



UNIVERSIDADE DO VALE DO TAQUARI – UNIVATES  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS  
CURSO DE ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

**MÉTODO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALHAS NA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM O USO DE  
EQUIPAMENTOS TELECOMANDADOS**

Felipe Drebes

Lajeado, novembro de 2018

Felipe Drebes

**MÉTODO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALHAS NA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM O USO DE  
EQUIPAMENTOS TELECOMANDADOS**

Monografia apresentada no Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas (CETEC), da Universidade do Vale do Taquari - Univates, como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Ms. Henrique Worm

Lajeado, novembro de 2018

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais, Clanice Ohlweiler Drebes e Roberto Drebes que sempre foram um exemplo a ser seguido, agradeço pelo incentivo e total apoio nesta etapa da minha vida, nunca medindo esforços para a conclusão da minha formação.

Agradeço a minha querida e amada namorada Camila Eidelwein, que sempre esteve ao meu lado dando total apoio em todos os momentos dessa caminhada, por ter aguentado os momentos mais estressantes e sempre me animando.

Agradeço as minhas queridas irmãs pelo apoio e incentivo, pelos momentos de brincadeira que sempre tivemos quando estivemos juntos.

A todos os meus colegas de graduação pela amizade, pela confiança e determinação que sempre passaram nas horas de estudos, pelos ensinamentos e estudos extraclasse, pelas noites que viramos na universidade fazendo trabalho para cumprimento de prazos.

Agradeço aos meus colegas da Cooperativa Certel, que sempre me ajudaram passando seus conhecimentos e me ensinando com profissionalismo todas as atividades que venho desempenhando no setor elétrico.

Agradeço a todos meus professores que sempre passaram o conhecimento necessário para a formação acadêmica, ao Professor Ms. Henrique Worm pelo incentivo, competência e total dedicação em suas orientações.

*“Nós somos uma espécie avançada de macacos em um planeta menor de uma estrela mediana. Mas nós conseguimos entender o Universo. E isso nos torna muito especiais”.*

*Stephen Hawking*

## RESUMO

O presente trabalho contempla o desenvolvimento de um método para localização de falhas em uma rede de distribuição de energia elétrica da CERTEL, através da aplicação de equipamentos telecomandados. Para tanto, foi utilizado um religador NOJA Power comunicando remotamente via driver DNP 3.0 com um Sistema SCADA desenvolvido em ambiente Eclipse E3 para este trabalho, através do qual é possível acessar um Banco de Dados SQL que contém uma Tabela relacionando diversos valores de curto circuito com a distância do sinistro em relação ao religador. Sendo assim, na ocorrência de um sinistro, o operador do Sistema SCADA receberá instantaneamente a informação do local do ocorrido, com base em uma consulta SQL gerada automaticamente. Este sistema passou a ser utilizado com o objetivo de melhorar os indicadores de qualidade dos serviços do sistema de distribuição de energia elétrica, agilizando a identificação do local da falha e, conseqüentemente, tornando a manutenção mais eficiente.

**Palavras-chave:** Curto-circuito. Telecomando. Supervisão e Controle. Religador. Troncal. Centro de Operações.

## **ABSTRACT**

The present work has the objective of presenting the integration of remote-controlled devices of the electric power system with the power distributor's supervision and control system, to locate faults in the trunk of the distribution network. Through a supervision and control software, it's desired to develop a real-time operating system, capable to inform the operator in the operations center the location of the fault, with the distance of the network stretch between the recloser and the fault location. This system will be used with the objective of improving the quality indicators of the electric power distribution system. For the development of this project, Elipse E3 software will be used in conjunction with remote-controlled reclosers, from the manufacturer Noja Power. For the first validation of the proposal will be compared the results obtained in the testing laboratory with the real results of field, also, will be simulated several short circuits using a welding machine connected directly to the terminals of the recloser.

**Keywords:** Short Circuit. Supervision and Control. Recloser. Trunk. Operation Center.

## LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 – Visão geral do sistema elétrico de potência .....	14
Figura 2 – Diagrama simplificado do sistema de distribuição de energia elétrica .....	14
Figura 3 – Diagrama esquemático das etapas de campo .....	16
Figura 4 – Sistema Elétrico .....	20
Figura 5 – Esquemático de curto-circuito monofásico terra.....	25
Figura 6 – Esquemático de curto-circuito bifásico-terra .....	25
Figura 7 – Esquemático de curto-circuito bifásico .....	27
Figura 8 – Esquemático de curto-circuito trifásico e trifásico-terra .....	28
Figura 9 – Painel de Parametrização do Religador Noja.....	32
Figura 10 – Religador Noja Power OSM 310 .....	33
Figura 11 – Exemplo de sistema supervisório.....	34
Figura 12 – Topologias de comunicação protocolo DNP3.....	37
Figura 13 – Processo de conversão dos dados em informações .....	41
Figura 14 – Fluxo de informações utilizando mineração de dados .....	43
Figura 15 – Imagem da consulta de defeito no sistema SGD.....	44
Figura 16 – Imagem da magnitude do curto-circuito sistema SGD.....	45
Figura 17 – Tempo de atendimento às ocorrências emergenciais da CERTEL .....	46
Figura 18 – Diagrama esquemático do sistema proposto .....	47
Figura 19 – Imagem configuração do protocolo via software CMS NOJA POWER .....	50
Figura 20 – Primeiros testes realizados com o religador .....	51
Figura 21 – Leitura dos parâmetros do religador via DPN 3.....	51

Figura 22 – Leitura dos parâmetros do religador instalado na rede da Cooperativa via DPN 3 .....	52
Figura 23 – Registradores DNP3.0 utilizados para o desenvolvimento do sistema .....	53
Figura 24 – Processo para inclusão de novos registros .....	55
Figura 25 – Imagem ilustrativa de curto-circuito ainda não cadastrado .....	56
Figura 26 – Sistema supervisor Certel Energia .....	57
Figura 27 – Tela de abertura e apresentação do sistema.....	59
Figura 28 – Tela inicial.....	60
Figura 29 – Configuração do DNP 3.0 para operação do religador .....	61
Figura 30 – Tela de engenharia .....	62
Figura 31 – Tela de desenvolvedor.....	63
Figura 32 – Trecho do script desenvolvido .....	65
Figura 33 – Tela <i>pop-up</i> .....	66
Figura 34 – Testes do sistema desenvolvido .....	68
Figura 35 – Testes do sistema desenvolvido forçando entradas de curtos-circuitos .....	69
Figura 36 – Evento do dia 21 de novembro de 2016.....	70



## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Relação com porcentagem de tipos de curto-circuito .....	24
Tabela 2 – Equações dos indicadores de qualidade .....	29
Tabela 3 – Representativo entre dados e informações.....	41
Tabela 4- Registradores utilizados para o desenvolvimento deste trabalho. ....	53
Tabela 5 – Curtos-circuitos ocorridos no ano de 2019 no religador utilizado para estudo. ....	63

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institut</i>
CERTEL	Cooperativa Regional de Desenvolvimento Teutônia
CH	Chaves fusíveis
CLPs	Controladores Lógico Programáveis
CO	Centro de Operações
COS	Centro de Operações do Sistema
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>

IEDs	<i>Intelligent Eletronic Devices</i>
IHM	Interface Homem Máquina
PNIE	Percentual do número de ocorrências emergenciais
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SQL	<i>Structured Query Language</i>
TC	Transformador de Corrente
TMAE	Tempo Médio de Atendimento a Emergência
TMD	Tempo Médio de Deslocamento
TME	Tempo Médio de Execução
TMP	Tempo Médio de Preparação
TP	Transformador de Potência
URTs	Unidades Terminais Remotas

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
<b>1.1 Objetivos.....</b>	<b>17</b>
<b>1.1.1 Objetivo geral.....</b>	<b>17</b>
<b>1.1.2 Objetivos específicos.....</b>	<b>17</b>
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1 Sistema elétrico .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2 Corrente de curto-circuito .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2.1 Curto-circuito monofásico .....</b>	<b>24</b>
<b>2.2.2 Curto-circuito bifásico-terra .....</b>	<b>25</b>
<b>2.2.3 Curto-circuito bifásico .....</b>	<b>26</b>
<b>2.2.4 Curto-circuito trifásico.....</b>	<b>27</b>
<b>2.3 PRODIST - Índices de qualidade .....</b>	<b>28</b>
<b>2.4 Religador .....</b>	<b>31</b>
<b>2.5 Sistema de Supervisão e Controle - SCADA .....</b>	<b>34</b>
<b>2.6 Protocolo de comunicação DNP3.....</b>	<b>35</b>
<b>2.7 Banco de Dados SQL .....</b>	<b>39</b>
<b>2.7.1 Mineração de dados .....</b>	<b>40</b>
<b>3 DESENVOLVIMENTO.....</b>	<b>44</b>
<b>3.1 Religador automático telecomandado.....</b>	<b>49</b>
<b>3.2 Banco de dados do Sistema SGD.....</b>	<b>54</b>
<b>3.3 Sistema supervisório.....</b>	<b>56</b>
<b>3.3.1 Atual sistema supervisório .....</b>	<b>57</b>
<b>3.3.2 Sistema Supervisório Desenvolvido .....</b>	<b>58</b>
<b>3.3.2.1 Tela de abertura e apresentação .....</b>	<b>58</b>
<b>3.3.2.2 Tela inicial .....</b>	<b>59</b>
<b>3.3.2.3 Tela de engenharia.....</b>	<b>61</b>
<b>3.3.2.4 Tela de desenvolvedor .....</b>	<b>62</b>
<b>3.3.2.5 Inteligência desenvolvida .....</b>	<b>63</b>
<b>3.3.2.6 Pop-up de alerta .....</b>	<b>65</b>
<b>4 RESULTADOS .....</b>	<b>67</b>
<b>4.1 Testes iniciais.....</b>	<b>67</b>

<b>4.2 Testes com o sistema rodando na rede da Certel.....</b>	<b>69</b>
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>72</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>74</b>
<b>APÊNDICE A – Autorização de uso de informações da Certel .....</b>	<b>77</b>

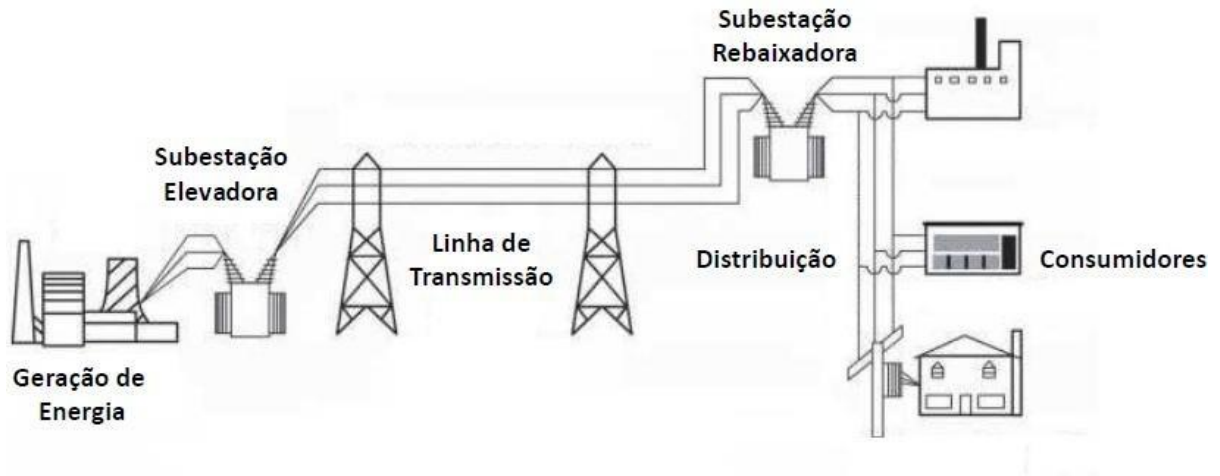
## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência são compostos por sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os sistemas de geração estão localizados, na maioria das vezes, em áreas afastadas dos seus consumidores e, para a transmissão de sua energia elétrica, a sua tensão geralmente é elevada nas subestações e transportadas até próximo aos pontos de consumo, onde passa a ter sua tensão rebaixada por subestações rebaixadoras. Assim, a energia elétrica pode ser conectada nos sistemas de distribuição, chegando até seus consumidores finais (ZANETTA JR., 2005).

