina termelétrica, onde de forma resumida é possível ser observado a seguir.

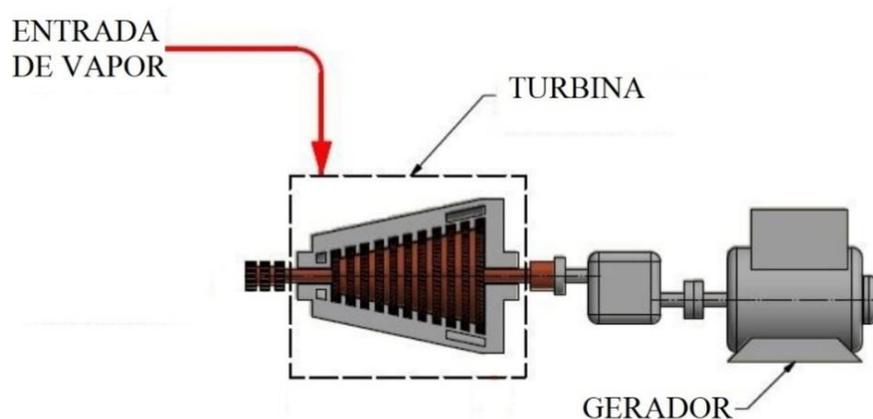
### 2.2.1 Geração de energia

Nos dizeres de Tolmasquim (2005), a energia elétrica é de vital importância para o desenvolvimento das cidades em todo o mundo e seu consumo cresce com o passar dos anos, ligado diretamente à capacidade de crescimento dos países. Embora no Brasil a geração de energia elétrica através de fontes renováveis esteja aumentando de forma acelerada, ainda assim o país conta com uma energia de base produzida através de combustível fóssil, que no caso do carvão segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2020) corresponde a 2,09% da matriz energética.

Conforme Kagan (2005) obtém-se energia elétrica através da conversão de alguma outra forma de energia, utilizando-se máquinas elétricas rotativas, geradores síncronos e alternadores. O conjugado mecânico é obtido através de um processo que geralmente utiliza turbinas hidráulicas ou a vapor.

A Figura 4 ilustra de forma simplificada uma turbina a vapor conectado ao gerador de energia.

Figura 4 – Forma simplificada de geração de energia através de uma turbina a vapor



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

As usinas termelétricas geradoras de energia são compostas de diversos equipamentos, que necessitam de interligação para seu funcionamento em diversos níveis de tensão. Os barramentos não maioria das vezes são os mais indicados para esta função. A seguir serão descritas de forma objetiva as principais características dos barramentos utilizados na UTE Jorge Lacerda A.

### 2.2.2 Barramentos

Segundo Filho (2017) e de acordo com o IEEE C37.234-2009, entende-se que barramentos de sistema de energia elétrica são pontos de conexão comum para os circuitos de fonte e carga. Os barramentos são parte essencial para a composição de um sistema de energia. O barramento principal de um sistema auxiliar de 6,3 kV de uma usina termelétrica concentra uma grande quantidade de potência e diversas derivações para atendimento de cargas elétricas, tornando-se um elemento de extrema importância para a confiabilidade do sistema em que ele se encontra inserido. Assim, a proteção elétrica para barramentos deve ser projetada para garantir que atuações desnecessárias não aconteçam e somente a função proteção correta possa atuar contra defeitos internos ao barramento. Possíveis falhas que venham a ocorrer nas derivações conectadas ao barramento principal devem ser eliminadas de forma coordenada para evitar o isolamento desnecessário do barramento e com isso comprometer, por exemplo, a geração de energia de uma usina.

Mencionando-se ainda Filho (2017), as falhas nos barramentos são pouco frequentes e estatisticamente não ultrapassam 10% das faltas em um sistema de potência compreendendo os sistemas de geração, transmissão e subestação.

Considerando a estatística apresentada, as falhas que mais ocorrem nos barramentos são falhas nos disjuntores de alimentação (tanto de fonte quanto de carga) e ainda falhas nas comutações de fonte. Os defeitos nos barramentos normalmente têm a seguinte origem:

- a) rompimento da isolação devido a danos de natureza elétrica ou mecânica;
- b) objetos estranhos, muitas vezes caídos sobre a subestação ou barramentos;
- c) esquecimento da retirada dos cabos de aterramento temporário após os serviços de manutenção;
- d) esquecimento de ferramentas de trabalho sobre as barras;
- e) falhas nos dispositivos de bloqueio das chaves de aterramento utilizadas nos serviços de manutenção;
- f) falhas ou inexistência de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA);
- g) presença de répteis sobre os barramentos, tais como calangos, cobras e similares;
- h) contaminação de poluentes ambientais, tais como maresia, poeira de resíduos industriais, etc.

Ou seja, para Filho (2017) é importante salientar que o rompimento da isolação tem como origem o envelhecimento natural do dielétrico ou mais comumente as sobretensões prolongadas ou as de origem atmosférica.

De acordo com o IEEE C37.234-2009 existem seis tipos de configuração de barramentos, que são:

- a) *single bus* (barramento único);
- b) *main and transfer bus* (barramento principal e de transferência);
- c) *double-bus double-breaker* (disjuntor duplo e barramento duplo);
- d) *breaker-and-a-half* (disjuntor e meio);
- e) *rings bus* (barramento em anel).

Os barramentos utilizados nas unidades da UTLA são do tipo *Single bus*, ou seja, barramento único (também conhecido como barramento reto) como o próprio nome sugere e que consistem em um único barramento com todos os elementos de rede conectados diretamente com os disjuntores. Essa configuração é de certo modo a mais usual por ser mais econômica, porém torna-se menos confiável e menos flexível, sendo que uma vez que ocorra um sinistro no barramento, não é possível fazer a comutação para um barramento retaguarda como é caso do *Double-bus single-breaker configuration* (configuração de disjuntor de barramento duplo) observado nas Figuras 5 e 6.

Figura 5 – Barramento único

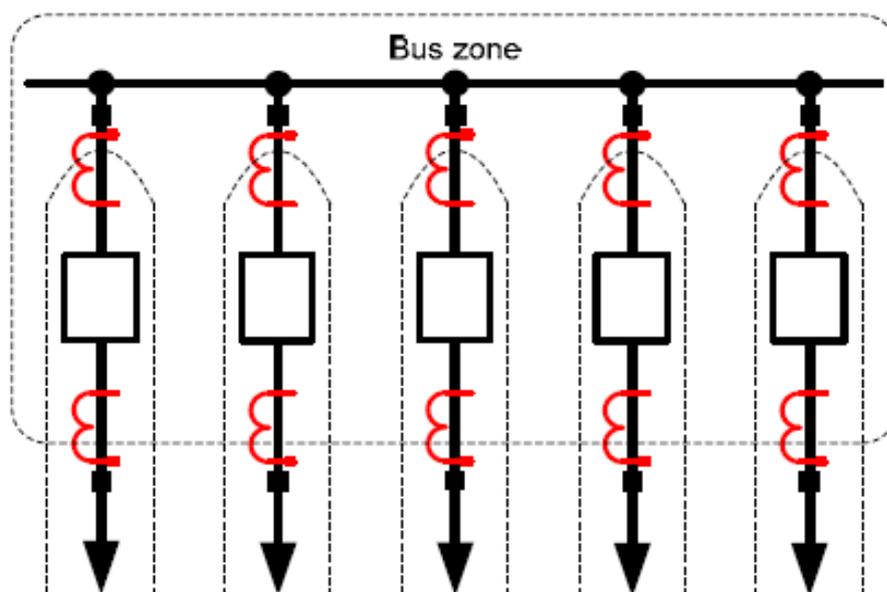
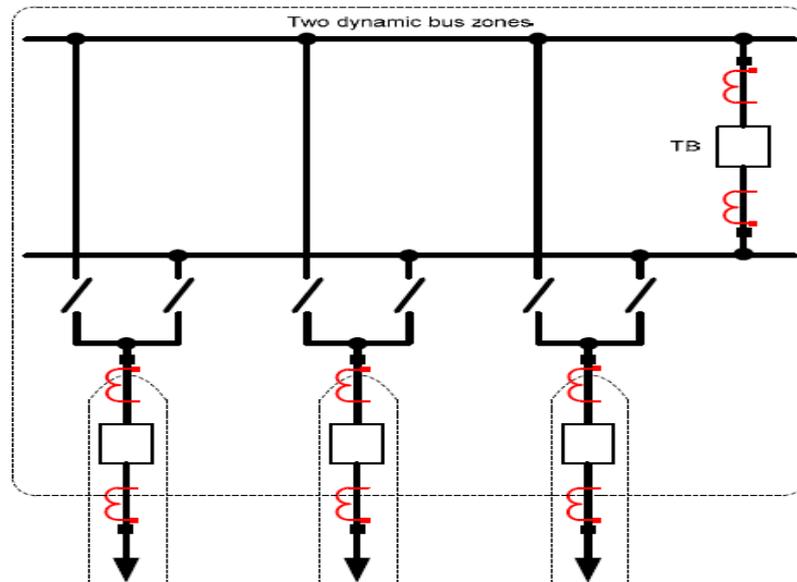


Figura 6 – Configuração de disjuntor de barramento duplo



Fonte: IEEE Std C37.234-2009. Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses; New York 2009.

As funções de proteção elétricas mais utilizadas em barramentos independem do nível de tensão a ser utilizado, ou seja, as funções de proteção utilizadas em um barramento de 6,3 kV podem ser as mesmas utilizadas em um barramento de 13,8 kV. As funções serão definidas de acordo com a finalidade operacional de cada equipamento conectado ao barramento, sendo que as funções de proteção mais utilizadas em barramentos poderão ser observadas no item 2.6.

### 2.2.3 Transformadores de potência

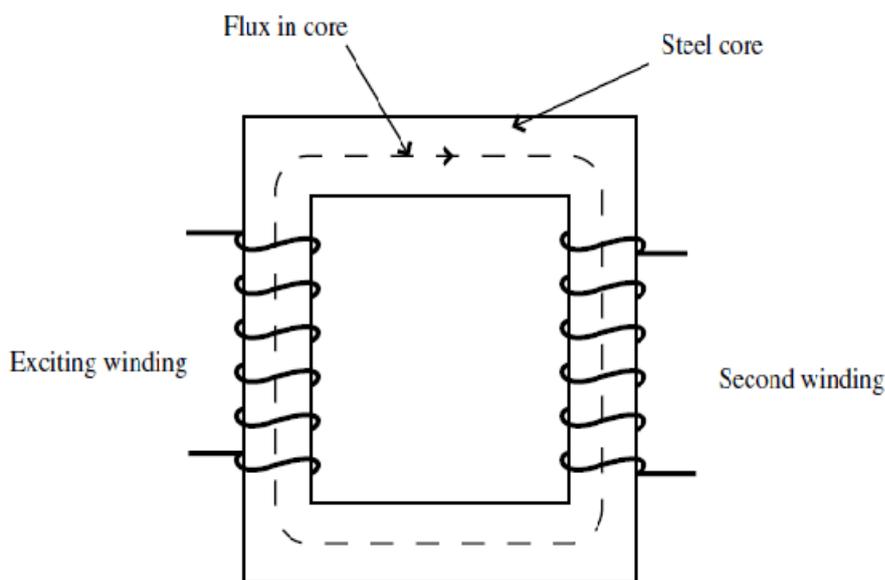
Segundo Harlow (2004), transformadores de potência são equipamentos que transferem energia entre circuitos, onde eles estão isolados fisicamente. Consistem em dois ou mais enrolamentos acoplados através de um campo magnético comum entre eles, não havendo conexão elétrica entre circuitos. O princípio de funcionamento de um transformador acontece quando uma fonte de corrente alternada é aplicada a um desses enrolamentos, que pode ser chamado de enrolamento primário ou de entrada. Quando a corrente alternada flui pelo condutor é produzido um fluxo magnético alternado, sendo que a amplitude desse fluxo dependerá do nível de tensão aplicado pela fonte, da frequência e do número de espiras que constituem o enrolamento. A partir da criação do fluxo magnético, se estabelece o enlace desse fluxo com o segundo enrolamento denominado secundário ou de saída, sendo que com a

presença do fluxo magnético no secundário já é possível detectar um nível de tensão induzida que estará diretamente ligada ao número de espiras no enrolamento secundário.

Os transformadores de potência são constituídos de diversos materiais e alguns são de extrema importância para o seu bom funcionamento, como o cobre que são considerados materiais com elevado poder de condução. Neles também são utilizados núcleos de ferro, ferrite ou aço, devido a sua alta permeabilidade magnética. A permeabilidade magnética é definida como a capacidade de transportar o fluxo da bobina do primário para a bobina do secundário, sendo que com o desenvolvimento e o emprego de aços modernos, a permeabilidade magnética utilizada em transformadores é 1500 vezes maior que a do ar.

Na Figura 7 verifica-se a disposição de duas espiras instaladas em um núcleo de aço, simplificando a representação do núcleo magnético de um transformador onde quase 100% do fluxo gerado pela bobina do primário é induzida na bobina do secundário através do núcleo magnético.

Figura 7 – Representação do núcleo magnético de um transformador



Fonte: Harlow (2004).

Nos dizeres de Filho (2017) e segundo o IEEE C37.91-2008, os transformadores de potência exercem um papel de extrema importância em um sistema elétrico. São aplicados na maioria das vezes em subestações, onde operam em diversos níveis de tensão variando de 6,6 kV a 750 kV em diversas potências.

Nesse contexto, de acordo com dados da ENGIE Brasil Energia (2017), os transformadores também podem funcionar como alimentadores ou como cargas. No caso da

unidade 3 da UTLA o transformador denominado AT3 de 800 kVA, representado na Figura 8, funciona como carga e fonte sendo que seu primário utiliza a ligação delta e está conectado ao barramento de serviço auxiliar de 6,3 kV e o secundário ligado em estrela aterrado alimentando o barramento de 440 V. O transformador em questão utiliza óleo mineral como meio isolante e é refrigerado através de radiadores com circulação natural de ar.

Figura 8 – Transformador de potência 6,3 kV para 440 volts



Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Cabe ressaltar que existem vários tipos e modelos de transformadores, porém para composição desse trabalho será usado o referencial teórico sobre transformador com isolamento a óleo mineral como já mencionado anteriormente.

Para segurança operacional interna de transformadores de potência, estes são dotados de proteção intrínseca, como indicador de nível de óleo, termômetros, controladores digitais de temperatura, válvula de alívio de pressão, detector de gás tipo *Buchholz*, secador de ar de sílica gel, relé de pressão súbita e ventiladores para refrigeração forçada. Essas proteções são dimensionadas de fábrica e são conectadas aos circuitos de controle das plantas onde os transformadores de potência são instalados.

Além das proteções intrínsecas dos transformadores de potência e de acordo com Filho (2017) e o IEEE C.37.91-2008, os transformadores de potência industriais superiores a 300 kVA e inferiores a 2.000 kVA, necessitam de proteção elétrica supervisionados por relés digitais de proteção, com intuito de evitar sinistros de grande magnitude como curto-circuito.

As principais funções de proteção utilizadas para proteção de transformadores de potência poderão ser observadas no item 2.6.

Em suma, conforme assevera Filho (2017), não existe uma forma padronizada de proteção de transformadores, porém em virtude da grande responsabilidade que esse equipamento representa em um sistema elétrico de potência, a queima de um transformador geralmente gera indisponibilidades ao sistema ao qual ele está conectado e os prejuízos financeiros podem ser bem elevados. Embora sejam considerados equipamentos extremamente confiáveis, muitas vezes os transformadores são submetidos ao limite de sua capacidade operacional, embora quando controlados de forma segura sua vida útil não é prejudicada.

Conforme já mencionado, os transformadores são equipamentos robustos e com pouca taxa de falha, mas isso não quer dizer que estas não ocorram, sendo que eles estão sujeitos a vários tipos de distúrbios ocorridos em um sistema elétrico onde eles estão conectados, podendo esses distúrbios ocorrerem no seu primário ou secundário.

Dessa forma, as faltas internas aos transformadores são falhas que ocorrem dentro da zona de proteção diferencial do transformador, que vai das buchas dos terminais primários, secundários e terciários, a saber:

- a) faltas associadas à temperatura e pressão – esse tipo de falta está associado ao sobreaquecimento oriundo de possível queima do sistema de ventilação ou falhas nos sistemas de bombeamento de líquido refrigerante. Possíveis falhas nas conexões internas, devido ao afrouxamento que levam a um aumento da resistência de contato naquele ponto, levando ao aquecimento;
- b) sobrepressão – esse tipo de falha geralmente é o resultado de um possível curto-circuito entre espiras com baixa corrente de defeito, que acaba por queimar vagarosamente a isolamento das espiras, provocando o aumento da área danificada e com isso o aumento da formação de gases no interior do transformador, pressurizando seu tanque de óleo;
- c) sobrefluxo do líquido refrigerante – geralmente esse tipo de falha ocorre devido a um possível curto-circuito franco de alta magnitude de corrente provocando a queima da isolamento e gerando com isso uma grande formação de gases e aquecimento demasiado do óleo refrigerante. A consequência dessa falha é a queima do óleo refrigerante que provoca a expansão do óleo e desloca uma grande massa até o reservatório de óleo do transformador;

- d) curto-circuito entre espiras do enrolamento – esse tipo de defeito ocorre quando a isolação entre espiras apresenta algum tipo de degradação e são explorados, na maioria das vezes, no momento de descargas atmosféricas ou até mesmos no momento de manobras;
- e) curto-circuito nos enrolamentos conectados em delta – esse tipo de falha está ligado diretamente à magnitude da corrente onde o curto-circuito ocorreu, sendo que se o mesmo ocorrer no centro de um enrolamento a corrente de curto-circuito será menor gerando com isso um menor dano aos enrolamentos;
- f) curto-circuito nos enrolamentos conectados em estrela – geralmente esse tipo de falha provoca uma corrente de curto-circuito variante na mesma proporção da fração do enrolamento conectado à terra levando em conta o ponto de defeito e o ponto neutro;
- g) *flashovers* sobre as buchas de maior e menor tensão – esse tipo de falha se dá pelo surgimento de arco elétrico entre os terminais da bucha de conexão e a sua base de fixação. Essa falha pode ocorrer em decorrência de descargas atmosféricas, ou possíveis surtos no momento de manobras no sistema elétrico;
- h) deterioração das condições físico-químicas do óleo isolante – essa falha é oriunda normalmente da ineficiência do sistema de filtragem do ar e também pela deterioração da borracha protetora interna do tanque de expansão, que permite com isso a entrada de ar úmido e diminui a isolação interna do transformador, favorecendo a possibilidade de curto-circuito.

Além de faltas internas aos transformadores de potência, as faltas externas também ocorrem. As faltas externas são todas as falhas que ocorrem fora da sua zona de proteção diferencial, sendo caracterizadas pela magnitude da corrente, uma vez que essa corrente ao atravessar as bobinas tanto do primário quanto do secundário do transformador poderá ocasionar sinistros de grande magnitude, se por algum motivo não venha a ser limitada pelos valores determinados no projeto de proteção.

Para Filho (2017), as faltas externas não sensibilizam a proteção diferencial do transformador. Esse tipo de falha deve ser extinta através de relés de sobrecorrente conectados no lado do secundário do transformador, pois se existir um aumento abrupto da corrente no lado do primário do transformador, a proteção poderá não atuar e todo o transformador poderá ser danificado. Assim, são elencadas algumas das principais faltas externas ao transformador:

- a) curto-circuito no sistema elétrico – esse tipo de evento pode causar sérios danos ao transformador, visto que os primeiros ciclos da corrente de curto-circuito

provocam forças mecânicas violentas no transformador e devido a temporização programada nos relés em função do estudo de coordenação aplicado a proteção, os enrolamentos poderão ser seriamente danificados por conta das elevadas correntes de defeito que circulam pelo relé;

b) sobrecargas – as falhas por sobrecarga são um fator de extrema importância a ser considerado, pois sobrecargas prolongadas e com muita frequência diminuem a vida útil dos transformadores, sendo que além de provocar a atuação de proteções tornando desligamentos constantes ocasiona também o empobrecimento da isolação dos bobinados;

c) sobretensão – em algum momento, os transformadores são submetidos a transientes como descargas atmosféricas por curto período. Existem casos, em que manobras de comutação culminam em uma grande perda de carga e esse transiente muitas vezes pode levar mais tempo do que o esperado, gerando sobretensões nos enrolamentos e afetando severamente o ferro em função do aumento da corrente de magnetização;

d) subfrequência – transformadores devem operar por curto período em subfrequência, uma vez que submetidos por muito tempo a esse fenômeno, a corrente de magnetização aumenta gerando perdas no ferro e provocando também sobreaquecimento.

Os outros equipamentos que compõem o sistema auxiliar de 6,3kV da unidade 3 da UTE Jorge Lacerda A são os motores elétricos, conforme descrito a seguir.

#### **2.2.4 Motores elétricos**

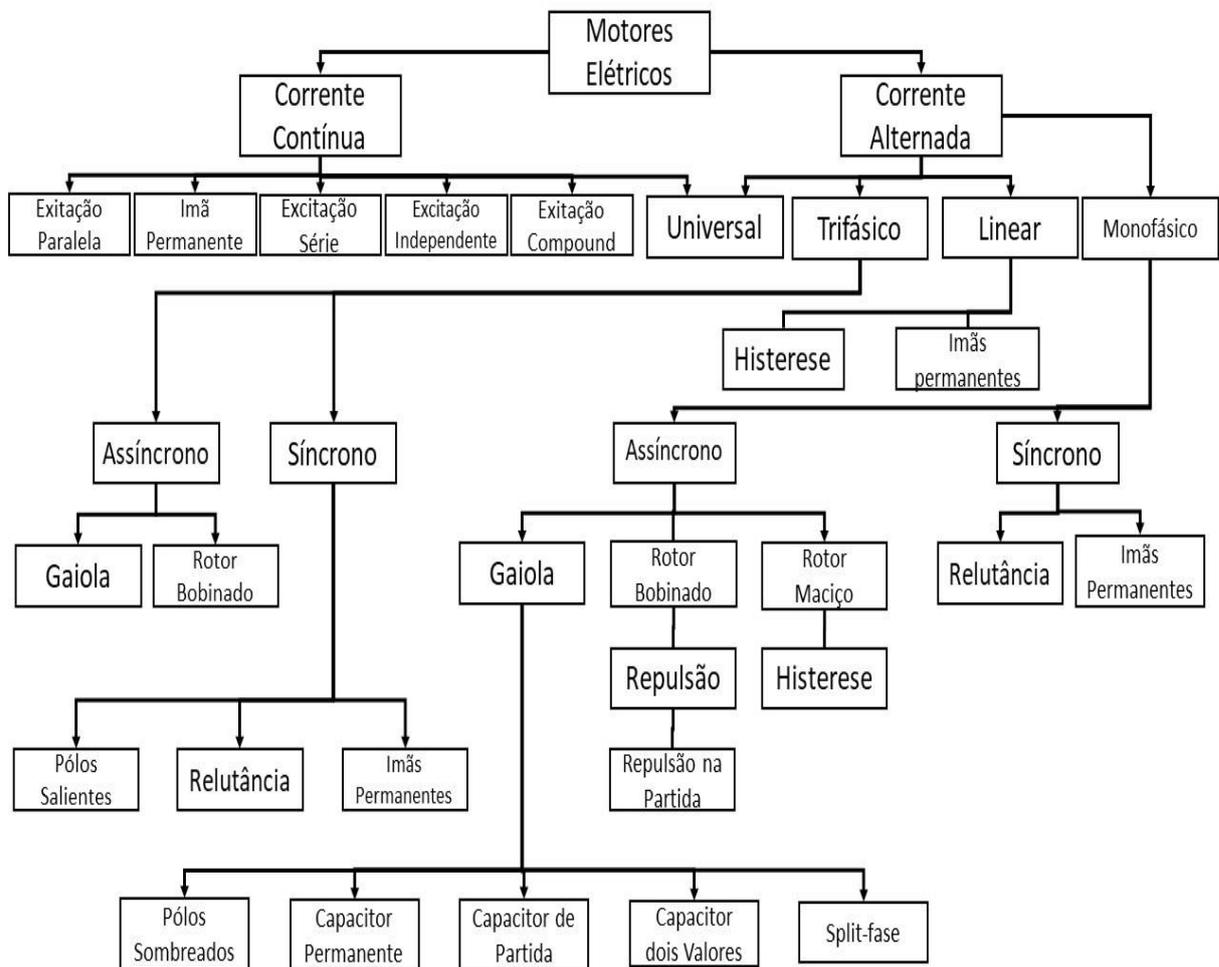
O motor elétrico, nos dizeres de Filho (2007) é um equipamento capaz de converter energia elétrica em energia mecânica. Nesse contexto, um motor de corrente alternada (CA), segundo Fitzgerald (2006) tem seu funcionamento baseado na lei de Faraday e Lenz, onde a interação do fluxo magnético com uma corrente em um condutor resulta numa força no condutor, sendo que essa força é diretamente proporcional à intensidade de fluxo de corrente.

Basicamente um motor elétrico é composto de um rotor, que é a parte móvel e o estator que é a parte fixa. No estator é acondicionado o bobinado onde o mesmo produz o campo girante, resultante da corrente elétrica que circula nos condutores desse bobinado, em

que o rotor é submetido ao campo criado no estator e com isso temos um movimento de atração e repulsão ocasionando o movimento do rotor.

Os motores elétricos são divididos em dois grupos, onde a divisão ocorre de acordo com o tipo de tensão em que os motores operam, sendo em corrente contínua ou alternada. Além dessa divisão, os motores também são classificados de acordo com a aplicação e assumem diversos modelos, que são padronizados a todos os fabricantes de motores. Na Figura 9 é possível observar a divisão de motores elétricos.

Figura 9 – Classificação dos motores elétricos



Fonte: Filho (2007).

Na unidade 3 da UTLA existem motores com tensão de base (CA) e (CC), de vários níveis e potências, porém o foco da presente pesquisa será voltado para os motores de corrente alternada assíncrono trifásico em 6,3 kV.

Em decorrência disso, verifica-se que de acordo com Filho (2007), os motores de corrente alternada assíncronos trifásicos com rotor em gaiola são utilizados na maioria das indústrias, pois permitem a construção em diversas faixas de potência.

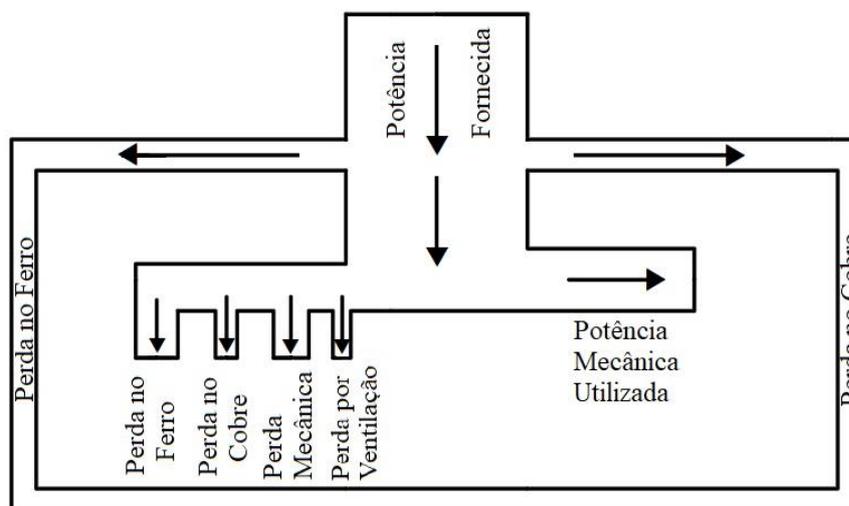
Apesar dos motores serem de construção robusta é de extrema importância operá-los dentro do seu limite de tensão não ultrapassando a variação de tensão de +/- 10% de sua tensão nominal, pois operando por longas horas e até dias nessa condição, a vida útil dos motores é reduzida pela metade. Outro fator de extrema importância a ser considerado é o fator de serviço dos motores elétricos. O fator de serviço é informado pelo fabricante e deve ser multiplicado pela potência nominal do motor, com o objetivo de se conhecer a carga máxima que o motor pode acionar em regime contínuo, dentro de condições estabelecidas por norma.

Todo motor absorve do circuito de alimentação uma determinada potência elétrica, onde essa potência elétrica é convertida em potência mecânica e transmitida ao eixo do motor para movimentação de alguma carga. Segundo Filho (2007), todas as conversões apresentam perdas denominadas de perdas ôhmicas. As perdas ôhmicas são perdas internas ao motor, geradas pelo aquecimento das bobinas dos enrolamentos, e desse fenômeno nasce o conceito de rendimento. Assim é possível observar as perdas ocorridas no motor elétrico que impactam em seu rendimento:

- a) perdas por efeito Joule nas bobinas estatóricas (perdas no cobre);
- b) perdas por efeito Joule nas bobinas rotóricas (perdas no cobre);
- c) perdas magnéticas estatóricas (perdas no ferro);
- d) perdas magnéticas rotóricas (perdas no ferro);
- e) perdas por ventilação;
- f) perdas por atrito dos mancais (perdas mecânicas).

Na Figura 10 é possível ter-se uma ideia do balanço das potências *versus* perdas elétricas em um motor elétrico. Para minimizar as perdas por calor gerado no interior dos motores são utilizados ventiladores acoplados em seu eixo, com a finalidade de refrigerar a carcaça dos motores. Em alguns casos existem dutos na parte superior do motor que canalizam o ar facilitando a troca térmica. Nos dizeres de Filho (2007), motores trifásicos conectados a fontes com desequilíbrio são afetados pelo efeito do componente de sequência negativa, provocando aquecimento, aumentando as perdas e contribuindo na redução de potência.

Figura 10 – Perdas elétricas em motores elétricos



Fonte: Filho (2007).

Os motores elétricos estão sujeitos a distúrbios relacionados à temperatura. Vários componentes influenciam a temperatura interna do motor, desde ineficiência na refrigeração forçada (aletas, dutos de ventilação) provocado por sujeira ou até mesmo a quebra do componente de refrigeração forçada, outro exemplo que provoca o aumento de temperatura é o desequilíbrio de corrente.

O aumento de temperatura traz a degradação da isolamento interna do bobinado e com isso a vida útil do motor fica comprometida. Para evitar a exposição prolongada dos bobinados a esse tipo de situação, os fabricantes dispõem de algumas proteções para determinadas potências de motores, tendo em vista a importância que estas têm no sistema em que estão inseridas. As proteções internas para motores são termostatos, termorresistores e termistores, que atuam com a função de alarme e até mesmo desligamento dos motores em caso do aumento de temperatura acima do limite estabelecido para cada motor. Além das proteções citadas, em motores de média tensão se faz necessário o uso de outros recursos, como relés de proteção digitais.

Na descrição de Filho (2017) e de acordo com o IEEE C.37.96-2012, motores elétricos de média tensão são equipamentos que necessitam de um nível de supervisão com maiores recursos de proteção. As principais funções de proteção utilizadas para proteção de motores de média tensão poderão ser observadas no item 2.6.

Verificou-se que a unidade 3 da UTLA possui vários motores com mais de 45 anos de operação e que estes já passaram da sua vida útil de operação, porém o custo desses motores é muito alto e um estudo de *payback* (que indica o tempo de retorno de um investimento e um método de tomada de decisões), bem como a inspeção e ensaios mostram que os motores ainda possuem condições operacionais satisfatórias. O *payback* apontou a que a instalação de proteções

elétricas mais atualizadas permitiria uma maior segurança operacional. A Figura 11 ilustra o motor do moinho de carvão A da unidade 3.

Figura 11 – Motor elétrico 6,3 kv



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Os equipamentos supracitados necessitam de um sistema de proteção elétrica para segurança operacional e de pessoas, para tanto, se faz necessária uma filosofia de proteção adotada a sistemas elétricos de potência.

## 2.3 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DE SISTEMA ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

### 2.3.1 Visão geral

Um sistema elétrico de potência está sujeito a diversos tipos de falhas, que segundo Blackburn (2007) podem ser desde desligamentos intempestivos ou até mesmo erros humanos. Em usinas de geração de energia, desligamentos indesejados de equipamentos provocam uma série de acontecimentos, inclusive a interrupção da própria geração de energia. Para Caminha (1977), as usinas geradoras de energia devem manter o seu funcionamento de modo a assegurar o serviço prestado, seja dedicado a um determinado processo ou para as

concessionárias de energia elétrica. Levando em conta a impossibilidade ou até mesmo a inviabilidade do ponto de vista econômico de proteger o sistema contra todas as possíveis situações, Filho (2007) entende que se faz necessário a elaboração de um projeto que contemple um esquema de proteção envolvendo as principais funções de proteção, de acordo com as características de cada equipamento e o sistema no qual esteja inserido.

Nesta mesma linha de pensamento, Caminha (1977) assevera que o objetivo de um projeto envolvendo sistema de proteção é salvaguardar as instalações e os equipamentos, assegurando da melhor maneira possível a continuidade do serviço. A eficácia do sistema de proteção deve ter como objetivo alertar os operadores do sistema em caso de perigo iminente e até mesmo retirar de serviço o sistema envolvido em caso de faltas ou defeitos capazes de inutilizar equipamentos de forma parcial ou total.

### **2.3.2 Objetivos**

Segundo Caminha (1977), o atendimento a dois princípios básicos devem ser obedecidos em um sistema de proteção. O primeiro objetivo é garantir que em nenhum momento a proteção deva atuar se não existir defeito na zona de controle que está sob sua supervisão e o segundo objetivo se de fato o defeito existir diz respeito a que as ordens devem corresponder exatamente àquilo que se espera considerando a forma, intensidade e localização do defeito.

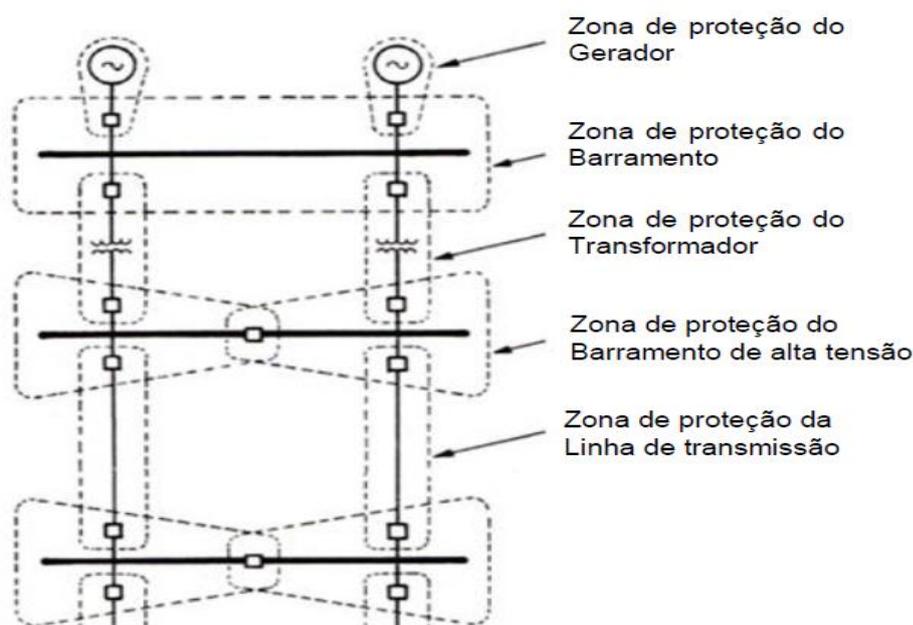
Além dos princípios básicos de atendimento, a proteção também precisa coordenar segundo Filho (2017), a retirada rápida de serviço do elemento que esteja sofrendo um curto-circuito ou operando fora de seus parâmetros de segurança e de maneira secundária, o sistema de proteção deve informar a localização e o tipo de defeito ocorrido.

## **2.4 ZONAS DE PROTEÇÃO**

Como já mencionado nos capítulos anteriores, um sistema elétrico de potência necessita de proteção elétrica. Nos dizeres de Caminha (1977), o sistema que se deve proteger precisa como premissa respeitar o chamado zoneamento de proteção, onde segundo Filho (2017) as proteções atuantes dentro dela devem atender às características de atuação por seletividade, através de relés de proteção parametrizados para proteger cada zona delimitando sua região de atuação coordenadamente, conforme ilustra a Figura 12.

Conforme Blackburn (1997), para evitar que possíveis falhas ocorram na coordenação das proteções é indicada uma sobreposição entre as zonas de proteção para evitar falhas de cobertura. A delimitação entre início e fim de cada zona de proteção é definida com o posicionamento dos elementos inerentes ao circuito de proteção respectivo a cada zona de proteção.

Figura 12 – Zoneamento de proteção



Fonte: Caminha (1977).

Ainda segundo Blackburn (1997) e complementado por Caminha (1977) afirma-se que o projeto em que consiste uma proteção eficiente precisa considerar dois casos: proteção de primeira linha e proteção de segunda linha ou retaguarda.

A proteção de primeira linha corresponde ao conjunto de elementos que têm a finalidade de proteger sua zona de atuação, sempre que ocorrer um defeito, dentro de limites pré-definidos atuando dentro de um tempo previamente ajustado.

Proteção de segunda linha ou de retaguarda corresponde ao conjunto de elementos que têm a finalidade de atuar em decorrência da não atuação da proteção de primeira linha, dentro de um intervalo de tempo definido no projeto de coordenação.

Para Filho (2017), a proteção de retaguarda deve ser projetada de modo totalmente independente da proteção primária sob todos os aspectos.