Por se tratar de um sistema complexo, é necessário um vasto conhecimento sobre o mesmo para garantir confiabilidade e segurança em sua operação. Para sua boa operação e controle é necessário o conhecimento de seus regimes de operação, estudos de curto-circuito, avaliações de impactos causados pela falta de energia elétrica, conhecimentos das características dos consumidores e um eficaz sistema de proteção (ZANETTA JR., 2005).

A Figura 1 apresenta, de forma geral, o sistema elétrico de potência.

Figura 1 – Visão geral do sistema elétrico de potência

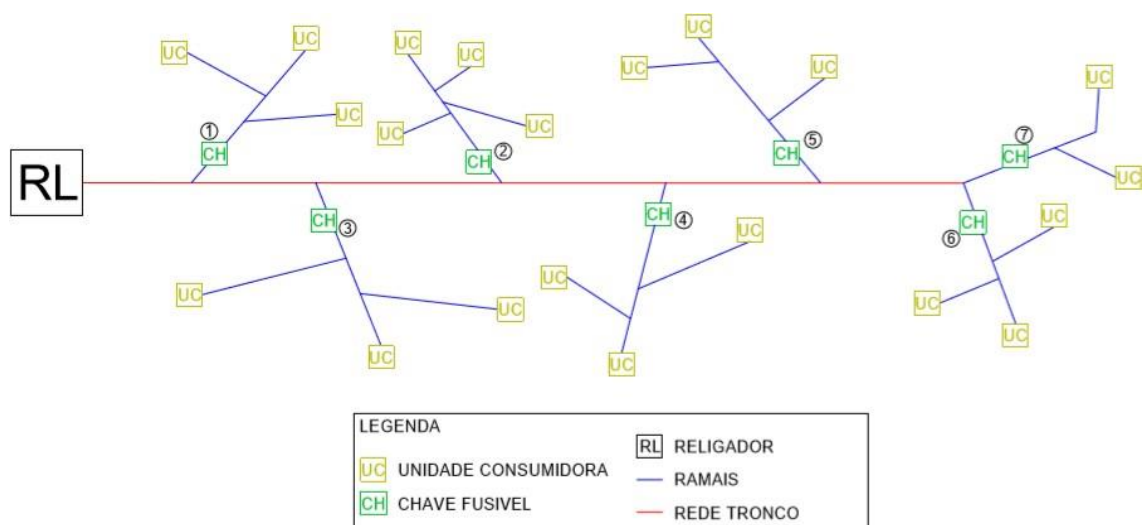


Fonte: Adaptado de Figueira (2006).

A distribuição de energia elétrica é composta por diversos equipamentos responsáveis continuamente pela qualidade e segurança na entrega de energia elétrica aos consumidores finais, tendo como característica fundamental o fornecimento de energia aos consumidores, de forma ininterrupta, conforme os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, modulo 8 (ANEEL, 2018).

A Figura 2 apresenta uma das topologias do sistema de distribuição, a qual será utilizada neste trabalho. Cabe salientar que existem diversas topologias adotadas pelas empresas de distribuição, haja vista a sua filosofia de proteção e operação do sistema elétrico.

Figura 2 – Diagrama simplificado do sistema de distribuição de energia elétrica



Fonte: Do autor (2018).

Analisando a Figura 2, é possível identificar uma série de componentes. A troncal do sistema de distribuição, representada pela cor vermelha, é o principal caminho de distribuição de energia elétrica. A troncal é protegida por um religador (RL), que tem como principal função a proteção do sistema na ocorrência de algum curto-circuito de determinada magnitude, assim efetuando a abertura e fechamento do circuito de forma automática e permitindo que falhas transitórias sejam eliminadas sem a necessidade de deslocamento dos plantões para verificação do problema (MAMEDE FILHO, 2013).

Os ramais, representados na Figura 2 pela cor azul, são protegidos por chaves fusíveis (CH), as quais devem ser dimensionadas para atuar antes do religador se o curto-circuito ocorrer a jusante da chave, assim deixando apenas as unidades consumidoras do determinado ramal sem energia. Sendo assim, se a CH2 atuar, vai deixar apenas as unidades consumidoras nela conectadas sem energia. Porém, deve-se ressaltar que a coordenação entre o religador e a chave fusível é uma filosofia de proteção que varia de distribuidora para distribuidora.

Caso ocorra um curto-circuito permanente na troncal do sistema, o religador vai atuar e interromper o circuito. A reenergização do sistema pode ser realizada via comando remoto disparado através do Centro de Operações do Sistema – COS pelo operador, mas, para que esta operação seja realizada, é necessário deslocar uma equipe de plantão para percorrer a linha, identificar o defeito no sistema e solucioná-lo localmente. Geralmente, encontrar o defeito pode ser uma tarefa demorada, implicando diretamente nos indicadores de serviços da distribuidora.

É de conhecimento que, mesmo atendendo todos os requisitos técnicos impostos pela ANEEL e utilizando estratégias operacionais do sistema de distribuição de energia elétrica, é praticamente impossível impedir a ocorrência de perturbações no sistema, visto que muitos eventos são causados por perturbações climáticas, vandalismo, danos acidentais, equipamentos com defeitos de fabricação, dentre outras situações. Os problemas que ocasionam perturbações no sistema não vão deixar de ocorrer, mas podem ser diagnosticados e resolvidos de forma mais rápida.

Atualmente, a equipe de manutenção da distribuidora de energia elétrica não possui informações precisas de identificação do local em que ocorreu um sinistro na rede de distribuição. Sendo assim, faz-se necessário o desenvolvimento de uma ferramenta apropriada



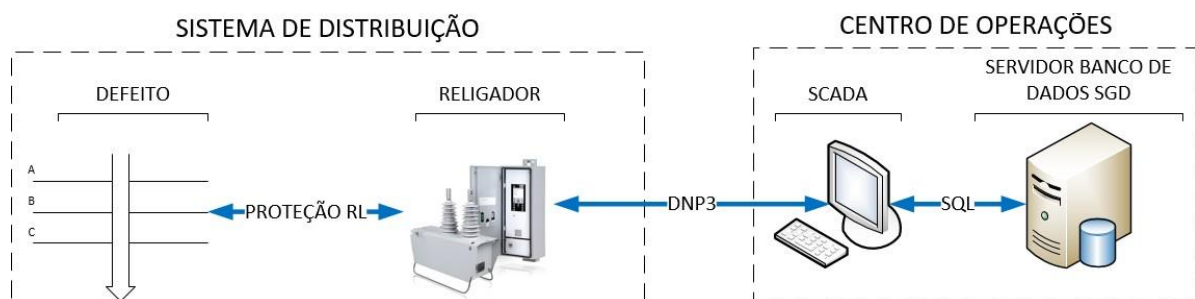
que permita, através de uma análise automatizada dos dados do sistema, informar com maior exatidão os locais dos sinistros.

A Certel possui um Banco de Dados em um sistema para registro de operações e cadastros denominado SGD, o qual contém informações que correlacionam valores de corrente de curto circuito com distâncias entre o Religador e o sinistro ocorrido. A partir do surgimento de novas ocorrências, esse Banco de Dados é incrementado, mantendo-se assim uma base de dados em constante atualização. Entretanto, o SGD não interage com outras aplicações, ou seja, suas informações não são aplicadas de uma forma eficiente.

Além disso, a Certel conta com um Centro de Operações do Sistema – COS que possui um sistema SCADA Eclipse E3. Através desse sistema, é possível monitorar a rede de transmissão de energia elétrica de forma centralizada. Sendo assim, os eventos gerados pelos Religadores são exibidos no SCADA em tempo real, permitindo ao operador ter ciência das ocorrências relacionadas a rede de distribuição de energia. Contudo, o sistema não conta com uma interação direta com os Religadores, ou seja, não permite que o operador atue remotamente no sistema.

Em virtude dos fatos mencionados, este trabalho apresenta uma metodologia para a localização das falhas na rede tronco dos sistemas de distribuição de energia elétrica, com a utilização de religadores telecomandados, interpretação e análise de variáveis armazenadas em banco de dados e exibição de mensagens objetivas via sistema SCADA no Centro de Operações, conforme apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Diagrama esquemático das etapas de campo



Fonte: Do autor (2018).

O sistema desenvolvido neste trabalho conta com a interação entre o sistema SCADA do Centro de Operações e o Banco de Dados do SGD. Sendo assim, a partir da geração de eventos por parte dos Religadores, o Eclipse E3 realiza automaticamente Consultas SQL

personalizadas, informando ao operador do Centro de Operações todas as informações necessárias sobre o ocorrido, permitindo assim reduzir o tempo de deslocamento, identificação do local e manutenção do sinistro.

Além disso, o sistema desenvolvido permite atuar remotamente nos Religadores, através de Driver de Comunicação DNP3 via Ethernet. Com esse recurso, o operador do Centro de Operações está munido de informações claras e objetivas acerca do sistema, bem como de recursos que agilizam a atuação, através de comandos remotos disparados diretamente do Elipse E3.

O presente trabalho foi dividido em capítulos. O Capítulo 2 apresenta o Referencial Teórico, com o embasamento de todos os componentes necessários para a compreensão da proposta. O Capítulo 3 apresenta a proposta e o desenvolvimento deste trabalho. O Capítulo 4 discute os resultados obtidos, os quais permitiram validar a proposta. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as considerações finais, bem como sugestões de trabalhos futuros.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo geral**

Desenvolver um sistema para reconhecimento e localização de falhas bifásicas, bifásica terra, trifásica e trifásica terra na troncal das redes de distribuição de energia elétrica, com a utilização de equipamentos telecomandados, sistema SCADA e banco de dados.

### **1.1.2 Objetivos específicos**

- Proporcionar maior agilidade no reestabelecimento de energia elétrica;
- Economia nos custos operacionais;

- Elevar os índices dos serviços de distribuição de energia;
- Automatização dos processos internos para verificação de falhas.

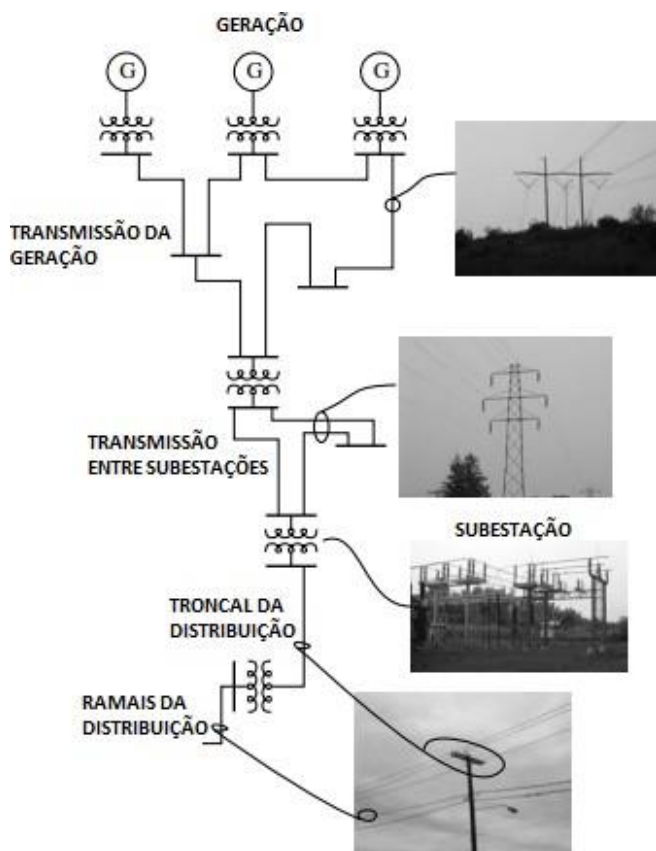
## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

Para o desenvolvimento deste sistema, foram estudadas as características do sistema de distribuição de energia elétrica, bem como as ferramentas necessárias para o desenvolvimento do trabalho e os equipamentos utilizados para a detecção do curto-circuito.

### **2.1 Sistema elétrico**

O sistema de energia elétrica é o conjunto de equipamentos complexos que realizam a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de forma contínua e com qualidade. A distribuição contempla a infraestrutura responsável pela entrega de energia elétrica aos consumidores finais. As transmissões entre subestações são responsáveis, na maioria das vezes, pela interligação de grandes centros de consumo com as subestações que recebem a energia gerada dos sistemas de geração (SHORT, 2003). A Figura 4 apresenta, de forma geral, o sistema elétrico.

Figura 4 – Sistema Elétrico



Fonte: Adaptado de Short (2003).

O Sistema de distribuição pode ter diferentes topologias e configurações de proteção, sendo que cada sistema é definido conforme a filosofia da empresa. Porém, como modelo típico, as troncais das redes são protegidas na saída das subestações por um alimentador e os ramos de distribuição são protegidos por chaves fusíveis que são projetadas para abrir o circuito apenas no ramo do defeito, não afetando todos os consumidores que estão conectados na rede tronco (SHORT, 2003).

Quando ocorrer alguma falha no sistema de distribuição quase sempre há consumidores que ficam sem energia elétrica até que a falha seja resolvida pela distribuidora. Dependendo da complexidade do defeito, o tempo necessário para a sua solução pode ser maior. O tempo de solução do defeito é auditado pela ANEEL através do Módulo 8 do PRODIST, a fim de avaliar o desempenho das distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2018).

## 2.2 Corrente de curto-circuito

Curtos-circuitos são caracterizados em percursos de baixa impedância, resultantes de um defeito que provoca a variação da corrente elétrica, geralmente com valores muito elevados. Os curtos-circuitos podem danificar equipamentos elétricos que estão conectados no mesmo circuito caso o curto não seja limitado no tempo em que esteja ocorrendo (PAIVA, 2011).

Para evitar que os curtos-circuitos danifiquem equipamentos e causem fadiga térmica no circuito elétrico, é de extrema importância desligar o circuito na seção da rede onde ocorreu o defeito o mais rápido possível. Para o desligamento do circuito na seção desejada são utilizados equipamentos seccionadores do circuito ou interruptores, os quais são acionados por relés inteligentes que, em outras palavras, são o cérebro do sistema, comandando os disjuntores que seriam os músculos (PAIVA, 2011).

Os curtos-circuitos que ocorrem em redes aéreas de energia elétrica causados por descargas atmosféricas, na maioria das vezes desaparecem quando o circuito é interrompido. Devido a este motivo, em geral, são utilizados disjuntores com religação automática conhecidos como religadores, os quais tem a função de cortar a corrente de defeito abrindo o circuito e, após um intervalo de tempo, reconectar o circuito (PAIVA, 2011).

Os curtos-circuitos em sistemas de distribuição normalmente devem ser eliminados entre 50 a 1000ms pelos dispositivos de proteção. Os principais dispositivos de proteção utilizados no sistema elétrico de potência para inibir tais curtos-circuitos nos sistemas de distribuição são os relés de proteção, religadores e chave-fusíveis com a capacidade de operação nos limites necessários do projeto. (MAMEDE FILHO, 2017).

Conforme Kindermann (2007), além dos curtos-circuitos serem indesejáveis no sistema elétrico, podem ocorrer em locais aleatórios e, diante disto, para a sua mais rápida eliminação, é necessário ter o conhecimento das correntes de curto-circuito e do local onde o mesmo possa ter ocorrido. Com o conhecimento das correntes de curto-circuito é possível dimensionar, de forma mais precisa o sistema elétrico, conforme segue:

- Dimensionamento dos limites de carga suportáveis de linhas de transmissão e das redes de distribuição;

- Dimensionamento dos equipamentos de proteção (disjuntor, seccionadora, TC, TP, religador, chave fusível, chave faca, para-raios, entre outros);
- Estudos de coordenação e seletividade dos relés de proteção;
- Estudos de variação de tensões ocasionados por curto-circuito;
- Definições dos tempos de atuação dos relés e tempo de eliminação do defeito.

Mesmo o sistema sendo projetado da melhor forma e qualidade possível, ele sempre estará exposto a diversas falhas que podem ser divididas basicamente em 6 grupos, apresentados na sequência:

➤ **Problemas na Isolação**

Devido a variação de tensão nos condutores, muitas vezes com elevados níveis de tensão. Como consequência, os mesmos acabam apresentando rupturas para o terra ou entre fases, que podem ser ocasionadas por diversos motivos:

- Materiais com baixa qualidade para isolação de cabos;
- Defeitos de Fabricação;
- Condutores envelhecidos;
- Falhas de projeto dos equipamentos, isoladores e estruturas.

➤ **Problemas Mecânicos**

Ocasionados normalmente por interferências ambientais que provocam ações mecânicas no sistema elétrico, tais como:

- Rajadas de vento;
- Queda de árvores/galhos sobre as linhas de transmissão e o sistema de distribuição;
- Contaminação dos equipamentos, estruturas por oxidação;
- Nevascas.

➤ **Problemas Elétricos**

São problemas que podem ocorrer por falhas de operações ou devido a problemas elétricos intrínsecos da natureza, como por exemplo:

- Descargas atmosféricas;
- Manobras realizadas no sistema elétrico;
- Sobre tensão do sistema.

➤ **Problemas Térmicos**

Aquecimentos térmico dos cabos e equipamentos do sistema, diminuição da vida útil e prejudicial à sua isolação, ocasionados por:

- Sobrecarga do sistema;
- Sobretensão do sistema;
- Queimadas de lixo, matas.

➤ **Problemas na Manutenção**

Problemas decorrentes da falha ao realizar alguma manutenção ou não realização da mesma no tempo previsto, conforme segue:

- Falta de qualificação e treinamento das equipes responsáveis pela manutenção do sistema;
- Adaptabilidade de peças no sistema;
- Substituição não adequada de peças ou equipamentos;
- Baixo ou sem controle de qualidade na compra de equipamentos e materiais;
- Falta de inspeções e manutenções preventivas no sistema.

➤ **Problemas de outra natureza**

- Vandalismo;
- Enchentes;



- Deslizamentos;
- Acidentes de trânsito e demais acidentes que possam ocasionar feitos no sistema.

O curto-circuito pode ter 5 principais tipos, sendo eles: trifásico, trifásico terra, bifásico, bifásico-terra e monofásico-terra. A Tabela 1 apresenta a porcentagem de ocorrência dos curtos-circuitos (KINDERMANN, 2007).

Tabela 1 – Relação com porcentagem de tipos de curto-circuito

<b>Tipo de Curto-Circuito</b>	<b>Porcentagem de ocorrência</b>
Trifásico	6%
Bifásico	15%
Bifásico-terra	16%
Monofásico-terra	63%

Fonte: Adaptado de Kindermann (2007).

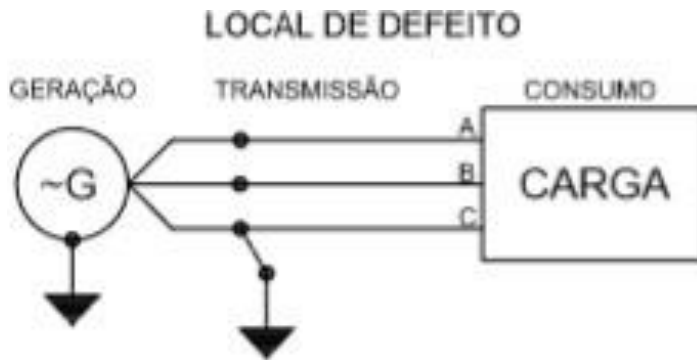
Conforme constata-se pela Tabela 1, o curto-circuito trifásico é considerado um dos mais raros a ocorrer, com características de ser um defeito permanente. Já o curto-circuito monofásico é um dos mais frequentes, sendo caracterizado por falta temporária. Entretanto, apesar do percentual de ocorrência, as seções a seguir apresentam todos os tipos de curto-circuito listados anteriormente.

### **2.2.1 Curto-circuito monofásico**

Conforme apresentado na Tabela 1, o curto-circuito monofásico é aquele que apresenta o maior número de ocorrências no sistema elétrico e tem como característica de ser, em 96% dos casos, um curto-circuito temporário, assim compensando a utilização do religador que atua no desligamento do circuito. O defeito sendo temporário, o dispositivo volta a religar sem ocasionar problemas ao sistema.

Os curtos-circuitos monofásicos são desequilibrados, levando as correntes das outras fases a 0A e a tensão na fase em que ocorreu o defeito a 0V. A Figura 5 apresenta de forma esquemática o curto-circuito monofásico (KINDERMANN, 2007).

Figura 5 – Esquemático de curto-circuito monofásico terra

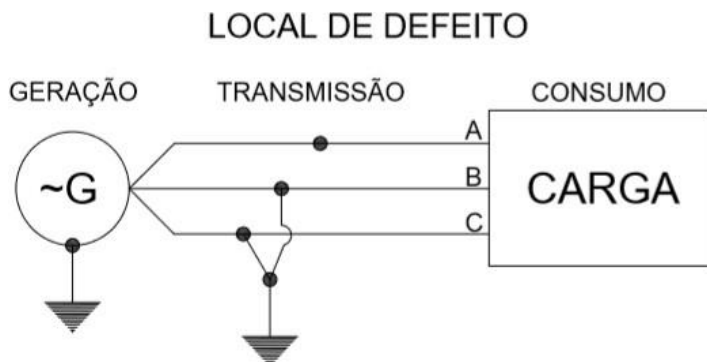


Fonte: Adaptado de Kindermann (2007).

### 2.2.2 Curto-circuito bifásico-terra

O curto-circuito bifásico-terra apresenta característica de ser um curto-circuito desequilibrado da mesma forma que o curto-circuito monofásico. A Figura 6 apresenta um curto-circuito bifásico-terra (KINDERMANN, 2007).

Figura 6 – Esquemático de curto-circuito bifásico-terra



Fonte: Adaptado de Kindermann (2007).

Abaixo são apresentadas as condições deste curto-circuito.

$$i_a = 0 \quad (1)$$

$$i_b = i_c = 0 \quad (2)$$

$$i_a + i_b = 3i_0 \quad (3)$$

Onde,

$$i_0 = \frac{i_a + i_b + i_c}{3} \quad (4)$$

$i_b$  = Corrente fase B

$i_c$  = Corrente fase C

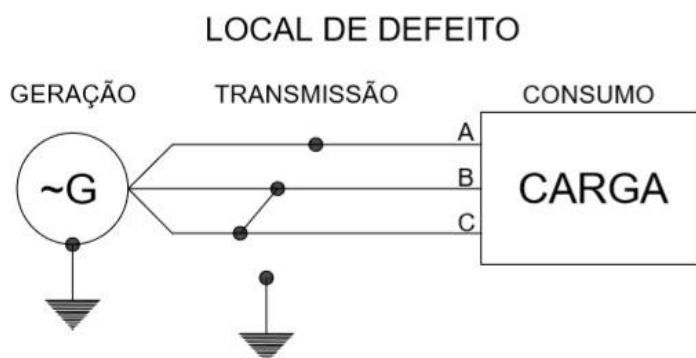
$$i_a = \frac{2i_b + i_c}{3} \quad (5)$$

$$i_b = \frac{2i_c + i_a}{3} \quad (6)$$

### 2.2.3 Curto-circuito bifásico

O curto-circuito bifásico apresenta característica de ser um curto-circuito desequilibrado da mesma forma que o curto-circuito monofásico e o bifásico-terra, sendo um curto-circuito franco entre duas fases. A Figura 7 apresenta um curto-circuito bifásico (KINDERMANN, 2007).

Figura 7 – Esquemático de curto-circuito bifásico



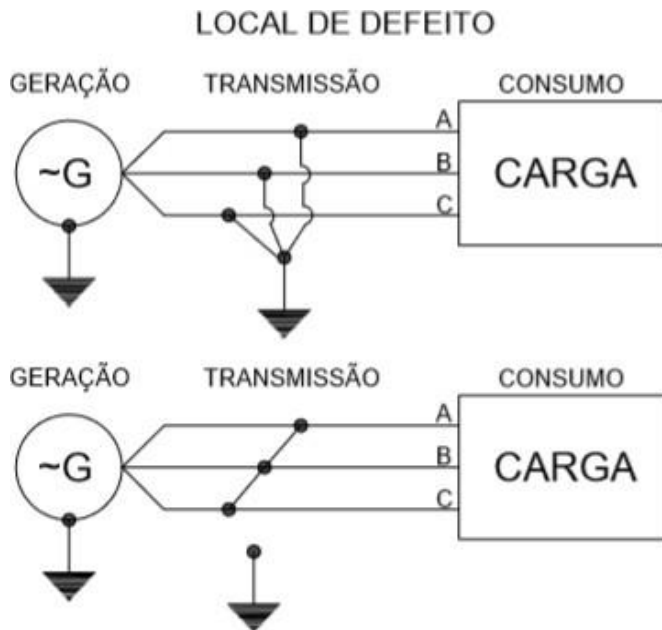
Fonte: Adaptado de Kindermann (2007).