Sendo assim, a seção seguinte descreve as principais características dos elementos que compõem um sistema de proteção.

## 2.5 ELEMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

De acordo com Caminha (1977), um sistema de proteção precisa atender alguns requisitos como velocidade, confiabilidade, sensibilidade, velocidade e seletividade, sendo que para isso, segundo Blackburn (1997) são necessários elementos sensoriais, com o objetivo de captar as informações necessárias e efetuar o devido processamento e posterior atuação.

Os elementos considerados sensores, que são os transformadores de corrente (TCs) e os que são os transformadores de potencial (TPs) têm como principal finalidade captar e condicionar as informações de tensão e corrente dos circuitos onde estão inseridos, fornecendo aos equipamentos que têm a finalidade de processar essas informações (relés de proteção) que após identificarem uma condição insegura acionem, se necessário, um disjuntor que faz parte do sistema de proteção atuando na abertura do circuito e evitando possíveis danos.

Ainda são partes de um sistema de proteção, sistemas auxiliares de alimentação em corrente contínua, que têm como principal função alimentar o sistema de supervisão caso o suprimento principal de energia venha a falhar tornando o sistema de proteção suscetível a falhas de atuação.

### 2.5.1 Transformador de corrente (TC)

Conforme conceitua Stemmer (1975), transformador de corrente é um equipamento cuja finalidade é reproduzir de forma proporcional em seu secundário a corrente de seu primário, respeitando a mesma posição vetorial. O funcionamento do TC se dá através da conversão eletromagnética, onde uma corrente de elevada magnitude circula no primário, sendo transformada em correntes de baixa magnitude possíveis de serem medidas e usadas em instrumentos de controle, de acordo com a relação de transformação adotada.

O transformador de corrente tem seu enrolamento primário ligado em série ao circuito a ser medido e seu secundário será conectado ao circuito de instrumentos de medição, mas também poderá ser utilizado como sensor aos relés de proteção. Segundo Filho (2017), um transformador de corrente tem em sua construção do primário com poucas espiras e seu secundário, no qual a corrente nominal é de 5 A.

O transformador de corrente adota diversos tamanhos e formatos, facilitando o seu emprego em diversas aplicações. Os TCs mais usuais são os que apresentam os formatos do tipo barra, janela ou bucha.

Os TCs do tipo barra apresentam em sua construção física uma barra fixada através do seu núcleo, conforme ilustrado na Figura 13, sendo que eles são geralmente utilizados em subestações.

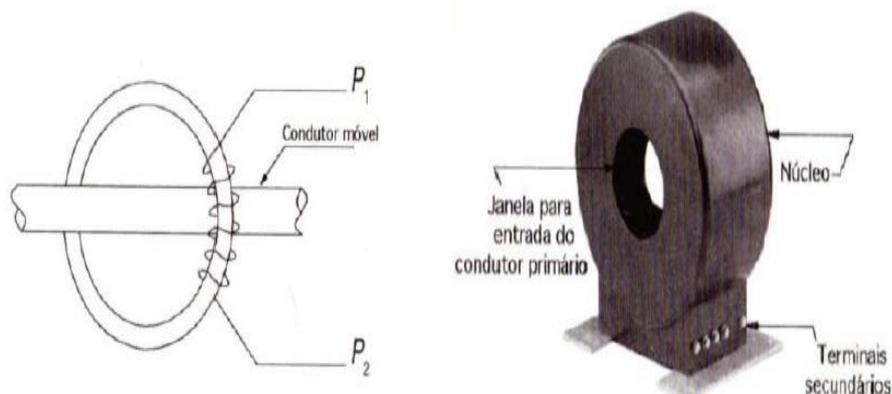
Figura 13 – Transformador de corrente tipo barra



Fonte: Pfiffner (2020).

Já os TCs do tipo janela possuem um primário fixo no TC, conforme ilustrado na Figura 14, que têm em sua construção uma abertura através do núcleo, onde o condutor passa formando assim o circuito primário. Normalmente esse tipo de TC é utilizado em painéis de média e baixa tensão, quando não é possível seccionar o condutor para obter a medição de corrente.

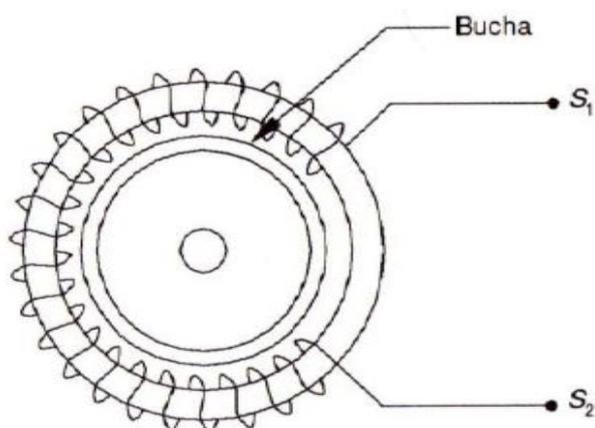
Figura 14 – Transformador de corrente tipo janela



Fonte: Filho (2007).

Os TCs do tipo bucha têm sua instalação feita diretamente nos equipamentos que se deseja medir, conforme ilustra a Figura 15. Esse tipo de TC é semelhante ao TC tipo barra, sendo que a bucha do equipamento a ser medido funciona como circuito primário do TC.

Figura 15 – Transformador de corrente tipo bucha



Fonte: Filho (2007).

Para Kindermann (2018), transformadores de corrente têm basicamente três finalidades, que são:

- a) isolar os equipamentos de medição, controle e relés do circuito de alta tensão;
- b) fornecer uma corrente no secundário proporcional à do primário;
- c) fornecer uma corrente no secundário de dimensões adequadas para o uso nos equipamentos de medição, controle e proteção.

Os transformadores de corrente, segundo Filho (2017) são divididos de acordo com sua função, sendo transformadores de corrente para medição e transformadores de corrente para proteção, conforme descrito a seguir.

### 2.5.1.1 Transformador de corrente para medição e proteção

Conforme afirma Filho (2017), os transformadores de correntes são divididos em TCs para medição e TCs para proteção, para atender o mesmo objetivo, porém com funções diferentes. Os transformadores de corrente para medição são responsáveis por fornecer as medições que necessitam serem lidas, sendo que eles são projetados para permitir que a corrente gerada em seu secundário possa ser reproduzida em instrumentos localizados em salas de controle, painéis de comando ou conectados a transdutores. Uma característica importante dos TCs de medição é que em caso de curto-circuito a corrente em seu secundário não irá aumentar na mesma proporção que a corrente no primário em função do efeito de saturação do núcleo magnético, onde essa saturação ocorre dentro da faixa de quatro vezes a sua corrente nominal.

Outro fator importante a ser observado em transformadores de corrente para medição é a classe de exatidão referente ao percentual máximo de erro que um TC de medição pode apresentar no fornecimento de sua medição. Segundo Kindermann (2018), as classes de exatidão mais usais são 0,3; 0,6; e 1,2%. Para melhor entendimento, na Figura 16 é possível observar um transformador de corrente para medição.

Figura 16 – Transformador de corrente para medição

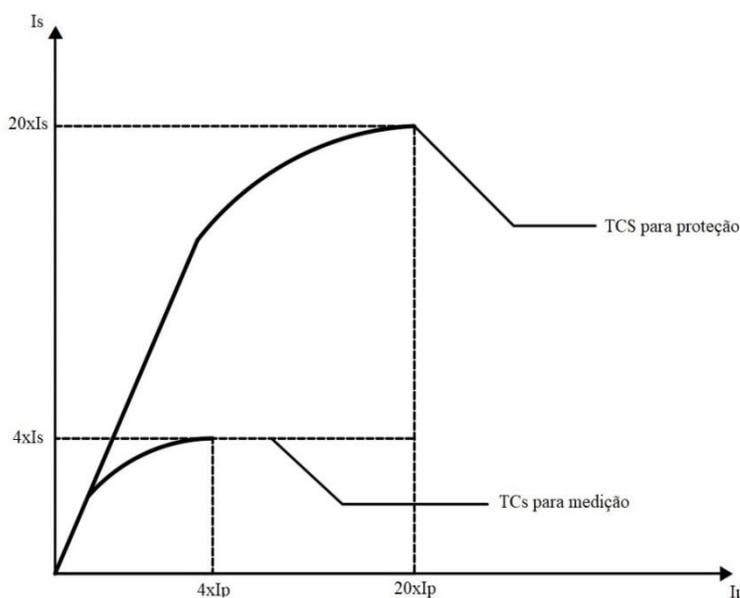


Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Os transformadores de corrente para proteção são fabricados e destinados à aplicação onde poderão ocorrer correntes de curto-circuito ou sobrecargas de alta magnitude, sendo que o TC tem a capacidade de transformar esses determinados eventos em valores compatíveis para uso no sistema de proteção. Ao contrário dos TCs utilizados para medição, os TCs utilizados para proteção têm como principal característica a não saturação do secundário quando submetidos a elevados valores de corrente em seu primário.

Para o autor Filho (2017), uma carga padronizada ligada ao secundário dos TCs de proteção permitirá que o secundário apresente um nível de saturação elevado igual a vinte vezes a corrente a sua corrente nominal. Após essa comparação é possível compreender a finalidade exercida pelos dois modelos de transformador de corrente, onde em hipótese alguma é indicado o uso de TCs de medição para fazer a função de proteção. Nesse sentido, através da Figura 17 é possível verificar a diferença de saturação existente entre esses dois modelos de TCs.

Figura 17 – Gráfico ilustrativo de saturação dos TCs de medição e proteção



Fonte: Filho (2017).

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (2015), na norma 6856, a classe de exatidão dos TCs de proteção deve ser de 5 a 10%, garantida entre valores de 1 até 20 vezes a corrente nominal em qualquer carga compreendida entre o valor inferior ou igual a nominal.

Um fato relevante é que os TCs de proteção são ordenados pela classe referente à impedância de seu enrolamento secundário. Os TCs de classe "B" apresentam em seu

secundário reatâncias que podem ser desprezadas, já os TCs de classe “A” apresentam reatâncias em seu secundário que devem ser consideradas. A Figura 18 ilustra os TCs utilizados na proteção do alimentador principal MC0 da unidade 3 da UTLA.

Figura 18 – Grupo de TCs responsáveis pela proteção elétrica do alimentador MC0



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Assim como os transformadores de corrente, os transformadores de potencial são peças fundamentais na composição de um sistema de proteção, conforme pode ser observado a seguir.

### 2.5.2 Transformador de potencial (TP)

De acordo com Clark (1979), o transformador de potencial conhecido como TP tem seu uso similar a um transformador de corrente, ou seja, trata-se de um equipamento cuja finalidade é reproduzir de forma proporcional em seu secundário a tensão de seu primário, respeitando a mesma posição vetorial.

O enrolamento primário do transformador de potencial é ligado de modo paralelo ao circuito a ser medido, sendo fornecida ao seu secundário a tensão proporcional à medida no primário. Nos dizeres de Filho (2017), na sua forma mais simples, o transformador de potencial possui um enrolamento primário construído com muitas espiras e um secundário através do qual se obtém a tensão desejada, normalmente padronizada em 115 V ou  $115/\sqrt{3}$  V.

Os transformadores de potencial são fabricados em conformidade com o grupo de ligação requerido, com as tensões primárias e secundárias necessárias e com o tipo de

instalação. São fabricados a seco ou com óleo em sua isolação e são do tipo indutivo e capacitivo.

Os transformadores de potencial do tipo indutivo são fabricados na maioria das vezes para utilização até 138 kV, possuem um enrolamento primário envolvendo um núcleo de ferro-silício que é comum ao enrolamento secundário, funcionando pelo princípio da conversão eletromagnética de energia. Na Figura 19 é possível observar um transformador de potencial para medição de faturamento do barramento auxiliar de 6,3 kV da UTLA.

De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (2018), na norma 6855, a fabricação dos transformadores de potencial deve respeitar três categorias de acordo com os três tipos de ligação. Os grupos existentes são:

- a) grupo 1 – projetados para suportar de forma continuada, 10% da sua tensão nominal. São conectados entre fases no circuito a ser medido;
- b) grupo 2 – projetados para ser conectados entre fase e neutro de sistemas aterrados;
- c) grupo 3 – projetados para ser conectados entre fase e neutro onde, porém, não se garanta a eficácia de um aterramento.

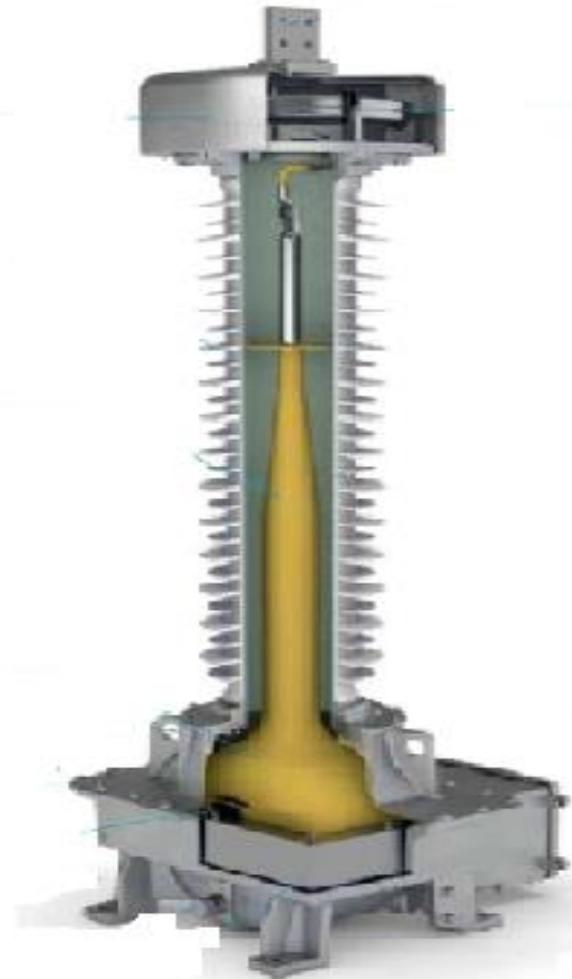
Figura 19 – Transformador de potencial, tipo indutivo a seco, classe 15 kV



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Os transformadores de potencial do tipo capacitivo são construídos basicamente com a utilização de dois conjuntos de capacitores servindo como divisores de tensão. Sua aplicação ocorre geralmente em tensões iguais ou superiores a 138 kV, conforme figura 20, que mostra um TP capacitivo detalhando suas partes.

Figura 20 – Transformador de potencial, do tipo capacitivo



Fonte: Pfiffner (2020).

Filho (2017) define as principais características elétricas a serem consideradas em transformadores de potencial, que são erros de relação de transformação, erros de ângulo de fase, classe de exatidão, tensões nominais, carga nominais, polaridade, descargas parciais, potência térmica nominal e tensões suportáveis.

### 2.5.3 Disjuntor de potência

Segundo a definição de Blackburn (1997), em um sistema elétrico de potência, os relés de proteção atuam como “cérebro” e os disjuntores fornecem os “músculos”. Em complemento, Filho (2007) define os disjuntores como sendo equipamentos destinados à manobras e à proteção de circuitos, capazes de interromper grandes potências em decorrência a algum defeito.

A unidade 3 da UTLA utiliza em seu barramento auxiliar de 6,3 kV, disjuntores do tipo sopro magnético. O disjuntor modelo 6 DHF 350 utiliza câmaras a vácuo para extinção de arco elétrico, com capacidade máxima de corrente na ordem de 2 kA. Disjuntor de fabricação Italiana, muito robusto com capacidade de atuação na ordem de mais de dez mil manobras, sem a necessidade de manutenção. Porém costuma-se na ENGIE a cada 36 meses efetuar revisão em todo circuito mecânico e elétrico do disjuntor, mantendo-o sempre em plena funcionalidade.

Nas Figuras 21 e 22 pode-se visualizar o disjuntor utilizado no barramento auxiliar de 6,3 kV MC3 e seu nicho de operação.

Figura 21 – Disjuntor sopro magnético fabricação Magrini



Fonte: Elaborado pelos autores, 2016.

Figura 22 – Manutenção preventiva no nicho do disjuntor



Fonte: Elaborado pelos autores, 2016.

Outros aliados na proteção de circuitos elétricos de potência são os fusíveis limitadores de corrente. A seguir é possível conhecer onde esse equipamento é utilizado no projeto de modernização.

#### **2.5.4 Fusíveis Limitadores de corrente**

Componentes não menos importantes em um sistema elétrico de potência são os fusíveis limitadores de corrente que, de acordo Filho (2017) têm uma elevada capacidade de ruptura, o que torna os fusíveis adequados para aplicação em sistema onde o nível de curto circuito é de valor muito alto. Geralmente utilizados entre a conexão do barramento com os TPs, eles auxiliam na eliminação de defeitos que venham a ocorrer, segregando os equipamentos conectados aos circuitos de potência. São utilizados nas entradas dos principais

painéis de média tensão da UTLA, conforme Figura 23 que ilustra a aplicação dos fusíveis nos TPs de barra do painel MC3.

Figura 23 – Fusível e sua base aplicado no TP de barra do painel MC3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Há também o sistema de alimentação em corrente contínua, que é um grande aliado a um projeto de proteção, pois ele garante a alimentação do circuito quando de possíveis ausências.

### **2.5.5 Sistema de alimentação de corrente contínua**

Os equipamentos responsáveis pela proteção dos sistemas elétricos de potência necessitam de alimentação elétrica para funcionar. Filho (2017) define que relés de proteção, disjuntores de proteção e sinalizações de painéis devem ter uma alimentação segura em

corrente contínua. Essa alimentação deve ser feita por meio de banco de baterias, carregadas por painéis retificadores de corrente contínua. Os retificadores são conectados às fontes de tensão disponíveis na planta, porém o circuito de corrente contínua é totalmente independente do sistema elétrico em corrente alternada.

O objetivo da alimentação em corrente contínua via banco de baterias é garantir que no momento de uma atuação não ocorra falta de energia, acarretando com isso falha de atuação no sistema de proteção. No momento de uma falta generalizada de energia elétrica da planta o sistema de corrente contínua será a fonte disponível para a execução das manobras de retirada em segurança das unidades de operação. O sistema de corrente contínua é projetado de modo a ter sua supervisão e proteção independente, onde esse sistema conta com redundância de equipamento. As Figuras 24 e 25 ilustram os retificadores de corrente contínua e seus bancos de baterias.

Figura 24 – Retificadores de corrente contínua



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 25 – Banco de baterias



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Além de conhecer as características da alimentação em corrente contínua é importante também realizar a descrição dos modelos e tecnologias inerentes a relés de proteção, onde de forma objetiva torna-se possível conhecer suas principais características e vantagens.

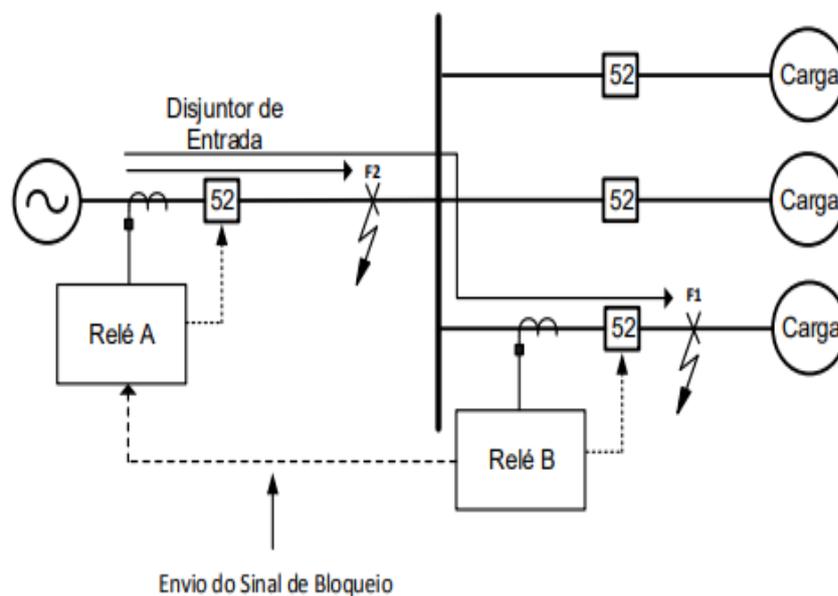
### 2.5.6 Relés de proteção

De acordo com Blackburn (1997) e conforme o IEEE C.37.90-2005, os relés de proteção são dispositivos conectados ao sistema elétrico de potência e responsáveis por detectar defeitos e anormalidades que possam vir acontecer a esse sistema. Seguindo esse conceito, Kindermann (2018) afirma que a filosofia de proteção utilizada pelos relés de proteção tem como objetivo principal detectar essas possíveis anormalidades e atuar de modo programado no acionamento dos contatos que promoverão uma ação de proteção, seja essa ação na abertura de um disjuntor ou uma transferência de carga o mais rápido possível, de modo a eliminar ou minimizar o impacto que essa anormalidade irá promover nos processos.

Para o caso específico de relés de proteção, o IEEE C.37.90-2005 define-os como sendo relés cuja função é de detectar linhas, equipamentos defeituosos, condições anormais ou perigosas de funcionamento de um sistema elétrico de potência e iniciar uma ação de controle apropriada.

A seguir, a Figura 26 ilustra um exemplo de aplicação de relés de proteção, atuando na coordenação e seletividade de sobrecorrente de um circuito de potência.

Figura 26 – Coordenação e seletividade entre relés de sobrecorrente



Fonte: SEL – Schweitzer Engineering Laboratories Comercial (2015).

Os relés de proteção passaram por diversas evoluções chegando ao que temos de mais moderno hoje. Nesse sentido, é interessante que se tenha conhecimento a respeito do histórico da evolução destes, para acompanhar os benefícios adquiridos ao longo desse processo.

#### 2.5.6.1 Histórico da evolução dos relés

Segundo Filho (2007), os primeiros relés disponíveis no mercado foram os relés eletromecânicos como pode ser observado na Figura 27. Os relés de proteção surgiram através de estudos onde se aplicava os conceitos básicos da física, como eletromagnetismo, dilatação térmica de elementos e campos magnéticos. À medida que os estudos avançavam, começaram a surgir os relés do tipo indução eletromagnética utilizando o princípio de funcionamento dos

motores de indução onde um torque desenvolvido em um eixo desencadeava o processo. Já na década de 70, com o surgimento de elementos semicondutores, vieram os relés estáticos eletrônicos que por sua vez, propiciaram um salto na evolução comparados aos eletromecânicos, refletindo em menores custos para a sua produção, menores desgastes, maior rapidez de atuação, mais compactos, possibilidade de autossupervisão e maior flexibilidade de ajuste e range de atuação. A Figura 28 ilustra um relé estático eletrônico.

Figura 27 – Relé eletromecânico English Eletric utilizado na proteção do transformador AT3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 28 – Relé estático ITML31 – IEE FRANCE utilizado na proteção de motores



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Ainda na década de 70 começaram a aparecer os primeiros testes com relés microprocessados e desde então com o advento da tecnologia digital, surgiram os relés digitais, multifunção ou microprocessados. A evolução dos relés de proteção multifunção permitiu não só agregar as funções dos seus antecessores, como aprimorá-las e ainda criar outras funções, aumentando tempo de resposta, sensibilidade e permitindo apresentar os eventos ocorridos em supervisórios de controle ou até mesmo armazená-los em sua memória, para posterior coleta.

Os relés multifunção atuais são produzidos por empresas de larga tradição no mercado de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) como Siemens, Schneider, ABB e SEL. A seguir, serão abordadas as principais características dos relés de proteção multifunção utilizados na modernização da proteção elétrica, objetivo principal desse trabalho.

#### 2.5.6.2 Relés digitais multifunção

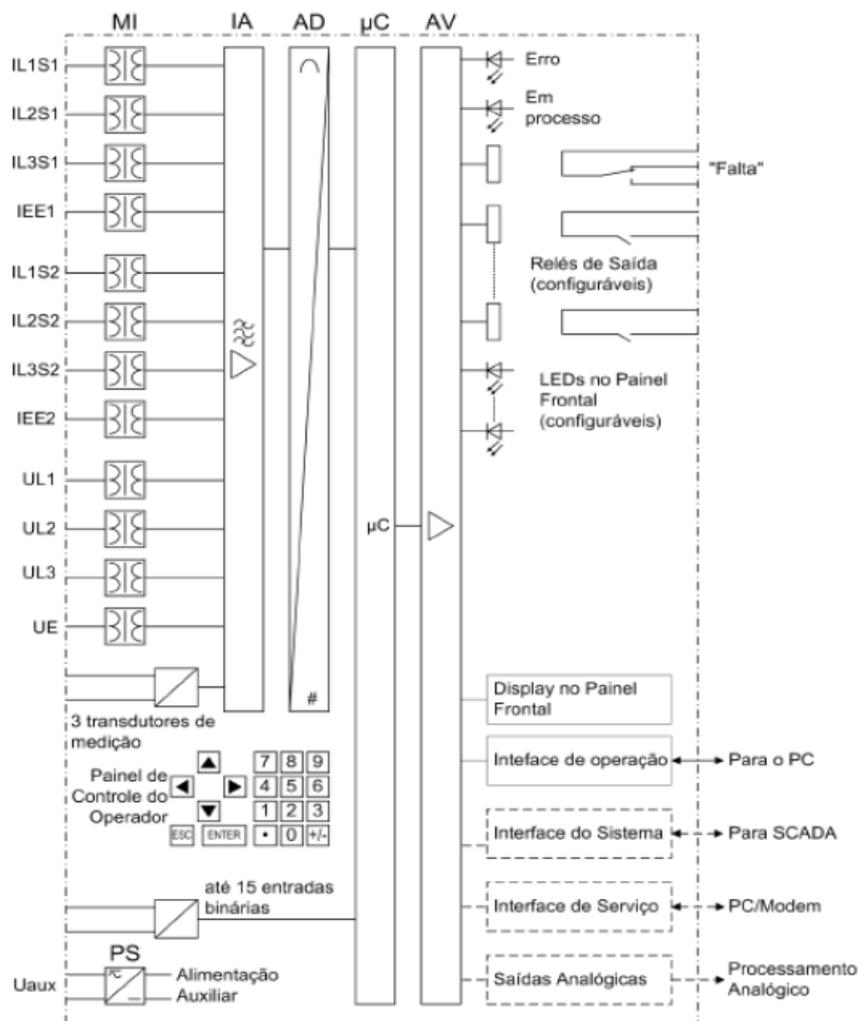
Conforme Filho (2007), enquanto os relés do tipo eletromecânico, indução e estáticos utilizam as grandezas analógicas de tensão e corrente diretamente em seus circuitos,

os relés digitais multifunção têm seu funcionamento baseado na conversão dessas grandezas, onde essas informações são conectadas em entradas físicas no relé e grandezas analógicas como tensão e corrente são convertidas através de conversor analógico digital, para serem interpretadas através de poderosas ferramentas computacionais de filtragem e cálculos, para serem posteriormente processadas em um ou mais processadores através de algoritmos.

Outra característica importante em relés de proteção multifunção é que diferentemente de seus antecessores que necessitavam de um equipamento (relé) para cada função de proteção a ser executada, os relés digitais multifunção concentram em um único equipamento várias funções de proteção.

Os relés de tecnologia digital são construídos utilizando diversos componentes eletrônicos e semicondutores. Transformadores de potencial e corrente auxiliam na captação das informações de campo, possível de ser observado no diagrama em blocos, da Figura 29.

Figura 29 – Arquitetura interna de um relé de proteção multifunção



De acordo com essa figura, as informações de corrente e tensão são coletadas do meio externo pelos TPs e TCs auxiliares (MI) e convertidas em sinais digitais pelo conversor analógico/digital (A/D) e disponibilizadas ao microprocessador ( $\mu$ P). Além dessas, o  $\mu$ P recebe informações lógicas referente à posição de contatos de relés auxiliares através de entradas binárias. O  $\mu$ P, por sua vez, roda os algoritmos das funções de proteção armazenados na memória do relé. De acordo com os valores de corrente e tensão medidos e os ajustes das referidas funções, o relé comanda a atuação dos contatos de saída. A Figura 30 ilustra um relé de proteção de tecnologia digital atual.

Figura 30 – Relé digital de proteção, fabricante SEL, modelo 751-A



Fonte: SEL - Schweitzer Engineering Laboratories (2015).

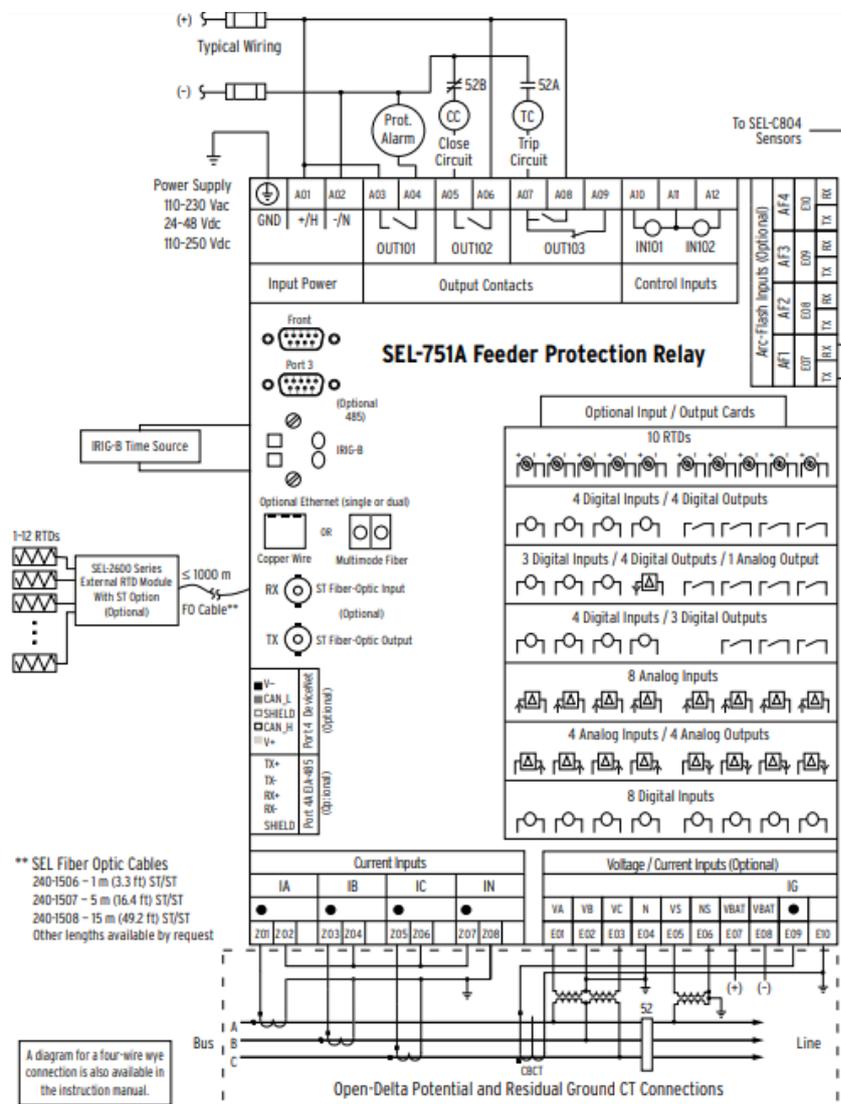
Segundo Kindermann (2018), os relés digitais ainda dispõem de outras funções como medições de grandezas elétricas, leituras de sensores de temperatura, posicionamento de disjuntores, intertravamentos diversos, comunicação em diversos protocolos, possibilidade de programação através de computador e interface homem máquina (IHM).

Sendo assim é essencial também conhecer algumas das principais características dos relés digitais para que seja possível usufruir, da melhor maneira, de sua utilização nos sistemas elétricos.

### 2.5.6.2.1 Características construtivas e operativas dos relés digitais multifunção

Como já mencionado anteriormente, os relés digitais multifunção são dotados de componentes eletrônicos de última geração. De acordo com Kindermann (2018), através dessa arquitetura interna dos relés é possível promover a interação com os circuitos de campo permitindo assim que o cérebro (relé) possa dar comando às saídas e entradas físicas disponíveis ao relé. Na Figura 31 é possível observar como está disposto o *layout* de conexões elétricas de um relé SEL 751A utilizado no projeto de modernização da unidade 3 da UTLA.

Figura 31 – *Layout* de conexões elétricas e portas de comunicação do relé SEL-751A



Fonte: SEL - Schweitzer Engineering Laboratories (2015).

As características construtivas e operativas dos relés digitais multifunção e suas conexões elétricas também devem ser conhecidas e estudadas para sua melhor utilização.

#### 2.5.6.2.2 *Conexões elétricas*

A maioria dos relés de proteção multifunção existente no mercado atual permite aos clientes a configuração desejada quanto a entradas e saídas elétricas, bem como *interfaces* de comunicação e funções que cada projeto exige. Logicamente que o valor (preço) desses relés oscila muito, visto que cada fabricante oferece modelos com configurações que vão desde as básicas até as mais completas e com protocolos de comunicação nativos de cada fabricante. Segundo Kindermann (2018), independentemente da configuração necessária a cada projeto, os relés de proteção multifunção dispõem das seguintes conexões:

- a) entradas analógicas – as entradas analógicas dos relés digitais de proteção são utilizadas nas medições de tensão, corrente e transdutores. Geralmente os valores de corrente são provenientes de TC's e variam de 1 A ou 5 A. Já as tensões utilizam valores derivadas do secundário dos TP's e trabalham com valores de 100, 110 ou 115 Vca;
- b) entradas digitais – as entradas digitais são utilizadas para acesso a informações externas do relé criando intertravamentos lógicos com outros equipamentos, como receber o status de posicionamento do disjuntor, entre outros;
- c) saídas analógicas – geralmente utilizadas para circuitos auxiliares ao relé, como amperímetros, ou até mesmo utilizado em malha de controle;
- d) saídas digitais – as saídas digitais são utilizadas para promover algum alarme, como também ativar algum tipo de bloqueio e até mesmo acionar relés auxiliares. Sua principal função é acionar o bloqueio de disjuntores.

Assim, conhecendo-se as principais características relacionadas aos diferentes modelos de relés disponíveis é primordial analisar os parâmetros necessários para que possam desempenhar da melhor maneira a função a que se destinam.

#### 2.5.6.2.3 *Parametrização*

Kindermann (2018) afirma que para os relés de proteção atingirem o seu melhor desempenho possível, se faz necessário que uma parametrização seja feita. A parametrização leva em conta todas as funções de proteção, definidas no momento do projeto. A parametrização também leva em consideração, possíveis lógicas externas para o correto funcionamento, pois mesmo parametrizado o relé dependerá de outros equipamentos

corretamente configurados para cumprir com o seu principal objetivo que é a proteção de um determinado circuito ou sistema.

Alguns itens de extrema importância que devem contemplar em uma parametrização são:

- a) *interface* homem máquina – mais conhecida no mundo técnico como IHM é responsável por permitir a parametrização do relé de proteção. Ainda através da IHM, os responsáveis em operar um processo podem consultar eventos, ler valores de tensão e corrente e outras variáveis inerentes ao circuito que o relé esteja inserido;
- b) *software* de programação – como nem todos os relés possuem uma IHM, outra forma de configurá-los é através de *softwares* de programação, onde é possível efetuar toda a parametrização e após a conclusão efetuar o *download* para o relé;
- c) funções utilizadas – definir em projeto as funções de proteção a serem utilizadas;
- d) tempo de atuação – definir o tempo em que ação deve acontecer no momento da atuação da proteção. Exemplo: se ativar a função de proteção 50/51 proceder com a transferência de carga;
- e) curva de atuação – definir em projeto qual a curva utilizada, de acordo com a zona de proteção;
- f) definição da frequência da rede – definir em qual frequência o sistema de proteção interagirá;
- g) definição de entradas e saídas – esse item é de suma importância, pois uma vez que seja esquecido de habilitar as funções das saídas, o relé não irá cumprir com seu principal objetivo;
- h) protocolos de comunicação – se o relé tiver a necessidade de integração em uma rede de comunicação é necessário definir protocolo de comunicação e seu endereço de rede;
- i) comunicação – a maioria dos relés digitais possuem portas de comunicação seriais, que servem para enviar ou receber dados. Geralmente possuem uma porta de comunicação na parte frontal, que é mais utilizada para a parametrização e registros de eventos e outra porta na parte traseira que é utilizada para conectar o relé em rede de comunicação com outros relés, conectar um controlador lógico programável (CLP) e *softwares* de supervisão;

j) registros de eventos – os relés de proteção digital possuem um sistema de armazenamento para suas configurações, onde também são armazenadas todas as ocorrências e eventos do sistema de proteção. Esses registros são conhecidos também como oscilografias e podem ser obtidas através de um *software* para análise dos eventos;

k) relógio em tempo real – é de fundamental importância para análise dos eventos. O relógio dos relés de proteção deve de preferência estar conectado ao GPS (*Global Positioning System*), onde é possível sincronizar de modo correto todas as ocorrências na devida estampa de tempo.

Mesmo após toda a parametrização é necessário que o engenheiro integrador faça um minucioso comissionamento, pois sérios acidentes podem ocorrer na ausência dos itens citados acima, ou mesmo por ligações físicas erradas (cabos ligados de forma trocada).

#### 2.5.6.2.4 Características técnicas e operacionais

De acordo com Filho (2017), os relés digitais de proteção trazem como premissa em sua configuração as seguintes características:

- a) proteção de fase e de neutro em uma só unidade;
- b) proteção contra falha no disjuntor;
- c) proteção trifásica de sobrecorrente instantânea e temporizada;
- d) proteção de sobrecorrente de neutro instantânea e temporizada;
- e) curva de tempo inversa;

Em virtude de seu excelente desempenho funcional e de sua superioridade de operação comparados aos relés de ação direta, os relés digitais são comumente utilizados nas proteções de média tensão, proteção de máquinas elétricas de grande porte, transformadores de distribuição, entre outras aplicações, garantindo um elevado nível de segurança nas instalações.

## 2.6 FUNÇÕES ANSI

O *American National Standards Institute* (ANSI) é uma organização privada sem fins lucrativos, que administra e coordena o sistema norte-americano de padronização de seus membros. Fundado em 1918 por cinco sociedades de engenharia e três agências governamentais, atua a mais de 100 anos, apoiada por um grupo diversificado de organizações

do setor público e privado. O ANSI atua como facilitador das normas nacionais americanas, supervisionando e acreditando as organizações no desenvolvimento de padrões em conexão com os requisitos que atendem o instituto.

Segundo Filho (2017), a norma ANSI estabelece uma codificação das funções dos diferentes dispositivos empregados na proteção, comando e sinalização de sistemas elétricos sendo utilizada mundialmente por fabricantes, projetistas e montadores. Os relés de proteção da empresa SEL, utilização em sua plataforma de configuração as funções de proteção ANSI. Na Tabela 2 é possível observar as funções de proteção, segundo a tabela ANSI.

Tabela 2 – Nomenclatura dos aparelhos de proteção e manobra segundo a tabela ANSI

Número	Função	Número	Função
1	Elemento Principal	49	Relé térmico
2	Relé de partida ou fechamento temporizado	50	Relé de sobrecorrente instantâneo
3	Relé de verificação ou interbloqueio	51	Relé de sobrecorrente temporizado
4	Contator principal	52	Disjuntor de corrente alternada
5	Dispositivo de interrupção	53	Relé para excitatriz ou gerador CC
6	Disjuntor de partida	54	Dispositivo de acoplamento
7	Relé de taxa de variação	55	Relé de fator de potência
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle	56	Relé de aplicação de campo
9	Dispositivo de reversão	57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
10	Chave comutadora de sequência das unidades	58	Relé de falha de retificação
11	Dispositivo multifunção	59	Relé de sobretensão
12	Dispositivo de sobrevelocidade	60	Relé de balanço de corrente ou tensão
13	Dispositivo de rotação síncrona	61	Sensor de densidade
14	Dispositivo de subvelocidade	62	Relé temporizador
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência	63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
16	Dispositivo de comunicação de dados	64	Relé detetor de terra
17	Chave de derivação ou descarga	65	Regulador
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração	66	Relé de supervisão do número de partidas
19	Contator de transição partida-marcha	67	Relé direcional de sobrecorrente
20	Válvula operada eletricamente	68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
21	Relé de distância	69	Dispositivo de controle permissivo
22	Disjuntor equalizador	70	Reostato
23	Dispositivo de controle de temperatura	71	Dispositivo de detecção de nível
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz	72	Disjuntor de corrente contínua
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização	73	Contator de resistência de carga
26	Dispositivo térmico do equipamento	74	Relé de alarme
27	Relé de subtenção	75	Mecanismo de mudança de posição
28	Detector de chama	76	Relé de sobrecorrente CC
29	Contator de isolamento	77	Dispositivo de telemedição
30	Relé anunciador	78	Relé de medição de ângulo de fase
31	Dispositivo de excitação	79	Relé de religamento
32	Relé direcional de potência	80	Chave de fluxo
33	Chave de posicionamento	81	Relé de frequência (sub ou sobre)
34	Dispositivo master de sequência	82	Relé de religamento de carga de CC
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores	83	Relé de seleção / transferência automática
36	Dispositivo de polaridade ou polarização	84	Mecanismo de operação
37	Relé de subcorrente ou subpotência	85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
38	Dispositivo de proteção de mancal	86	Relé auxiliar de bloqueio
39	Monitor de condições mecânicas	87	Relé de proteção diferencial
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo	88	Motor auxiliar ou motor gerador
41	Disjuntor ou chave de campo	89	Chave seccionadora
42	Disjuntor / chave de operação normal	90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual	91	Relé direcional de tensão
44	Relé de sequência de partida	92	Relé direcional de tensão e potência
45	Monitor de condições atmosféricas	93	Contator de variação de campo
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente	94	Relé de desligamento
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão	95	Usado para aplicações específicas
48	Relé de sequência incompleta / partida longa	96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
		97 à 99	Usado para aplicações específicas

Fonte: Filho (2017).

Para a determinação das funções de proteções adequadas, se faz necessário o conhecimento acerca dos conceitos pertinentes, bem como a análise de faltas em circuitos elétricos, para que se possam dimensionar as proteções necessárias em cada caso.

## 2.7 ANÁLISE DE FALTAS

Por definição, nos dizeres de Caminha (1977), falta ou defeito é a conotação utilizada quando de forma acidental ocorre a interrupção das condições normais de operação de um determinado circuito ou sistema. Assim um curto-circuito ou um condutor interrompido também é conhecido como uma falta. Como um sistema elétrico de potência normalmente é tratado como um circuito trifásico equilibrado e simétrico, uma vez que ocorre um curto-circuito é provocado um desbalanceamento de forma intensa ou moderada no percurso da tensão e da corrente, em função da diminuição da impedância vista no ponto da falta e com isso ocasionando a quebra da simetria, que poderá causar danos a equipamentos e até sinistros de grande magnitude.

Por sua vez, Filho (2017) especifica que haja a possibilidade de executar e dimensionar equipamentos de proteção para sistemas elétricos de potência se faz necessário conhecer a correta distribuição das correntes e tensões em diferentes partes do circuito devido às possíveis faltas. Os valores limites de corrente em qualquer um dos pontos, também deverão ser conhecidos e considerados para a determinação das faltas.

Referido autor menciona ainda que é possível dimensionar as proteções necessárias para cada tipo de falta em um sistema elétrico de potência que envolvam relés de proteção conhecendo as seguintes informações:

- a) corrente máxima de falta;
- b) corrente mínima de falta;
- c) máxima corrente passante para uma falta.

Para a obtenção das informações mencionadas anteriormente é necessário conhecer os limites de estabilidade da geração, condições de operação e o sistema de aterramento como um todo, levando-se em conta que as faltas são assumidas sempre considerando impedância de curto zero.

Os cálculos referentes a essas proteções de corrente de curto-circuito serão demonstrados no capítulo 4, onde será tratado o memorial de cálculos das proteções.

De acordo com Kindermann (2007), mesmo que um sistema elétrico de potência tenha um excelente projeto e que seja empregado o que há de melhor no mercado, ainda assim

o sistema estará exposto a eventos dos mais diversos e imprevisíveis podendo aparecer falhas em pontos aleatórios do sistema. As correntes de curto-circuito atingem na maioria das vezes valores de grande magnitude porém, atenuadas em frações de segundos, mas que em muitos casos em função de uma proteção deficiente ou mal projetada, o curto-circuito causa a destruição de vários equipamentos, como barramentos, painéis, cabeamentos e até mesmo em toda a instalação.

As falhas em sistema elétrico de potência são inúmeras, porém de acordo com Kindermann (2007) na maioria dos casos ocorrem devido à:

- a) falhas de isolação – geralmente as tensões de barramentos ou condutores são elevadas e rupturas para terra ou entre fases ocorrem, seja pela aplicação inadequada de isoladores ou até mesmo a isolação dos equipamentos, defeitos de fabricação ou material de má qualidade ou até mesmo envelhecimento do material;
- b) falhas mecânicas – são provocadas na maioria das vezes por fenômenos naturais, como vendavais, contaminação por água, quedas de objetos e também por deficiência na montagem de equipamentos que podem provocar seu desprendimento;
- c) falhas elétricas – são ocasionados na maioria dos casos por descargas atmosféricas, surtos de chaveamento (manobra), sobretensões, sobrecorrentes e falhas na proteção de equipamentos de supervisão;
- d) falhas de manutenção – manutenções mal planejadas ou a inexistência dela podem deixar um sistema elétrico vulnerável e provocar falhas. A substituição de peças ou equipamentos inadequados, bem como pessoal não treinado e qualificado são consideradas falhas de manutenção.

Kindermann (2007) menciona ainda que os sistemas elétricos de potência têm seu percentual de falhas distribuídos de acordo com a característica de cada setor, sendo que as informações sejam baseadas em históricos de defeitos através de empresas do ramo de energia, conforme podem ser observadas na Tabela 3:

Tabela 3 – Ocorrência de curto-circuito no sistema elétrico

(continua)

Setor do Sistema Elétrico	Curto-Circuito
Geração	0,60%

Tabela 3 – Ocorrência de curto-circuito no sistema elétrico

<b>(conclusão)</b>	
Subestação	0,50%
Linhas de Transmissão	89%

Fonte: Kindermann (2007).

Conforme especificado na Tabela 3 é possível observar os percentuais de falhas, sendo que o setor mais vulnerável é a transmissão de energia, isto porque as linhas de transmissão cortam o país de ponta a ponta, passando por lugares com terrenos e climas distintos.

Para Kindermann (2007), os mais importantes tipos de faltas em um sistema elétrico de potência podem ser observados na Tabela 4:

Tabela 4 – Ocorrências de curto-circuito

<b>Tipos de curto-circuito</b>	<b>Ocorrências</b>
3 $\Phi$	0,60%
2 $\Phi$	15,00%
2 $\Phi$ - terra	16%
1 $\Phi$ - terra	63%

Fonte: Kindermann (2007).

Em complemento à análise de faltas, a abordagem sobre componentes simétricas auxilia no estudo do desempenho de sistemas de potência.

### 2.7.1 Componentes simétricas

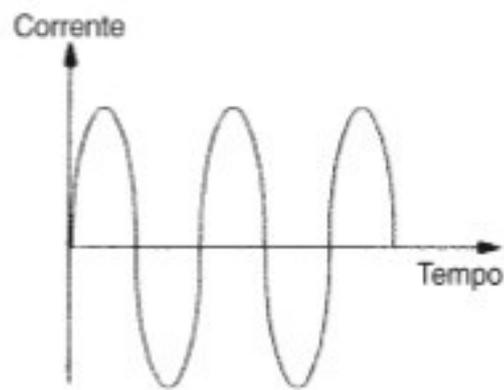
No entendimento de Filho (2007), as correntes de curto-circuito assumem diversas formas gerando um desbalanço ao longo de todo o período em que a falta permanecer ativa. Duas componentes são observadas no momento do curto-circuito e geram formas de ondas que são classificadas com as seguintes características:

- a) corrente simétrica de curto-circuito – tem como característica a componente senoidal da corrente formada simetricamente em relação ao eixo dos tempos conforme representado na Figura 32. Devido ao longo período de permanência que essa corrente permanece no evento, a componente simétrica é utilizada nos

cálculos com o objetivo de determinar o nível de suportabilidade que os equipamentos têm quando expostos aos níveis de curto-circuito;

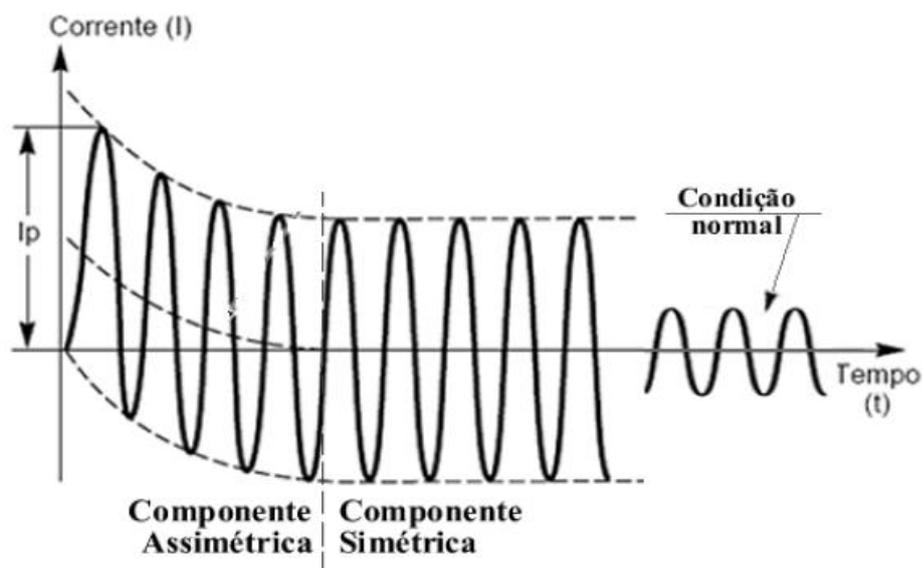
b) corrente assimétrica de curto-circuito – normalmente a corrente de curto-circuito é assimétrica nos primeiros ciclos como pode ser observado na Figura 33, onde a componente senoidal da corrente se forma de maneira assimétrica em relação ao eixo do tempo. Após os primeiros ciclos e aos efeitos atenuantes, ela adquire a forma simétrica.

Figura 32 – Corrente simétrica de curto-circuito



Fonte: Filho (2007).

Figura 33 – Corrente de curto-circuito assimétrica e posteriormente simétrica



Fonte: Filho (2007).

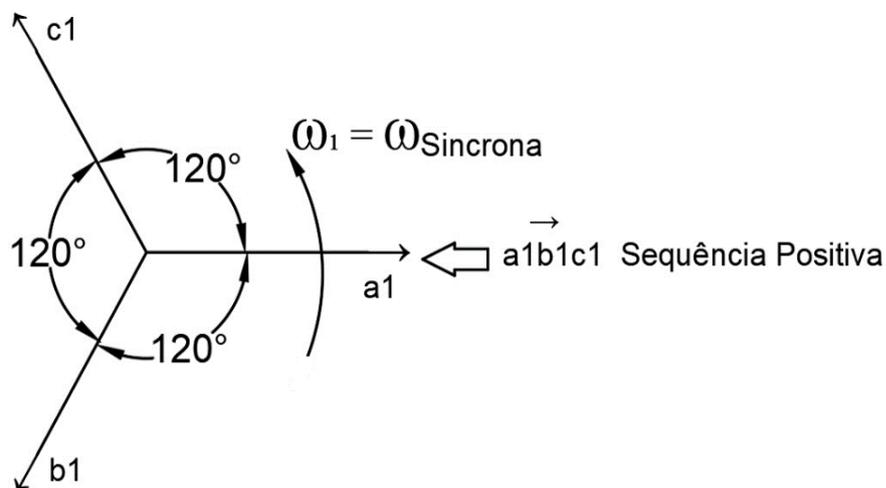
Em um sistema trifásico equilibrado, as faltas trifásicas podem ser analisadas como se fossem equilibradas, onde todos os condutores estão sujeitos a mesma intensidade de corrente e tensão, porém defasadas em  $120^\circ$ . Desse modo, é possível analisar as faltas baseando-se em apenas uma fase. Com o entendimento do comportamento da corrente e tensão nessa fase é possível determinar o comportamento das duas outras fases.

Para Sato e Freitas (2015), as demais faltas ocasionam comportamentos desbalanceados no sistema, sendo o método das componentes simétricas desenvolvido por Fortescue o mais indicado para análise.

Conforme Kindermann (2007), Fortescue conseguiu desenvolver uma ferramenta analítica, através da qual de maneira genérica é possível dividir um sistema de “n” fases desequilibradas, em um sistema decomposto em três sistemas simétricos equilibrados formados por componentes simétricas de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero.

#### 2.7.1.1 Sistema trifásico de sequência positiva

Segundo Kindermann (2007), as componentes de um sistema de sequência positiva são constituídos por três fasores balanceados de módulos iguais e defasados  $120^\circ$  entre si. Os fasores giram em uma frequência angular  $\omega$ , no sentido anti-horário com a mesma sequência e velocidade síncrona do sistema original. Na Figura 34 é possível observar a disposição dos fasores de um sistema trifásico de sequência positiva.



Fonte: Kindermann (2007).

A condição ilustrada na Figura 34 é simulada considerando a observação das pontas dos fasores girando na sequência ABC, isto é, positiva. Considerando que os fasores da sejam tensões e, por definição, equilibradas tem-se:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{b1} &= 1 \angle -120^\circ \cdot \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{c1} &= 1 \angle -240^\circ \cdot \dot{V}_{a1} \end{aligned} \quad (2.7.1.1.1)$$

Em módulo elas são iguais, isto é:

$$V_{a1} = V_{b1} = V_{c1} \quad (2.7.1.1.2)$$

As tensões  $\dot{V}_{b1}$  e  $\dot{V}_{c1}$  são expressas em função de  $\dot{V}_{a1}$ , sendo que o sistema é equilibrado e desse modo é possível analisar o circuito considerando uma única fase. Segundo Kindermann (2007) ao invés de usar o termo  $1 \angle 120^\circ$  é possível substituir este número complexo por uma expressão literal, denominada de  $\hat{a}$ , conhecida como operador rotacional. Desse modo, a expressão (2.7.1.1.3) é interpretada como um operador que aplicado a um fasor submete o mesmo ao giro de  $120^\circ$  no mesmo sentido da rotação de sequência positiva, indicado pela velocidade  $\omega_1$ .

$$\hat{a} = 1 \angle 120^\circ \quad (2.7.1.1.3)$$

Desse modo a expressão (2.7.1.1.1) colocada em função do operador é representada por:

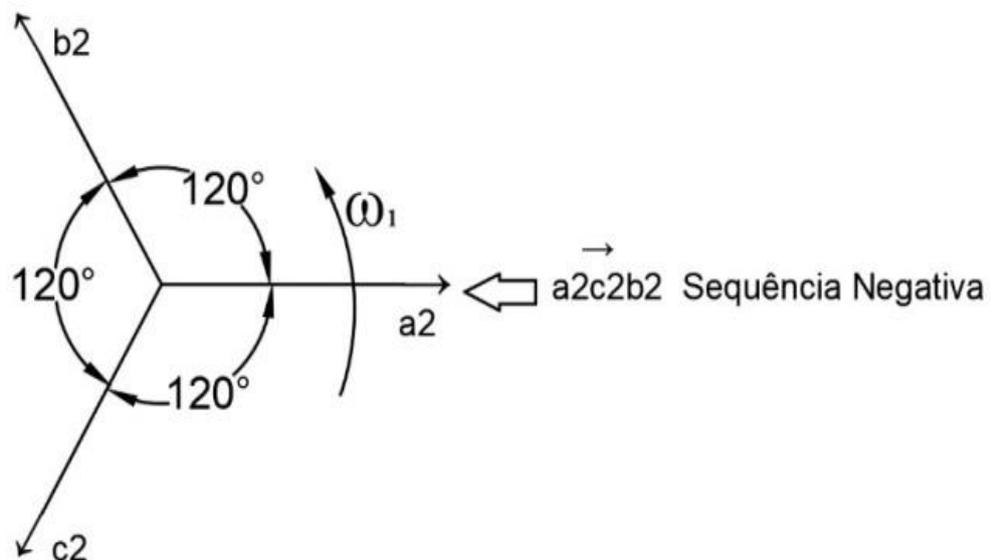
$$\begin{aligned} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{b1} &= \hat{a}^2 \cdot \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{c1} &= \hat{a} \cdot \dot{V}_{a1} \end{aligned} \quad (2.7.1.1.4)$$

### 2.7.1.2 Sistema trifásico de sequência negativa

As componentes de um sistema de sequência negativa são constituídas por três fasores de módulos iguais e defasados  $120^\circ$  entre si. Os fasores giram em uma sequência de

fase contrária ao do sistema original desbalanceado e em velocidade síncrona contrária ao sistema de sequência positiva. No entanto, segundo Kindermann (2007), para que seja possível promover operações algébricas com os fasores de sequência negativa, este deve ser modificado através do teorema de Fortescue e então os fasores de sequência negativa deverão girar em uma frequência angular  $\omega$ , no sentido anti-horário com a mesma sequência e velocidade síncrona do sistema original. Para a análise do sistema é necessária uma adaptação, onde é preciso efetuar a troca de posição de dois fasores, ou seja, trocar o fasor b pelo fasor c. Como exemplo prático, vê-se que caso sejam invertidas duas fases em um motor de indução ele irá girar no sentido contrário, sendo que essa inversão não provoca nenhuma mudança da parte da observação. A Figura 35 ilustra o sistema trifásico de sequência negativa.

Figura 35 – Sistema trifásico de sequência negativa.



Fonte: Kindermann (2007).

Na expressão (2.7.1.2.1), os fasores de tensão são colocados em função da tensão da fase a, como é possível observar:

$$\dot{V}_{a2}$$

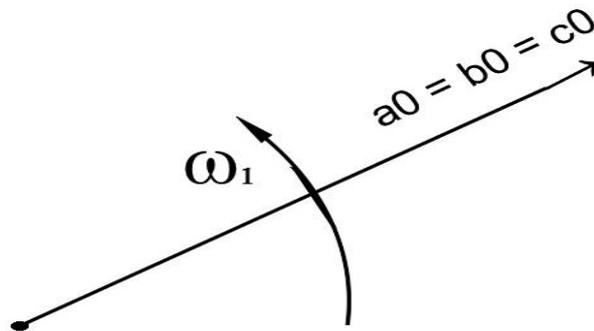
$$\dot{V}_{b2} = \dot{a}^2 \cdot \dot{V}_{a2} \tag{2.7.1.2.1}$$

$$\dot{V}_{c2} = \dot{a} \cdot \dot{V}_{a2}$$

### 2.7.1.3 Sistema trifásico de sequência zero

Nos dizeres de Kindermann (2007), as componentes de sequência zero são constituídas por três fasores iguais em fase, girando no mesmo sentido da sequência do sistema original desbalanceado, ou seja, do sistema de sequência positiva. A Figura 36 mostra os fasores de sequência zero, em que foi utilizado o índice zero para sua representação.

Figura 36 – Sistema trifásico de sequência zero



Fonte: Kindermann (2007).

A expressão (2.7.1.3.1) demonstra os fasores de sequência zero em termos de tensão. Porém, seria possível também fazer todas as considerações e formulações que foram feitas para tensão, para as correntes que percorrem as fases do sistema trifásico.

$$\dot{V}_a0 = \dot{V}_b0 = \dot{V}_c0 \quad (2.7.1.3.1)$$

### 2.7.1.4 Expressão analítica do teorema de Fortescue

Kindermann (2007) afirma que com o conhecimento dos sistemas trifásicos de sequência positiva, negativa e zero é possível fazer a superposição dos três sistemas equilibrados e com isso obtém-se como resultado o sistema original desbalanceado, conforme a expressão analítica de Fortescue (2.7.1.4.1).

$$\begin{aligned} \dot{V}_a &= \dot{V}_a0 + \dot{V}_a1 + \dot{V}_a2 \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_b0 + \dot{V}_b1 + \dot{V}_b2 \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_c0 + \dot{V}_c1 + \dot{V}_c2 \end{aligned} \quad (2.7.1.4.1)$$

$\dot{V}_a, \dot{V}_b, \dot{V}_c \Rightarrow$  Sistema trifásico desequilibrado;

$\dot{V}_{a0}, \dot{V}_{b0}, \dot{V}_{c0} \Rightarrow$  Sistema trifásico equilibrado de sequência zero;

$\dot{V}_{a1}, \dot{V}_{b1}, \dot{V}_{c1} \Rightarrow$  Sistema trifásico equilibrado de sequência positiva;

$\dot{V}_{a2}, \dot{V}_{b2}, \dot{V}_{c2} \Rightarrow$  Sistema trifásico equilibrado de sequência negativa.

Nessa linha de pensamento, Kindermann (2007) assevera que conforme o teorema de Fortescue, considerando-se os sistemas trifásicos equilibrados é possível efetuar toda a análise em relação a uma fase, sendo a fase “a” escolhida. Usando as expressões (2.7.1.1.4), (2.7.1.2.1), (2.7.1.3.1), de modo a deixar todas as tensões em função da fase “a” é possível obter a expressão (2.7.1.4.2) a seguir:

$$\begin{aligned}\dot{V}_a &= \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_{a0} + \dot{a}^2 \cdot \dot{V}_{a1} + \dot{a} \cdot \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_{a0} + \dot{a} \cdot \dot{V}_{a1} + \dot{a}^2 \cdot \dot{V}_{a2}\end{aligned}\tag{2.7.1.4.2}$$

A expressão (2.7.1.4.2), também pode representada de forma matricial de acordo com a expressão (2.7.1.4.3) e (2.7.1.4.4), (2.7.1.4.5), (2.7.1.4.6) onde T é uma atriz quadrada 3x3, utilizada como matriz de transformação das componentes de sequência nos fasores originais de um sistema desbalanceado.

A seguir, tem-se a Forma Matricial:

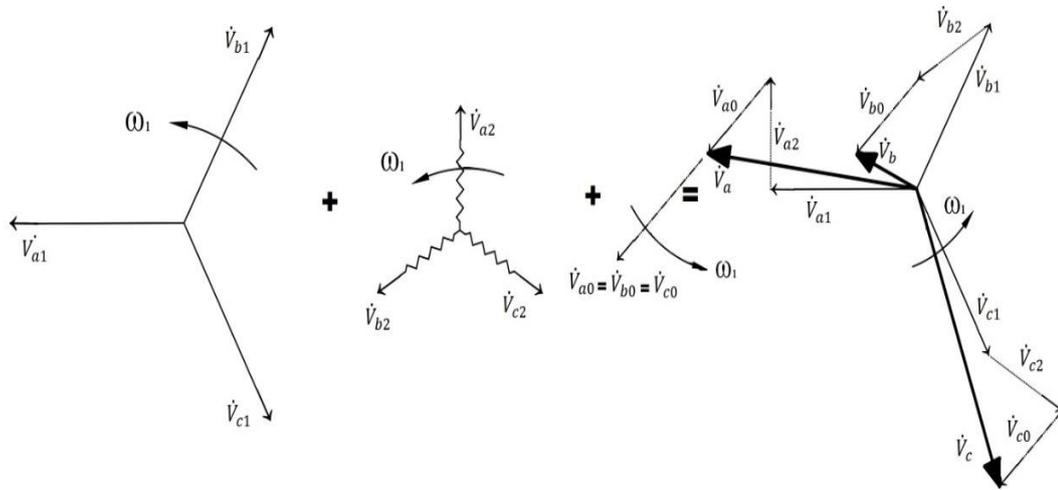
$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix}\tag{2.7.1.4.3}$$

Representando a matriz por T:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix}\tag{2.7.1.4.4}$$

É possível observar, na Figura 37, um exemplo gráfico do teorema de Fortescue onde os três sistemas trifásicos de sequência positiva, negativa e zero após a aplicação da expressão 2.7.1.4.1, favorecem a obtenção do conjunto de fasores trifásicos desbalanceados.

Figura 37 – Exemplo gráfico do teorema de Fortescue



Fonte: Kindermann (2007).

Para que seja possível obter as componentes de sequência em função de um sistema trifásico desbalanceado é necessário utilizar a expressão (2.7.1.4.2), manipulando-a de modo a isolar os termos de  $\dot{V}_{a0}$ ,  $\dot{V}_{a1}$ ,  $\dot{V}_{a2}$  em função dos valores verdadeiros  $\dot{V}_a$ ,  $\dot{V}_b$ ,  $\dot{V}_c$ , obtendo-se:

$$\begin{aligned}\dot{V}_{a0} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{V}_a + \dot{V}_b + \dot{V}_c) \\ \dot{V}_{a1} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{V}_a + \dot{a}\dot{V}_b + \dot{a}^2\dot{V}_c) \\ \dot{V}_{a2} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{V}_a + \dot{a}^2\dot{V}_b + \dot{a}\dot{V}_c)\end{aligned}\tag{2.7.1.4.5}$$

Representação matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix}\tag{2.7.1.4.6}$$

Dessa forma é possível obter a matriz inversa de  $T^{-1}$ , que é a matriz de transformação dos fasores originais verdadeiros de fase em fasores componentes de sequência, conforme expressão (2.7.1.4.7):

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \end{bmatrix} \quad (2.7.1.4.7)$$

#### 2.7.1.5 Teorema de Fortescue em termos de corrente

Ao longo do presente trabalho, em alguns momentos, foi abordado o teorema de Fortescue em termos de fasores de tensão, porém o mesmo raciocínio se aplica aos três fasores de corrente do sistema trifásico desbalanceado, isto porque segundo Kindermann (2007), as operações das matrizes de transformação  $T$  e  $T^{-1}$ , podem ser aplicadas a qualquer conjunto trifásico de fasores. Portanto a expressão (2.7.1.4.3), ao ser aplicada em função das correntes obtém os seguintes dados:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.7.1.5.1)$$

E através da expressão (2.7.1.4.6), por similaridade, obtém se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.7.1.5.2)$$

A análise da corrente de sequência é de extrema importância para a proteção do sistema elétrico, uma vez que ela está relacionada diretamente com a corrente de neutro do sistema desbalanceado. Através da expressão (2.7.1.5.2) é possível isolar o fasor  $\dot{I}_{a0}$ , conforme expressão:

$$\dot{I}_{a0} = \frac{1}{3} \cdot (\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) \quad (2.7.1.5.3)$$

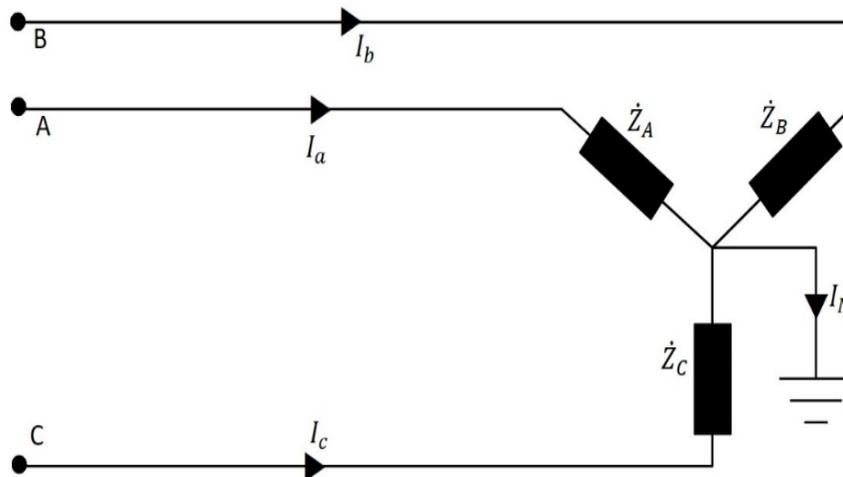
Através da expressão (2.7.1.5.3) é possível analisar um sistema trifásico em estrela aterrado, que pode ser uma carga equilibrada ou não equilibrada e até mesmo um transformador, conforme ilustrado na Figura 38, onde aplicando a primeira lei de Kirchhoff no nó que forma a conexão estrela obtém-se a seguinte expressão:

$$\dot{I}_N = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c \quad (2.7.1.5.4)$$

Com isso é possível substituir a expressão (2.7.1.5.3) e obter:

$$\dot{I}_{a0} = \frac{\dot{I}_N}{3} \quad (2.7.1.5.5)$$

Figura 38 – Carga ligada em estrela aterrado



Fonte: Kindermann (2007).

Em sistemas trifásicos ligados em estrela não aterrado e desbalanceado é possível aplicar a primeira lei de Kirchhoff ao nó, onde é possível encontrar a seguinte expressão:

$$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0 \quad (2.7.1.5.6)$$

Substituindo o valor encontrado na expressão (2.7.1.5.3) tem-se:

$$\dot{I}_{a0} = \frac{1}{3} \cdot 0 \quad \therefore \quad \dot{I}_{a0} = 0 \quad (2.7.1.5.7)$$

Como o sistema não está aterrado, não haverá a possibilidade de corrente de sequência zero. Com a equação (2.7.1.5.5) comprova-se que só poderá existir corrente de sequência zero quando o sistema é conectado com neutro ou aterrado. A mesma análise se aplica em sistemas com ligação em delta.

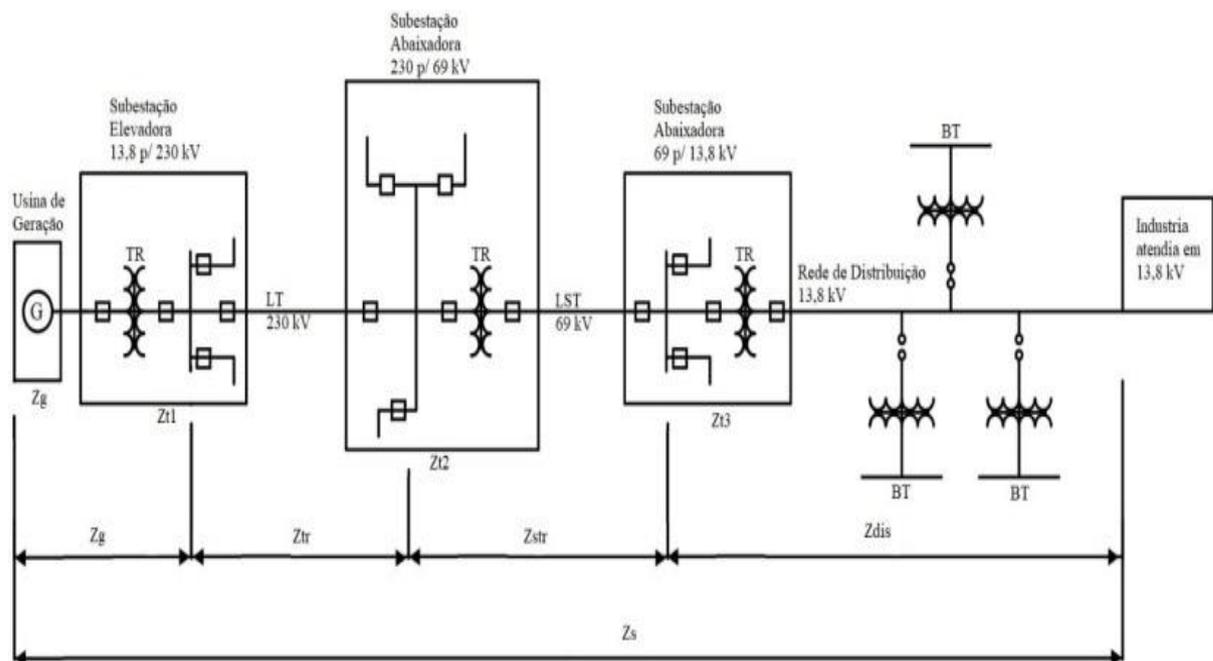
## 2.8 IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA

De acordo com Filho (2007), para o cálculo das correntes de falta é essencial que sejam levados em consideração os elementos dos circuitos envolvidos em função de suas impedâncias. Cabe ressaltar que quanto menor a tensão do sistema é muito importante considerar o maior número de impedâncias possível, pois os valores finais das correntes poderão ser influenciados. Seria muito oportuno que o projetista pudesse mencionar no momento do cálculo de curto-circuito do sistema, todas as impedâncias consideradas. Pode-se verificar também que um circuito para ser considerado balanceado, precisa que suas impedâncias sejam iguais para as três fases.

### 2.8.1 Impedâncias reduzidas do sistema

Conforme afirma o autor Filho (2007), a impedância reduzida do sistema representa todas as impedâncias considerando a fonte de geração, sistema de transmissão, subtransmissão, sistema de distribuição até o ponto de energia de uma unidade consumidora. A Figura 39, ilustra de forma otimizada os processos citados, indicando as impedâncias a serem consideradas no cálculo de curto-circuito para efeito de conhecimento.

Figura 39 – Diagrama de um sistema de geração até o consumidor



Fonte: Filho (2007).

O Engenheiro projetista precisará conhecer o valor da impedância reduzida do sistema, que deverá ser fornecida pela concessionária de energia, tanto em *pu* ou em *ohms* e na maioria dos casos o valor da corrente curto-circuito no ponto de entrega de energia.

Segundo Filho (2007), as impedâncias do sistema primário são aquelas a partir do ponto de entrega de energia e deverão ser consideradas, principalmente se fizerem parte de circuitos conectados à tensão superior a 2,4 kV. Tais impedâncias dizem respeito a transformadores de força e circuitos condutores de grande comprimento.

Já as impedâncias que representam todos os componentes conectados ao sistema a partir do secundário do transformador, que são circuitos condutores de grande comprimento, barramentos de painéis de comando e distribuição de comprimento superior a 4 metros deverão ser considerados. Motores elétricos devem ser analisados quanto à sua relevância, ou seja, de acordo com sua quantidade instalada e potência.

## 2.8.2 Impedância de transformador

Conforme conceitua Kindermann (2007), o transformador é um elemento de extrema importância para um sistema elétrico de potência. Sua principal característica é interligar e possibilitar a conexão de vários equipamentos com tensões elétricas de vários níveis possíveis. As correntes de curto-circuito do sistema passam através do transformador e por esse motivo conhecer o comportamento dessas correntes é muito importante para o dimensionamento de sua proteção elétrica. A impedância de um transformador é conectada às outras impedâncias de acordo com a configuração de cada sistema.