O curto-circuito bifásico leva a corrente da fase que não está curto-circuitada fase A (FIGURA 7) a 0A, igualando a tensão das fases B e C e o somatório das correntes das fases B e C a 0A (KINDERMANN, 2007).

#### 2.2.4 Curto-circuito trifásico

Diferente dos outros curtos-circuitos já apresentados, o curto-circuito trifásico e trifásico-terra apresenta características com corrente de curto-circuito equilibradas, não apresentando diferenças entre curto-circuito trifásico e trifásico-terra. A Figura 8 apresenta os modelos de curto-circuito trifásico (KINDERMANN, 2007).

Figura 8 – Esquemático de curto-circuito trifásico e trifásico-terra



Fonte: Adaptado de Kindermann (2007).

Quando ocorre um curto-circuito trifásico, todas as tensões se igualam a 0V, ou seja,  $V_a = V_b = V_c = 0V$  (KINDERMANN, 2007).

### 2.3 PRODIST - Índices de qualidade

A ANEEL estipula, através do PRODIST – Modulo 8, o desempenho das distribuidoras de energia elétrica, com base nos indicadores para os serviços de distribuição de energia elétrica, apresentados neste capítulo.

O indicador DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, é o indicador do número de horas que um consumidor ficou sem energia elétrica em um certo período de tempo. Já o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, é o indicativo médio de quantas vezes alguma unidade consumidora ficou sem energia elétrica.

Em 2000, a ANEEL incluiu os indicadores de qualidade prestada a um único consumidor, diferente dos indicadores aos consumidores (DEC e FEC) que são indicadores de

mais consumidores que possam ficar sem energia elétrica, sendo eles: DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, FIC – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora e o DMIC – Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora.

O DMIC é o indicador que passou a ser controlado em 2003 e indica o período máximo de cada interrupção, tendo como um de seus principais objetivos impedir com que a distribuidora deixe algum consumidor sem energia elétrica por um longo período de tempo. Para os dias críticos em que ocorre interrupção no fornecimento de energia elétrica, foi incluído o indicador DICRI – Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão.

Também devem ser analisados os indicadores que avaliam o tempo de atendimento das ocorrências emergenciais, a fim de ter os parâmetros de eficiência dos sistemas de comunicação, tamanho das equipes de plantão e a organização do Centro de Operação. O indicador que avalia estes parâmetros é conhecido como TMP – Tempo Médio de Preparação (ANEEL, 2018).

Para verificar o tempo médio de deslocamento das equipes até o local de defeito, a ANEEL inseriu o indicador TMD – Tempo Médio de Deslocamento, que visa verificar a eficiência entre a localização geográfica do defeito e localização da equipe. Por fim, com objetivo de avaliar o tempo médio que a equipe leva para a execução de algum problema, foi criado o indicador TME – Tempo Médio de Execução.

Em virtude dos fatos mencionados, com a informação dos indicadores TMP, TMD e TME expressos em minutos, é possível calcular o Tempo Médio de Atendimento a Emergência – TMAE. Além disso, é possível calcular o PNIE - Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia.

Para cálculos dos indicadores apresentados, utilizam-se as equações apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Equações dos indicadores de qualidade

Indicador	Equação
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (D_i) \times U_i}{U}$
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U}$

Continua...

(Continuação)

Indicador	Equação
DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora	$\text{DIC} = \sum t(i)$
FIC – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora	$\text{FIC} = \frac{\text{DIC}}{C_s}$
DMIC – Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora	$\text{DMIC} = \max(t(i))$
DICRI – Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora	$\text{DICRI} = \max(\text{DIC}_i)$
TMP – Tempo Médio de Preparação	$\text{TMP} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TP}(i)}{C_s}$
TMD – Tempo Médio de Deslocamento	$\text{TMD} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TD}(i)}{C_s}$
TME – Tempo Médio de Execução	$\text{TME} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TE}(i)}{C_s}$
TMAE - Tempo Médio de Atendimento a Emergência	$\text{TMAE} = \text{TMP} + \text{TMD} + \text{TME}$
PNIE - Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia	$\text{PNIE} = \frac{\text{NIE}}{C_s} \times 100$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Onde:

i = Quantidade de interrupção;

t(i) = Tempo em horas de cada interrupção das unidades consumidoras;

Ca(i) = Quantidade de unidades consumidoras atingidos;

Cs = Número total de consumidores analisados;

TP = Tempo em minutos de preparação da equipe para cada atendimento.

TD = Tempo em minutos de deslocamento da equipe para cada atendimento.

TE = Tempo em minutos de execução do serviço, até o reestabelecimento da energia elétrica para cada atendimento;

NIE = Número de ocorrências emergências com interrupção de energia elétrica.

Cabe salientar que os indicadores de tempo de atendimento às ocorrências emergenciais podem ser consultados no site da ANEEL, onde são apresentados por regiões, permissionárias e concessionárias. Essas informações são de extrema importância para medir

a eficiência do serviço prestado pela CERTEL, sendo que o trabalho proposto objetiva a melhora constante desses indicadores, validando o sistema desenvolvido.

Haja vista o objetivo deste trabalho com relação aos indicadores aqui listados, a seção a seguir apresenta o embasamento teórico acerca dos religadores, dispositivos cruciais na proteção da rede de distribuição de energia elétrica.

## 2.4 Religador

Religadores são equipamentos de operação automática ou manual, instalados nas redes de distribuição de energia e têm como função principal a proteção de sobrecorrente ocorridas no circuito elétrico efetuando a abertura e fechamento do mesmo durante a ocorrência de algum distúrbio (MAMEDE FILHO, 2013).

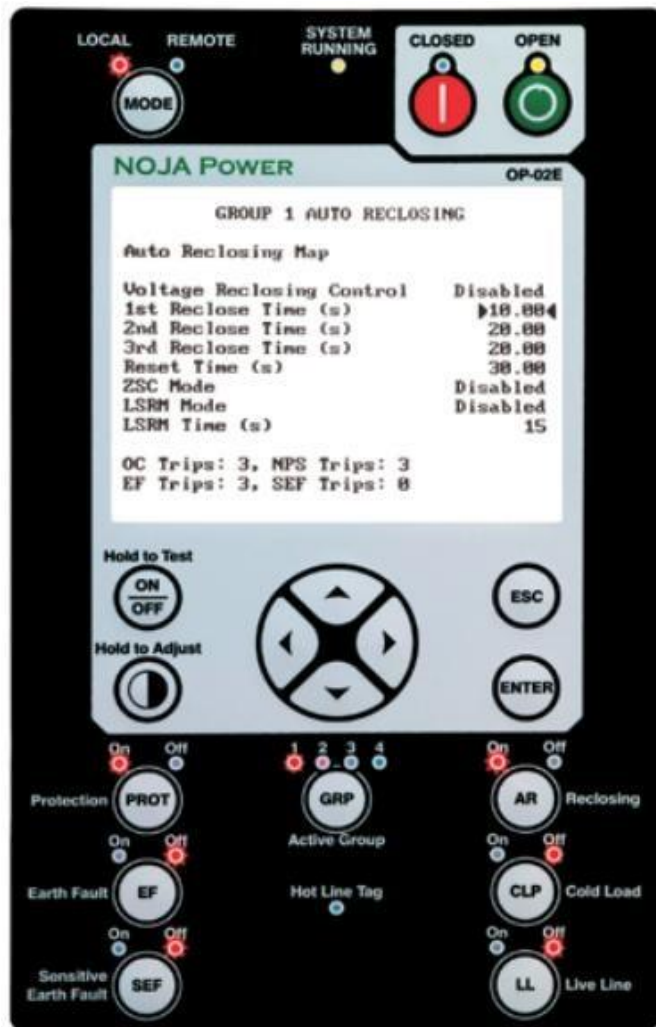
Ao ocorrer alguma sobrecorrente no circuito, os contatos do religador são mantidos abertos durante o tempo de religamento, após o qual se fecham automaticamente para reenergizar o sistema. Se, após o fechamento do circuito, a sobrecorrente persistir durante três tentativas de religamento, os contatos do religador ficam abertos e bloqueados, apenas podendo voltar a operar via comando manual remoto ou no próprio equipamento. Contudo, este religamento é realizado apenas quando o problema responsável por ocasionar a sobrecorrente no circuito tenha sido resolvido (MAMEDE FILHO, 2013).

É importante salientar que os religadores adotam o padrão ANSI - *American National Standards Institute*, o qual relaciona as funções de proteção de forma organizada e padronizada dos dispositivos de proteção, dando nome e número de identificação específicos para cada elemento de proteção. O religador opera nas funções 50 e 51 do padrão ANSI, sendo a Função 50 a abertura do circuito por sobrecorrente instantânea (curto-circuito) e a Função 51 sobrecorrente temporizada (sobrecarga) (SEL, 2018).

A Figura 9 apresenta a IHM do religador NOJA (OSM15 com controle RC10) adotado pela CERTEL. Tais religadores automáticos recebem todas as configurações no relé de proteção e as configurações podem ser parametrizadas em sua IHM.



Figura 9 – Painel de Parametrização do Religador Noja



Fonte: NOJA Power (2018, texto digital).

As principais configurações do religador que devem ser parametrizadas são:

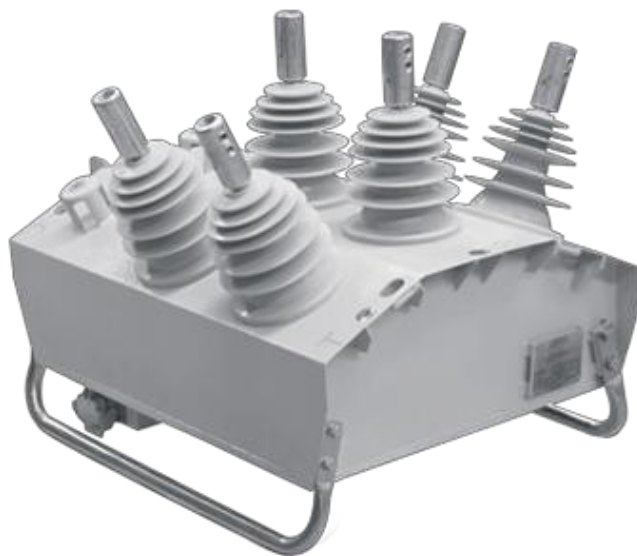
- Curva de atuação;
- Configurações de protocolos e formas de comunicação;
- Níveis das correntes de curto-circuito;
- Configurações de abertura do circuito;
- Modos de operação;
- Demais características que variam em cada projeto ou filosofia de proteção.

Quando ocorre uma falha, a abertura do circuito é realizada no religador através de atuadores magnéticos que são operados pela energia armazenada em capacitores instalados no quadro de comando do religador e a atuação do religador é feita pelo relé instalado na cabine de controle do religador (NOJA POWER, 2018).

Os religadores podem ser de diferentes modelos, monofásicos, bifásicos e trifásicos, mas todos têm a função de interromper o circuito ao ocorrer uma falha, a fim de evitar a danificação de outros equipamentos (MAMEDE FILHO,2013).

A interrupção do circuito nos religadores da NOJA Power é realizada de forma monopolar, permitindo que apenas umas das fases abra e o sistema permaneça alimentado pelas demais fases. Cada polo no interior do religador conta com um interruptor a vácuo e um atuador magnético, instalados dentro de uma capsula com um material dielétrico a fim de impedir a formação de arco elétrico, conforme apresentado na Figura 10 (NOJA POWER, 2018).

Figura 10 – Religador Noja Power OSM 310



Fonte: NOJA Power (2018, texto digital).