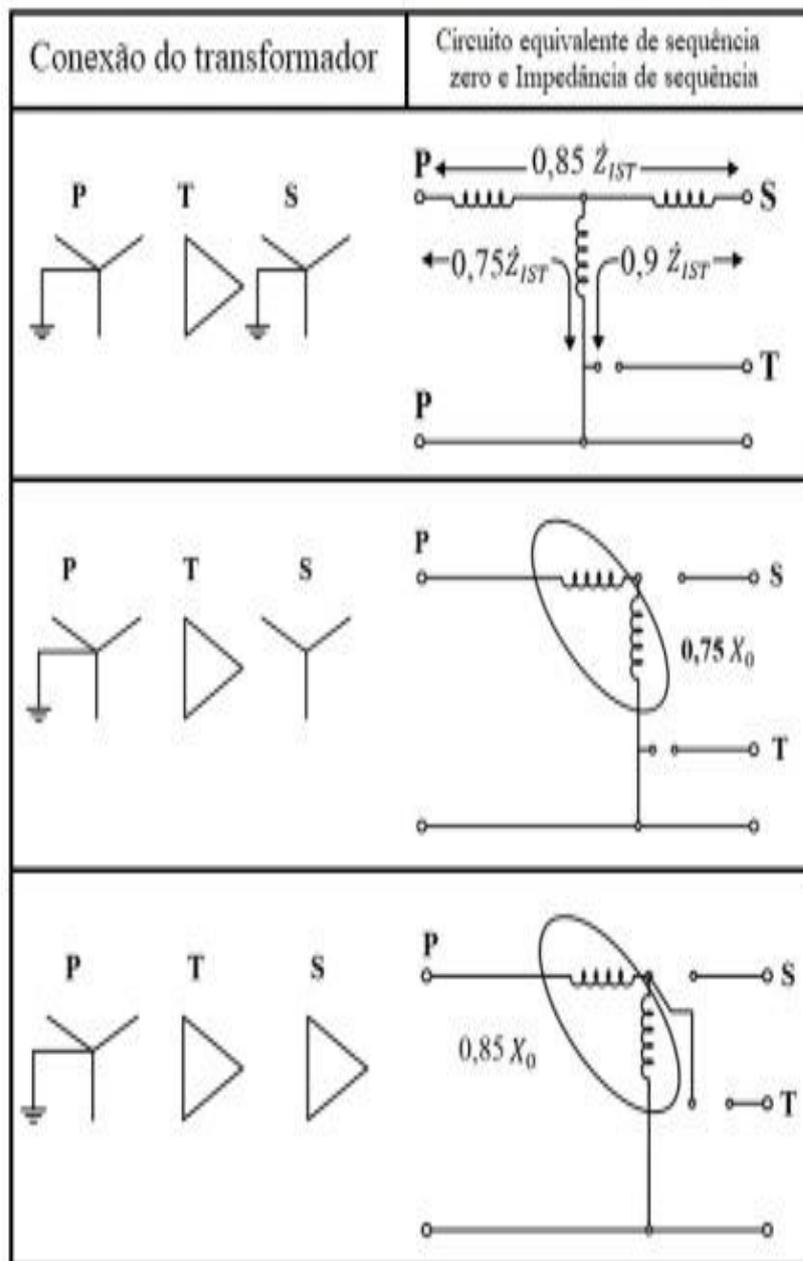
De acordo com Sartori (2011), as impedâncias de seqüências positiva e negativa são iguais, ou seja, a oposição à passagem da corrente elétrica não sofre as influências da seqüência de fases conectados a ela, sendo que o ensaio de curto-circuito resultará no mesmo valor de impedância.

Segundo Kindermann (2007), através do ensaio de curto-circuito do transformador é possível encontrar a impedância de seqüência positiva ( $\dot{Z}_1$ ) e seu principal objetivo é conhecer o circuito equivalente por fase do transformador, onde são desprezadas as derivações centrais da resistência equivalente do ferro e da bobina de magnetização. As informações referentes a esse ensaio são fornecidas pelo fabricante e ficam estampadas na placa de identificação do transformador.

Sartori (2011) afirma que a impedância de seqüência zero ( $\dot{Z}_0$ ) sofre influência de diversos fatores como tipo do transformador, forma do núcleo magnético (que pode ser

envolvido ou envolvente) e dos tipos de bobinas do primário e secundário. A Figura 40 ilustra o resultado para seqüência zero em transformadores de três enrolamentos.

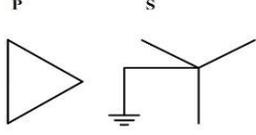
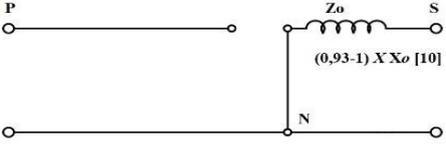
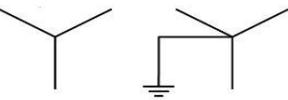
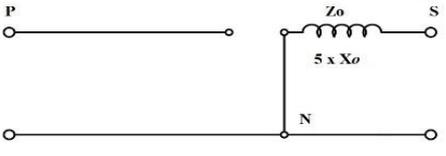
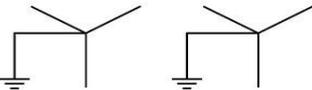
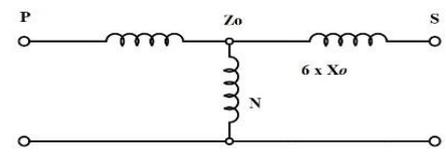
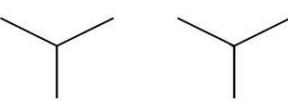
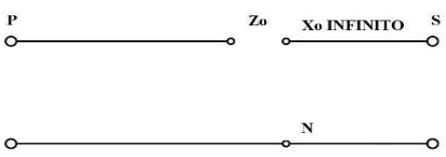
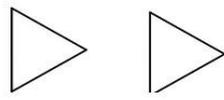
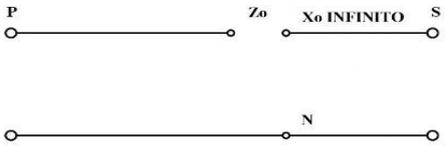
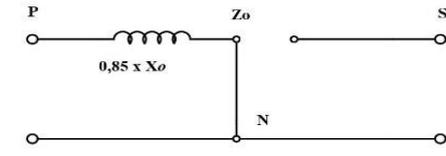
Figura 40 – Circuito equivalente por fase de seqüência zero de transformadores trifásicos de três enrolamentos de núcleo envolvido



Fonte: Kindermann (2007).

A Figura 41, por sua vez ilustra o resultado para transformadores de dois enrolamentos.

Figura 41 – Circuito equivalente por fase de seqüência zero de transformadores trifásicos de dois enrolamentos de núcleo envolvido

Conexão do transformador	Circuito equivalente de seqüência zero e impedância de seqüência
	
	
	
	
	
	

Fonte: Mardegan (2012).

Para melhor compreensão acerca dos conceitos de curto-circuito, se faz necessário o entendimento sobre as redes de seqüência e suas características.

## 2.9 REDES DE SEQUÊNCIA

Para Sartori (2011), uma rede de seqüência se assemelha a do sistema original equilibrado onde é inserido um ponto de falta e contém as mesmas impedâncias por fase do sistema equilibrado, sendo que a diferença fica por conta de que o valor de cada impedância é

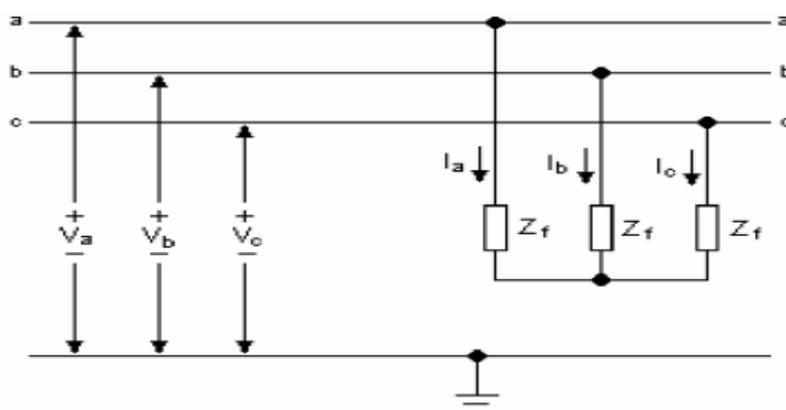
o valor de cada sequência. Correntes de sequência positiva e negativa formam um conjunto de correntes equilibradas, onde enxergam a mesma impedância em uma rede trifásica passiva. Correntes de sequência zero ao enxergarem as impedâncias do sistema têm um comportamento diferente da sequência positiva e negativa, onde em algumas vezes enxergam a impedância infinita.

Sartori (2011) complementa que pode ser utilizado o teorema de Thevenin para analisar as redes de sequência, quando visto do ponto de falta. A tensão equivalente Thevenin na rede de sequência positiva é a tensão de circuito aberto no ponto da falta, já nas redes de sequência negativa e zero é zero pela definição de que as tensões geradas no sistema trifásico são todas sequência positiva.

## 2.10 CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

Conforme assevera Filho (2007), o curto-circuito trifásico é caracterizado quando as tensões nas três fases se anulam no ponto onde existe a falta, ou seja, todas as correntes permanecem equilibradas. Kindermann (2007) complementa que pela própria natureza física, os curtos-circuitos trifásicos são os mais raros e representam uma média de seis por cento das ocorrências, porém geralmente as correntes de curto-circuito trifásicas têm uma elevada magnitude e são de fundamental importância para o dimensionamento das proteções, como ajustes dos dispositivos de proteção e sobrecorrente, capacidade de interrupção dos disjuntores, capacidade térmica dos cabos e equipamentos e a capacidade dinâmica dos barramentos. A Figura 42 ilustra um curto-circuito trifásico, levando em consideração a impedância de falta  $Z_f$ .

Figura 42 – Curto-circuito trifásico



Fonte: Sartori (2011).

Através da Figura 42 é possível aplicar a matriz:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (2.10.1)$$

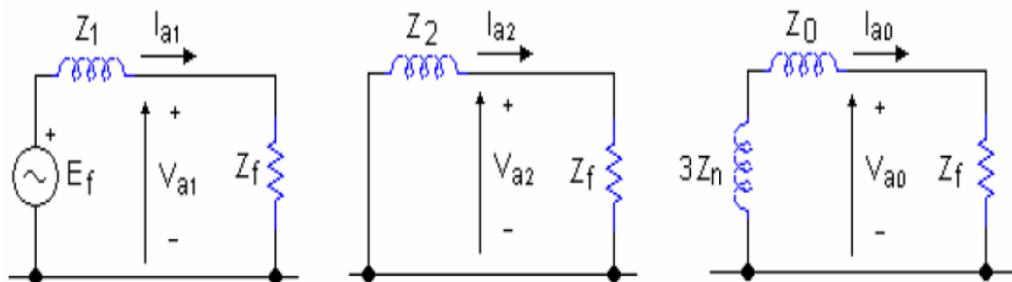
Onde  $\dot{V}_a, \dot{V}_b, \dot{V}_c$ , são as tensões do sistema e  $\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$  são correntes de curto-circuito nas fases a, b e c.

Através da expressão (2.7.1.4.3) é possível transformar o sistema de fase da equação (2.8.1), conforme segue:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{b1} \\ \dot{I}_{c2} \end{bmatrix} \quad (2.10.2)$$

A partir da expressão (2.9.2) é possível observar que as redes de seqüência são independentes, visto que o curto circuito trifásico é equilibrado e dessa maneira é possível analisar o circuito de seqüência positiva e a conexão ao ponto de falta, de acordo com o exposto na Figura 43.

Figura 43 – Modelo de seqüência positiva em curto-circuito trifásico



Fonte: Sartori (2011).

De acordo com Kimdermann (2007), a Figura 43 pode ser interpretada conforme a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \dot{v}_{a0} &= 0 \\ \dot{i}_{a0} &= 0 \\ \dot{v}_{a2} &= 0 \\ \dot{i}_{a2} &= 0 \end{aligned} \quad (2.10.3)$$

Sendo que em um curto-circuito trifásico não há circulação de corrente de sequência zero e sequência negativa e desse modo a corrente de curto-circuito é a mesma de sequência positiva conforme expressão:

$$\dot{I}_{a1} = \frac{E_f}{Z_1 + Z_f} \quad (2.10.4)$$

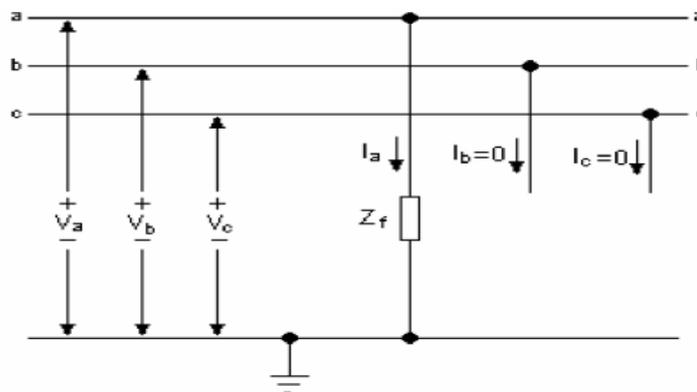
É possível transformar o sistema de sequência para o sistema por fase e com isso é possível se obter as correntes de curto-circuito por fase como pode ser observado:

$$\begin{aligned} \dot{I}_a &= \frac{E_f}{Z_1 + Z_f} \\ \dot{I}_b &= \frac{\dot{a}^2 E_f}{Z_1 + Z_f} \\ \dot{I}_c &= \frac{\dot{a} E_f}{Z_1 + Z_f} \end{aligned} \quad (2.10.5)$$

## 2.11 CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO À TERRA

Sartori (2011) complementa que um curto-circuito monofásico à terra ocorre quando apenas uma das fases do sistema elétrico é aterrada através de uma impedância  $Z_f$ . Neste caso, a característica da falta determina que  $\dot{I}_a$ ,  $\dot{I}_b$  e  $\dot{I}_c$  são nulas e circulam nas fases 'a', 'b' e 'c', como pode ser observado na Figura 44.

Figura 44 – Curto-circuito monofásico à terra.



Fonte: Sartori (2011).

Nesse sentido, segundo Filho (2007), o curto-circuito monofásico geralmente é maior que o curto-circuito trifásico na condição de falta máxima. As correntes de curto-

circuito em alguns momentos podem ser bem elevadas, em função das impedâncias do sistema serem pequenas e a consequência disso são danos aos equipamentos da instalação, caso o dimensionamento das proteções não esteja adequado.

Desse modo é possível considerar que o curto-circuito acontece na fase 'a' e as correntes nas fases 'b' e 'c' são iguais a zero. Através da relação inversa da equação (2.7.1.5.2) é possível determinar as seguintes expressões:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.11.1)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \dot{I}_a \times \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.11.2)$$

A partir da expressão (2.11.2) é possível verificar que as componentes de sequência positiva, negativa e zero são iguais. A tensão na fase a,  $\dot{V}_a$  no ponto em que ocorre o curto-circuito é:

$$\dot{V}_a = \dot{I}_a \times Z_f \quad (2.11.3)$$

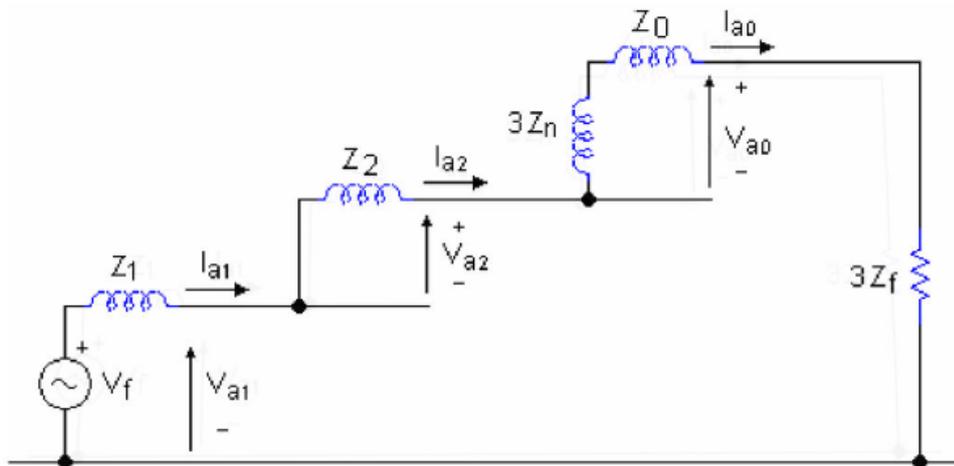
Através das equações (2.11.2) e (2.11.3) é possível determinar a seguinte expressão:

$$\dot{V}_a = 3\dot{I}_{a1} \times Z_f \quad (2.11.4)$$

Relacionando as equações (2.7.1.4.1) e (2.11.4) tem-se a expressão (2.11.5), a seguir, onde é possível verificar que as tensões de sequência somam-se para então formar a tensão no ponto de falta. Levando em consideração que todas as correntes de sequência são iguais, de acordo com a Figura 45 é possível concluir que as redes de sequência estão conectadas em serie.

$$\dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} = 3\dot{I}_{a1} \times Z_f \quad (2.11.5)$$

Figura 45 – Diagrama de sequência de um curto-circuito monofásico à terra



Fonte: Sartori (2011).

Como a impedância  $Z_n$  é referente ao aterramento dos geradores, Sartori (2011) complementa afirmando que as correntes de curto-circuito para as fases a, b e c são apresentadas nas expressões a seguir:

$$\dot{I}_{a1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f + 3Z_n} \quad (2.11.6)$$

$$\dot{I}_a = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f + 3Z_n} \quad (2.11.7)$$

$$\dot{I}_b = 0 \quad (2.11.8)$$

$$\dot{I}_c = 0 \quad (2.11.9)$$

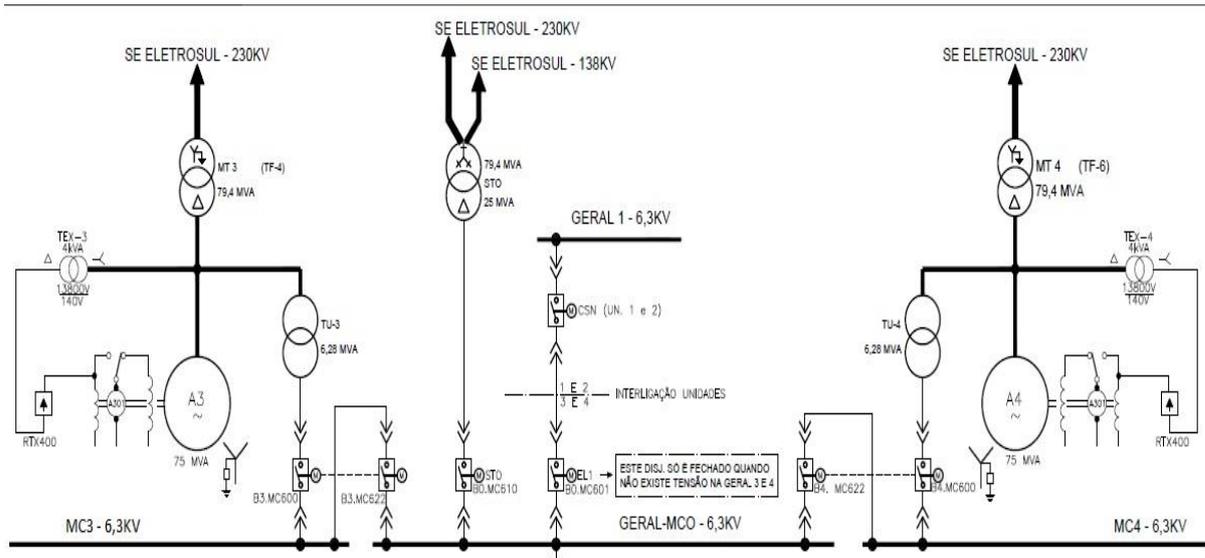
Isto posto, após abrangerem-se os aspectos gerais da proteção dos sistemas elétricos bem como seus conceitos e requisitos básicos, o capítulo a seguir abordará os equipamentos que compõem o barramento auxiliar de 6,3 kV e suas principais características.

### 3 BARRAMENTO DE DISTRIBUIÇÃO AUXILIAR MC3

#### 3.1 VISÃO GERAL

A usina termelétrica UTLA-2 é constituída de dois turbo-alternadores com potência ativa nominal de 66 Mw cada. Esses turbo-alternadores são conectados a subestação elevadora da Eletrosul localizada em Capivari de Baixo – SC, através de dois transformadores elevadores de 13,8 kV/230 kV. Essas duas unidades suprem parte do sistema auxiliar de 6,3 kV da usina através dos transformadores auxiliares UT3 e UT4, ambos conectados a seus respectivos geradores quando as unidades estão em operação, porém quando as unidades estão fora de operação, os barramentos auxiliares de 6,3 kV, são alimentados através de uma fonte externa à usina, que é denominada de transformador ST0, proveniente da subestação da Eletrosul conectado ao barramento auxiliar MC0. Como cada unidade possui um barramento de serviço auxiliar, tanto o barramento auxiliar MC3 referente à unidade 3 quanto o barramento auxiliar MC4 referente à unidade 4 são um complemento do barramento auxiliar central denominado de MC0, ou seja, os três barramentos são considerados um único barramento (*single bus*), que são segregados através de dois disjuntores denominados de link, manobrados para fechar quando as unidades por algum motivo, estão fora de operação. A Figura 46 ilustra a disposição desses barramentos no sistema elétrico da usina.

Figura 46 – Disposição dos barramentos de serviço auxiliar da UTLA-2



Fonte: Engie (2016).

O barramento de serviço auxiliar de 6,3 kV do painel MC3 (objeto de estudo do presente trabalho) faz parte exclusivamente do sistema elétrico da unidade 3, sendo responsável direto pela alimentação elétrica de todos os equipamentos elétricos a ele conectados. Dentre os equipamentos estão os motores de 6,3 kV e o transformador de 6,3 kV/440 V que alimenta as cargas de 440 V da planta. Todos esses equipamentos são conectados ao barramento MC3 através de disjuntores. O painel foi fabricado na década de 70 de acordo as normas IEC com as características apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Características do painel de distribuição MC3 de 6,3 kV

<b>Grandeza</b>	<b>Valor</b>
Classe de tensão	7200 V
Tensão de Serviço	6300 V
Frequência	60 Hz
Nível de impulso de tensão (1 minuto, 60Hz)	35kV
Teste de impulso de tensão durante $1^{1/2}$ . 50 micros segundos	75 kV
Corrente nominal no barramento	1250 A
Tensão de Controle	110 Vcc
Tensão resistência de aquecimento	250 V
Temperatura ambiente	40°C

Fonte: Engie (2018).

Para melhor compreensão, faz-se necessário conhecer de forma um pouco mais detalhada os equipamentos que fazem parte da composição do MC3.

### 3.2 EQUIPAMENTOS QUE COMPÕEM O MC3

O painel de MC3 é composto de vinte e quatro cubículos, sendo que dois cubículos foram desativados e transformados em cubículos reserva. Dos vinte e dois cubículos, vinte e um são originais ao projeto da planta e um foi adicionado, sendo este último de fabricação WEG. Os cubículos instalados acondicionam os disjuntores de acionamento das cargas, que serão mencionados nos próximos capítulos. A Figura 47 ilustra o painel MC3 e seus respectivos cubículos já modernizados.

Figura 47 – Painel MC3 modernizado



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Relacionado à composição do painel MC3 há o transformador de serviço auxiliar AT3, cuja função é de suma importância para o funcionamento das cargas de 440 V da planta.

### 3.2.1 Transformador de serviço auxiliar AT3 6,3 kV

O transformador de serviço auxiliar AT3 tem potência de 800 kVA e funciona como carga e fonte. Seu primário é conectado ao barramento MC3 através da ligação delta e alimenta através de ligação estrela o barramento PC3 do serviço auxiliar de 440 V. Na Tabela 6 é possível verificar suas principais características.

Tabela 6 – Características do transformador AT3

Grandeza		Valor
Potência		800 kVA
Corrente nominal		73,3 A
Relação do TC		100/5
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA
	Tensão de comando	110 Vcc

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Conhecendo-se as características do transformador de serviço auxiliar verificam-se outros importantes equipamentos, como os motores de 6,3 kV que é uma das principais fontes para alimentação de cargas 440 V.

### 3.2.2 Motores elétricos de 6,3 kV

A unidade 3 possui em suas instalações 18 motores de 6,3 kV com potências variando de 167 kW a 1800 kW. Nas Tabelas de 7 a 13 é possível observar as características dos motores que compõem o barramento auxiliar 6,3 kV da unidade 3.

Tabela 7 – Características dos motores ventiladores induzidos A e B

Grandeza		Valor
Potência		250 kW
Corrente nominal		30 A
Tempo de Partida		18 s
Corrente de partida		225 A
Relação do TC		50/5
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA
	Tensão de comando	110 Vcc

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Tabela 8 – Características dos motores ventiladores forçados A e B

Grandeza		Valor
Potência		280 kW
Corrente nominal		31,5 A
Tempo de Partida		11 s
Corrente de partida		200 A
Relação do TC		50/5
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA
	Tensão de comando	110 Vcc

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Tabela 9 – Características dos motores ventiladores de ar primário A, B, C e D

<b>Grandeza</b>		<b>Valor</b>
Potência		165 kW
Corrente nominal		18,7 A
Tempo de Partida		24 s
Corrente de partida		132 A
Relação do TC		20/5
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA
	Tensão de comando	110 Vcc

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Tabela 10 – Características dos motores dos moinhos A, B, C e D

<b>Grandeza</b>		<b>Valor</b>
Potência		150 kW
Corrente nominal		22 A
Tempo de Partida		3 s
Corrente de partida		90 A
Relação do TC		30/5
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA
	Tensão de comando	110 Vcc

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Tabela 11 – Características dos motores das bombas de alimentação A e B

(continua)

<b>Grandeza</b>		<b>Valor</b>
Potência		1800 kW
Corrente nominal		190 A
Tempo de Partida		6 s
Corrente de partida		1000 A
Relação do TC		200/5 A
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA

Tabela 11 – Características dos motores das bombas de alimentação A e B

**(conclusão)**

	Tensão de comando	110 Vcc
--	-------------------	---------

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Tabela 12 – Características dos motores das bombas de condensado A e B

Grandeza		Valor
Potência		167 kW
Corrente nominal		19 A
Tempo de Partida		3,5 s
Corrente de partida		103,5 A
Relação do TC		30/5
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA
	Tensão de comando	110 Vcc

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Tabela 13 – Características dos motores das bombas de circulação A e B

Grandeza		Valor
Potência		235 kW
Corrente nominal		30 A
Tempo de Partida		1,5 s
Corrente de partida		140 A
Relação do TC		50/5
Disjuntor	Corrente nominal	1,25 kA
	Capacidade interrupção	34 kA
	Tensão de comando	110 Vcc

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Após serem conhecidos os equipamentos que compõem o barramento auxiliar de 6,3 kV e suas características torna-se possível abordar o cenário antes da modernização, os itens necessários para que a realização do projeto de modernização seja efetuada, os estudos de proteção e seletividades necessários, bem como os ajustes a serem realizados nos relés, além das atividades desenvolvidas ao longo do processo e a validação de todo o projeto.

## **4 MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA PAINEL MC3**

### **4.1 VISÃO GERAL**

Neste capítulo serão abordados os conhecimentos adquiridos ao longo do desenvolvimento do presente trabalho e será apresentado um projeto elétrico para a substituição das proteções elétricas do barramento de serviço auxiliar de 6,3 kV do painel MC3 da unidade 3 da UTLA e suas cargas.

O sistema de proteção proposto visa à substituição da proteção original composta por relés eletromecânicos e estáticos, por relés digitais de última geração, fabricados pela empresa Norte Americana SEL. A modernização da proteção se restringe ao barramento e suas vinte cargas mencionadas no capítulo três. A proteção do autotransformador ST0 e do gerador não faz parte desse projeto.

Como o projeto trata de uma modernização apenas nas proteções elétricas, toda a estrutura do painel e seus cubículos foi mantida, sendo necessárias apenas possíveis adaptações para o recebimento dos novos relés.

O escopo do projeto compreenderá apenas a filosofia de proteção e os cálculos referentes aos ajustes básicos das funções de proteção propostas, não contemplando todas as definições inerentes a projetos de proteção elétrica, visto a grande dimensão que o presente trabalho tomaria.

### **4.2 CENÁRIO ANTES DA MODERNIZAÇÃO**

Conforme mencionado no Capítulo 1, as atividades de modernização da proteção elétrica do barramento de serviço auxiliar de 6,3 kV do painel MC3 e suas cargas tiveram início em meados de 2016 após o setor de manutenção elétrica da unidade encontrar uma série de dificuldades na manutenção dos antigos relés de proteção. A fabricação desses relés era da década de 1970 e a tecnologia de proteção utilizando relés eletromecânicos era o que as empresas ofereciam de melhor na época. A Figura 48 ilustra a realidade descrita.

Ainda estão em operação trinta relés eletromecânicos operando no painel MC4 e MC0, que serão substituídos em meados de 2021, assim como foi substituído no MC3. Os novos relés já foram adquiridos e estão em fase de testes em bancada. Os testes são uma praxe efetuada pela equipe de engenharia de manutenção.

Figura 48 – Pannel MC3 antes da modernização



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Para que fosse possível realizar a modernização fizeram-se necessárias algumas etapas de importante contribuição para tal feito, desde a escolha do material até a concretização do projeto.

#### 4.3 ESCOLHA DOS NOVOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Atualmente existem no mercado diversos modelos de relés de proteção e cada relé basicamente tem em comum as proteções referenciadas pela tabela ANSI. A Engie utiliza em suas plantas relés de diversos fabricantes como Siemens, Reason, ABB, Schneider e Pextron, porém a engenharia da Engie optou por utilizar na proteção do barramento auxiliar de 6,3 kV do painel MC3 e suas cargas, relés do fabricante SEL, por entender que o fabricante em questão dispunha de algumas vantagens em relação aos já existentes, como protocolo nativo *mirror-bits* e também pelo suporte pós-venda que a SEL ofertou no momento do projeto, com garantia de 10 anos contra qualquer defeito no *hardware* do relé. Os relés SEL são de fabricação Norte Americana, com filial sediada em Campinas SP, onde a referida empresa possui um setor de implantação e engenharia que garante um suporte com maior proximidade ao cliente e isso passou a ser uma grande vantagem, pois se existir a necessidade qualquer tipo

de *upgrade*, o mesmo poderá ser executado em sua sede no Brasil e se houver necessidade de envio para os EUA, a SEL faz toda a tratativa, sem a necessidade de embarços para o cliente.

Um importante fator a ser considerado na escolha dos relés SEL foi porque seu *software* de configuração de parâmetros do relé é livre, ou seja, a SEL disponibiliza gratuitamente sem custo para o cliente, inclusive o *software* de captura de oscilografias, que é o principal recurso para análise de eventos.

Os modelos adquiridos para execução do projeto foram o SEL-710, SEL-751 e SEL-751A. O modelo SEL-710 possui um modelo térmico aprimorado que inclui partidas com rotor bloqueado, tempo entre partidas, partidas por hora, temporizador anti-*backspin*, perda de carga, desequilíbrio de corrente, travamento de carga/parada do rotor, falha no disjuntor/contator, elementos de frequência e sobrecorrente, incluindo elementos de fase, sequência negativa, instantâneo de aterramento residual e de tempo inverso. O relé SEL-710 usado com entradas de tensão e corrente diferencial pode calcular o escorregamento do rotor, subtensão e sobretensão, subpotência, potência reativa, inversão de fase, fator de potência e proteção contra perda de potencial.

Os relés ainda dispõem de medição e monitoramento das tensões e correntes de fase, tensões e correntes de sequência, potência, sendo que é possível armazenar até 19 dos últimos relatórios de eventos de 64 ciclos ou dos últimos relatórios de 15 ciclos em memória não volátil. O relé também monitora e avisa quando as condições medidas ultrapassam os limites permitidos, como por exemplo, no caso de disjuntores que tem suas atuações registradas em um contador, pois os disjuntores sofrem desgastes mecânicos e elétricos todas as vezes que eles operam. A cada operação do disjuntor, o relé integra as correntes medidas aumentando o contador de operações do disjuntor e quando o resultado dessa integração excede o limite da curva de desgaste do disjuntor, o relé avisa por um contato de saída, porta de comunicação ou na tela do painel frontal. Este tipo de informação permite que se estabeleça um programa de manutenção para os circuitos envolvidos na proteção da carga.

Outros recursos disponíveis nos relés SEL são as proteções de sobrecorrente direcional, sobrecorrente instantânea, sobretensão/subtensão, sobrecorrente temporizada, frequência, detecção combinada de sobrecorrente de alta velocidade e luz para eventos de arco voltaico. Tem grande flexibilidade para ser utilizado na automação e controle do sistema, através do *SEL-logic*, e pode suportar algumas aplicações, não havendo necessidade de controladores adicionais, através protocolos de comunicação como, *modbus* RTU, comunicação *ethernet*, comunicação DNP3 e a padrão serial 232. Os relés são projetados para

atender os requisitos das áreas industriais e suportam uma temperatura de operação que variam de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $+85^{\circ}\text{C}$ .

#### 4.4 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO DE MODERNIZAÇÃO

##### 4.4.1 Metodologia utilizada

Após a definição dos modelos de relés de proteção a serem usados, o estudo para o desenvolvimento do projeto de modernização foi iniciado e teve como base os documentos originais da fase do projeto de construção da planta e todo o memorial de cálculo e comissionamento existentes. Como a filosofia de esquemas elétricos utilizado naquela época era composta somente por esquemas elétricos típicos de partida, comando e proteção, muitas alterações ocorreram e não foram relatadas ao longo da manutenção da usina, gerando com isso a necessidade de um novo comissionamento a título de entendimento e identificação de componentes, *tags* e réguas de bornes dos painéis, sem contar as lógicas de intertravamentos que são inerentes a cada sistema. Além dos passos citados, também foram relacionadas as funções de proteção elétrica existentes nos antigos relés de proteção, listadas a seguir:

- a) funções utilizadas nos relés de proteção para motores:
  - função 46 (*Trip*);
  - função 49 (*Trip*);
  - função 50 (*Trip*);
- b) funções utilizadas nos relés de proteção dos transformadores:
  - função 50 (*Trip*);
  - função 51 (*Trip*);
  - função 81 (Alarme);
  - função 27 (Alarme);
  - função 64 (Alarme).

Após o mapeamento citado, o projeto propriamente dito teve seu *start* com o desenvolvimento de novos esquemas elétricos, sendo que cada cubículo passou a ter seu esquema elétrico dedicado, discriminando todas as suas características e particularidades. OS Anexos de A a J demonstram o esquema elétrico da proteção elétrica do motor do moinho de carvão A.

Outro fato importante foi o estudo para implementação de novas funções de proteção, além das proteções citadas anteriormente, pois os relés SEL adquiridos dispõem de

diversas funções aprimoradas pela ANSI e nativas da própria SEL, que serão mencionadas de forma detalhada nos próximos capítulos.

O desenvolvimento do projeto manteve as dimensões originais do painel, ou seja, sendo realizadas pequenas alterações no *layout* interno para rearranjo de fiações, calhas, régua de bornes e demais miscelâneas inerentes à montagens de comandos de painéis. A porta frontal precisou ser redesenhada para que fosse possível a montagem dos novos relés, visto o formato construtivo diferente dos antigos relés. Além dessas ações, componentes do circuito de comando e proteção também foram substituídos, como disjuntores, flexi-testes e contadores, tendo em vista o grau de obsolescência e tempo de uso destes componentes. Na Figura 49 é possível observar a desmontagem do painel para MC3, para revisão e condicionamento para receber os novos relés de proteção SEL.

Figura 49 – Desmontagem do painel MC3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2018.

Os Transformadores de corrente de cada cubículo foram mantidos, muito embora já possuindo um tempo considerável de operação, sua relação de transformação e seu estado físico estavam de acordo com as especificações dos seus dados de placa.

Os disjuntores de média tensão de fabricação Magrini também foram mantidos, visto que estes disjuntores ao longo de todo o tempo de operação da planta sempre passaram por revisões periódicas e por ensaios de abertura e fechamento, atendendo às especificações para disjuntores de média tensão.

Além dessas ações, o projeto também contemplou a revisão completa nos barramentos do painel, além de uma pintura geral, inserção de novos *tags* e sinalização.

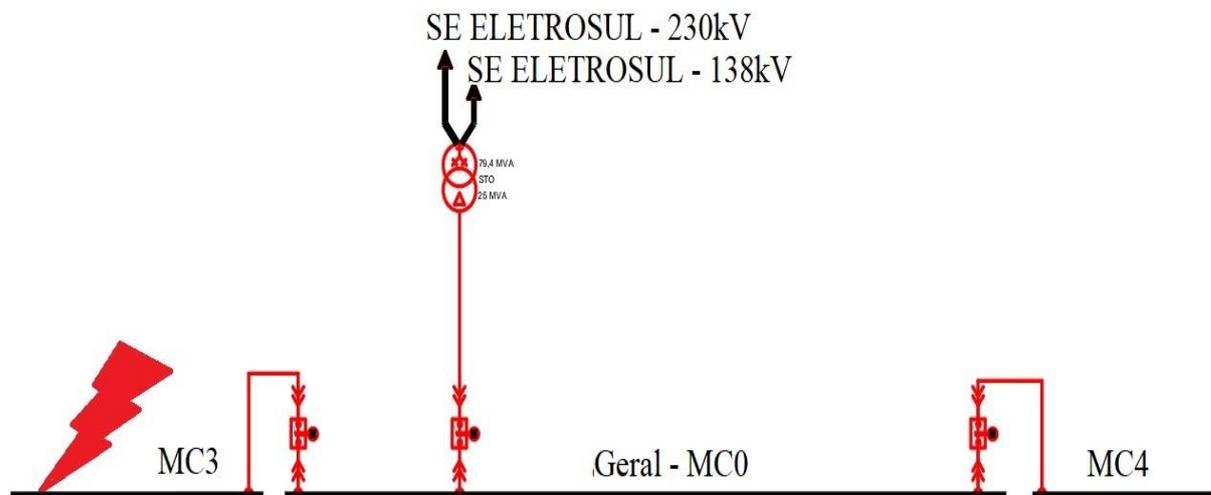
Todos os equipamentos conectados ao painel passaram por manutenção preventiva periódica, incluindo testes nos cabos de potência, conectores, muflas, pinturas e diversas outras atividades inerentes à manutenção desses ativos.