Conforme o fabricante, a comunicação de dados em tempo real entre o religador e o sistema de supervisão pode ser realizada através dos protocolos de comunicação IEC60870-5-101, IEC61850, IEC60870-5-104, DNP3 ou ainda 2179, desde que se tenha alguma

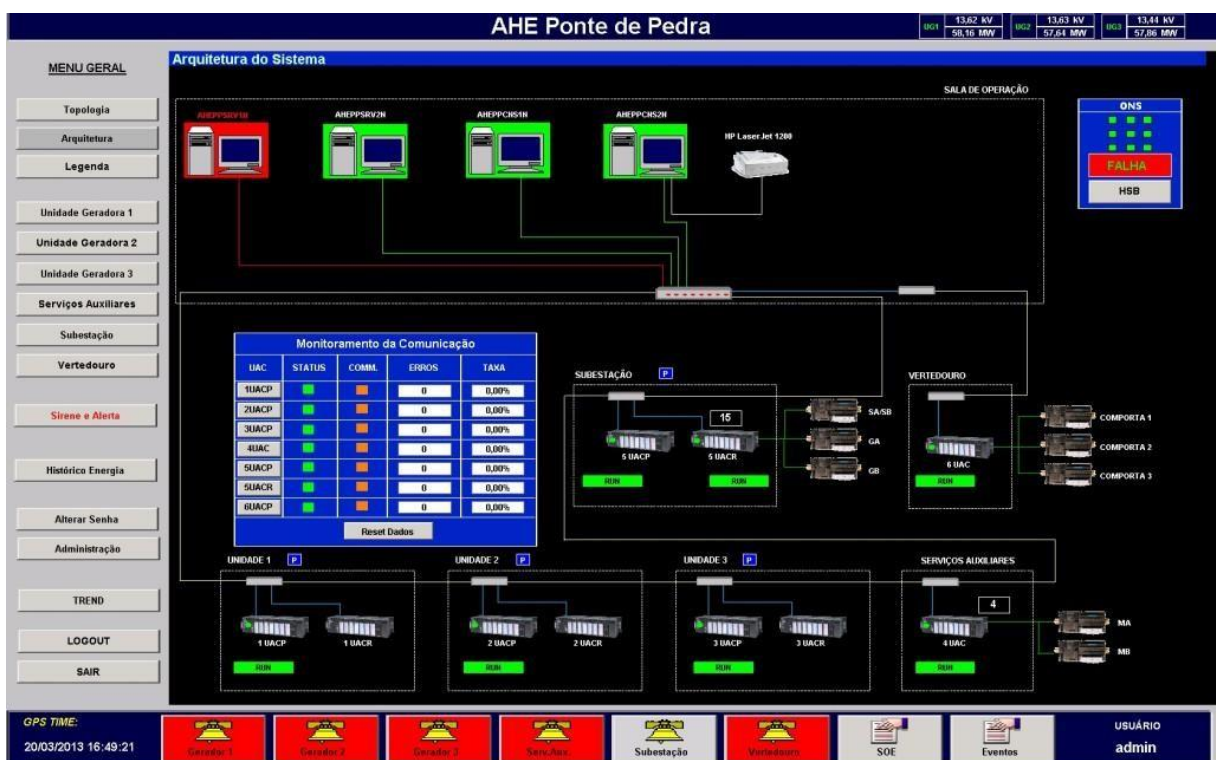
comunicação ethernet. Tendo em vista o modelo de religador adotado pela CERTEL, o trabalho proposto irá utilizar o Protocolo DNP3, o qual será explanado a seguir.

Entretanto, primeiramente é necessário elucidar o conceito de sistema SCADA, software utilizado no Centro de Controle da CERTEL, com capacidade de controle remoto dos religadores, através do uso do protocolo DNP 3.

## 2.5 Sistema de Supervisão e Controle - SCADA

Sistemas de Supervisão e Controle ou SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition* são softwares computacionais desenvolvidos para monitorar e controlar variáveis em tempo real dos mais variados tipos de sistemas. As informações são coletadas de CLPs – Controladores Lógico Programáveis, relés programáveis, interfaces de comunicação, sensores inteligentes, entre outros dispositivos. Através do monitoramento dos dados, o operador pode tomar ações para o gerenciamento e controle do sistema automatizado. A Figura 11 apresenta um exemplo de tela de supervisorio (SANTOS, 2014).

Figura 11 – Exemplo de sistema supervisorio



Fonte: Elipse Software (2018, sem página).

A aplicação de sistemas supervisórios para a automatização de diversos processos industriais, processos do setor elétrico, saneamento básico, dentre outros, vem crescendo de forma significativa, reduzindo custos empresariais, aprimorando sistemas e controlando-os de forma mais eficiente, podendo apresentar ao gestor do processo os resultados da empresa em tempo real (SANTOS, 2014).

Os sistemas SCADA comunicam-se através dos mais diferentes tipos de rede, barramentos e protocolos de comunicação. Pode-se, por exemplo, conectar um sistema supervisório à rede ethernet, utilizando diversos protocolos de comunicação, como Profinet, ModBus, ControleNet, Ethernet/IP, OPC, DNP 3.0, IEC 104, entre outros protocolos normatizados (LAMB, 2015; ROSÁRIO, 2005).

Com a comunicação de dados entre os sistemas SCADA e os dispositivos de campo por diferentes tipos de protocolos, a operação pode ser feita a distância, desde que o sistema seja configurado e tenha os requisitos de comunicação para este serviço. Além do SCADA permitir o monitoramento e controle dos equipamentos à distância, também há a possibilidade de geração de relatórios, consulta de históricos, eventos, informações de anormalidades no sistema ao operador, como é o caso do centro de operações das empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica (BOYER, 2004).

Tendo em vista o objetivo de comunicação de religadores com sistema SCADA, através de rede ethernet, a seção a seguir apresenta o Protocolo de Comunicação DNP 3.

## **2.6 Protocolo de comunicação DNP3**

Protocolos de comunicação são conjuntos de regras que regem a comunicação de dados entre dois dispositivos, definindo o que é comunicado, a forma de comunicação e a ordem em que ocorre a comunicação entre os dispositivos. Cada protocolo possui a sua sintaxe, semântica dos conjuntos de bits e a temporização em que os dados são enviados (FOROUZAN, 2006).

Na automação de diversos processos da área elétrica, as informações são adquiridas no processo por meio de Unidades Terminais Remotas (URTs), Controladores Lógico

Programáveis (CLPs) ou de relés de proteções inteligentes que passam a ser chamados de *Intelligent Electronic Devices* – (IEDs), utilizando os mais diversos protocolos de comunicação. Entre eles, os que mais se destacam no setor elétrico são: Profibus, ControlNet, DeviceNet, IEC 60870-5-101, Modbus e DNP3 (SEL, 2010).

O protocolo de comunicação DNP3 tem como base a norma técnica IEC - *International Electrotechnical Commission*, sendo um protocolo aberto e direcionado a dispositivos que conversam entre si, ou seja, transmissão de dados do ponto A para o ponto B, podendo comunicar via cabo serial e TCP/IP. Embora possa ser aplicado nos mais diversos setores, tem sua maior utilização nas áreas de energia elétrica e água (DNP3, 2005).

Uma aplicação comum do protocolo DNP3 é em centros de operações do sistema elétrico, quando o mesmo tem um sistema SCADA sendo executado em um computador que comunica com diversos equipamentos de uma ou mais subestações e também equipamentos instalados na rede de distribuição que estão fisicamente distantes uns dos outros. O computador do centro de operações que contempla o sistema SCADA possui um driver mestre DNP3 e os equipamentos do qual ele requisita a troca de informações têm um driver escravo DNP3, assim permitindo a troca de informações do ponto A para o ponto B (DNP3, 2005).

O DNP3 tem uma taxa de transmissão entre 1,2 a 19,2 kbps e é um protocolo modelado em quatro camadas, sendo elas a camada física, enlace, transporte e a aplicação, podendo possuir um conceito de rede com endereço de origem, destino e mecanismo de fragmentação de mensagem (SEL, 2010).

O DNP3 pode comunicar em diferentes topologias, conforme segue:

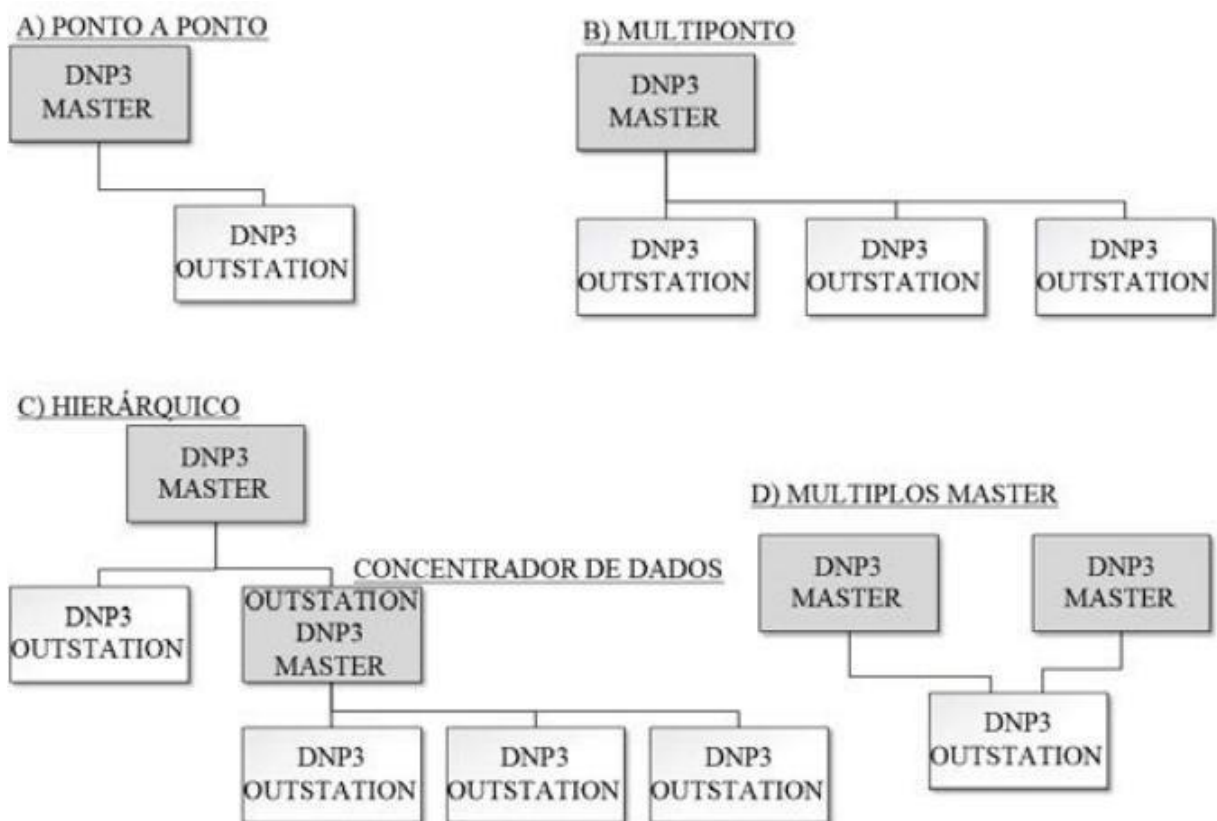
- Ponto a ponto: é a topologia mais simples, na qual o mestre comunica-se diretamente com o escravo;
- Multiponto: é a topologia na qual um único mestre gerencia diversos escravos;
- Hierarquia: é a topologia também conhecida como concentradores intermediários, permitindo diversos mestres na rede, onde os mesmos podem ser empregados em qualquer nível. Já o dispositivo escravo comunica-se através de uma porta de

comunicação e sabe distinguir com qual mestre deve comunicar-se pelo endereço de origem;

- **Múltiplos mestre:** São sistemas mais complexos, na maioria das vezes implementados em sistemas com grande área geográfica de instalação dos dispositivos. Com vários mestres distribuídos no sistema, permite com que mais operadores e centros de operações obtenham as informações e enviem comandos aos dispositivos, as quais são recebidas em todos os dispositivos mestre quando requisitadas (CLARKE; REYNDERS; WRIGHT, 2004).

A Figura 12 apresenta as topologias relacionadas nesta seção.

Figura 12 – Topologias de comunicação protocolo DNP3



Fonte: Scada DNP (2013, texto digital).

O protocolo DNP3 tem importantes características que o tornam confiável, robusto e eficiente, pois oferece fragmentação de dados, verificação de erros, controle de link, protocolo aberto, dentre outros recursos, fomentando sua ampla aplicação na área elétrica.