#### 4.4.2 Memorial de cálculo

O memorial de cálculo tem como objetivo determinar os valores máximos de corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) trifásico e assimétrico fase-fase ( $I_{ccff}$ ) nos barramentos de 6.3 kV e 440 V dos barramentos de serviço auxiliar da usina Jorge Lacerda nas unidades UTLA 3 e 4. Mesmo o foco do trabalho sendo a modernização apenas da unidade 3 nesse momento, a memória de cálculo se faz necessária para a compreensão do sistema como um todo, visto as definições citadas na Seção 3.1. O Anexo K mostra o sistema como um todo.

O sistema foi analisado considerando-se a possível operação do barramento geral MC0, MC3 e MC4 ambos de 6,3 kV, onde o caso mais crítico ocorre quando o barramento MC0 é alimentado pelo Transformador ST0 ao mesmo tempo em que os barramentos MC0, MC3 e MC4 operam como barra única, ou seja, nesse momento os geradores 3 e 4 não estarão alimentando os barramentos de serviço auxiliar 6,3 kV, sendo que desse modo os cálculos foram desenvolvidos para esta configuração conforme ilustrado na Figura 50.

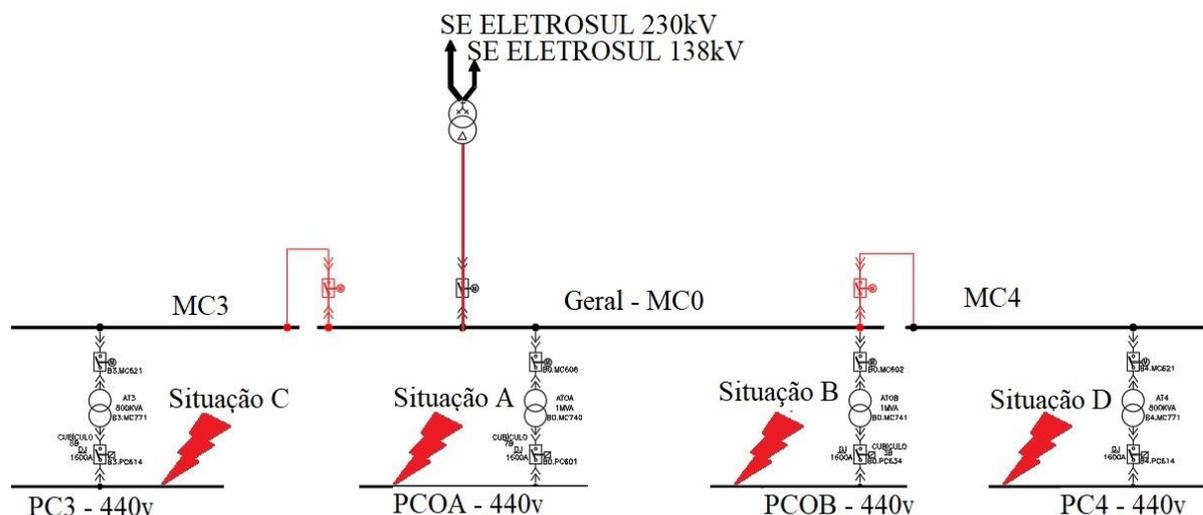
Figura 50 – Diagrama considerado para serviço auxiliar de 6,3 kV



Fonte: Engie (2016).

À jusante do exposto na Figura 46, os barramentos PC0A, PC0B, PC3 e PC4 ambos de 440 V estão sendo alimentados individualmente e ambos recebem a falta individualmente, conforme ilustra a Figura 51.

Figura 51 – Diagrama Considerado para Serviço Auxiliar de 440V



Fonte: Engie (2016).

As condições consideradas nos cálculos são:

- as cargas alimentadas tanto pelos barramentos de 6.3 kV e 440 V serão desconsideradas nos cálculos. Segundo Kindermann (2007), se for necessário precisão, as correntes de carga poderão ser consideradas. No entanto é rotineiro, na prática, as cargas serem desprezadas no cálculo de corrente de curto-circuito e o motor de indução de grande porte se comporta como gerador elétrico, e contribui com corrente de curto-circuito em até dois ciclos. Essa contribuição se dá somente no período subtransitório, os períodos transitórios e de regime não existem. Se os dispositivos de proteção atuam com tempo maior que dois ciclos o motor de indução pode ser desconsiderado;
- a alimentação do curto-circuito dos barramentos auxiliares será fornecida pela subestação da Eletrosul 230 kV em que ambas estão no lado primário e secundário, respectivamente, do transformador de 3 enrolamentos ST0;
- para este caso foram desconsiderados para efeito de cálculos, os cabos de interligação dos barramentos e transformadores, devido à baixa contribuição deles na impedância do circuito;

d) como pode ser observado, os barramentos de 6,3 kV e 440 V, tanto à jusante como à montante, estão conectados ao lado delta dos transformadores, fazendo com que a sequência zero tenha impedância infinita e, conseqüentemente, não seja possível calcular faltas à terra;

e) foram considerados apenas valores em módulo das correntes de CC, pressupondo que suas fases serão de  $-90^\circ$  devido apenas à existência de impedâncias indutivas nos circuitos.

#### 4.4.2.1 Dados dos equipamentos utilizados nos cálculos de curto-circuito

A Tabela 14 contém todos os dados dos equipamentos utilizados no memorial de cálculos, para determinação da corrente de curto-circuito do sistema do sistema elétrico da UTLA 2.

Tabela 14 – Informações elétricas sobre os equipamentos que compõem o MC3

(continua)

<b>Transformador 3 Enrolamento Principal ST0</b>	<b>Grandeza</b>
Potência Nominal ( $S_{3\phi}$ )	79,4 MVA
Potência Nominal Terciário ( $S_{3\phi}$ )	25 MVA
Tensão Nominal ( $V_L$ )	230 – 138 – 6,3 kV
Impedância ( $X_d$ )	9,39%
Transformador Precipitador Eletrostático Un. 3 e 4	
Potência Nominal Secundário ( $S_{3\phi}$ )	1 MVA
Tensão Nominal ( $V_L$ )	6,3 – 0,44 kV
Impedância ( $X_d$ )	6,34%
Transformador AT0A Alimentador barramento PC0A	
Potência Nominal Secundário ( $S_{3\phi}$ )	1 MVA
Tensão Nominal ( $V_L$ )	6,3 – 0,44 kV
Impedância ( $X_d$ )	5,00%
Transformador AT0B Alimentador barramento PC0B	

Tabela 14 – Informações elétricas sobre os equipamentos que compõem o MC3

<b>(conclusão)</b>	
Potência Nominal Secundário ( $S_{3\phi}$ )	1 MVA
Tensão Nominal ( $V_L$ )	6,3 – 0,44 kV
Impedância ( $X_d$ )	5,00%
Transformador AT3 Alimentador barramento PC3	
Potência Nominal Secundário ( $S_{3\phi}$ )	0,8 MVA
Tensão Nominal ( $V_L$ )	6,3 – 0,44 kV
Impedância ( $X_d$ )	7,65%
Transformador AT4 Alimentador barramento PC4	
Potência Nominal Secundário ( $S_{3\phi}$ )	0,8 MVA
Tensão Nominal ( $V_L$ )	6,3 – 0,44 kV
Impedância ( $X_d$ )	7,65%

Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.2.2 Cálculo das impedâncias

Para o desenvolvimento dos cálculos, foi utilizada a base conhecida por resolução por unidade (*pu*). O valor por unidade é utilizado para prefixar um número proveniente da relação de valores medidos de uma ou várias grandezas.

Segundo Kindermann (2018), o uso da representação em *pu* favorece a simplificação da modelagem e resolução do sistema.

Para os cálculos da corrente de curto-circuito, foram adotados bases em *pu* e impedâncias em *pu*, conforme resultado:

- a) potência aparente base:  $S_{base} = 100 \text{ MVA}$ ;
- b) impedância base em 230 kV:  $Z_{base230} = 529 \Omega$ ;
- c) impedância base em 138 kV:  $Z_{base138} = 190,44 \Omega$ ;
- d) impedância base em 6,3 kV:  $Z_{base6,3} = 0,3969 \Omega$ ;
- e) impedância base em 440 V:  $Z_{base0,44} = 0,001936 \Omega$ ;
- f) corrente base em 6,3 kV:  $I_{base} = 9164,2899 \text{ A}$ ;
- g) corrente base em 0,44 kV:  $I_{base} = 131,21597 \text{ kA}$ .

A montante do autotransformador ST0 encontra-se a subestação Jorge Lacerda da Eletrosul, sendo que o transformador conectado a ela possui três enrolamentos. O

autotransformador nesse caso funciona como um balanceador de carga, sendo conectado a subestação de 230 kV e 138 kV. O enrolamento terciário alimenta o serviço auxiliar de 6,3 kV da UTLA 2 da ENGIE. Os valores da corrente de curto-circuito e a potência de curto-circuito das duas subestações foram fornecidos pela Eletrosul, sendo ela a detentora da documentação da subestação. A seguir serão apresentados os valores de impedância encontrados:

Impedâncias subestação 230 kV e 138 kV:

a) subestação Jorge Lacerda 230 kV;

$$- I_{CC3\phi} = 12,5 \text{ kA};$$

$$- S_{CC3\phi} = 4997,1 \text{ MVA}.$$

$$Z_{fonte230} = \frac{V^2}{S_{cc}} = \frac{230k^2}{4997,1 M} = 10,58614\Omega \quad (4.4.2.2.1)$$

$$Z_{fonte230} = \frac{10,58614}{529} = 0,02pu$$

b) subestação Jorge Lacerda 138 kV;

$$- I_{CC3\phi} = 12,32 \text{ kA};$$

$$- S_{CC3\phi} = 2945,8 \text{ MVA}.$$

$$Z_{fonte138} = \frac{V^2}{S_{cc}} = \frac{138k^2}{2945,8 M} = 6,464797\Omega \quad (4.4.2.2.2)$$

$$Z_{fonte138} = \frac{6,464797}{190,44} = 0,0339466 pu$$

c) impedância do transformador de três enrolamentos (alimentador principal ST0):

$$Z_{st0} = j0,0939 \times \frac{S_{base}}{S_{st0}} \quad (4.4.2.2.3)$$

$$Z_{st0} = j0,0939 \times \frac{100M}{25M} = 0,3756 pu$$

d) impedância do transformador AT0A (alimentador barramento PC0A):

$$Z_{AT0A} = j0,05 \times \frac{S_{base}}{S_{AT0A}} = j0,05 \times \frac{100M}{1,0M} \quad (4.4.2.2.4)$$

$$Z_{AT0} = 5pu$$

e) impedância do transformador AT0B (alimentador barramento PC0B):

$$Z_{AT0B} = j0,05 \times \frac{S_{base}}{S_{AT0B}} = j0,05 \times \frac{100M}{1,0M} \quad (4.4.2.2.5)$$

$$Z_{AT0B} = 5pu$$

f) impedância do transformador AT3 (alimentador barramento PC3):

$$Z_{AT3} = j0,0765 \times \frac{S_{base}}{S_{AT3}} = j0,0765 \times \frac{100M}{0,8M} \quad (4.4.2.2.6)$$

$$Z_{AT3} = 9,5625 pu$$

g) impedância do transformador AT4 (alimentador barramento PC4):

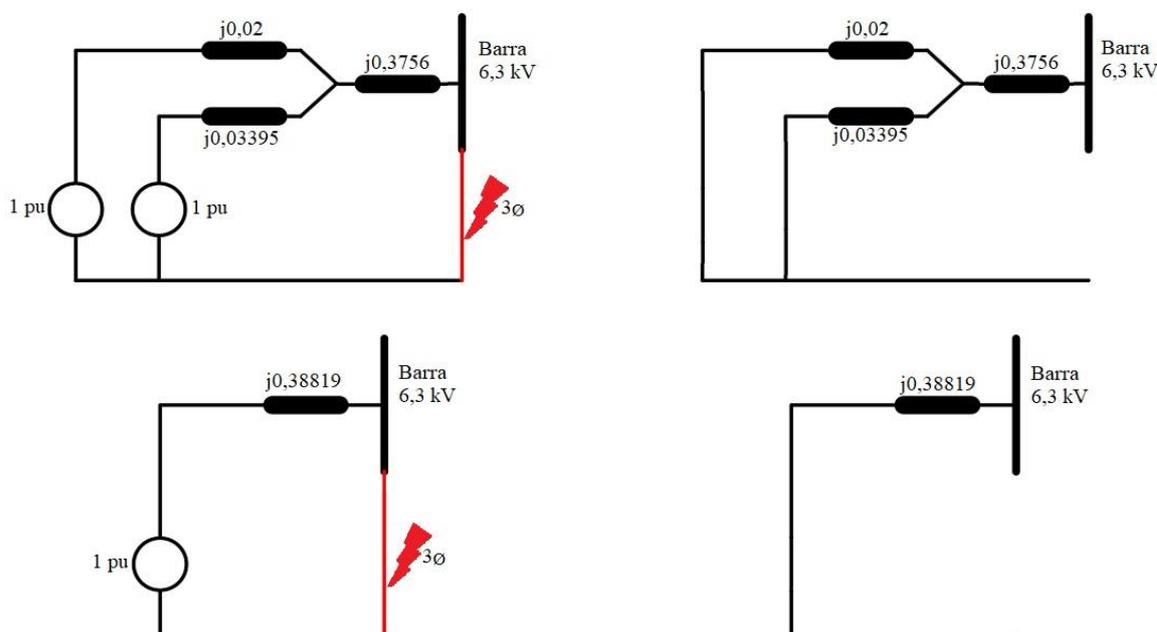
$$Z_{AT4} = j0,0765 \times \frac{S_{base}}{S_{AT4}} = j0,0765 \times \frac{100M}{0,8M} \quad (4.4.2.2.7)$$

$$Z_{AT4} = 9,5625 pu$$

#### 4.4.2.3 Cálculo das correntes de curto-circuito trifásico

Para a obtenção das correntes de curto-circuito trifásico (ICC3Ø) é considerado para o cálculo, as correntes calculadas a partir do circuito equivalente de sequência positiva, que abrange desde a geração até os barramentos MC0, MC3 e MC4, em que esses barramentos são considerados para este caso como barramentos interligados, formando uma só barra de alimentação.

Figura 52 – Sequência Positiva e Negativa do Barramento 6,3 kV



Fonte: Engie (2016).

A expressão abaixo mostra o cálculo da corrente de curto-circuito em *pu* dos barramentos MC0, MC3 e MC4 interligados:

$$I_{cc3\emptyset} = \frac{V_o}{Z_{eq}} = \frac{1}{0,38819} = 2,576086 \text{ pu} \quad (4.4.2.3.1)$$

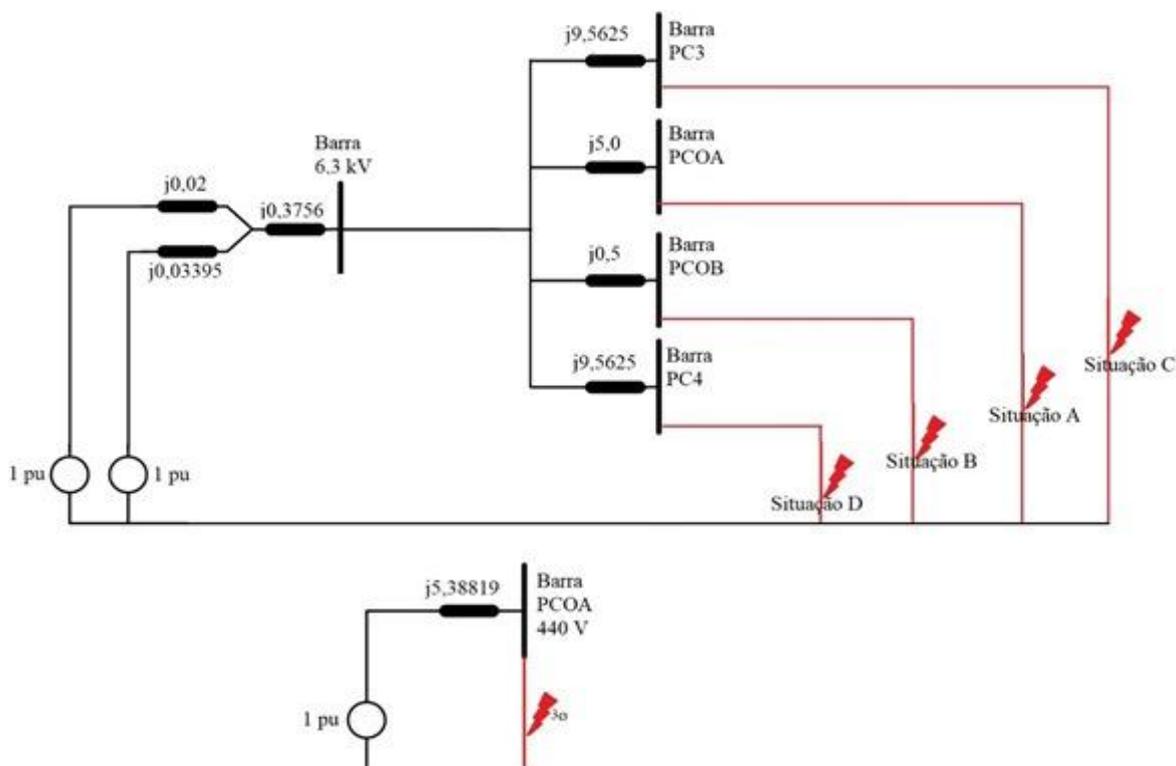
O valor em ampères e em relação ao valor da corrente nominal do barramento:

$$I_{cc3\emptyset} = 2,576086 \times 9164,2899 = 23,61 \text{ kA} \approx 25 \text{ kA} \quad (4.4.2.3.2)$$

$$I_{cc3\emptyset} = 10,3 \times I_n$$

Os barramentos PC0A unidade 3 e PC0B unidade 4 têm as mesmas características e ambos têm suas correntes de curto-circuito trifásico ( $I_{cc3\emptyset}$ ) calculadas a partir do circuito equivalente de sequência positiva, ilustrados na Figura 53, da barra de 6,3 kV (MC3 e MC4) até os barramentos PC0A e PC0B.

Figura 53 – Sequência positiva dos barramentos PC0A e PC0B, ambos 440 V



Fonte: Engie (2016).

A expressão a seguir mostra o cálculo da corrente de curto-circuito em *pu* dos barramentos PC0A e PC0B:

$$I_{cc3\emptyset} = \frac{V_0}{Z_{eq}} = \frac{1}{5,38819} = 0,185591 \text{ pu} \quad (4.4.2.3.3)$$

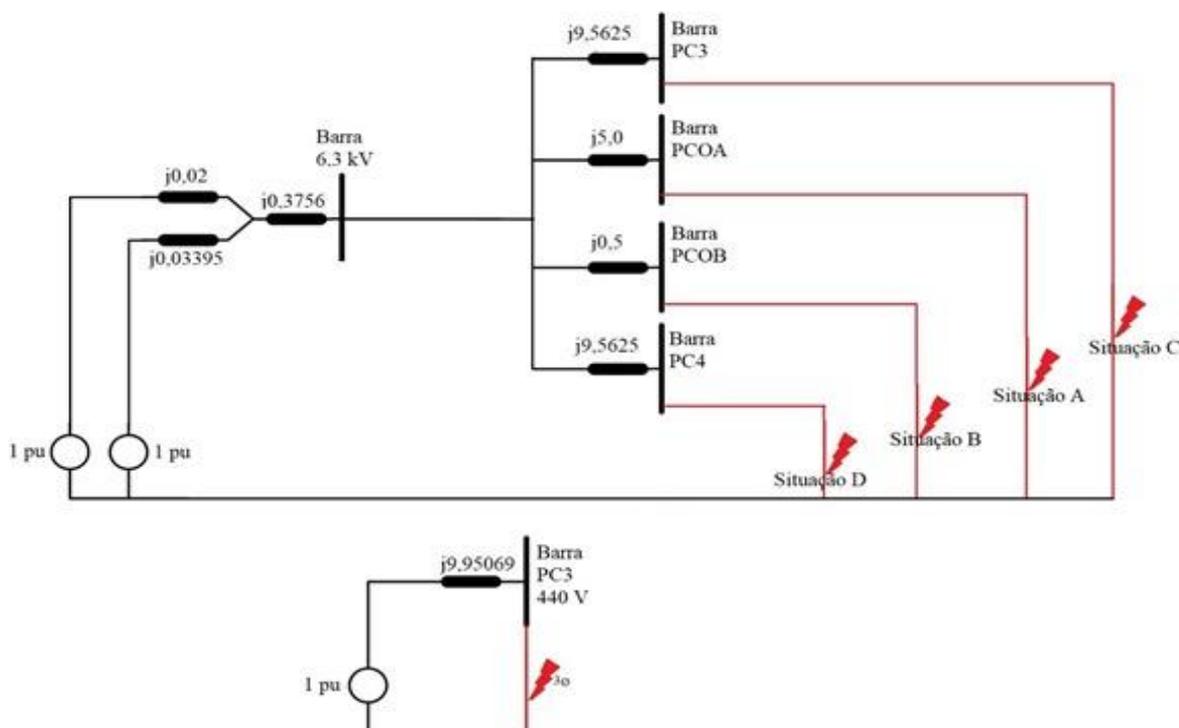
O valor em ampères e em relação ao valor da corrente nominal dos barramentos:

$$I_{cc3\emptyset} = 0,185591 \times 131215,97 = 24,40 \text{ kA} \simeq 25 \text{ kA} \quad (4.4.2.3.4)$$

$$I_{cc3\emptyset} = 18,6 \times I_n$$

Os barramentos PC3 unidade 3 e PC4 unidade 4 têm as mesmas características e ambos têm suas correntes de curto-circuito trifásico ( $I_{cc3\emptyset}$ ) calculadas a partir do circuito equivalente de sequência positiva ilustrada na Figura 54, da barra de 6,3 kV (MC3 e MC4) até os barramentos PC3 e PC4.

Figura 54 – Sequência positiva dos barramentos PC3 e PC4, ambos 0,44 kV



Fonte: Engie (2016).

A expressão a seguir mostra o cálculo da corrente de curto-circuito em  $pu$  dos barramentos PC3 e PC4:

$$I_{cc3\phi} = \frac{V_o}{Z_{eq}} = \frac{1}{9,95069} = 0,1004955 \text{ pu} \quad (4.4.2.3.4)$$

O valor em ampères é em relação ao valor da corrente nominal dos barramentos:

$$I_{cc3\phi} = 0,1004955 \times 131215,97 = 13,20 \text{ kA} \approx 15 \text{ kA} \quad (4.4.2.3.5)$$

$$I_{cc3\phi} = 12,6 \times I_n$$

#### 4.4.2.4 Cálculo das correntes de curto-circuito fase-fase e fase-fase-terra

De acordo com Kindermann (2007), para a obtenção das correntes de curto-circuito fase-fase e fase-fase-terra, se faz necessário o estudo de redes de sequência como mencionado no Capítulo 2, com o objetivo de conhecer as seqüências positivas e negativas em

série. Desse modo o emprego da matriz  $A$  como matriz de transformação entre fasores de sequência para fasores de fase pode ser reescrita a partir da expressão (2.7.1.4.4) conforme observado a seguir:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix}, \text{ onde } a = 1 \angle 120^\circ \quad (4.4.2.4.1)$$

Visto que a sequência positiva e negativa de um circuito diferem apenas pela existência de uma fonte na sequência positiva é possível constatar que as sequências em série formarão um circuito com o dobro da impedância dos circuitos iniciais, como anteriormente observado na Figura 51. Ainda cabe ressaltar, que a corrente de curto Circuito Fase-Fase ( $I_{ccff}$ ) possui o mesmo valor da corrente de curto-circuito fase-fase-terra ( $I_{ccffT}$ ), devido à impedância infinita na sequência zero dos circuitos.

#### 4.4.2.4.1 Barramentos MC0, MC3 e MC4 interligados

As correntes de curto-circuito fase-fase ( $I_{ccff}$ ) são calculadas a partir dos valores de impedância de sequência positiva ilustrados na Figura 51, abrangendo desde a geração até os barramentos MC0, MC3 e MC4, na condição de barramentos interligados, conforme expressão a seguir:

$$I_f = \frac{V_0}{2xZ_{eq}} = \frac{1}{2 \times 0,38819} = 1,28803 \quad (4.4.2.4.1.1)$$

Através da aplicação da matriz de transformação é possível obter a seguinte expressão:

$$I_{ccff} = A \times \begin{matrix} 0 \\ 1,28803 \\ -1,28803 \end{matrix} = 2,23088 \text{ pu}$$

$$I_{ccff} = 2,23088 \times 9164,2899 = 20,45 \text{ kA} \approx 20 \text{ kA} \quad (4.4.2.4.1.2)$$

$$I_{cc3\emptyset} = 9 \times I_n$$

#### 4.4.2.4.2 Barramentos PC0A e PC0B

Os barramentos PC0A unidade 3 e PC0B unidade 4 possuem as mesmas características e ambos têm suas correntes de curto-circuito fase-fase ( $I_{CCff}$ ) calculadas a partir dos valores de impedância de sequência positiva ilustrados na Figura 52, da barra de 6,3 kV (MC3 e MC4) até os barramentos PC0A e PC0B.

$$I_f = \frac{V_0}{2xZ_{eq}} = \frac{1}{2 \times 5,38819} = 0,0927955 \quad (4.4.2.4.2.1)$$

Através da aplicação da matriz de transformação é possível obter a seguinte expressão:

$$I_{ccff} = A \times \begin{matrix} 0 \\ 0,0927955 \\ -0,0927955 \end{matrix} = 0,0927955 \text{ pu}$$

$$I_{ccff} = 0,160726 \times 131215,97 = 21,09 \text{ kA} \approx 21 \text{ kA} \quad (4.4.2.4.2.2)$$

$$I_{cc3\emptyset} = 16 \times I_n$$

#### 4.4.2.4.3 Barramentos PC3 e PC4

Os barramentos PC3 unidade 3 e PC4 unidade 4 possuem as mesmas características e ambos têm suas correntes de curto-circuito fase-fase ( $I_{CCff}$ ) calculadas a partir dos valores de impedância de sequência positiva ilustrados na Figura 53, da barra de 6,3 kV (MC3 e MC4) até os barramentos PC3 e PC4.

$$I_f = \frac{V_0}{2xZ_{eq}} = \frac{1}{2 \times 9,95069} = 0,05024777 \quad (4.4.2.4.2.3)$$

Através da aplicação da matriz de transformação é possível obter a expressão a seguir:

0

$$I_{ccff} = A \times 0,05024777 = 0,0870319 \text{ pu} \\ -0,05024777$$

$$I_{ccff} = 0,0870319 \times 131215,97 = 11,42 \text{ kA} \approx 11,5 \text{ kA} \quad (4.4.2.4.2.4)$$

$$I_{cc3\emptyset} = 11 \times I_n$$

#### 4.4.2.4.4 Resumo dos valores obtidos

Com objetivo de facilitar a compreensão dos valores obtidos nos cálculos das correntes de curto-circuito trifásico simétrico ( $I_{CC3\emptyset}$ ), fase-fase assimétrico ( $I_{CCff}$ ) e potência trifásica ( $S_{3\emptyset}$ ) estes foram resumidos de acordo com a Tabela 15:

Tabela 15 – Resumo dos valores obtidos nos cálculos de  $I_{CC3\emptyset}$ ,  $I_{CCff}$  e  $S_{3\emptyset}$ .

Barramento	$I_{CC3\emptyset}$ [kA]	$I_{CCff}$ [kA]	$S_{3\emptyset}$ [MVA]
MC0	23,61	20,45	257,63
PC0A	24,40	21,09	18,60
PC0B	24,40	21,09	18,60
PC3	13,20	11,42	10,06
PC4	13,20	11,42	10,06

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Dessa forma, após a definição dos valores de  $ICC3\emptyset$ ,  $ICCff$  e  $S3\emptyset$  é possível definir as funções de proteção a serem utilizadas no projeto de modernização.

### 4.4.3 Funções de proteção

O presente trabalho utilizou as funções de proteção ANSI, conforme mencionado no Capítulo 2, onde o mesmo padroniza e universaliza os vários tipos de funções. De acordo com Mamede Filho (2017), as funções de proteção são caracterizadas por códigos numéricos que indicam o tipo de proteção a que o relé irá ser empregado.

A definição das funções de proteção utilizadas nas vinte cargas modernizadas foram calculadas e dimensionadas de acordo com a característica de cada equipamento e cabe ressaltar que as funções de proteção originais do projeto foram mantidas e novas funções adicionadas, conforme ilustra a Tabela 16.

Tabela 16 – Funções de proteção utilizadas

<b>Tipo de Carga</b>	<b>Relé Eletromecânico</b>	<b>Relé Digital</b>
<b>Motores</b>	46	46
		47
	49	49
	50	50
		50 G
		JAM TRIP
<b>Transformadores</b>	27	27
	50	50
		50 G
	51	51
		51 G
	64	64
	81	81

Fonte: Elaborada pelos autores, 2019.

Como o projeto de modernização compreendeu a instalação de 20 IEDs, representar os cálculos das funções de proteção de todas as 20 cargas ficaria muito repetitivo e extenso tornando o entendimento do trabalho moroso, pois existem apenas dois modelos de equipamentos que são motores e transformadores conectados a esse barramento e todos os ajustes das funções de proteção serão exemplificados nos equipamentos a seguir:

- a) motor do moinho de carvão A;
- b) transformador AT3.

A partir da definição das funções de proteção que serão utilizadas no projeto de modernização é possível conhecer os parâmetros referentes a cada função.

#### 4.4.3.1 Função de proteção contra subtensão (27)

Segundo Mardegan (2012), a função 27 monitora os níveis de tensão preestabelecidos no relé de proteção é chamada a operar quando a tensão do sistema está abaixo dessas referências.

A função de proteção 27 é utilizada no projeto de modernização, apenas no cubículo que acopla o gerador ao barramento MC3, onde ela apenas supervisiona o barramento não efetuando qualquer tipo de transferência quando a tensão fica abaixo de 5.670 V, apenas alarmando na sala de controle.

A supervisão contra subtensão do barramento auxiliar MC3 é feita através do relé SEL-751A, onde o relé dispara um alarme quando o nível de tensão do barramento estiver com o valor de tensão a 90% do valor nominal do barramento, por 5 segundos. De posse dessa informação, o operador pode atuar no sistema regulando a tensão do transformador que alimenta o serviço auxiliar, normalizando a tensão.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2020), a recomendação dos valores referência em percentual para níveis de tensão nominal estão descritos na Tabela 17:

Tabela 17 – Níveis de tensão recomendados pela ANEEL

<b>Criticidade</b>	<b>Percentual de tensão aceitável</b>
Adequada	90 a 105% da tensão nominal
Precária	90 a 93% da tensão nominal
Crítica	Inferior a 90% da tensão nominal

Fonte: Aneel (2020).

Cálculo do ajuste:

$$T_{sec} = \frac{V_{nom} \times \sqrt{3}}{RTC \times \sqrt{3}} = \frac{6300 \times \sqrt{3}}{115 \times \sqrt{3}} = 54,78$$

$$TRL = 54,78 \times 0,9 = 49,30V \quad (4.4.3.1.1)$$

$$TL = 49,30 \times 115 = 5670V$$

Onde:

$T_{sec}$ [V]: Tensão no secundário do TP;

$V_{nom}$ [V]: Tensão nominal do barramento;

RTC [cte]: Relação de transformação do TP;

TRL[V]: Tensão de atuação de subtensão no relé de proteção;

TL[V]: Tensão de atuação de subtensão no barramento;

#### 4.4.3.2 Função de proteção contra desequilíbrio de corrente (46)

A função 46 é utilizada no projeto de modernização do barramento MC3, somente nos relés de proteção de motores e segundo Filho (2017), o desequilíbrio de corrente geralmente é ocasionado pela ruptura de um fusível ou até mesmo pelo travamento de uma

das fases do disjuntor ou pelo esquecimento da conexão de um cabo na saída do disjuntor para o motor, provocando com isso a falta de uma ou duas fases, gerando o desequilíbrio.

Na falta de uma fase a corrente nas outras duas fases terá um valor variando na faixa de 2 vezes a corrente nominal do motor, isso se o motor estiver conectado em estrela. Para o caso de ligação em triângulo as correntes irão se dividir nas bobinas de forma diferente.

De acordo com o manual do relé SEL-710, o ajuste da proteção efetuado no relé para desequilíbrio entre fases permitido é de 20%, e a atuação de *trip* em 5 segundos após o reconhecimento do desequilíbrio. A seguir é possível observar o cálculo para esta função, onde é utilizada como exemplo a simulação onde ocorrerá o desequilíbrio acima de 20%.

Cálculo do ajuste:

$$UB\% = 100 \times \frac{I_m}{FLA} \quad (4.4.3.2.1)$$

$$UB\% = 100 \times \frac{4,67}{22} = 21,22\%$$

Onde:

UB [%]: Percentual de desequilíbrio de corrente;

I<sub>av</sub>[A]: Somatório dos módulos de correntes ( $|I_a| + |I_b| + |I_c| / 3$ ) resultante da expressão (4.4.3.2.2);

I<sub>m</sub> [A]: Maior valor entre I<sub>m</sub>(min) e I<sub>m</sub>(max) resultante da expressão (4.4.3.2.3);

FLA [A]: Corrente nominal do motor;

A função 46 é operada dentro do relé SEL-710, de acordo com a resultante expressa no exemplo a seguir que foi simulado nos ensaios de comissionamento, onde:

$$I_{av} = \Sigma |I_a|, |I_b|, |I_c| / 3$$

$$I_{av} = \Sigma |29|, |22|, |22| / 3 \quad (4.4.3.2.2)$$

$$I_{av} = 24,33$$

$$I_m(\max) = I_{\max} - I_{av}, \text{ onde: } 29 - 24,33 \simeq |4,67|$$

$$I_m(\min) = I_{\min} - I_{av}, \text{ onde: } 22 - 24,33 \simeq |2,33| \quad (4.4.3.2.3)$$

$$I_m \simeq 4,67$$

#### 4.4.3.3 Função de proteção contra sequência de fase de tensão (reversão de fase 47)

Segundo Filho (2017), a função 47 tem como principal objetivo proteger o motor contra inversão de fase, sendo que é recomendada aplicação em motores de grande potência, com intuito de proteger e evitar danos ao motor elétrico ou a máquina à qual o motor esteja acoplado.

O ajuste da função leva em consideração a configuração de rotação do sistema, que neste caso foi adotado ABC (sequência positiva), onde o relé SEL-710 faz uma análise na corrente ou tensão de referência verificando em qual tipo de sequência de fase o motor está sendo alimentado, sendo que se for detectado a sequência negativa, o relé entende que o sistema está fora dos níveis pré-ajustados e o dispositivo começa a contagem de 0,5 segundos para enviar o comando de abertura para o disjuntor e evitar danos ao sistema em que o motor esteja inserido e até mesmo ao próprio motor.

#### 4.4.3.4 Função sobrecarga térmica para motor (49)

A função de proteção de sobrecarga térmica 49 é a principal função de proteção dos motores e tem como objetivo garantir que não ocorra uma sobrecarga excessiva ao motor, em função do aumento da corrente no estator e rotor.

Filho (2017) afirma que a sobrecarga gradativa não leva o motor a uma condição de queimá-lo, mas sim em reduzir sua vida útil em função de diversos fatores, como alta temperatura ambiente, perda de fase ou tensão, ventilação prejudicada, operação fora da faixa de corrente permitida entre outros. Uma sobrecarga rápida também pode prejudicar o motor, pois todo estator possui um limite térmico suportável e através da função de imagem térmica é possível proteger o motor controlando o tempo de exposição a essa sobrecarga.

Para a definição dos ajustes da função 49 é necessário o conhecimento sobre algumas informações sobre o motor como escorregamento, torque de rotor bloqueado, modelagem térmica, fator de serviço, corrente de rotor bloqueado, tempo máximo de rotor bloqueado e constante de tempo do estator, para que seja possível definir o tempo máximo em que o motor poderá trabalhar em regime de sobrecarga.

De posse das informações citadas anteriormente é necessário também conhecer a constante de tempo (*RTC*) do estator do motor, cuja definição se dá utilizando a equação (4.4.3.4.1). Com o aumento gradativo da corrente circulante no estator do motor e esta ultrapassando o valor de corrente nominal configurado no relé de proteção, o tempo de

atuação da função 49 começa a diminuir proporcionalmente e quanto mais a corrente aumentar e não normalizar por conta de um transiente mais rápido ocorrerá o *trip* no disjuntor do motor, porém antes que o relé opere o *trip*, um valor de alarme é programado a disparar para que o centro de operação possa intervir, buscando a normalização do sistema. Se após todas as ações permissíveis possíveis para impedir o bloqueio do motor não forem suficientes, o relé irá operar o *trip* e o motor precisará aguardar até que a proteção *cooltime* (tempo de resfriamento) libere o motor para uma nova partida. O modo *cooltime* também é ativado e permite que o relé estime o tempo de resfriamento após 5 paradas de operação consecutivas. Somente após o tempo estimado na equação (4.4.3.4.4), o relé liberará uma nova partida.