O protocolo DNP3 é composto por camadas para a organização e segurança na transmissão e envio dos dados e comandos, as quais são apresentadas abaixo (DNP3, 2005):

- Camada do usuário: a camada é definida como o local onde o usuário manipula os dados com as comunicações ativas. Em sistemas SCADA ela é representada na aplicação do sistema. A camada do usuário, utiliza a camada de aplicação do driver DNP3 para enviar e receber os dados e comandos entre os pontos (ELIPSE, 2014);
- Camada de Aplicação: é na camada de aplicação que são trabalhadas as aplicações do DNP3 e as camadas de aplicação são divididas em fragmentos, visto que as mensagens desta camada possuem tamanhos de 2048 a 4096 bytes. Uma mensagem que tem tamanho maior que um fragmento requer vários fragmentos. Por exemplo, uma mensagem de 2048 bytes deve ser dividida em 9 fragmentos pela camada de transporte. As mensagens divididas em diversos fragmentos comunicam de forma bem mais eficiente em ambiente com alto ruído (DNP3, 2005; ELIPSE, 2014);
- Camada de Enlace: tem como responsabilidade tornar o link físico confiável, fornecendo detecção de erros, enviar e receber os pacotes, verificar a necessidade da quebra de pacotes em mais quadros para que o transporte da mensagem entre os dispositivos seja mais leve e toda a mensagem seja transportada. Um quadro DNP3 consiste em um arquivo com cabeçalho e dados. No cabeçalho são especificados o tamanho do arquivo, bem como informações de controle de link de dados e os endereços dos mestres e escravos do DNP3. Por fim, a seção dados contém os dados da camada a serem transmitidos (DNP3, 2005; ELIPSE, 2014);
- Camada de Transporte ou camada física: a camada de transporte é responsável por dividir mensagens longas da camada de aplicação em pacotes menores para a transmissão na camada de enlace, e, ao receber remonta-las para a camada de aplicação (DNP3, 2005; ELIPSE, 2014);

O dispositivo mestre do protocolo DNP3, a partir da camada de aplicação, envia uma mensagem de requisição e, ao ser interpretada pelo dispositivo escravo, responde com uma mensagem da sua camada de aplicação. Pode ocorrer também que o mestre receba mensagens que não foram solicitadas durante o processo de requisição de outras mensagens, mas o dispositivo escravo pode apenas responder as solicitações do dispositivo mestre (DNP3, 2005).

As requisições dos dispositivos mestre para o dispositivo escravo só podem ser feitas se todas as requisições anteriores tiverem algum retorno (recebimento, erro, falha na conexão). Caso algum dispositivo mestre esteja aguardando algum retorno, não é possível enviar uma requisição ao mesmo escravo (DNP3, 2005).

Tendo em vista a possibilidade de utilização do Protocolo de Comunicação DNP 3 para interligar um sistema SCADA aos Religadores da rede de distribuição de energia elétrica da CERTEL, faz-se necessário o armazenamento dos dados obtidos através desta comunicação. Para tanto, a seção a seguir apresenta o Banco de Dados SQL, ferramenta fundamental para a realização desta tarefa.

## **2.7 Banco de Dados SQL**

Os bancos de dados desempenham um importante papel nas diversas áreas que utilizam a informática e estão presentes em praticamente todas as atividades desempenhadas pela sociedade moderna, como ir ao banco, acessar uma biblioteca online, compras online, sistemas de pesquisas online, download de arquivos, redes sociais, dados e controles empresariais, entre outras diversas atividades do dia a dia (AMADEU, 2015).

São conjuntos de dados armazenados em um sistema, que utilizam uma organização característica, podendo sofrer atualizações periódicas e, quando necessário, inclusão e exclusão dos dados. Os bancos de dados são compostos de conjuntos de dados que, quando consultados de forma conhecida, tem condições de fornecer informações a sistemas, conforme cada requisição (MEDEIROS, 2013).

Os bancos de dados SQL – *Structured Query Language*, no português Linguagem de Consulta Estruturada, utilizam uma linguagem declarativa e de alto nível, assim deixando para o SGBD – Sistema de Gerenciamento do Banco de Dados a otimização real e a decisão sobre como executar a consulta. Conta com definições sobre visualização do banco de dados, regras de segurança e autorizações de acessos. Além disso, é possível incluir as instruções SQL em outra linguagem de programação, como Java, C, C++ (AMADEU, 2015).



Um dos Bancos de Dados SQL mais utilizados é o SQL Server da Microsoft que pode ser executado em todas as versões dos sistemas operacionais da Microsoft e há também versões do banco de dados SQL Server para sistemas operacionais Linux. A capacidade de armazenamento do banco de dados varia conforme a versão (*Enterprise, Standard, Web Express with Advanced Services e Express*), sendo que a versão SQL Server 2017 Express Edition, por exemplo, conta com a capacidade de armazenamento de 10GB (MICROSOFT, 2018).

As informações no banco de dados são organizadas em tabelas, linhas e colunas, cada qual contendo uma informação importante e de forma organizada, permitindo consultas de forma rápida e fácil. Mas, cada banco de dados tem sua organização característica, sendo que um dado de forma desorganizada em um banco de dados é apenas um dado e passa a ser informação quando se tem o conhecimento do que o mesmo representa (MEDEIROS, 2013).

Para obter informações da melhor forma possível, utiliza-se a mineração de dados, ramo que trata a extração do conhecimento através da análise do banco de dados, conforme explanado na seção a seguir.

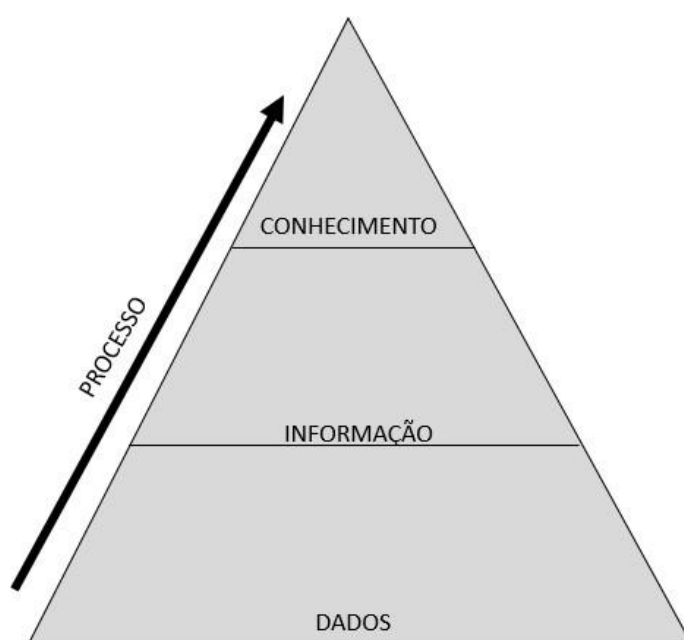
### **2.7.1 Mineração de dados**

O termo mineração de dados é utilizado ao extrair informações valiosas de algum banco de dados que, quando armazenadas em tabelas, não são nada mais que símbolos ou informações preciosas não estruturadas que não apresentam nenhuma informação relevante. Para agregar valor aos dados é necessária a utilização da descrição dos mesmos, assim, fazendo com que os dados se tornem informações valiosas para tomada de decisões futuras (DE CASTRO, 2016).

Para adquirir qualquer conhecimento a partir de uma série de dados, a primeira etapa é ter os dados disponíveis em algum lugar, geralmente em servidores de banco de dados. Estes dados sendo apenas dados não apresentam nenhum significado e não conduzem a nenhuma compreensão e não pode ser utilizado para tirar qualquer conclusão, muito menos utilizado para tomada de decisões (DE CASTRO, 2016).

Para que os dados se tornem em conhecimento é necessário que passem por uma ordenação e organização para se tornarem informações. Estas informações passam a transmitir significado e compreensão dentro de um determinado contexto, assim podendo formar e fundamentar o conhecimento. Com os dados e as informações organizadas é possível adquirir o conhecimento através de consultas realizadas. Então, é apenas nesta etapa que os dados podem ser utilizados para tomada de decisões, conforme ilustra a Figura 13 (DE CASTRO, 2016).

Figura 13 – Processo de conversão dos dados em informações



Fonte: Do autor (2018).

A Tabela 3 apresenta a relação entre dados, informações e conhecimento.

Tabela 3 – Representativo entre dados e informações.

Dados	Informações	Conhecimento
- 1000 milibares	- Pressão Atmosférica: 1000 milibares	Com o conhecimento das informações podemos saber que a probabilidade de chuva é baixa.
- 5,1 m/s - 95°	- Velocidade e Direção do Vento: 5,1 m/s - 95°	
- 30 °C	- Temperatura Média: 30 °C	
- Poucas	- Nuvens: Poucas	
- 1000 m	- Visibilidade: 1000 m	

Fonte: Adaptado de De Castro (2016).

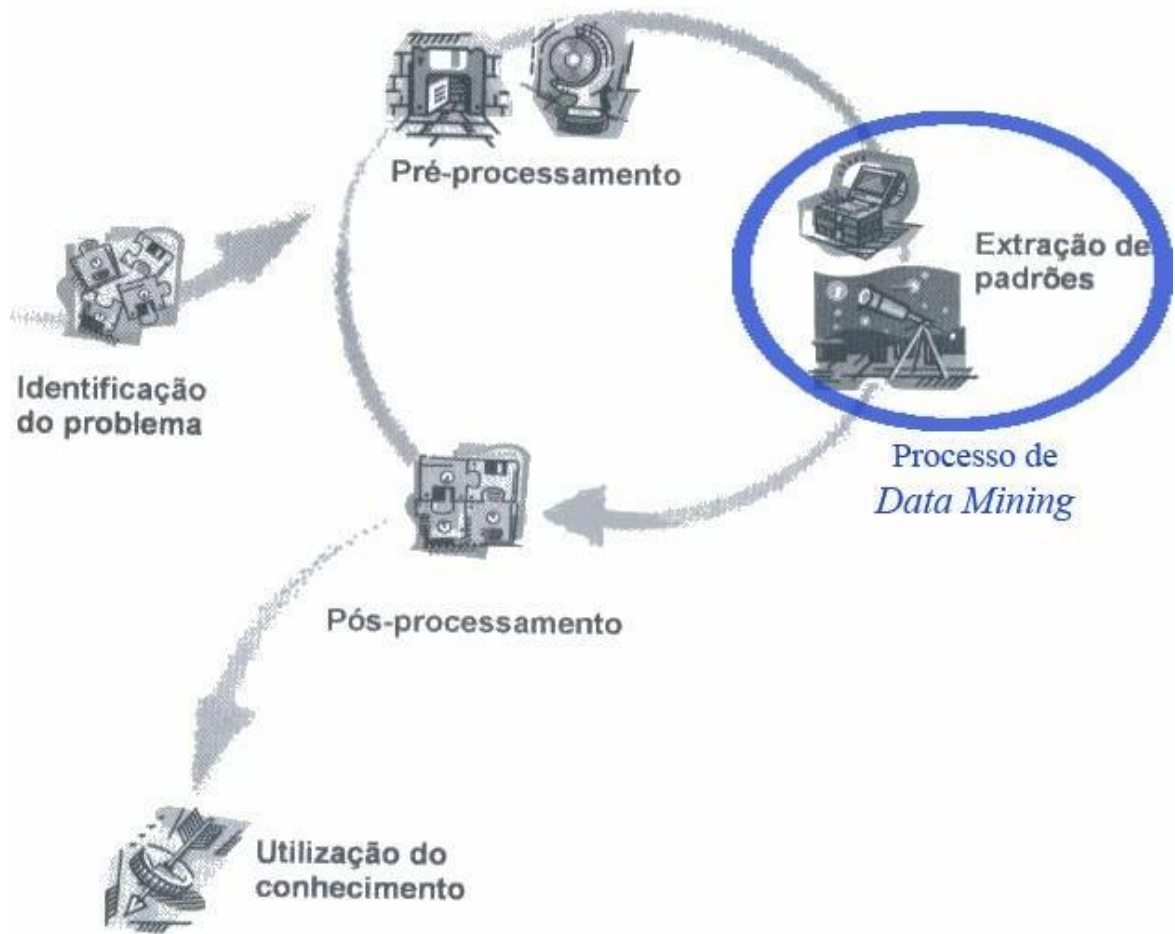
A coluna “Conhecimento” apresentado na Tabela 3 é nada mais que a mineração de dados propriamente dita, conhecida também como descoberta do conhecimento em base de

dados, ou KDD – *Knowledge Discovery in Databases*, a qual pode ser dividida em quatro principais partes apresentadas na sequência (DE CASTRO, 2016):

- **Base de dados:** também conhecida como banco de dados, onde valores quantitativos ou qualitativos são organizados em forma de tabela, permitindo fácil extração quando necessário (DE CASTRO, 2016).
- **Preparação dos dados:** etapa que visa a limpeza, organização, seleção e a transformação dos dados para uma análise eficiente e eficaz (DE CASTRO, 2016).
- **Mineração de dados:** etapa na qual é aplicado o algoritmo capaz de retirar o conhecimento do banco de dados, com a utilização de técnicas de agrupamentos, associações, classificações, análises descritivas, detecção de anomalias, entre outras, que podem ser empregadas (DE CASTRO, 2016).
- **Validação do conhecimento:** nesta etapa é verificado se o conhecimento adquirido na mineração dos dados apresenta conhecimentos verdadeiramente úteis ou apenas informações não relevantes ao estudo (DE CASTRO, 2016).