Cálculos dos ajustes:

$$RTC = \frac{(TD + 0,2).LRTHOT}{60. \ln \left( \frac{\left(\frac{LRA}{FLA}\right)^2 - (0,9.SF)^2}{\left(\frac{LRA}{FLA}\right)^2 - SF^2} \right)}$$

$$RTC = \frac{(1 + 0,2).8}{60. \ln \left( \frac{\left(\frac{132}{22}\right)^2 - (0,9.1)^2}{\left(\frac{132}{22}\right)^2 - 1^2} \right)} = 29,55min \simeq 30 min$$

(4.4.3.4.1)

$$TCAPU > \frac{100}{SF^2} = \frac{100}{1^2} = 100 \text{ (Ajuste adotado 90\%)}$$

(4.4.3.4.2)

$$RST < \frac{100}{SF^2} = \frac{100}{1^2} = 100 \text{ (Ajuste adotado 80\%)}$$

(4.4.3.4.3)

$$COOLTIME \geq 3 \times 29,55 = 88,66 min \simeq 90 min$$

(4.4.3.4.4)

Onde:

RTC [T]: Constante de tempo do estator definida em minutos;

TD [s]: Fator de aceleração utilizado(recomendação do fabricante do relé);

LRTHOT[T]: Tempo de rotor travado (considerando que o motor já operou);

FLA[A]: Corrente nominal do motor;

LRA [A]: Corrente de rotor travado (considerado 6 x IN);

SF [ $\eta$ ]: Fator de serviço;

TCAPU [%]: Percentual da corrente nominal para alarme;

RST [%]: Percentual da corrente para reset do RTC;

COOLTIME [min]: Tempo de resfriamento do motor;

#### 4.4.3.5 Função de proteção de sobrecorrente instantâneo de fase (50)

A função 50 é utilizada no projeto de modernização do barramento auxiliar MC3, na proteção de motores e do transformador AT3 e tem como principal objetivo garantir que não ocorra sobrecorrente excessiva nestes equipamentos.

De acordo com Filho (2017), a função de proteção 50 opera instantaneamente quando ocorrer o aumento abrupto da corrente, seja por curto-circuito ou até mesmo por travamento da carga operada.

O critério de ajuste adotado no relé de proteção para motores SEL-710, segue as orientações estipuladas no manual do fabricante, onde a proteção de sobrecorrente instantânea será ajustada em um valor superior a corrente de rotor travado, de modo que seja sensível ao curto-circuito trifásico simétrico. Esse modo de configuração tem a finalidade de garantir que a proteção de sobrecorrente não se sobreponha a proteção de rotor bloqueado, que será tratado nos próximos capítulos. Através da expressão (4.4.3.5.1) é possível encontrar o valor de sobrecorrente da função 50PIP a ser configurado no relé de proteção.

O valor ajustado está abaixo da corrente de curto-circuito fase-fase no motor (15 kA) e acima da corrente de contribuição do motor para uma falta trifásica no barramento de 6,3 kV (132 A), considerando o período subtransitório, que é o tempo de processamento do relé de 0,01 s.

Para o ajuste da função 50 no transformador AT3, também foram seguidas as orientações do manual do fabricante do relé, mudando apenas o modelo do equipamento instalado, que nesse caso foi um relé SEL-751A.

O ajuste da proteção foi definido através da expressão (4.4.3.5.2), considerado o valor de pick-up de disparo de sobrecorrente instantâneo de fase, onde o ajuste deverá ser sensível ao curto-circuito simétrico no barramento MC3 (25 kA) e também acima da corrente de magnetização do transformador que é de 10 x FLA (36,65 A no secundário do TC).

Conforme orientação da SEL será ajustado o valor de 10% acima da corrente de magnetização do transformador de 800 kVA (11 x FLA) e mais 10% acima para acomodar a porcentagem de erro do TC.

Cálculo dos ajustes para o motor:

$$50P1P = \frac{2 \times LRA}{FLA} = \frac{2 \times 132}{22} = 12 \quad (4.4.3.5.1)$$

$$50P1P = 12 \times \frac{FLA}{RTC} = 12 \times \frac{22}{6} = 44 \text{ A}$$

Cálculo dos ajustes para o transformador:

$$FLA = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 73,31 \text{ A} \quad (4.4.3.5.2)$$

$$50P1P = 1,10 \cdot \frac{11 \cdot FLA}{RTC} = 1,10 \cdot \frac{11 \cdot 73,3}{100/5} = 44,34 \text{ A}$$

Onde:

50P1P [A]: Valor de ajuste no relé;

LRA[A]: Corrente de rotor travado (considerado 6 x IN);

FLA[A]: Corrente nominal do motor e transformador;

RTC [cte]: Relação de transformação do TC;

S<sub>n</sub> [kVA]: Potência nominal do transformador;

V<sub>n</sub>[kV]: Tensão nominal do transformador;

#### 4.4.3.6 Função de proteção sobrecorrente instantâneo de neutro (50G)

Nos dizeres de Kindermann (2018), a proteção 50G tem a finalidade de proteger as faltas fase-terra, ou seja, sempre que houver um desequilíbrio principalmente em um curto-circuito monofásico.

Como as cargas que compõem o barramento MC3 não são dotadas de TC de neutro, não é possível fazer a proteção através da medição real de correntes circulantes pelo neutro, porém a SEL disponibiliza a opção de proteção calculada (chamada de 50G) onde a atuação da proteção acontece no momento em que ocorre uma falta a terra, gerando com isso um desequilíbrio na leitura das três fases de corrente do relé. A expressão a seguir exemplifica o equilíbrio dos vetores de corrente.

$$IG = Ia\angle 0^\circ + Ib\angle -120^\circ + Ic\angle 120^\circ = 0 \quad (4.4.3.6.1)$$

O ajuste definido para sobrecorrente de neutro instantâneo considerou um valor sensível ao curto-circuito fase-terra, porém para que sejam evitadas atuações indevidas em função de possíveis desequilíbrios inerentes a operação do barramento auxiliar MC3, foram adotadas tolerâncias para a atuação das proteções das cargas, motor do moinho A e transformador AT3. A tolerância utilizada é na ordem de 10% da corrente de partida do motor e 40% para corrente de magnetização do transformador. Além das tolerâncias citadas, será considerado mais 10% para possíveis transientes e erros de medição do TC. Para definição do ajuste da 50G para o motor é considerado a corrente de partida (6 x FLA) e para o transformador será considerado a corrente de magnetização (10 x FLA).

Cálculo dos ajustes para o motor:

$$50G = 1,1 \frac{0,1 \times I_{par}}{FLA} = 1,1 \frac{0,1 \times 132}{22} = 0,66A \quad (4.4.3.6.2)$$

Cálculo dos ajustes para o transformador:

$$50G = 1,1 \frac{0,40 \times I_{mag}}{FLA} = 1,1 \frac{0,40 \times 733}{73,3} = 4,40A \quad (4.4.3.6.3)$$

Onde:

50G[A]: Valor de ajuste no relé para motores e transformadores;

$I_{par}$ [A]: Corrente de partida do motor;

FLA [A]: Corrente nominal do motor e transformador;

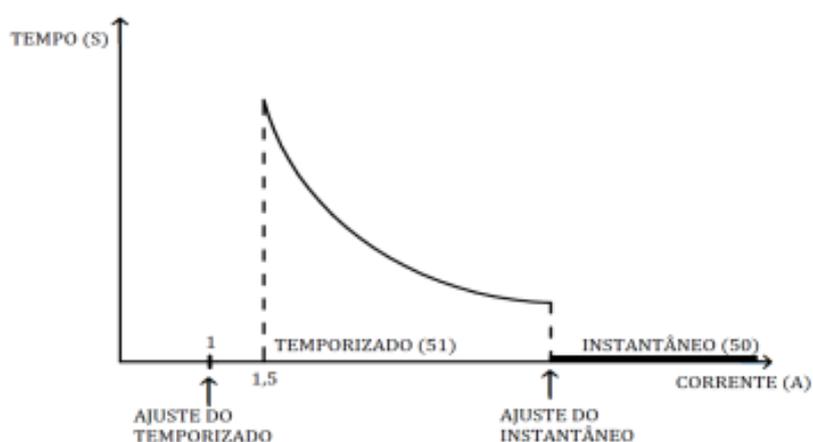
$I_{mag}$ [A]: Corrente de magnetização do transformador.

#### 4.4.3.7 Função de proteção sobrecorrente temporizada (51)

De acordo com Kindermann (2018), a função de sobrecorrente temporizada tem como principal objetivo proteger o transformador AT3 de eventuais sobrecorrentes ocasionadas por algum tipo de condição seja ela por defeito ou até mesmo na energização desse equipamento. A proteção 51 também atua em um possível curto-circuito, sendo que essa

função é configurada de acordo com um tempo definido, baseado em cálculos onde é possível traçar uma curva de atuação, como pode ser observado no exemplo da Figura 55.

Figura 55 – Curva de atuação da proteção de sobrecorrente temporizada de fase



Fonte: Kindermann (2018).

Referido autor menciona ainda que os relés de proteção de última geração permitem que seja configurado o tipo de curva e seu coeficiente, que no caso dos relés SEL-751A foi utilizado o padrão de curvas e coeficiente segundo a norma IEC de acordo com a Tabela 18.

Tabela 18 – Coeficiente segundo a norma IEC

Tipo de Curva	K	$\alpha$	$\beta$
C1 - Curva Inversa	0,14	0,02	-1
C2 - Moderadamente Inversa	13,5	1	-1
C3 - Muito Inversa	80	2	-1
C4 - Extremamente Inversa	120	1	-1
C5 - Inversa Longa	0,05	0,04	-1

Fonte: Kindermann (2018).

Para o ajuste da proteção 51 do transformador AT3 foi utilizada a Curva da IEC extremamente inversa (com TMS de 0,5) onde através da expressão (4.4.3.7.1) é possível definir a corrente de ajuste e posteriormente definir o tempo em que a proteção irá atuar *trip*

no disjuntor conforme a expressão (4.4.3.7.3), sendo que quanto maior a corrente do transformador menor será o tempo de atuação do *trip*.

Cálculo dos ajustes para o transformador:

$$I_{tf} = \frac{K_f \times FLA}{RTC} = \frac{1,20 \times 73,3}{20} = 4,4A \quad (4.4.3.7.1)$$

$$I_{ajuste} = I_{tf} \times RTC = 4,4 \times 20 = 88A \quad (4.4.3.7.2)$$

$$t \text{ atuação do rele} = \left( \frac{K \times TMS}{\left( \frac{I_{amostra}}{I_{ajuste}} \right)^\alpha - \beta} \right) \quad (4.4.3.7.3)$$

$$t \text{ atuação do rele} = \left( \frac{80 \times 0,5}{\left( \frac{90}{88} \right)^2 - 1} \right) = 870,11 \text{ seg} \quad (4.4.3.7.3)$$

Onde:

$I_{tf}$ [A]: Corrente de ajuste da unidade temporizada de fase no relé;

$K_f$ [C]: Constante de sobrecarga admissível (1,1 a 1,5);

FLA [A]: Corrente nominal do transformador;

RTC [cte]:Relação de transformação do TC;

$t$  atuação do relé[s]: tempo de atuação do relé em segundos (tempo de TRIP);

$I_{amostra}$ [A]: Valor da corrente que circulará no primário do TC;

$I_{ajuste}$ [A]: Valor da corrente de atuação da contagem de tempo para 51;

K: constante de acordo com a curva a ser utilizada;

TMS: Constante multiplicativa que ajusta a curva no coordenograma;

$\beta$ : Constante de coeficiente de inclinação da curva;

$\alpha$  : Constante exponencial de inclinação da curva.

#### 4.4.3.8 Sobrecorrente temporizado neutro (51G)

A função de proteção 51G utiliza dos mesmos princípios da função de proteção 50G, ou seja, de acordo com a expressão (4.4.3.6.1) com a diferença que a 51G utiliza uma temporização para atuação.

Como as cargas que compõem o barramento MC3 não são dotadas de TC de neutro, não é possível fazer a proteção através da medição real de correntes circulantes pelo neutro, porém a SEL disponibiliza a opção de proteção calculada, chamada de 51G.

Para Kindermann (2018), o ajuste da proteção 51G deve ser feito entre 10 a 45% da corrente nominal do transformador definido na expressão (4.4.3.8.1) e com a definição da corrente de ajuste define-se o tempo em que a proteção irá atuar o *trip* no disjuntor. De acordo com a expressão (4.4.3.8.3), quanto maior a corrente do ajuste da 51G menor será o tempo de atuação do *trip*.

Cálculos dos ajustes da proteção:

$$51G = 45\% \times \frac{FLA}{RTC} \quad (4.4.3.8.1)$$

$$51G = 45\% \times \frac{73,3}{20} = 1,64 \text{ A}$$

$$I_{ajuste} = I_{tf} \times RTC = 1,64 \times 20 = 32,8\text{A} \quad (4.4.3.8.2)$$

$$t \text{ atuação do relé} = \left( \frac{K \times TMS}{\left( \frac{I_{amostra}}{I_{ajuste}} \right)^\alpha - \beta} \right) \quad (4.4.3.8.3)$$

$$t \text{ atuação do relé} = \left( \frac{80 \times 0,5}{\left( \frac{34}{32,8} \right)^2 - 1} \right) = 536,84 \text{ seg}$$

Onde:

51G[A]: Valor de ajuste no relé;

FLA [A]: Corrente nominal do transformador;

RTC [cte]: Relação de transformação do TC;

*t* atuação do relé[s]: tempo de atuação do relé em segundos (tempo de TRIP);

$I_{amostra}$ [A]: Valor da corrente que circulará no primário do TC;

$I_{ajuste}$ [A]: Valor da corrente de atuação da contagem de tempo para 51;

K: constante de acordo com a curva a ser utilizada;

TMS: Constante multiplicativa que ajusta a curva no coordenograma;

$\beta$ : Constante de coeficiente de inclinação da curva;

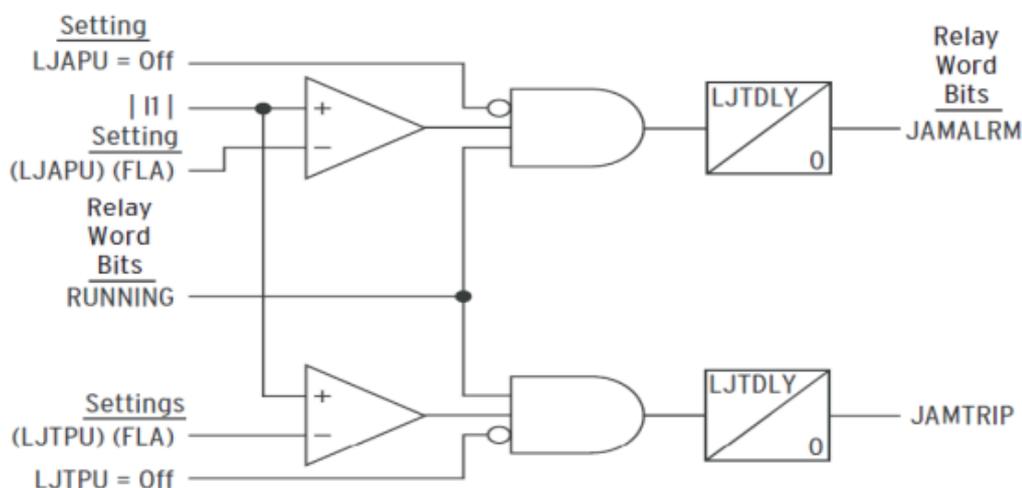
$\alpha$ : Constante exponencial de inclinação da curva.

#### 4.4.3.9 Função de proteção contra carga travada SEL – *loadjamtrip* (*jamtrip*)

A função de proteção *Jamtrip* é disponibilizada nos relés de proteção SEL-710 especificamente para proteção de motores. Sua atuação corre quando o motor está operando e por algum motivo ocorre uma perda de rendimento da carga operada, gerando com isso uma sobrecarga no motor que não é possível sensibilizar a proteção de sobrecarga 50. Essa função é ajustada em (5 x FLA), sendo um ajuste conservador que acaba evitando que o motor seja estressado, em decorrência de possíveis erros operacionais, como por exemplo o esquecimento de comportas abertas que exigem um maior esforço do motor.

Para a configuração da proteção *Jamtrip* é utilizada uma lógica interna ao relé conforme figura 56, com intuito de diferenciar e inibir a proteção no momento da partida do motor, visto que os motores do barramento auxiliar têm corrente de partida ajustada em (6 x FLA), muito próximo da atuação da *Jamtrip*. Após o motor em regime de operação, a função *Jamtrip* é novamente habilitada e passa a supervisionar o motor, conforme a lógica interna do relé, a proteção *Jamtrip* está disponível apenas quando o relé detecta que o motor está no estado *running* (rodando com corrente nominal). Durante uma condição de obstrução de carga, o motor para e a corrente de fase aumenta para perto do valor do rotor bloqueado. Quando o disparo da *jamtrip* é ativado a corrente de fase excede a configuração do nível de disparo (LJTPU) que esta ajustado em (5 x FLA) disparando a contagem de tempo de acordo com a configuração (LJTDLY) que está definido em 7,5 s. Após esse processo, o relé dispara a atuação da proteção da *Jamtrip* de acordo com a Figura 56.

Figura 56 – Lógica de atuação da função *Jamtrip*



Cálculos dos ajustes:

$$LJTPU = 5 \times FLA$$

(4.4.3.9.1)

$$LJTPU = 5 \times 22 = 110 \text{ A}$$

Onde:

LJTPU[A]: Valor de ajuste da atuação no relé;

FLA [A]: Corrente nominal do motor.

#### 4.4.3.10 Sub frequência (81)

A função de proteção 81 é utilizada no projeto de modernização, apenas no cubículo que acopla o gerador ao barramento MC3, ou seja, não é utilizada nos relés SEL-710 para motores e sendo configurada apenas no relé de proteção SEL-751A, onde ela apenas supervisiona o barramento não efetuando qualquer tipo de transferência ou trip no disjuntor de acoplamento. O valor de operação nominal de frequência é 60 Hz e se ela ficar abaixo de 57,5 Hz e não normalizar dentro de 5 segundos é disparado um alarme para o centro de operação da planta indicando frequência anormal.

A proteção de sub e sobre frequência é compreendida pela zona de proteção do gerador, sendo feita no relé de proteção do gerador, que não foi abrangido no presente trabalho. O gerador é desconectado do sistema quando a variação da frequência estiver fora dos parâmetros 59,5 Hz e 60,5 Hz, de acordo com a tabela 19.

Tabela 19 – Proteção contra variações anormais de frequência

Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$f > 66 \text{ Hz}$	0
$63,5 \text{ Hz} < f \leq 66,0 \text{ Hz}$	30,0
$62,0 \text{ Hz} < f \leq 63,5 \text{ Hz}$	150,0
$60,5 \text{ Hz} < f \leq 62,0 \text{ Hz}$	270,0
$58,5 \text{ Hz} \leq f < 59,5 \text{ Hz}$	390,0
$57,5 \text{ Hz} \leq f < 58,5 \text{ Hz}$	45,0
$56,5 \text{ Hz} \leq f < 57,5 \text{ Hz}$	15,0
$f < 56,5 \text{ Hz}$	0

Fonte: ONS (2020).

#### 4.4.3.11 Proteção contra fuga à terra (64)

A função de proteção 64 é utilizada no projeto de modernização, apenas no cubículo que acopla o gerador ao barramento MC3, configurada no relé de proteção SEL-751A onde ela apenas supervisiona o barramento não efetuando qualquer tipo de transferência ou *trip* no disjuntor de acoplamento. O valor medido é realizado através dos TPs de medição de tensão do barramento, sendo que para a realização do cálculo é utilizada a expressão chamada de três V zero, conhecida pela lei de Kirchof, de acordo com a expressão (4.4.3.11.1).

Conforme Filho (2017), o alarme da função 64 é ativado quando por algum motivo ocorrer uma falta chamada de fase-terra. A função foi ajustada no relé para que quando ocorra o desequilíbrio entre as tensões de fase (que neste caso foi em torno de 20%) dispare o alarme na sala de controle e para que seja possível analisar se alguma carga está apresentado comportamento anormal.

Cálculo dos ajustes:

$$3V0 = Va\angle 0 + Vb\angle -120 + Vc\angle 120 = 0 \quad (4.4.3.11.1)$$

$$64R = > 20 \text{ V}$$

Onde:

64R[V]: Valor de ajuste da proteção de fuga a terra no relé;

Juntamente com a definição dos ajustes das proteções a serem utilizadas nos relés de proteção é importante discorrer também acerca da seletividade e coordenação de cada função de proteção.

#### 4.4.4 Seletividade e coordenação

De acordo com Filho (2017), para que um engenheiro desenvolva o projeto de proteção elétrica de um determinado sistema é necessário que o mesmo tenha conhecimento de quais alimentadores e quais cargas compreendem esse sistema, pois para o êxito do projeto, a seletividade e a coordenação das proteções envolvidas precisam estar fielmente definidas. Seletividade é um dos requisitos fundamentais que o sistema de proteção precisa

ter, pois quando a proteção for exigida em função de valores de corrente de alta magnitude, a mesma deverá ter condições de atuar o dispositivo de proteção de modo a isolar somente parte do circuito afetado. Além da seletividade, referido autor complementa que a coordenação da atuação das proteções também precisa ser levada em consideração, pois cada equipamento é responsável por uma zona de proteção e não faria sentido definir uma seletividade se não fosse necessário proteger cada zona individualmente, respeitando cuidadosamente os intervalos definidos.

Conforme exposto, foi desenvolvido um coordenograma definindo a seletividade e a coordenação da atuação da proteção elétrica 50/51 entre o alimentador ST0 e as cargas que compreendem o barramento auxiliar MC3. Como são diversas cargas, serão utilizados no coordenograma o alimentador ST0, motor do moinho de carvão A e o transformador AT3.

Para a definição da seletividade é necessário o conhecimento dos valores de corrente de curto-circuito trifásico mínimo e máximo conforme as expressões (4.4.4.1) e (4.4.4.2).

Para a definição da proteção de sobrecorrente temporizada do alimentador ST0, foi utilizada a curva muito inversa (MI), considerando barramento único (MC0, MC3 e MC4 interligados), onde a corrente de início de temporização foi ajustada em 2.880 A e o valor para o TMS em 0,9. Através desses dados é possível definir a temporização, para que o relé entre em *pick-up* de supervisão para a possível atuação da proteção, de acordo com a expressão (4.4.4.3).

Para a definição da proteção de sobrecorrente temporizada do transformador AT3 foi utilizada a proteção extremamente inversa (EI), com um TMS de 0,5 e com início de temporização em 90 A, de acordo com a expressão (4.4.4.4).

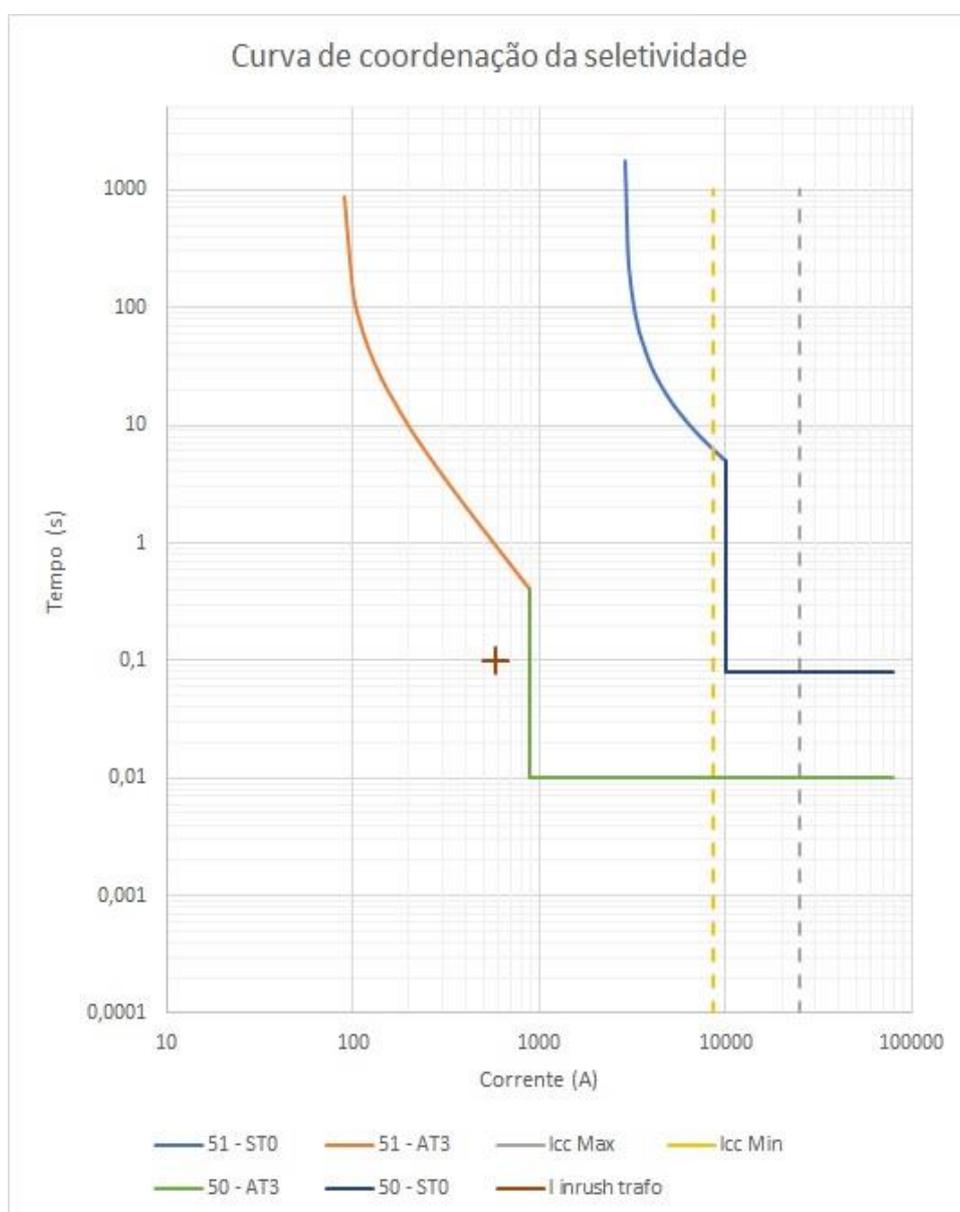
A Figura 59 representa o coordenograma de seletividade entre o alimentador ST0 e o transformador AT3, de acordo com as seguintes proteções:

- a) função de proteção 50 de sobrecorrente instantânea do transformador AT3, representado pela cor verde;
- b) função de proteção 50 de sobrecorrente instantânea do alimentador ST0, representado pela cor marinho;
- c) função de proteção 51 de sobrecorrente temporizado do transformador AT3, representado pela cor laranja;
- d) função de proteção 51 de sobrecorrente temporizado do alimentador ST0, representado pela cor azul;

- e) corrente de curto-circuito mínimo do barramento MC0, representado pela cor amarela;
- f) corrente de curto-circuito máximo do barramento MC0, representado pela cor cinza;
- g) corrente de *inrush* (8 x FLA) do transformador AT3 representado pela cor marrom.

O tempo encontrado nas simulações de coordenação ficou compreendido na casa dos 600 ms, como pode ser observado na Figura 57.

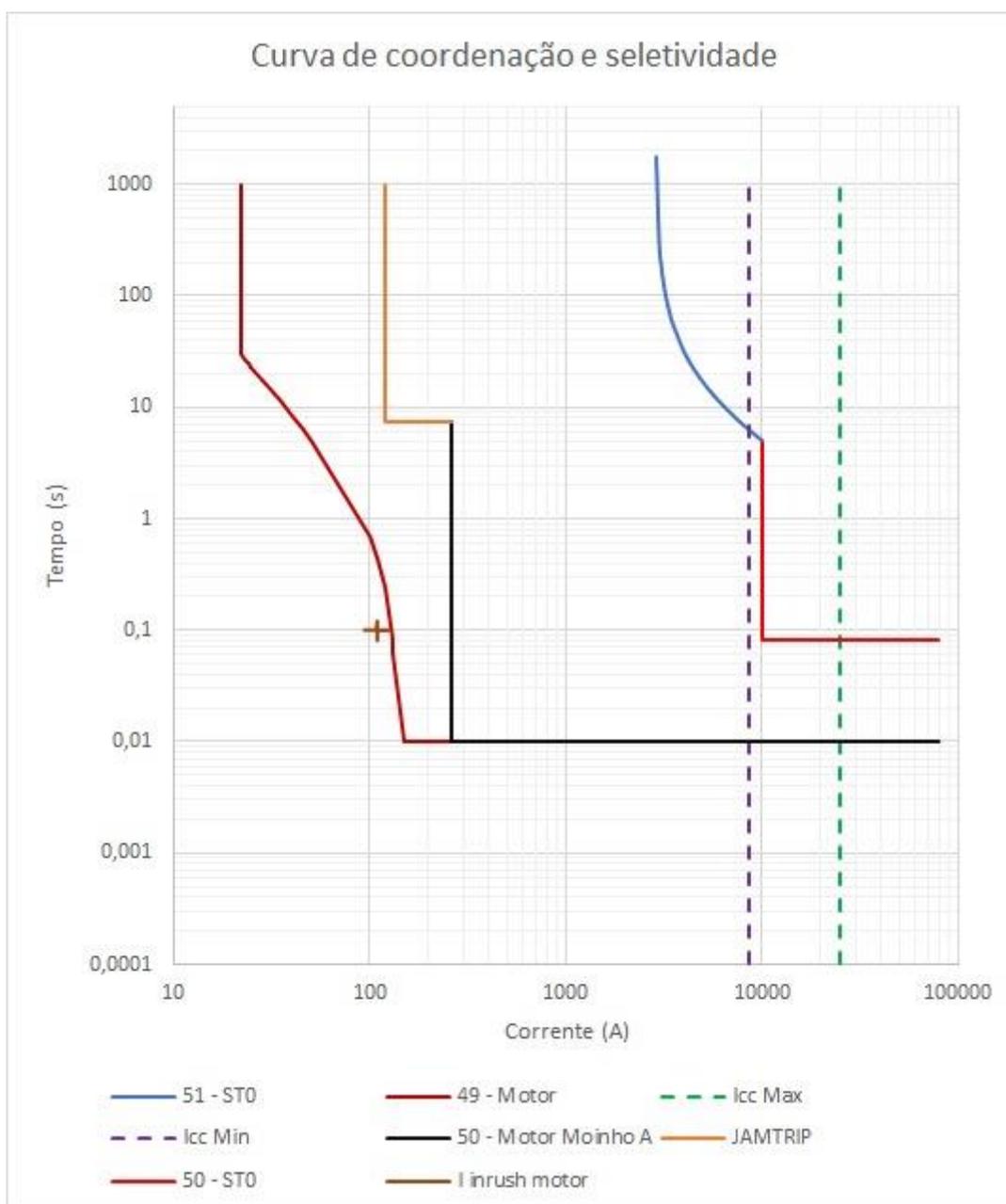
Figura 57 – Curva de coordenação e seletividade entre ST0 e AT3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

O coordenograma de seletividade entre o alimentador ST0 e o Motor Moinho A pode ser observado na Figura 58, sendo que a proteção do ST0 continuou a mesma relacionada ao AT3. O tempo encontrado nas simulações de coordenação ficou compreendido na casa dos 600 ms.

Figura 58 – Curva de coordenação e seletividade entre ST0 e Motor Moinho A



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

A seletividade representada no coordenograma está relacionada com as seguintes proteções:

- a) função de proteção 49 de imagem térmica do motor representada pela cor bordô;
- b) função de proteção 50 de sobrecorrente instantânea do motor representada pela cor preto;
- c) função de proteção *jamtrip* de carga travada do motor representada pela cor laranja;
- d) função de proteção 50 de sobrecorrente instantâneo do ST0 representada pela cor vermelha;
- e) função de proteção 51 de sobrecorrente temporizado do ST0 representada pela cor azul;
- f) corrente de curto-circuito mínimo do barramento MC0 representada pela cor roxa;
- g) corrente de curto-circuito máximo do barramento MC0 representada pela cor verde;
- h) corrente de *inrush* (5 x FLA) do motor representada pela cor marrom.

Cálculos utilizados no coordenograma:

$$I_{cc3\emptyset \min} = \frac{I_{cc3\emptyset Pc3}}{\sqrt{3}} = \frac{15000}{\sqrt{3}} = 8660,25A \quad (4.4.4.1)$$

$$I_{cc3\emptyset \max} = 25000A \quad (4.4.4.2)$$

$$t = \frac{k * TMS}{\left(\frac{I_{amostra}}{I_{ajuste}}\right)^1 - 1} = \frac{13,5 * 0,9}{\left(\frac{2900}{2880}\right)^1 - 1} = 1749,6 s \quad (4.4.4.3)$$

$$t = \frac{80 * TMS}{\left(\frac{I_{amostra}}{I_{ajuste}}\right)^2 - 1} = \frac{80 * 0,5}{\left(\frac{90}{88}\right)^2 - 1} = 870,11 s \quad (4.4.4.4)$$

$$I_{inrush \ trafo} = 8 x FLA = 8 x 73,3 = 586,4A \quad (4.4.4.5)$$

$$I_{inrush \ motor} = 5 x FLA = 5 x 22 = 110A \quad (4.4.4.6)$$

Onde:

- $I_{cc3\phi_{PC3}}$  [A]: menor corrente de curto-circuito trifásico do projeto;
- $I_{cc3\phi_{min}}$  [A]: corrente de curto-circuito mínima do projeto;
- $I_{cc3\phi_{max}}$  [A]: corrente de curto-circuito máxima do projeto;
- FLA [A]: corrente nominal do equipamento;
- TMS [C]: constante multiplicativa de ajuste de curva no coordenograma;
- K [C]: constante multiplicativa de acordo com a curva escolhida;
- t [s]: tempo de atuação da proteção 51;
- $I_{amostra}$  [A]: valor da corrente que circulará no primário do TC;
- $I_{ajuste}$  [A]: Valor da corrente de atuação da contagem de tempo para 51;
- $I_{inrush\ trafo}$  [A]: corrente de início de magnetização do transformador;
- $I_{inrush\ motor}$  [A]: corrente de início de magnetização do estator do motor.

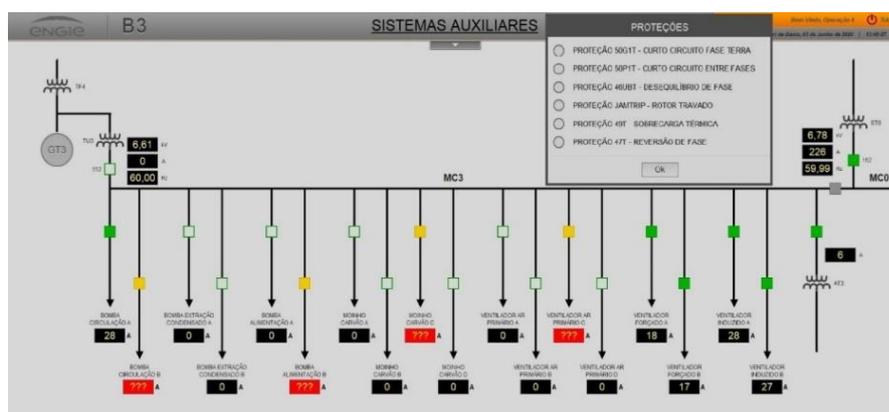
Com as definições de seletividade e coordenação estabelecidas, faz-se necessário verificar também a forma como são testados e calibrados todos os IEDs utilizados no projeto de modernização.

#### 4.4.5 Comunicação e automação

Os relés de última geração são dotados de protocolos de comunicação que permitem desenvolver um nível de automação indo de aplicações simples até as mais avançadas. A especificação dos IEDs para o projeto de modernização da UTLA levou em consideração essas possibilidades, porém como a planta estava muito defasada quanto às proteções elétricas dos barramentos de serviço auxiliar 6,3 kV, em um primeiro momento o foco da modernização se deu apenas na instalação dos IEDs. Porém como a planta já dispunha de um sistema supervisorio operando, surgiu a ideia de integrar os primeiros 21 IEDs a esse sistema digital, adiantando esse processo que seria executado em outra oportunidade.

A comunicação dos IEDs com o sistema *scada elipse*, se deu através do protocolo *modbusethernet* 485 utilizando do mapa de memórias disponibilizado pela SEL, onde foi possível disponibilizar na tela do supervisorio informações como: disjuntor inserido, motor ou transformador em operação, corrente da carga, bem como através da animação de *poup-ups* as proteções ativas nos relés. A Figura 59 ilustra a tela que concentra as informações dos IEDs SEL, referente ao barramento auxiliar de 6,3 kV MC3.

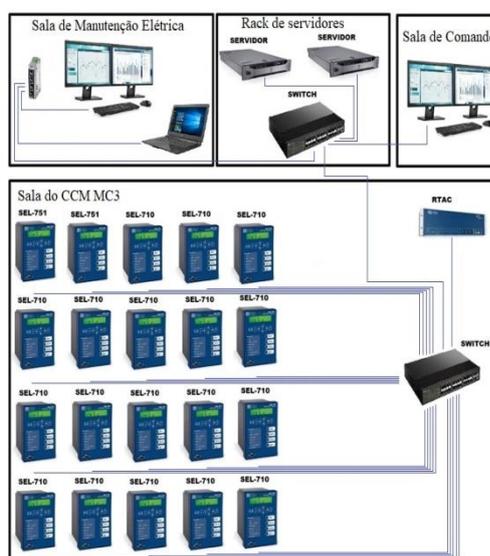
Figura 59 – Tela dos IEDs barramento auxiliar 6,3 kV MC3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

A automação envolvendo os IEDs ocorrerá na fase de modernização da unidade 4, quando o projeto prevê a instalação de um controlador de automação em tempo real chamado de RTAC de fabricação SEL. Com o RTAC será possível conectar com o auxílio de um *switch*, todos os IEDs SEL da planta, através de suas portas de comunicação *ethernet*. Essa aplicação irá permitir que o engenheiro através de acesso remoto ao RTAC, a possibilidade de acessar os IEDs e efetuar leituras em tempo real, acessar oscilografias, implementar alterações e desenvolver lógicas que porventura sejam necessárias à implementação. Outra vantagem que o RTAC dispõe é a possibilidade de integração com os demais *devices* que não são de fabricação SEL existentes na planta, possibilitando com isso uma maior abrangência aos demais processos que envolvem circuitos de potência. Observando-se a Figura 60 é possível perceber como será a automação envolvendo o RTAC.

Figura 60 – Projeto de automação envolvendo RTAC



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Após a definição do protocolo de comunicação, são efetuados os procedimentos para calibração e testes de todos os IEDs utilizados no projeto de modernização.

#### 4.4.6 Calibração do relé

##### 4.4.6.1 Visão geral

É de suma importância abordar os testes de comissionamento dos relés de proteção que compreendem o barramento auxiliar de 6,3 kV MC3 da unidade 3 da UTLA. Com o intuito de não deixar o trabalho moroso serão utilizados como exemplo o comissionamento e testes no relé de proteção do motor do moinho de carvão A. Tudo que foi executado neste teste foi replicado às demais 20 cargas.

##### 4.4.6.2 Diagnóstico do relé

O objetivo do diagnóstico do relé é detectar se ele está com a versão de *firmware* atualizado e se existem possíveis erros internos em seu *hardware*. O teste é feito estabelecendo uma comunicação via porta *ethernet* do relé SEL-710 e a estação de engenharia, utilizando o *software* nativo da SEL (*AcSELEratorQuickSet*), que possibilita obter as informações ilustradas na Figura 61, que indicam que o status do relé SEL-710 em referência estava 100%.

Figura 61 – Status do relé de proteção SEL-710 do moinho de carvão A

```

Status

UN - 3 - KW                               Date: 15/12/2016   Time: 15:25:03.515
UTLA - M_CARV A                             Time Source: Internal

Serial Num = 3162920226                     FID = SEL-710-R410-V0-2006004-D20140303
CID = 9A42                                  PART NUM = 071001ACA0X0X850200

SELF TESTS (W=Warn)
FPGA   GPSB   HMI    RAM    ROM    CR_RAM  NON_VOL  CLOCK  +0.9V  +1.2V  +1.5V
OK     OK     OK     OK     OK     OK     OK     OK     0.90   1.20   1.49

+1.8V  +2.5V  +3.3V  +3.75V +5.0V  -1.25V  -5.0V   BATT
1.81   2.51   3.33   3.77   4.99   -1.26   -4.99   2.99

Option Cards
CARD_C  CARD_D  CARD_E  CURRENT
OK      OK      OK      OK

Offsets
IA     IB     IC     IN
0      0      0      0

Relay Enabled

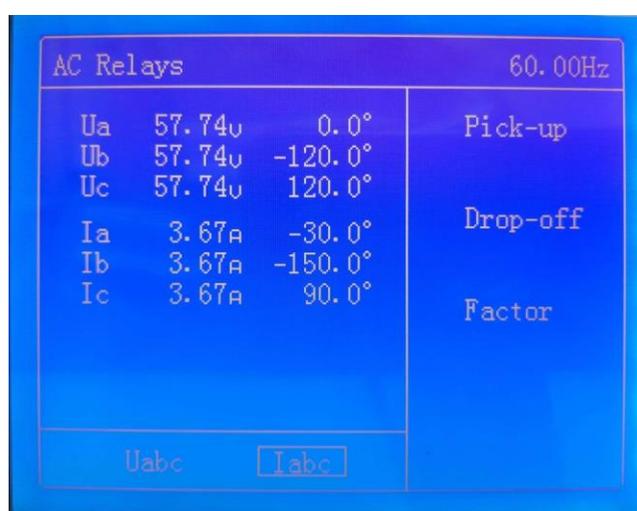
```

Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.6.3 Verificação das medições analógicas do relé

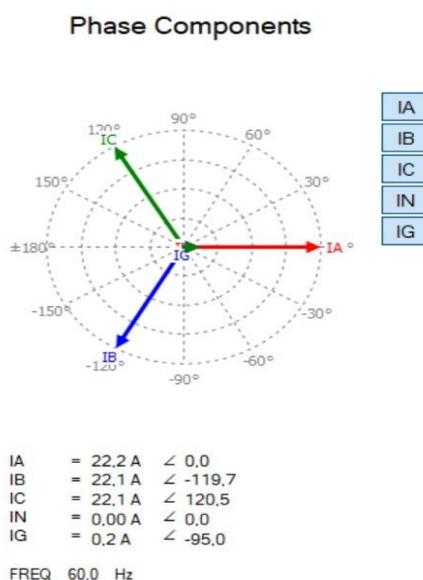
O principal objetivo do teste dos canais de corrente do relé é observar se ele responde aos valores de corrente equilibrados aplicados através de uma mala de corrente trifásica. Neste caso em específico foi utilizada uma mala de corrente PONOVO S40A e conforme a Figura 62 foi aplicado um valor proporcional à relação de 30/5 (relação do TC referente ao motor do moinho carvão A) de transformação configurado no relé, em que ele respondeu de forma satisfatória, de acordo com a representação dos fasores da Figura 63.

Figura 62 – Valores de corrente aplicados através da mala de corrente trifásica



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 63 – Fasores de corrente obtidos em tempo real do relé através do software *QuickSet*.

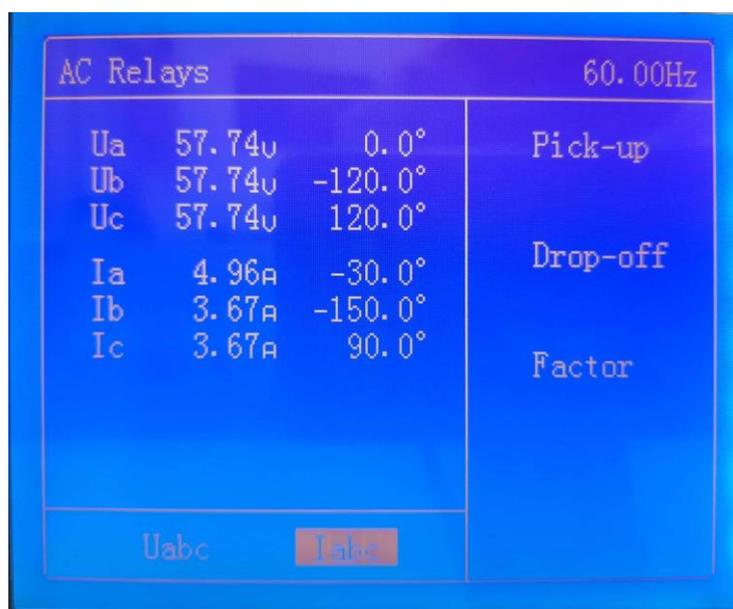


Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.6.4 Teste da função 46 (desbalanço de corrente)

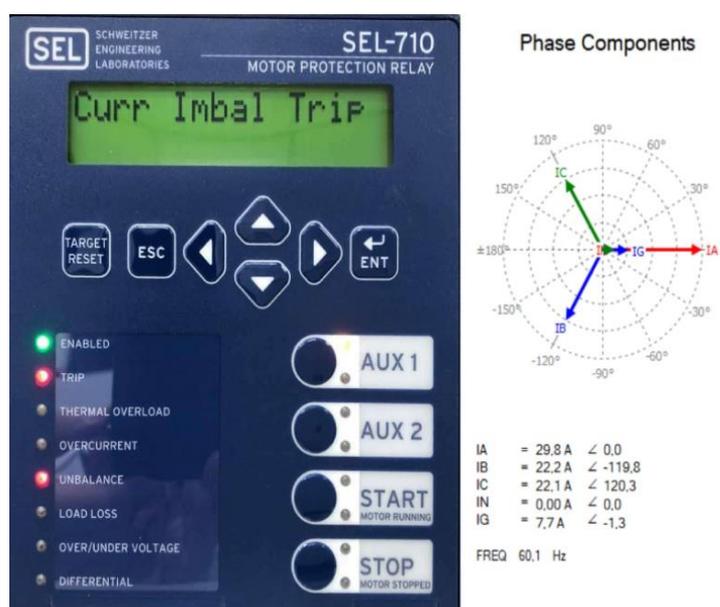
Para o teste de desbalanço de corrente foi aplicado o valor de corrente equilibrado através da mala de corrente trifásica e logo após foi gerado o desequilíbrio de corrente ultrapassando o limite de desbalanço de corrente de 20%, programado no relé SEL-710, conforme ilustra a figura 64. A Figura 65 ilustra o comportamento dos fasores no relé.

Figura 64 – Desequilíbrio de corrente gerado através da mala de corrente trifásica



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 65 – Fasores de corrente desequilibrados, após atuação da função 46

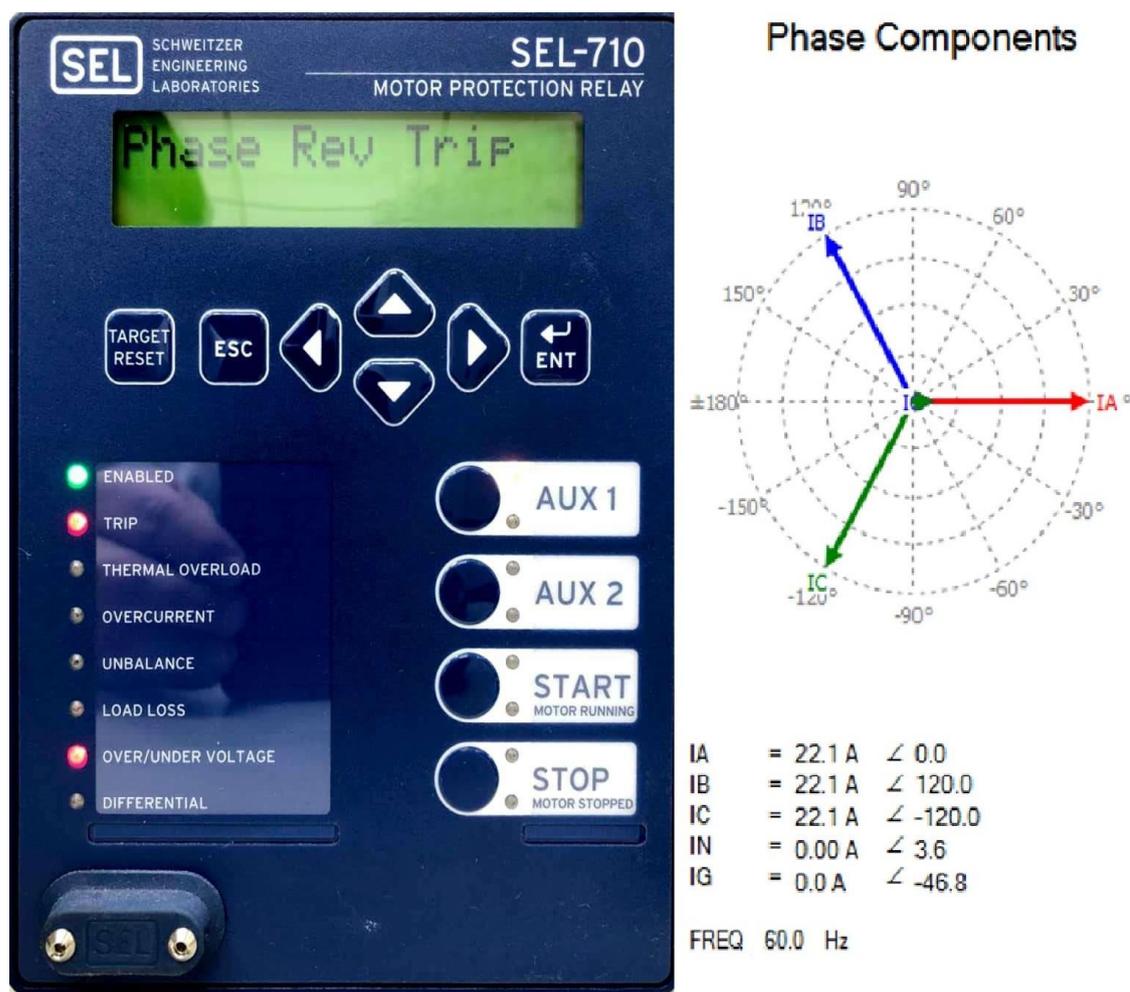


Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.6.5 Teste da função 47 (reversão de fase)

Para o teste de reversão de fase foram invertidos os cabos da fase B pela C, nos terminais de saída da mala trifásica de corrente e logo após aplicado o valor de corrente equilibrado ocasionando de acordo com a Figura 66, a inversão dos fasores de corrente e consequentemente gerando o *trip* por reversão de fase.

Figura 66 – Fasores indicando reversão de fase após a atuação da função 47

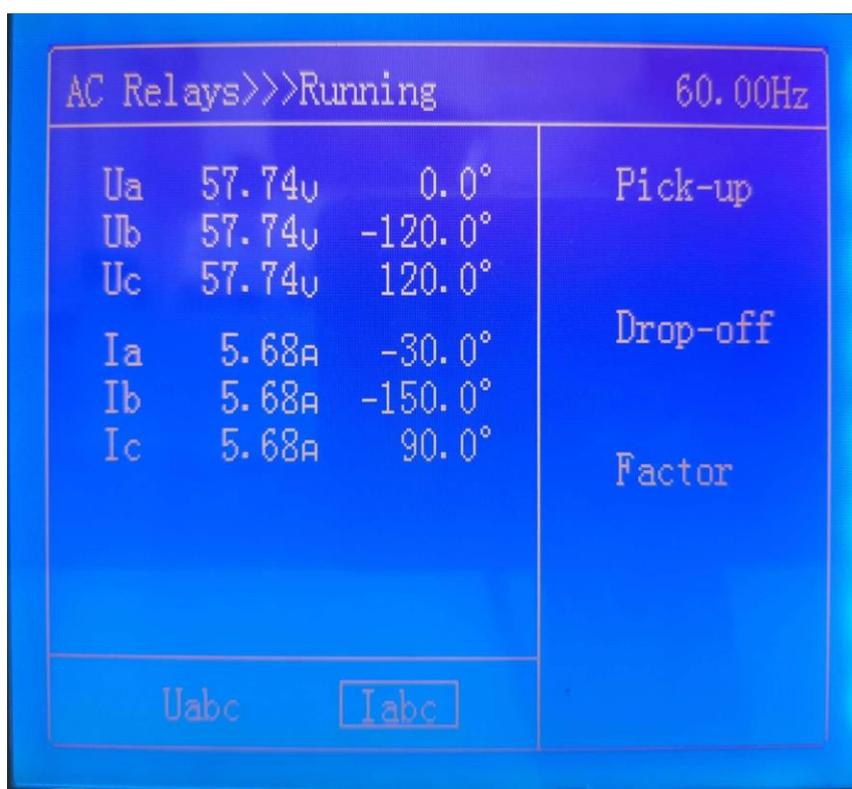


Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.6.6 Teste da função 49 (sobrecarga térmica)

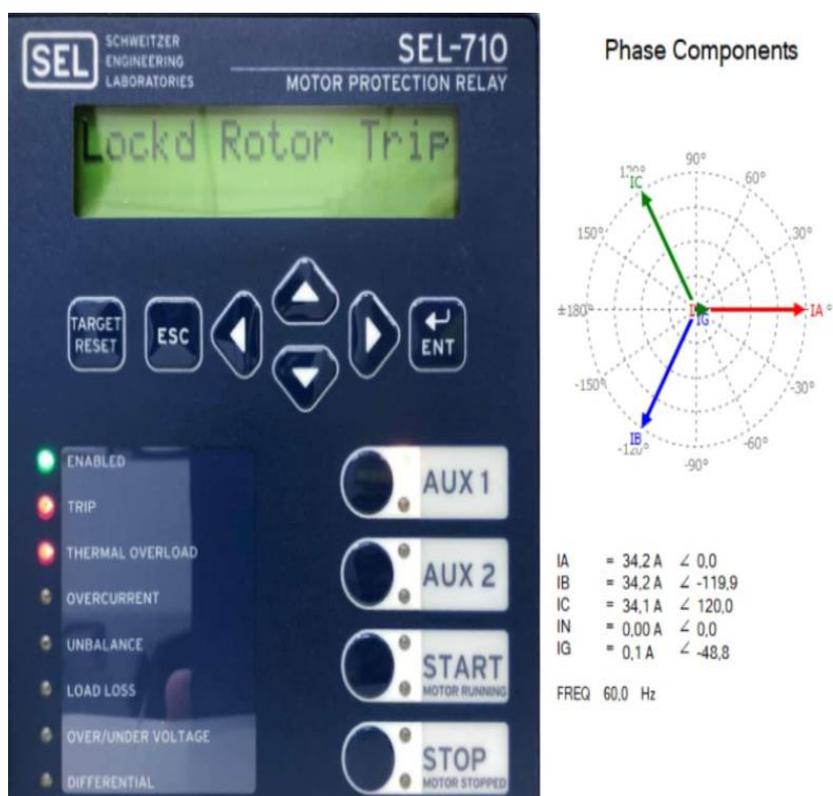
Para o teste da função de sobrecarga térmica foi aplicado através da mala de corrente trifásica, o valor de corrente equilibrado acima do valor nominal do motor, como pode ser observado na Figura 67. Após 30 segundos nesse valor, a proteção por sobrecarga térmica foi ativada, de acordo com a Figura 68.

Figura 67 – Corrente aplicada acima do valor nominal do motor



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 68 – Ativação do *trip* por sobrecarga térmica do motor

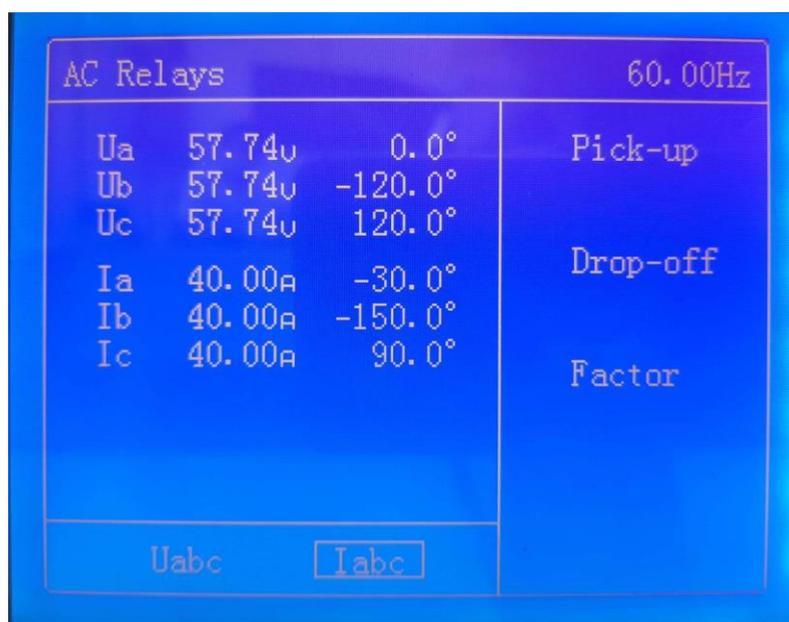


Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.6.7 Teste da função 50 (sobrecorrente instantâneo)

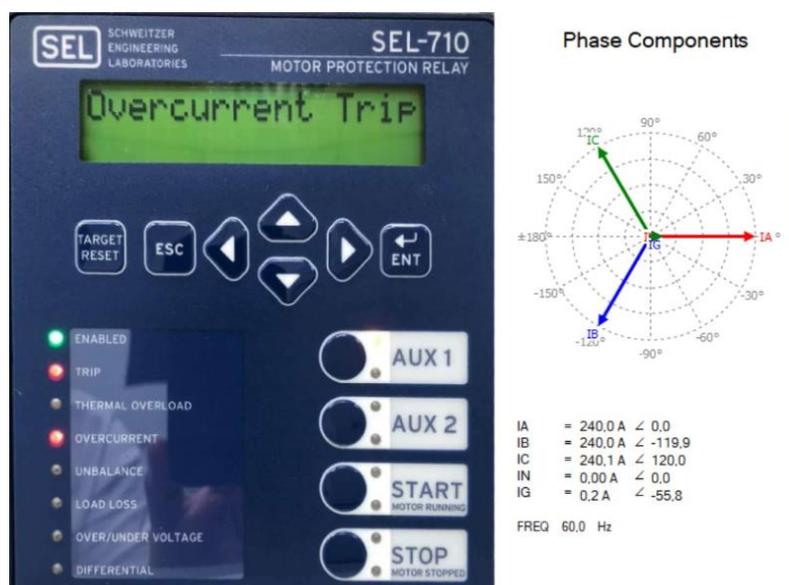
Para o teste da função de sobrecorrente instantâneo de fase foi aplicado através da mala de corrente trifásica o valor de corrente equilibrado acima do valor nominal do motor, como pode ser observado na Figura 69. A proteção atuou instantaneamente, de acordo com a Figura 70.

Figura 69 – Corrente aplicada acima do valor nominal do motor



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 70 – Ativação do *trip* por sobrecorrente do motor

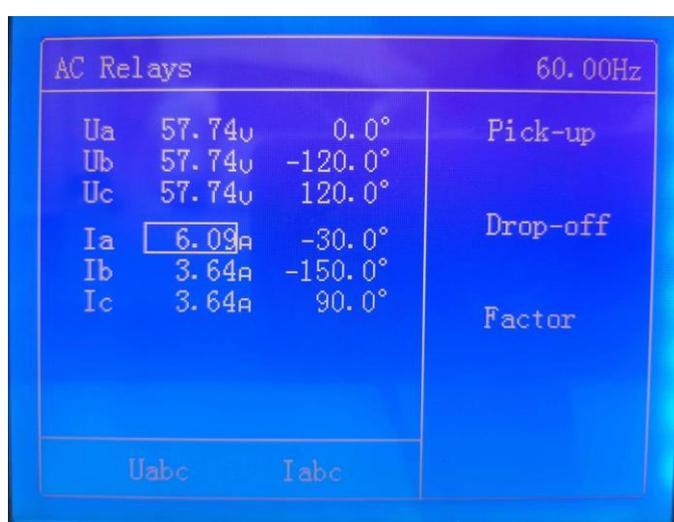


Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.6.8 Teste da função 50 G (sobrecorrente instantâneo de neutro)

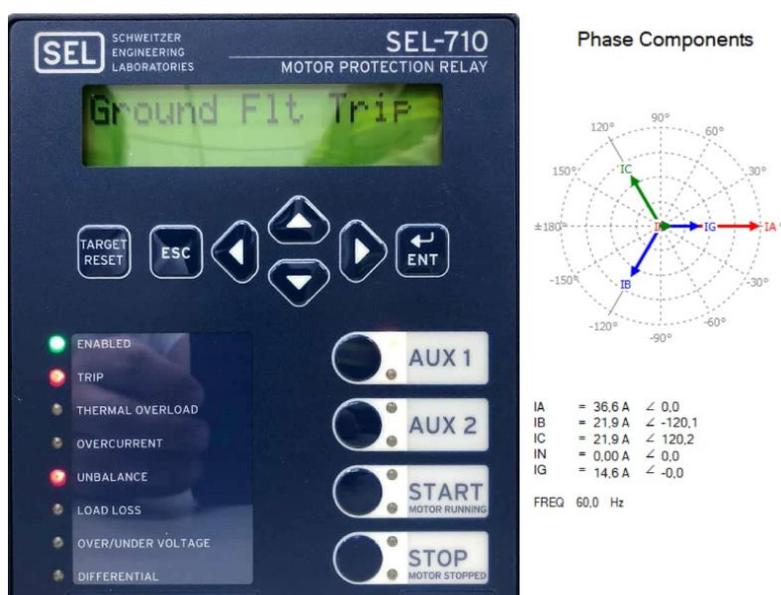
Para o teste da função de sobrecorrente instantâneo de neutro foi aplicado através da mala de corrente trifásica o valor de corrente apenas em uma fase, pois essa função somente é operada de modo calculado. A Figura 71 ilustra a aplicação de corrente na fase A. Já na Figura 72 é possível observar o trip no relé em função da sobrecorrente gerada na fase A.

Figura 71 – Corrente aplicada apenas na fase A do relé



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 72 – Fasor indicando corrente somente na fase A

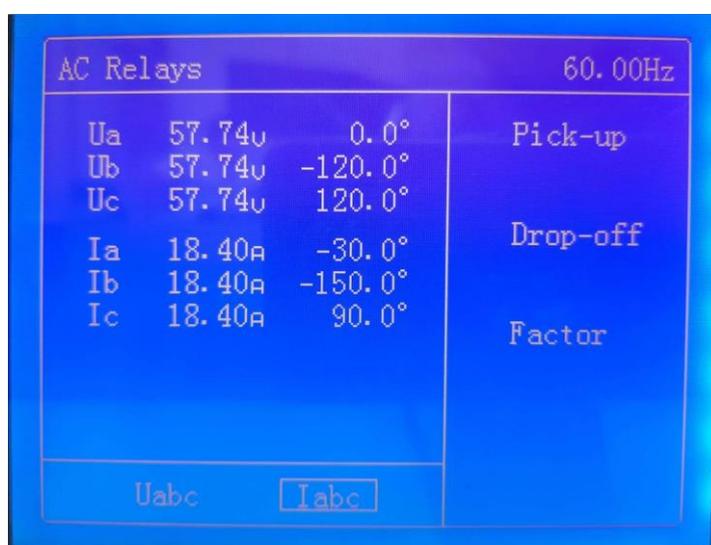


Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

#### 4.4.6.9 Teste da função de proteção *Jamtrip* (carga travada)

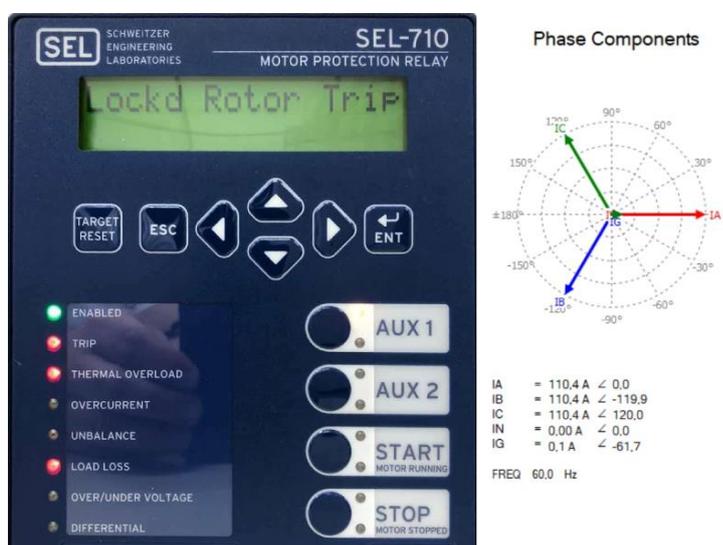
Para o teste da função de proteção contra carga travada foi necessário desabilitar as funções de proteção 49 e baixar o *pick-up* de atuação da *jamtrip*, para que fosse possível aplicar através da mala de corrente trifásica um valor de corrente equilibrado indicando que o motor estava em *running* e, posteriormente foi aplicado um valor de corrente acima da nominal conforme Figura 73, simulando que a carga no eixo do motor aumentou e com isso a função de proteção *jamtrip* foi ativada gerando o *trip* para o disjuntor, conforme a Figura 74.

Figura 73 – Aumento de corrente equilibrado simulando aumento de carga no eixo do motor



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 74 – Ativação do *trip* por carga travada do motor



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Após a finalização da programação e calibração das funções de proteção utilizadas nos relés efetuou-se o registro fotográfico que ilustra de forma simples e objetiva, a evolução do projeto de modernização.

#### 4.4.7 Registros fotográficos da execução e testes do projeto

Pode-se verificar nessa etapa, o registro fotográfico da execução do projeto em campo, em que através da sequência de Figuras 75 é possível observar a evolução indo do desmonte do painel, passando por testes até a entrega do painel com os 20 relés instalados.

Figura 75 – Evolução da modernização em campo



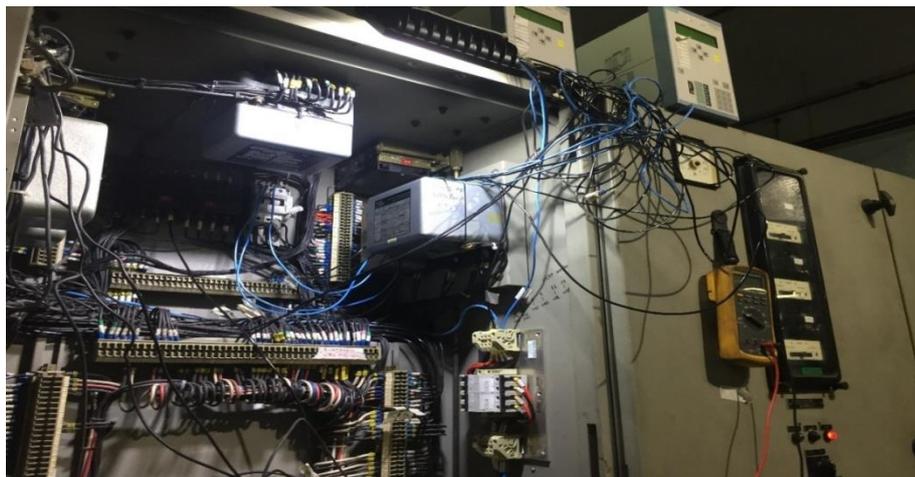
Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 76 – Retirada dos antigos relés de proteção



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 77 – Troca de fiação do painel



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 78 – Teste de circuito



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 79 – Relés de proteção eletromecânicos sucateados



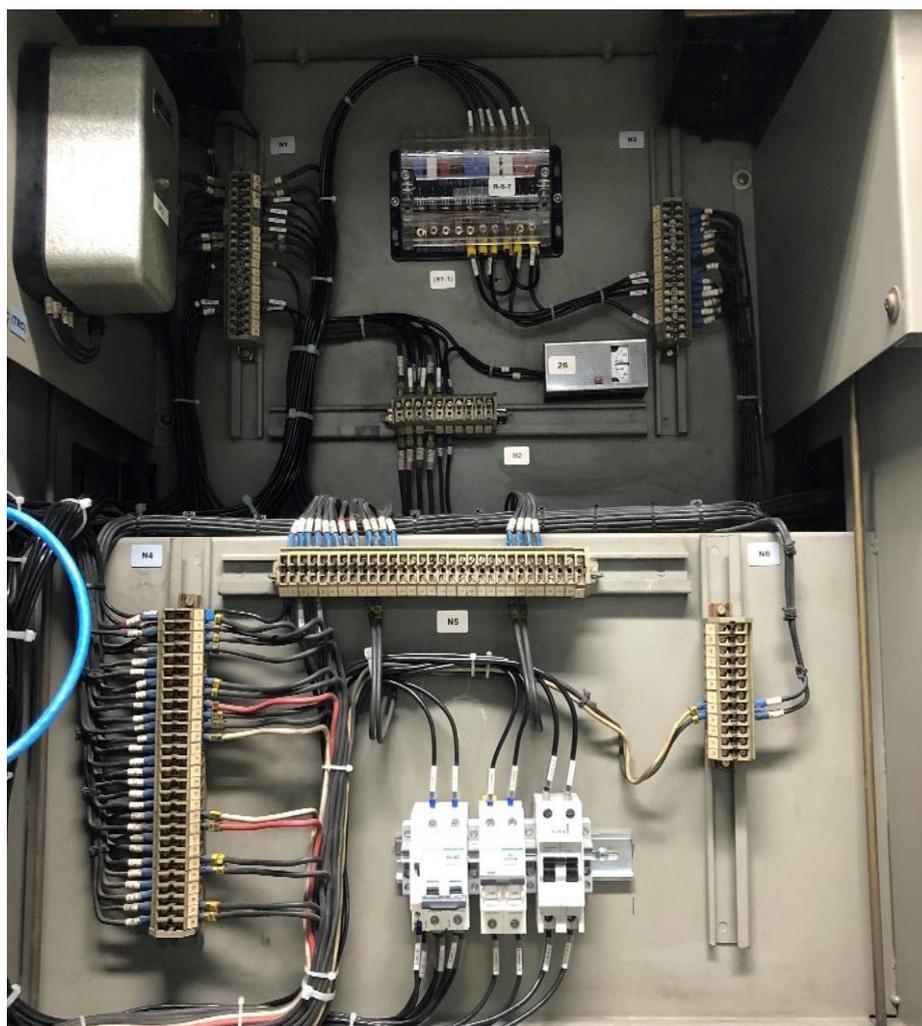
Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 80 – Remontagem de portas dos painéis



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 81 – Conclusão do rearranjo do painel



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 82 – Testes em bancada dos novos relés de proteção SEL



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 83 – Comissionamento dos painéis modernizados



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 84 – Comissionamento e validação dos novos relés instalados



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Figura 85 – Conclusão do projeto de modernização do painel MC3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Com a realização de todos os procedimentos e verificações necessárias à execução do projeto elétrico para a substituição das proteções elétricas do barramento de serviço auxiliar de 6,3 kV do painel MC3 da unidade 3 da UTLA e suas cargas, são apresentados a seguir os resultados obtidos através da realização do presente trabalho.

#### 4.5 RESULTADOS OBTIDOS

Após a entrada em operação dos novos relés de proteção, os resultados das atualizações do antigo projeto começaram a aparecer. A equipe de operação da planta foi capacitada para operar os novos relés de proteção, de modo a interpretar as ocorrências, entender os bloqueios implementados, observar o status de operação de cada relé, entre outras facilidades. A equipe de manutenção passou a contar com a oscilografia, uma ferramenta de extrema importância para entendimento das ocorrências e de sinistros que foram atenuados com a implantação dos relés, tendo em vista seu alto poder de atuação quando requisitado a operar.

Além dos ganhos tecnológicos alcançados com a modernização, também aumentou o nível de proteção da segurança humana, em função da resposta do tempo de atuação dos relés, uma vez que atualmente seu processamento está na casa dos 8 ms e com tempo de abertura total do disjuntor na casa dos 90 ms.

Nesse sentido, a Figura 86 mostra a oscilografia do motor da bomba de alimentação B da unidade 3 e a Figura 87 mostra o registro, onde de forma esperada, após um curto-circuito na cabeça de bobina do motor, provocado por jato d'água oriundo de uma falha em uma válvula do circuito de abastecimento da caldeira, ativou-se a proteção por desbalanço de corrente (46) e a proteção de sobrecorrente instantâneo (50), sendo que todo o ciclo durou aproximadamente 96 ms evitando a danificação de todo circuito de acionamento do motor e seus periféricos, incluindo o cabeamento. A rápida atuação da proteção, também evitou possíveis danos à integridade dos operadores envolvidos na manobra, pois houve a minimização do arco elétrico, não gerando incêndio e evitando com isso sérias queimaduras. Neste caso, após a ocorrência o motor precisou passar por recuperação do bobinado do estator, pois a inserção de água no interior de motores energizado provoca danos ao equipamento, podendo até inutilizá-los.