A mineração de dados é o processo de encontrar anomalias, padrões e correlações em grandes conjuntos de dados para prever resultados a partir de uma consulta que pode ser realizada em tempo real e de forma automática. Na qual algum sistema atua no controle de algum processo e, ao detectar alguma anomalia no processo, este sistema faz a busca do defeito no banco de dados caso o mesmo já tenha ocorrido, e obtendo-se assim o conhecimento da anomalia. Há exceções onde a anomalia pode ainda não ter ocorrido e, a partir disso, um novo dado é acrescentado no banco de dados com as informações necessárias e, quando necessário, poderá ser utilizado. A Figura 14 apresenta o fluxo desta informação (DE CASTRO, 2016).

Figura 14 – Fluxo de informações utilizando mineração de dados

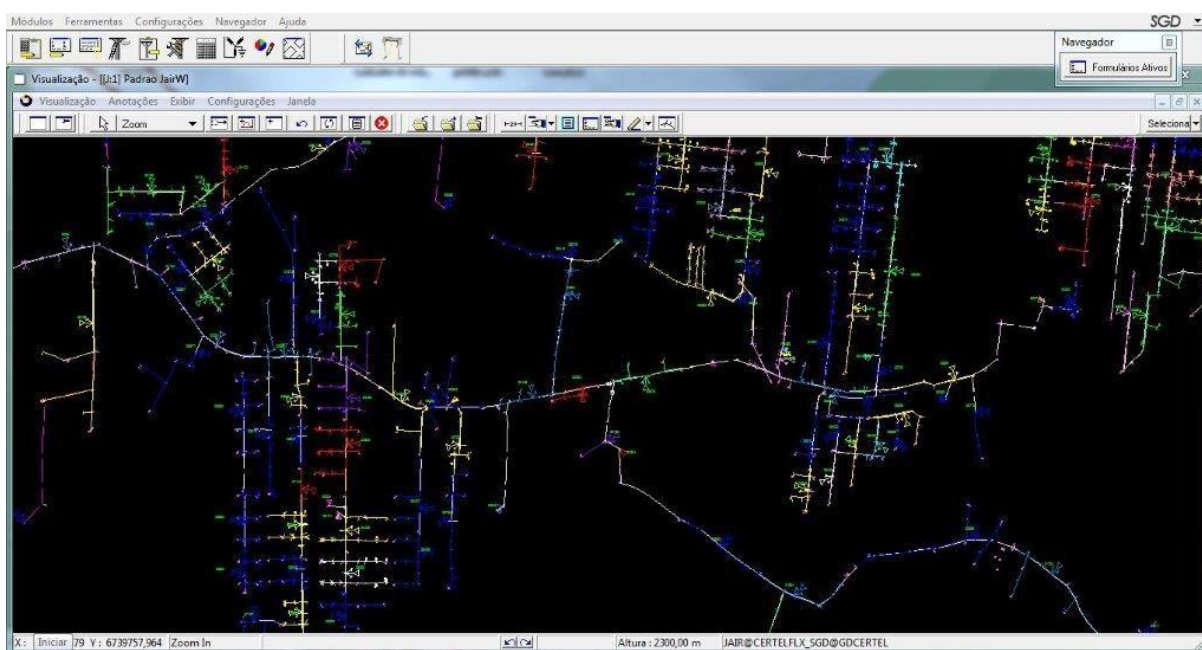


Fonte: Rezende (2013, p. 245).

### 3 DESENVOLVIMENTO

A CERTEL trabalha com equipes plantonistas para a resolução de problemas relacionados a rede de distribuição de energia elétrica. Atualmente, na ocorrência de um sinistro, a equipe de operação do sistema consulta de forma manual o Sistema SGD que contempla um Banco de Dados e um Mapa, onde são cadastradas as informações da rede de distribuição de energia elétrica, junto aos níveis de curto-circuito para cada trecho do sistema. Com base nessas informações e, através de tentativa e erro, a equipe plantonista busca identificar o local do sinistro. A Figura 15 apresenta o sistema SGD.

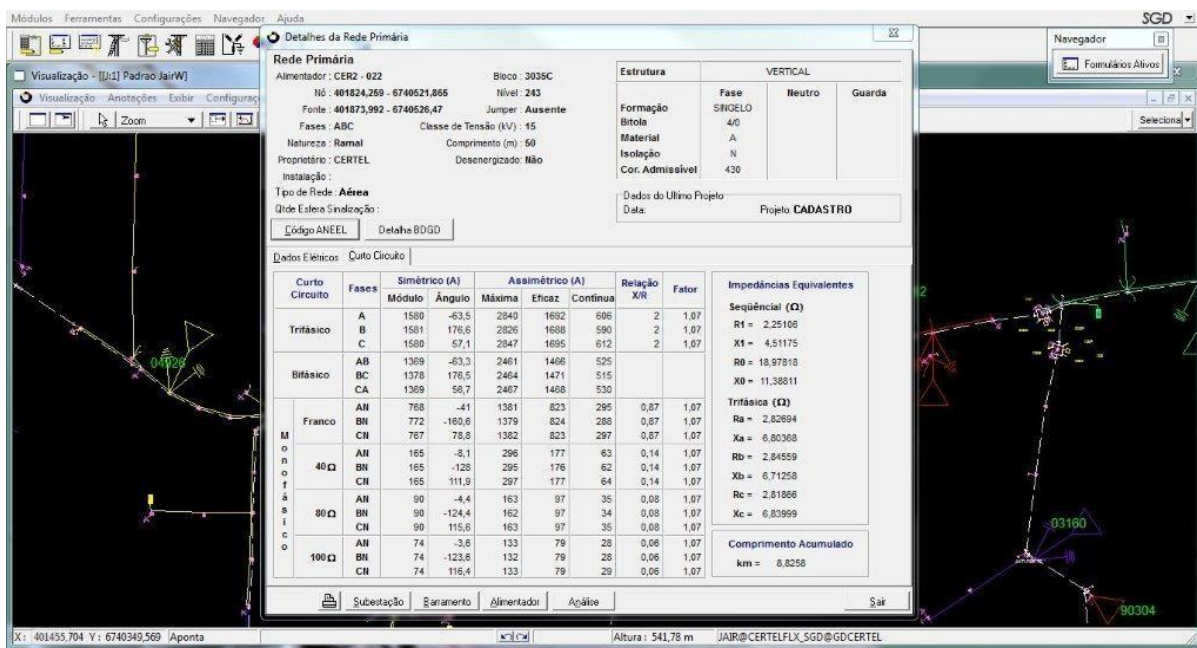
Figura 15 – Imagem da consulta de defeito no sistema SGD



Fonte: Do autor (2018).

Basicamente, o operador navega no mapa da Figura 13 e, a partir de seu conhecimento prévio, identifica que uma certa magnitude de curto-circuito costuma ocorrer em um determinado trecho da rede de distribuição. Com base nisso, o operador clica sobre o suposto local em que ocorreu o curto-circuito e confere as informações de magnitude cadastradas para esse trecho no sistema SGD, conforme ilustra a Figura 14.

Figura 16 – Imagem da magnitude do curto-circuito sistema SGD



Fonte: Do autor (2018).

Porém, é importante ressaltar que esta é a única informação e forma de consulta disponível, comprometendo a eficiência do serviço de reparo e, conseqüentemente, os índices de qualidade da CERTEL. A Figura 17 apresenta os índices de tempo de atendimento às ocorrências emergenciais da CERTEL, com base no ano de 2018.

Figura 17 – Tempo de atendimento às ocorrências emergenciais da CERTEL

Tempos médios de atendimento					
CERTEL - Mensal / 2018					
MÊS	NIE	NUMOCORR	TMD	TME	TMP
Janeiro	404	643	25,78	21,35	57,63
Fevereiro	282	467	25,75	27,48	53,53
Março	385	586	25,17	29,83	76,24
Abril	255	447	25,48	22,80	46,79
Maio	215	435	23,29	21,44	46,82
Junho	544	861	24,31	31,68	164,95
Julho	312	558	23,35	21,54	49,87
Agosto	294	544	21,89	21,47	44,36
Setembro	404	634	23,92	29,81	60,20
CERTEL - ANUAL / 2018					
ANO	NIE	NUMOCORR	TMD	TME	TMP
2018	3095	5175	24,33	25,79	73,46

Os valores mensais dos indicadores NIE e NUMOCORR são obtidos pela soma dos valores informados para cada conjunto em um dado mês, enquanto que os valores mensais dos indicadores TMD, TME e TMP são obtidos das médias ponderadas desses indicadores pelo número de ocorrências (NUMOCORR). O mesmo procedimento foi adotado para os valores anuais mostrados para a distribuidora

NIE	Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia Elétrica
NUMOCORR	Número de Ocorrências Emergenciais
TMD	Tempo Médio de Deslocamento (minutos)
TMP	Tempo Médio de Preparação (minutos)
TME	Tempo Médio de Execução (minutos)

**Os indicadores são passíveis de alterações após fiscalização da ANEEL.**

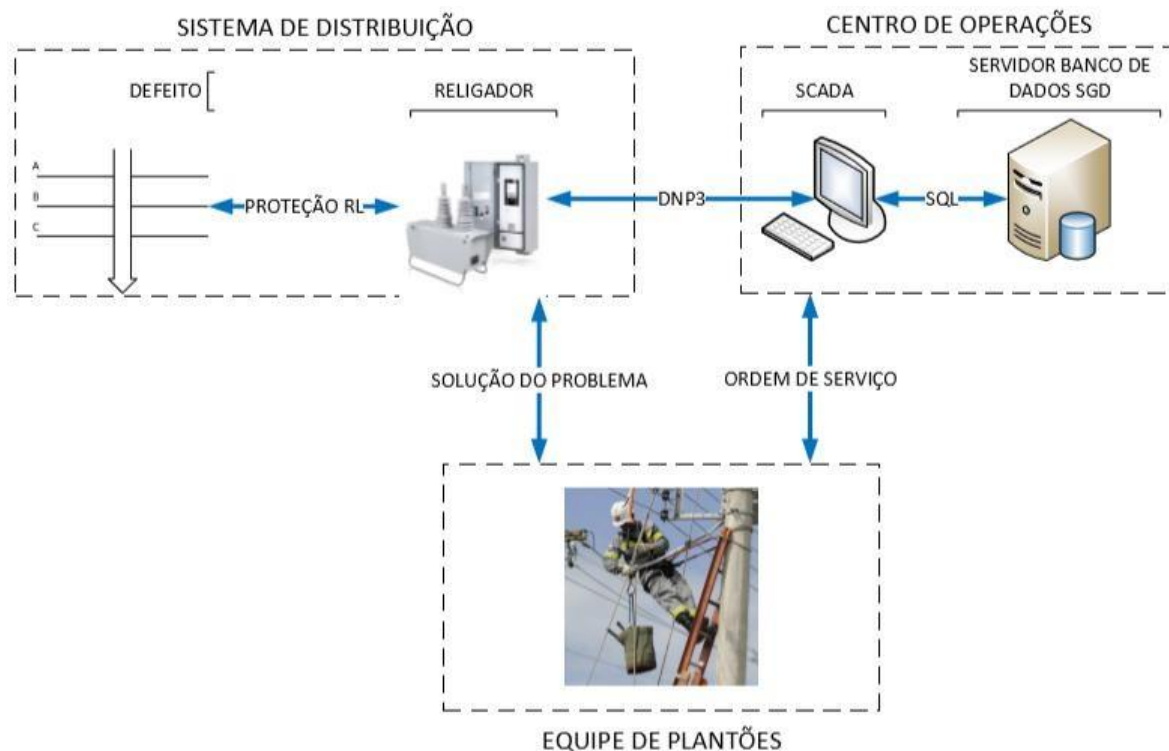
**Os dados apresentados nestes relatórios são obtidos das bases de dados da ANEEL, sendo atualizados diariamente.**

**Eventual ausência de informação indica inadimplência do concessionário/permissionário.**

Fonte: ANEEL (2018, texto digital).