Figura 86 – Registro de oscilografia da bomba de alimentação B da unidade 3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

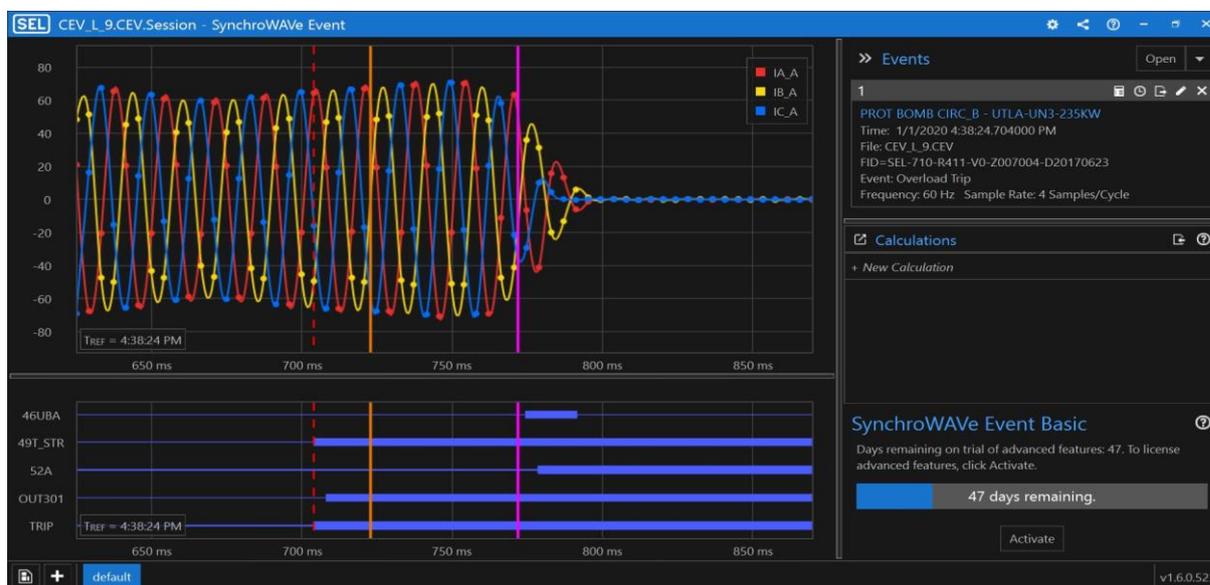
Figura 87 – Registro no software QuickSet da atuação da proteção da bomba de alimentação B unidade3

03/10/2019	01:55:56.818	46UBA	Asserted
03/10/2019	01:55:56.843	50P1T	Asserted
03/10/2019	01:55:56.843	TRIP	Asserted
03/10/2019	01:55:56.847	LT01	Asserted
03/10/2019	01:55:56.851	SV01	Asserted
03/10/2019	01:55:56.910	IN102	Deasserted
03/10/2019	01:55:56.914	50P1T	Deasserted
03/10/2019	01:55:56.922	46UBA	Deasserted
03/10/2019	01:55:56.922	IN101	Asserted
03/10/2019	01:55:56.922	52A	Asserted
03/10/2019	01:55:56.956	IN101	Deasserted
03/10/2019	01:55:56.956	52A	Deasserted
03/10/2019	01:55:56.989	IN101	Asserted
03/10/2019	01:55:56.989	52A	Asserted

Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

A Figura 88 ilustra a oscilografia do motor da bomba de circulação B da unidade 3, onde de forma esperada, após peso no eixo do motor a corrente teve um aumento gradativo, fazendo com que a proteção por sobrecorrente (49) fosse sensibilizada e provocando o desligando seguro do motor, evitando com isso uma possível queima por sobreaquecimento.

Figura 88 – Registro de oscilografia da bomba de circulação B da unidade 3



Fonte: Elaborado pelos autores, 2019.

Essas duas ocorrências praticamente justificaram todo o investimento do projeto, pois além de salvar equipamentos protegeram também a segurança humana, evitando acidentes de grandes proporções.

## 5 CONCLUSÃO

O desligamento intempestivo de usinas geradoras de energia implica muitas vezes em perda de receita e possíveis reflexos negativos frente aos órgãos de regulação do mercado de energia. A obsolescência dos equipamentos é quase sempre a principal vilã para esses acontecimentos. Portanto, para evitar falhas é de vital importância manter equipamentos revisados e atualizados, sendo essa quase sempre a melhor estratégia para aumentar a disponibilidade das plantas e com isso diminuir as taxas de falhas.

Nesse sentido, o estudo de viabilidade técnica operacional foi aplicado e justificou-se seguir com o projeto de modernização da proteção elétrica do barramento auxiliar de 6,3 kV da unidade 3, uma vez que o custo total dessa etapa foi equivalente a três dias de operação desta mesma unidade, ou seja, se a proteção atuasse adequadamente de acordo com sua concepção a empresa teria o retorno do investimento feito, evitando apenas três ocorrências desnecessárias, sem contar os demais custos envolvidos para o retorno da unidade, como insumos e combustível.

Em relação à rentabilidade do investimento, cabe ainda salientar que o custo total da implantação do projeto correspondeu ao valor de apenas um motor de grande porte utilizado no barramento MC3, ou seja, o relé atuando e protegendo qualquer motor contra uma possível carga travada, ou curto circuito nos cabos de alimentação e evitando com isso a queima e possível inutilização dos equipamentos em função destes terem mais de 50 anos de operação, por si só compensa o valor investido.

A filosofia de proteção adotada no projeto de modernização teve seu êxito comprovado através dos testes em bancada e também em campo, pois com o desenvolvimento dos cálculos de curto-circuito e a definição da seletividade e coordenação das proteções foi possível aproveitar de vários recursos e funcionalidades que os relés de proteção SEL podem proporcionar.

Além das proteções utilizadas anteriormente pelos antigos relés, novas "funções" foram adicionadas ao novo sistema de proteção, com destaque à função específica *Jamtrip*, que é nativa aos relés de proteção SEL para motores.

A tecnologia atual proporcionou inúmeras vantagens em relação à proteção utilizada anteriormente, cabendo ressaltar de forma mais expressiva a possibilidade de análise de ocorrências e distúrbios nas cargas que compõem o sistema auxiliar de 6,3 kV, em que através da captura de oscilografias podem-se identificar os possíveis causadores dos bloqueios intempestivos atuando de modo preventivo e corretivo na causa raiz do problema. Outra

vantagem considerada de extrema importância é o tempo de atuação das proteções, que baixou de aproximadamente 500 ms nos relés eletromecânicos, para algo em torno de 90ms nos (relés digitais), considerando a sensibilização da proteção ao evento, passando pelo processamento do relé até a abertura do disjuntor e isolando o defeito.

O tempo reduzido pela ação do relé poderá evitar perda de vidas humanas, uma vez que a diminuição da magnitude de curto-circuito é atenuada diminuindo a exposição do mantenedor a um possível arco-elétrico no momento da execução de manobras ou até mesmo de manutenções a quente nos circuitos envolvidos.

Além das principais vantagens citadas, outras também são levadas em consideração como, por exemplo, o custo reduzido durante a fase de implantação, redução do espaço ocupado no painel, múltiplas funcionalidades em um único dispositivo, menor custo de manutenção, flexibilidade na aplicação e possibilidade de múltiplos ajustes no relé.

E por fim, com a implementação dos novos IEDs foi possível o monitoramento remoto através de um sistema supervisório, onde de forma prática e direta é possível saber se ocorreu o bloqueio do disjuntor por atuação das proteções previamente ajustadas.

Desta forma pode-se concluir que os conhecimentos adquiridos durante o período acadêmico foram consolidados durante a execução do projeto de modernização, pois através da orientação e supervisão oferecida pela experiente coordenação de engenharia do setor de manutenção elétrica obteve-se êxito e muito aprendizado.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sistema de Informações de Geração (SIGA)**. Brasília: 2020. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>> Acesso em: 22 fev. 2020.

\_\_\_\_\_. **Classificação da tensão de atendimento**. Brasília: 2020. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\\_Publica/audiencia\\_proton/2001/ap004/AP004\\_2001\\_PropostaCPFL.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2001/ap004/AP004_2001_PropostaCPFL.pdf)> Acesso em 22 março 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6855**. Transformador de Potencial: Requisitos e Ensaios; Rio de Janeiro, 2018.

\_\_\_\_\_. **NBR 6856**. Transformador de Corrente: Especificações e Ensaios; Rio de Janeiro, 2015.

BLACKBURN, J. Lewis. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 2. ed. New York: Marcel Dekker, 1997.

\_\_\_\_\_.; DOMIN, Thomas J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3. ed. New York: CRC Press, 2007.

CAMINHA, Amadeu Casal. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. 8. ed. São Paulo: Edgar Blucher, 1977.

CLARK, Harrison. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: Universidade Federal de Santa Maria, 1979.

ENGIE BRASIL ENERGIA. **Cálculo de Curto-circuito**. Capivari de Baixo: 2016.

\_\_\_\_\_. **Manual de Operação Serviço Auxiliar 440v**. Capivari de Baixo: 2017.

\_\_\_\_\_. **Manual de Operação de Termelétricas**. Capivari de Baixo: 2018.

FILHO, João Mamede. **Instalações elétricas industriais**. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

\_\_\_\_\_. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

FITZGERALD, Arthur Eugene. **Máquinas Elétricas**. Porto Alegre: Bookman, 2006.

HAAS, D. *et al.* **A Vida útil de relés digitais**. In: ANUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 72., 2019, Texas. Disponível em: <[https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6904\\_UsefulLife\\_KZ\\_20190313\\_Web\\_pt-BR.pdf?v=20191008-233937](https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6904_UsefulLife_KZ_20190313_Web_pt-BR.pdf?v=20191008-233937)> Acesso em: 10 mar. 2020.

HARLOW, J. H. **Electric Power Transformer Engineering**. Mentone, Alabama.: [s.n.], 2004.

IEEE Std C37.90-2005. Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. New York: IEEE, 2005.

\_\_\_\_\_. C37.91-2008. **Guide for Protecting Power Transformers**. New York: IEEE, 2008.

\_\_\_\_\_. C37.96-2012. **Guide for AC Motor Protection**. New York: IEEE, 2012.

\_\_\_\_\_. C37.234-2009. **Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses**. New York: IEEE, 2009.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005. v. 1.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-Circuito**. 4. ed. Florianópolis: 2007. v. 1.

\_\_\_\_\_. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: Edição do Autor, 2018. v. 1.

MARDEGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais**. São Paulo, SP: Atitude Editorial, 2012. v.1.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Variação da frequência durante distúrbios**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2025%2FSubm%C3%B3dulo%2025.6%2FSubm%C3%B3dulo%2025.6\\_Rev\\_1.1.pdf](http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2025%2FSubm%C3%B3dulo%2025.6%2FSubm%C3%B3dulo%2025.6_Rev_1.1.pdf)> Acesso em 25 maio 2020.

PIFFNER DO BRASIL LTDA. **Transformador de Corrente**. Disponível em: <[https://www.piffner.com.br/fileadmin/user\\_upload/Produktprospekt\\_HS-JOF\\_PT\\_WEB.pdf](https://www.piffner.com.br/fileadmin/user_upload/Produktprospekt_HS-JOF_PT_WEB.pdf)> Acesso em: 18 abr. 2020.

\_\_\_\_\_. **Transformador de Potencial Indutivo**. Disponível em: <[https://www.piffner.com.br/fileadmin/user\\_upload/Produktprospekt\\_HS-EOF\\_PT\\_WEB.pdf](https://www.piffner.com.br/fileadmin/user_upload/Produktprospekt_HS-EOF_PT_WEB.pdf)> Acesso em: 18 abr. 2020.

SARTORI, Renan. **Proteção e Seletividade de Sistemas Elétricos**. 2011. 117 f. Projeto de Diplomação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

SATO, Fujio; FREITAS, Waldir. **Análise de Curto-Circuito de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Manual de Instruções SEL-710 Feeder protection Relay**. 2015.

\_\_\_\_\_. **Manual de Instruções SEL-751-A Feeder protection Relay**. 2015.

SIEMENS. **Site do fabricante**. 2016. Disponível em: <[http://siemens.siprotec.de/download\\_neu/index\\_e.htm](http://siemens.siprotec.de/download_neu/index_e.htm)> Acesso em: 06 jun. 2020.

STEMMER, Fritz; **Proteção Elétrica de Geradores**. São Leopoldo: CEEE, 1975.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomono. **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

**ANEXOS**

ANEXO A – Painel motor do moinho A - 01

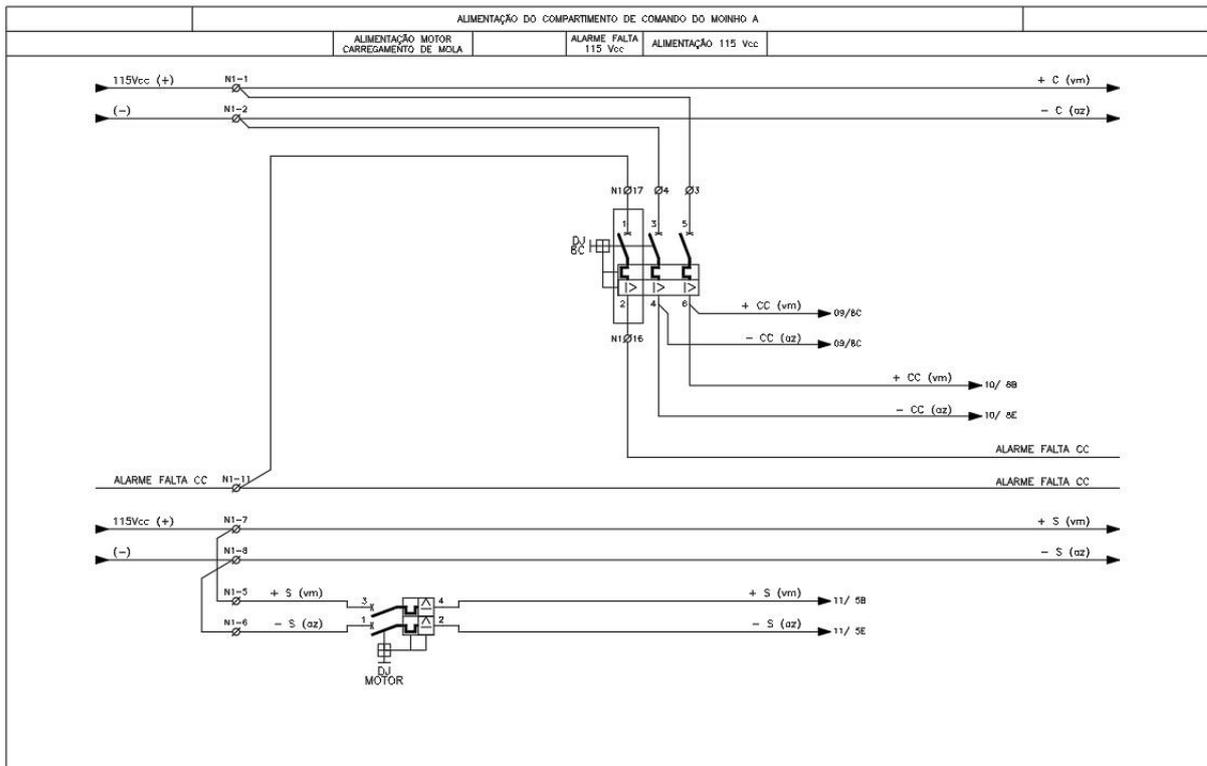
LETRA	SÍMBOLO GRÁFICO	DESCRIÇÃO	LETRA	SÍMBOLO GRÁFICO	DESCRIÇÃO	LETRA	SÍMBOLO GRÁFICO	DESCRIÇÃO	LETRA	SÍMBOLO GRÁFICO	DESCRIÇÃO	LETRA	SÍMBOLO GRÁFICO	DESCRIÇÃO
S		BOTÃO NA	FC		FIM DE CURSO NA			VOLTIMETRO – V AMPÉRIMETRO – A WATTMETRO – W	T		TRAFQ DE DOIS ENROLAMENTOS MONOFÁSICO	BU		SIRENE
S		BOTÃO NF	FC		FIM DE CURSO NF			WATT – HORÍMETRO (Wh) HORÍMETRO – h	TP		TRAFQ DE POTENCIAL	D		DIODO
Q		CONTATO NA	Q		DISJUNTOR BT TERMOMAGNÉTICO	TD		TRANSDUTOR	TC		TRAFQ DE CORRENTE	CH		LINK
		CONTATO NF			DISJUNTOR BT MAGNÉTICO	AN		JANELA DE ANUNCIADOR	L		REATOR	W		MUFLA
		CONTATO REVERSOR	Q		SECCIONADORA SEM CARGA	H		SINALEIRO SEM RESISTOR	C		CAPACITOR FIXO			CONEXÃO EXTRAVEL
		CONTATO CONTATOR NA	Q		SECCIONADORA COM CARGA	H		SINALEIRO COM RESISTOR	PU		FUSIVEL	P		TERRA
		CONTATO NF TEMPORIZADO FECHAMENTO	KT		BOBINA DE RELÉ OU CONTATOR	RT		RETIFICADOR	R		RESISTOR			CAMPAINHA
		CONTATO NA TEMPORIZADO ABERTURA	KT		RELÉ TEMPORIZADO NA ENERGIZAÇÃO			MOTOR TRIFÁSICO	E		RESISTÊNCIA AQUECIMENTO			TRANSFORMADOR COM COMUTADOR SOB-CARGA
		CHAVE DE COMANDO CONTATOR NF	KT		RELÉ TEMPORIZADO NA DESENERGIZAÇÃO			MOTOR MONOFÁSICO	PR		PARA-RAIO			BATERIA
		CHAVE DE COMANDO CONTATOR NA			RELÉ BIESTÁVEL			MOTOR CC			BATERIA COM TOMADAS			SECCIONADOR COM FUSIVEL
Q		DISJUNTOR			TRANSFORMADOR DE TRÊS ENROLAMENTOS			TOMADA			REGULADOR DE TENSÃO			IMPEDÊNCIA

## ANEXO B – Painel motor do moinho A - 02

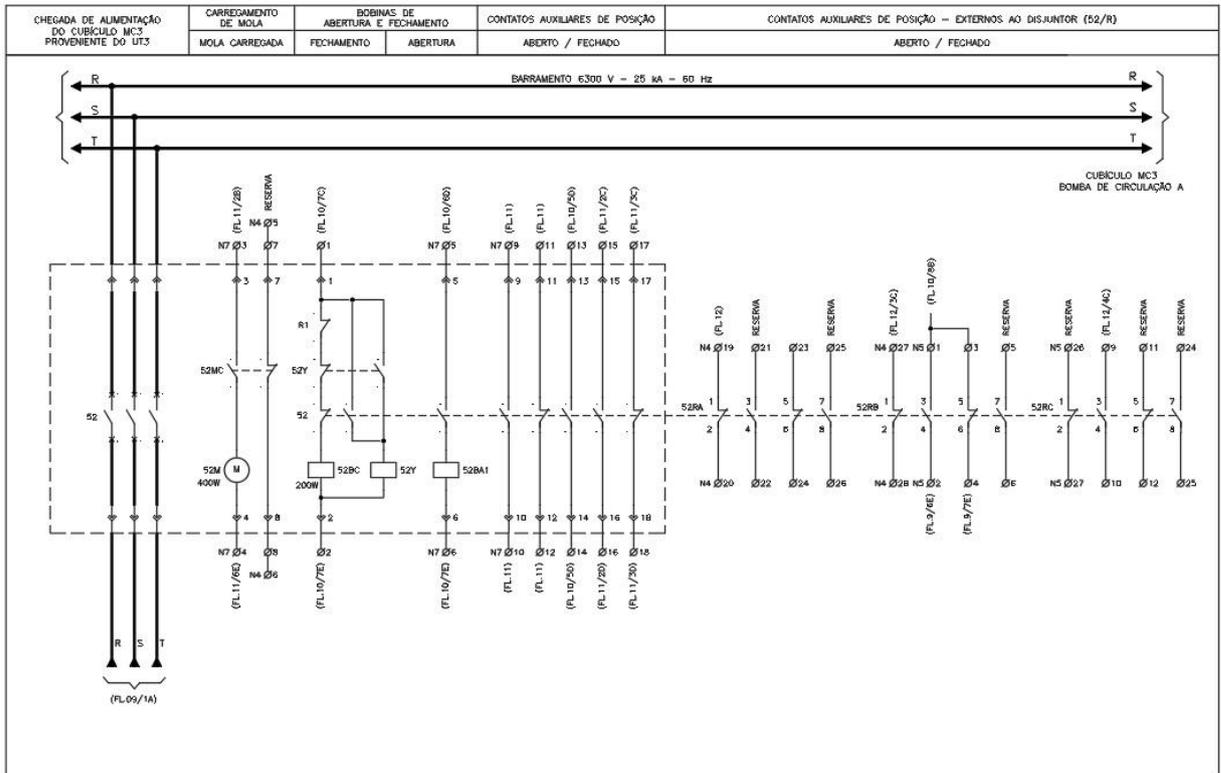
ITEM	SÍMBOLO	CÓDIGO	DENOMINAÇÃO	ITEM	SÍMBOLO	CÓDIGO	DENOMINAÇÃO
1		a	SECCIONADOR – BIPOLAR SOB CARGA	25		TSL	TERMOSTATO (NA)
2		e	DISJUNTOR BIPOLAR	26		TSL	TERMOSTATO (NF)
3		m	TRANSFORMADOR C/ DOIS ENROLAMENTOS	27		FSL	CHAVE DE FLUXO (NA)
4		-	TERMINAL BORNE	28		FSL	CHAVE DE FLUXO (NF)
5		-	TERMINAL BORNE DE INTERLIGAÇÃO INTERNO	29		n	DIODO
6		-	CHAVE SELETORA AMPERÍMETRO	30		h	LÂMPADA DE SINALIZAÇÃO
7		-	CHAVE SELETORA VOLTÍMETRO	31			TERMOMELEMENTO
8		c-d	BOBINA ELETROMAGNÉTICA GERAL	32			TERMORESISTÊNCIA
9		dz	RELE DE TEMPO NA DESENERGIZAÇÃO	33			RELÉ PULSANTE TEMPORIZADO. APÓS TRANSCORRIDO O TEMPO SELECIONADO, O RELÉ É DESENERGIZADO
10		dz	RELE DE TEMPO NA ENERGIIZAÇÃO	34			CHAVE DE TESTE (UNIFILAR)
11		c-d	CONTATO INSTANTÂNEO – NA (NORMALMENTE ABERTO)	35			CHAVE COMUTADORA (UNIFILAR)
12		c-d	CONTATO INSTANTÂNEO – NF (NORMALMENTE FECHADO)	36			RELÉ DE PROTEÇÃO (UNIFILAR)
13		dz	CONTATO TEMPORIZADO NA DESENERGIZAÇÃO (NF)	37			DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO (UNIFILAR)
14		dz	CONTATO TEMPORIZADO NA DESENERGIZAÇÃO (NA)				
15		dz	CONTATO TEMPORIZADO NA ENERGIIZAÇÃO (NF)				
16		dz	CONTATO TEMPORIZADO NA ENERGIIZAÇÃO (NA)				
17		b	BOTÃO DE COMANDO (NA)				
18		b	BOTÃO DE COMANDO (NF)				
19		b	BOTÃO DE EMERGÊNCIA (NF)				
20		b	COMUTADOR DE COMANDO				
21		ZSH e ZSL	CHAVE FIM DE CURSO (NA)				
22		ZSH e ZSL	CHAVE FIM DE CURSO (NF)				
23		PSL	PRESSOSTATO (NA)				
24		PSL	PRESSOSTATO (NF)				



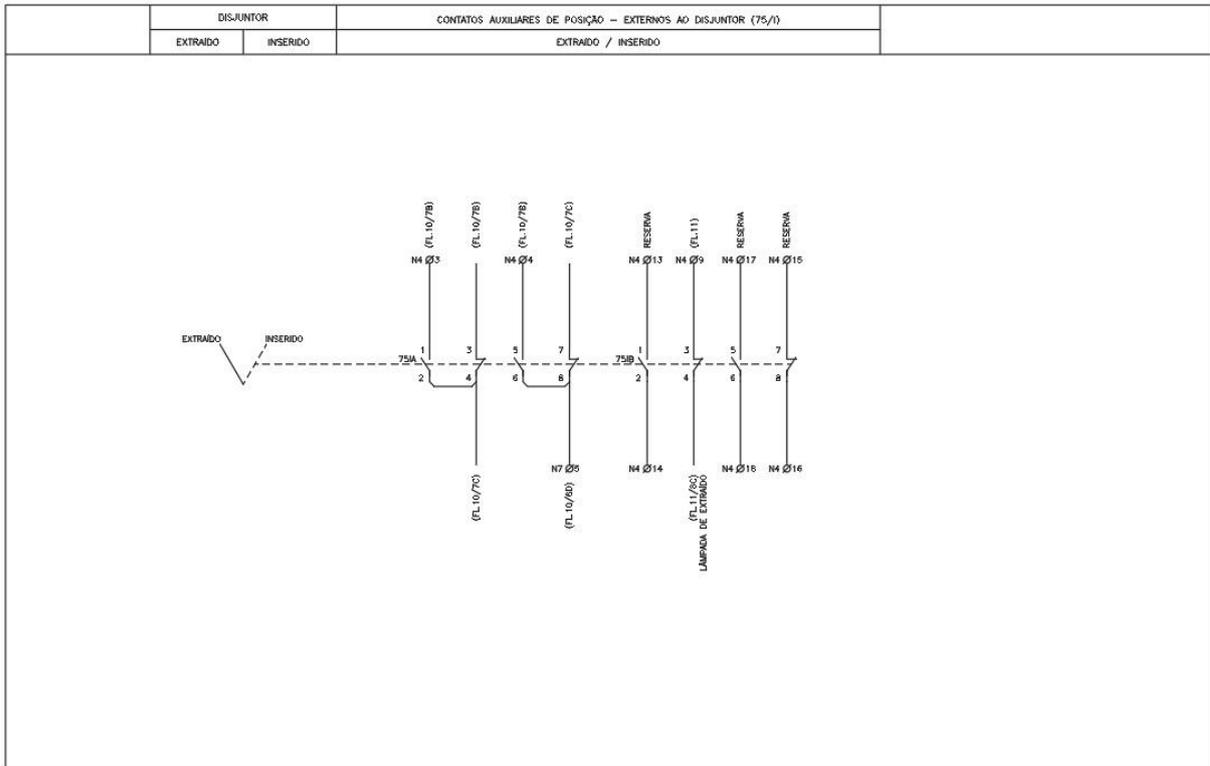
### ANEXO D – Painel motor do moinho A - 04



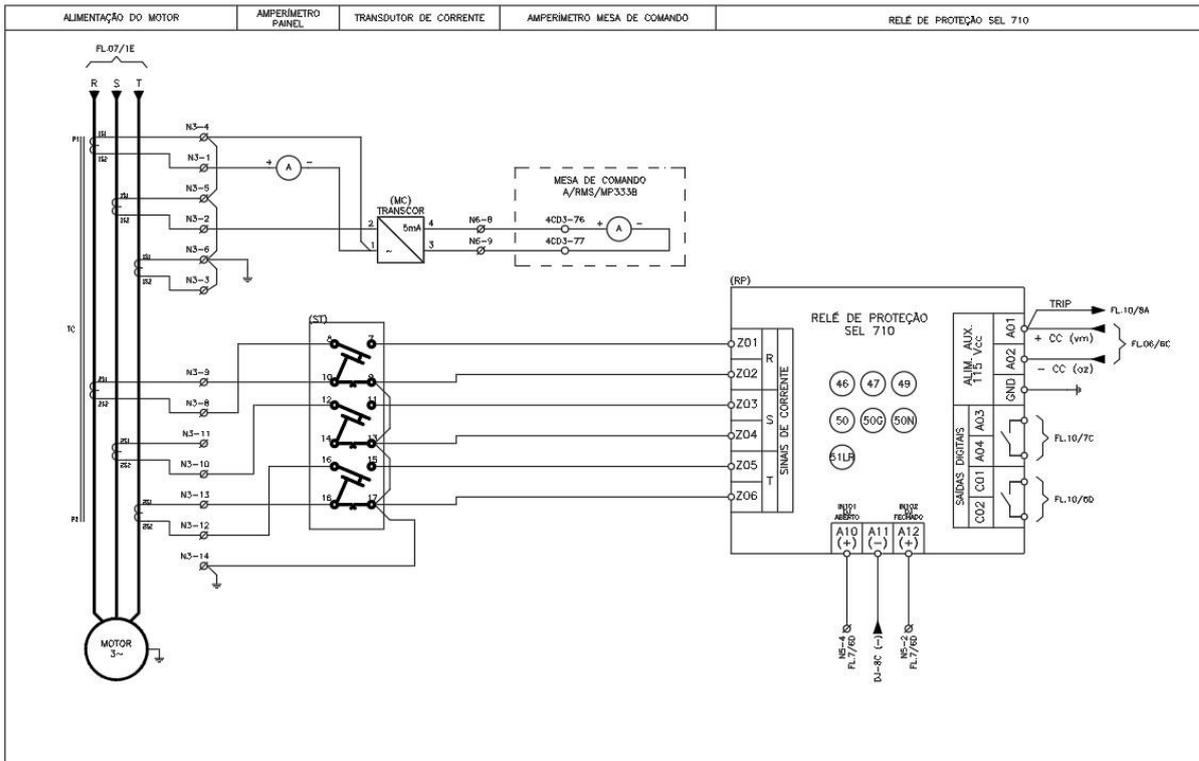
ANEXO E – Painel motor do moinho A - 05



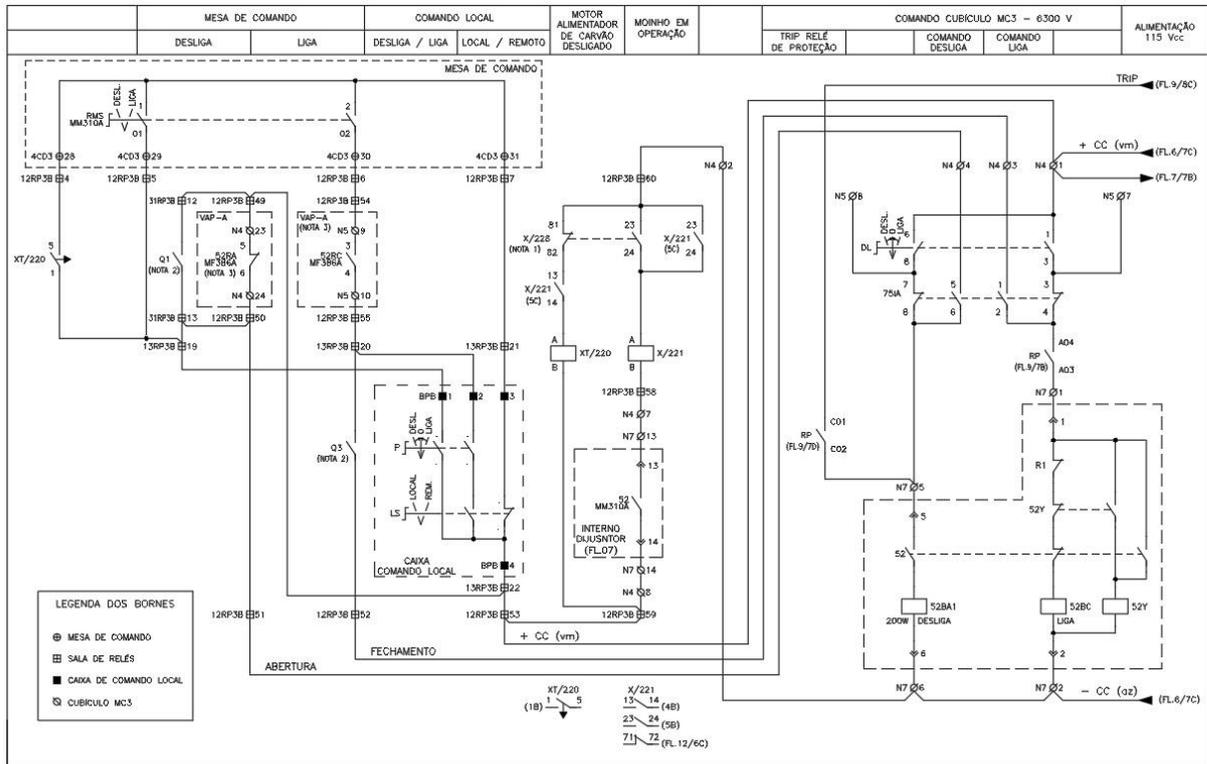
**ANEXO F – Painel motor do moinho A - 06**



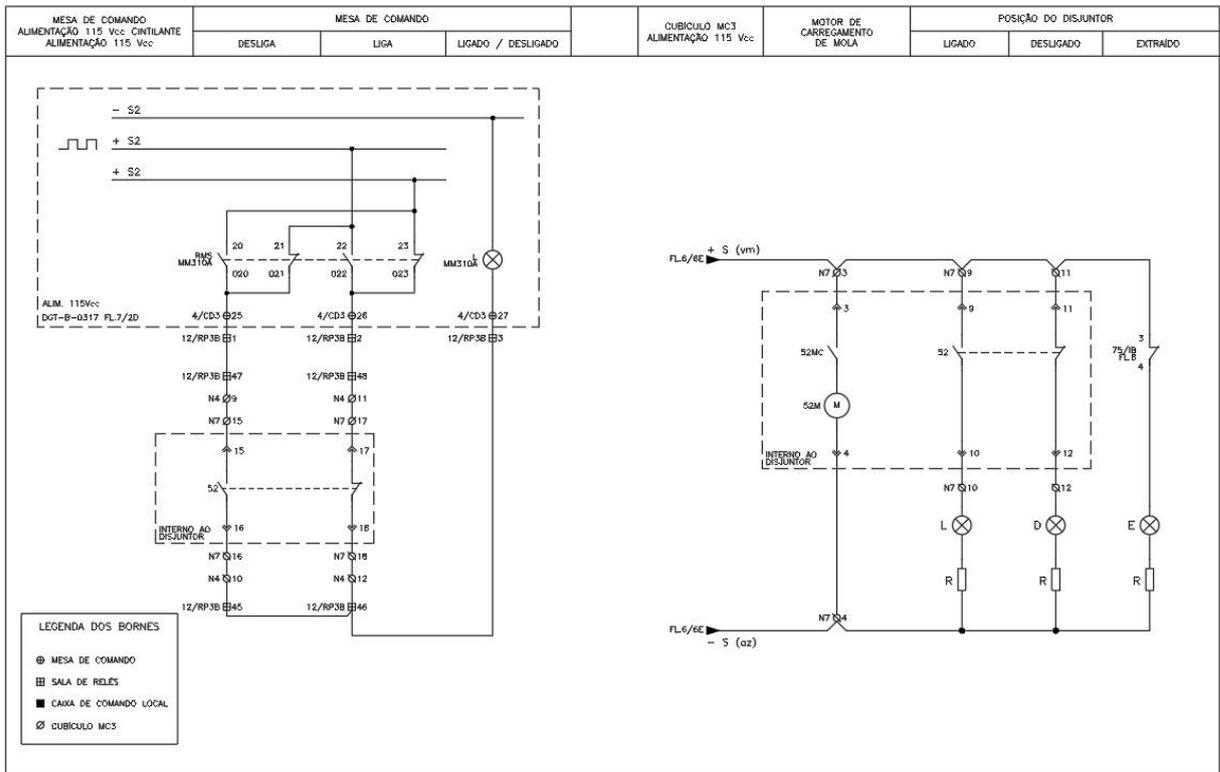
### ANEXO G – Painel motor do moinho A - 07



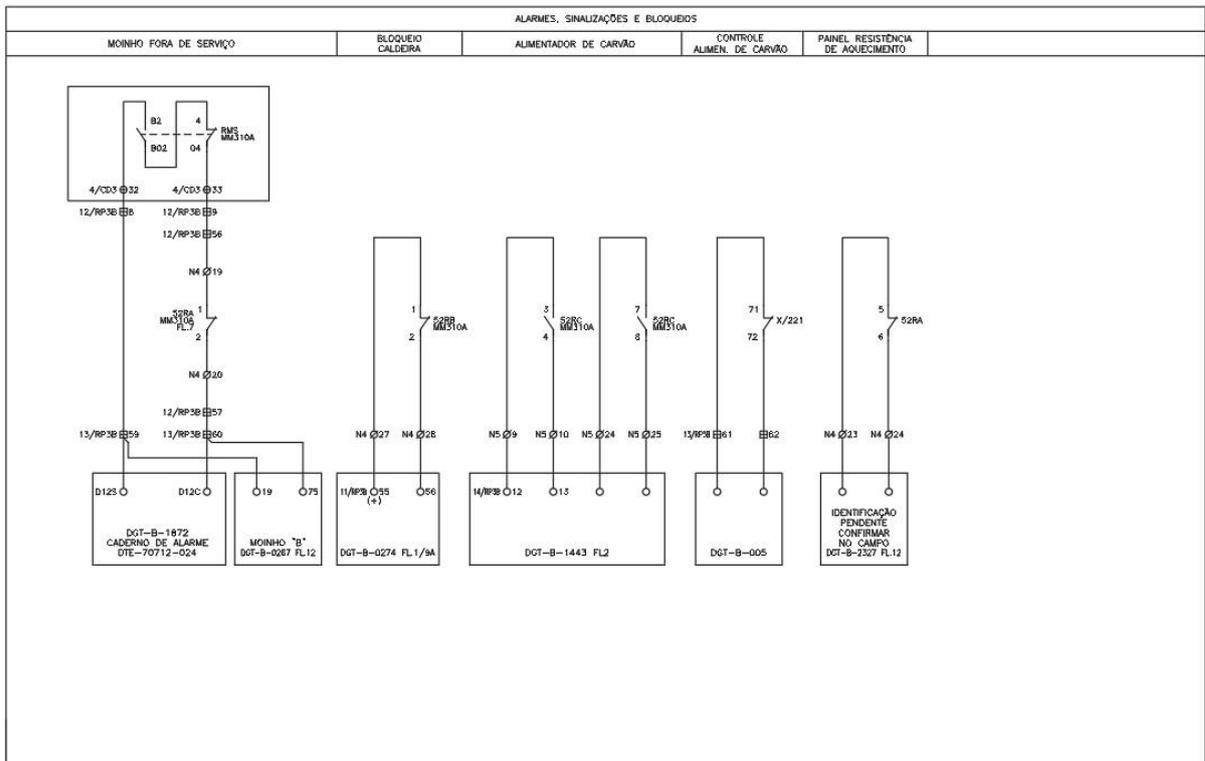
### ANEXO H – Painel motor do moinho A - 08



### ANEXO I – Painel motor do moinho A - 09



### ANEXO J – Painel motor do moinho A - 10



### ANEXO K – Circuito auxiliar dos barramentos de 6,3 kV da UTLA 2