Em virtude dos fatos mencionados, este trabalho objetivou o desenvolvimento de uma metodologia para a localização de falhas na troncal do sistema de distribuição de energia elétrica da CERTEL, a partir de um sistema supervisorio, com a utilização de equipamentos telecomandados e mineração de dados. O sistema opera de forma que, quando ocorrer algum defeito permanente na troncal do sistema de distribuição, o religador automático telecomandado irá operar, fornecendo o nível de curto-circuito ao sistema de supervisão via protocolo de comunicação e, através da magnitude e do tipo de curto-circuito, o sistema realizará uma consulta automática no banco de dados para encontrar e informar o local do defeito, conforme diagrama esquemático da Figura 18.

Figura 18 – Diagrama esquemático do sistema proposto



Fonte: Do autor (2018).

Conforme apresentado na Figura 18, o sistema é composto por um Religador NOJA Power com comunicação via Driver DNP 3, um Sistema Supervisório SCADA elaborado em ambiente Elipse E3 e um Banco de Dados chamado SGD. É importante salientar que a CERTEL possui informações sobre curto circuito neste Banco de Dados SGD, o qual foi desenvolvido por uma empresa terceirizada e, até a elaboração deste trabalho, não possuía uma interface de acesso externo, como o proposto neste escopo. Além disso, a CERTEL conta com um Centro de Operações munido de um sistema SCADA elaborado em ambiente Elipse E3 por uma empresa terceirizada.

Sendo assim, este trabalho propôs a integração dessas ferramentas, através do estudo dos recursos disponíveis e elaboração de telas e scripts lógicos, capazes de consultar o Banco de Dados SGD de forma automatizada a partir do ambiente SCADA. As consultas devem ser realizadas para comparar informações de um sinistro ocorrido com dados presentes no Banco de Dados SGD, obtendo-se assim informações objetivas que permitam gerar um conhecimento, ou seja, informar ao operador o local da ocorrência do sinistro. Propõe-se, após o término deste trabalho, a inclusão das telas desenvolvidas no sistema existente na CERTEL por parte da empresa terceirizada.



Os defeitos que ocorrem no sistema de distribuição fazem com que as proteções dos religadores automáticos atuem. Na maioria das situações nas redes da Cooperativa Certel, o religador automático é parametrizado para atuar 3 vezes. Assim, ao ocorrer um curto-circuito, ele atua a proteção e faz a reenergização do sistema por 3 vezes com intervalos diferentes entre cada atuação (parametrizável conforme característica do local de instalação).

Na última atuação da proteção, o sistema é desenergizado, bloqueando a reenergização automática do sistema pelo religador. A partir desse momento, a equipe de plantão da Certel deve deslocar-se até o local, identificar o problema e executar as devidas ações corretivas. Caso o problema seja solucionado, o religador é reinicializado para operar novamente.

Conforme mencionado no Referencial Teórico, a ANEEL exige que as distribuidoras de energia elétrica mantenham um padrão nos indicadores de qualidade dos serviços prestados, buscando a melhoria contínua. Sendo assim, o período em que o sistema permanece sem energia elétrica compromete os indicadores de qualidade. Além disso, a dificuldade em encontrar o defeito na rede pode determinar o tempo necessário entre a ocorrência do sinistro e a solução do problema.

Para que o tempo de solução destes defeitos seja reduzido, a fim de melhorar os indicadores de qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, a inteligência do sistema supervisório desenvolvido neste trabalho realiza a leitura, em tempo real, das informações de um religador NOJA POWER CMS via sistema supervisório desenvolvido em ambiente Elipse E3, utilizando o protocolo de comunicação DNP 3.0.

Para tanto, o Banco de Dados armazena as informações da magnitude da corrente de curto-circuito do religador, sempre que ocorrer um sinistro. O sistema supervisório desenvolvido, por sua vez, executa scripts lógicos de programação desenvolvidos com inteligência de programação para processar as informações fornecidas pelo religador e, através de mineração de dados, realizar a comparação da magnitude do curto-circuito ocorrido com uma tabela de valores do sistema SGD. Com base nessa pesquisa, o sistema supervisório informa ao operador o local do defeito.

Quando algum evento ocorre, o sistema supervisório exibe uma janela *pop-up* informando a distância entre o defeito e o religador, o tipo do defeito, e também é iniciada a contagem dos tempos para solução do defeito. Esta solução objetiva a melhora contínua dos

indicadores de qualidade da ANEEL, através da redução do tempo de identificação do local da falha e, por consequência, do tempo de reparo.

Na ocorrência de curtos-circuitos ainda não cadastrados no SGD, o sistema desenvolvido retorna com a distância cadastrada mais próxima ao curto-circuito ocorrido. Após a solução do problema, a equipe de plantões acionada retorna ao centro de operações com o local em que o defeito ocorreu, junto com a magnitude de curto-circuito. Esses dados são encaminhados ao setor de engenharia que, após avaliação das informações, são adicionados no sistema, visando otimizar o banco de informações e melhorar de forma contínua o sistema.

As seções a seguir apresentam os componentes do sistema, elucidando a forma como estes comunicam-se entre si e quais os recursos utilizados para esta finalidade.

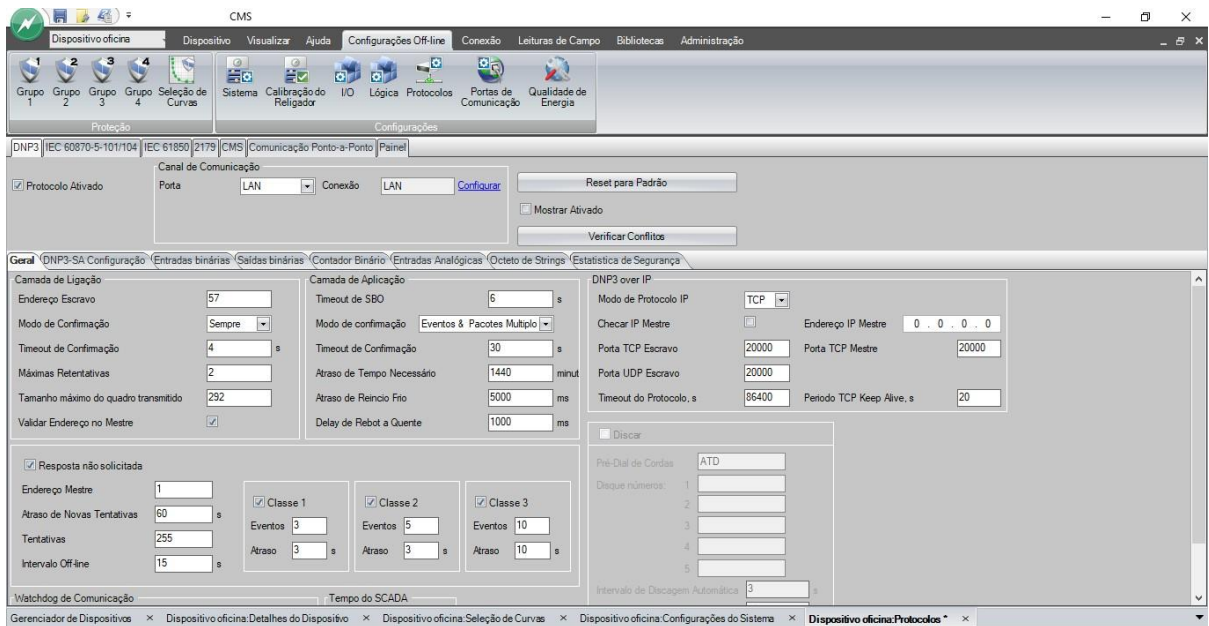
### **3.1 Religador automático telecomandado**

Para este trabalho foi utilizado o religador NOJA POWER OSM com controle RC-10 que embarca as funções de comunicação, possibilidade de automação em *smart grid*, registro de dados, além de incorporar a função de localização de falta de energia elétrica quando o religador está instalado para proteção de uma rede sem derivações, o que não se aplica no sistema de distribuição de energia elétrica da Certel, pois as mesmas operam na topologia de redes radiais.

A comunicação e registro de dados é peça chave para este trabalho. Sendo assim, o religador permite acesso remoto e em tempo real via protocolos de comunicação DNP 3.0 com qualquer sistema SCADA que seja compatível com esta tecnologia. Este modelo pode ser parametrizado para comunicação via protocolos DNP 3.0, IEC 60870-5-101/104, IEC 61850, 2179 e comunicação via porta RS232, sendo que, para este trabalho, optou-se na utilização do protocolo DNP 3.0.

A configuração deste parâmetro no religador foi feita com a utilização do software NOJA Power CMS, conforme apresentado na Figura 19. Entretanto, salienta-se que este processo poderia ser configurado via painel frontal do religador.

Figura 19 – Imagem configuração do protocolo via software CMS NOJA POWER



Fonte: Do autor (2018).

Para os primeiros testes deste trabalho foi utilizado um religador que está ativo e instalado na oficina de equipamentos especiais da Certel e, para simulações de curto-circuito e atuações do religador, foi conectado em seus terminais um aparelho de solda, a fim de injetar corrente na fase desejada para os testes, conforme pode ser visto na Figura 20.

Figura 20 – Primeiros testes realizados com o religador



Fonte: Do autor (2018).

Em seguida, foi realizada a parametrização do protocolo de comunicação DNP3.0 do religador, com o objetivo de comunicá-lo com o sistema supervisor para localização de falhas desenvolvido. Para tanto, utilizou-se um Driver de Comunicação DNP3.0 fornecido pela Elipse compatível, o qual gerencia os pacotes de dados, permitindo assim obter as informações do religador em tempo real, através de tags (Corrente IA, Corrente IB, Corrente IC), conforme exibido na Figura 21.

Figura 21 – Leitura dos parâmetros do religador via DPN 3

☐	DNP 3.0 Religad			99	1	13	99							
	●	Corrente IC		99	1	3003	2		1000	9		0	216	19/05/2018 11:19:43,336
	●	Corrente IA		99	1	3003	0		1000	9		58	216	19/05/2018 11:22:07,390
	●	Corrente IB		99	1	3003	1		1000	9		0	216	19/05/2018 11:19:43,371

Fonte: Do autor (2018).

Ainda é importante ressaltar que o Drive DNP 3.0 da Elipse funciona apenas com a licença de Studio da Elipse ou com a aquisição de uma hardkey com o drive, na situação deste trabalho foi utilizada uma licença Studio disponível na CERTEL.

A primeira etapa de comunicação com o religador foi testada conforme apresentado na Figura 14, injetando 58A de corrente na fase A do religador com o aparelho de solda. Em seguida, foram inseridas mais tags para leituras e realizados os testes de comunicação com um religador instalado e operando na rede da Cooperativa Certel, conforme apresenta a Figura 22.

Figura 22 – Leitura dos parâmetros do religador instalado na rede da Cooperativa via DPN 3

Nome	Dispo...	Item	P1/N1...	P2/N2...	P3/N3...	P4/N4...	Ta...	Var...	Valor	Qualid...	Estampa de tempo	Valor (sem escala)
RL-3035_SãoBei			0	0	0	0						
la			7	1	3003	0		300 g	34	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	34
lb			7	1	3003	1		300 g	37	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	37
lc			7	1	3003	2		300 g	34	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	34
ln			7	1	3003	9		300 g	4	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	4
Uab			7	1	3003	3		300 g	13400	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	13400
Ubc			7	1	3003	4		300 g	13500	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	13500
Uca			7	1	3003	5		300 g	13400	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	13400
Urs			7	1	3003	6		300 g	13400	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	13400
Ust			7	1	3003	7		300 g	13500	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	13500
Utr			7	1	3003	8		300 g	13400	216	02/06/2018 10:49:56.051 g	13400
kVA			7	1	3003	10		300 g	807	216	02/06/2018 10:49:58.591 g	807
kW			7	1	3003	11		300 g	797	216	02/06/2018 10:49:58.665 g	797
kVAr			7	1	3003	12		300 g	127	216	02/06/2018 10:49:57.283 g	127
PF			7	1	3003	13		300 g	988	216	02/06/2018 10:49:56.052 g	988
IaMax			7	1	3003	15		300 g	0	216	02/06/2018 10:49:56.052 g	0
IbMax			7	1	3003	16		300 g	0	216	02/06/2018 10:49:55.955 g	0
IcMax			7	1	3003	17		300 g	0	216	02/06/2018 10:49:56.052 g	0
InMax			7	1	3003	14		300 g	0	216	02/06/2018 10:49:56.052 g	0
Ubt			7	1	3003	18		300 g	1368	216	02/06/2018 10:49:56.052 g	1368

Fonte: Do autor (2018).

Cabe salientar que o mapa de dados do religador contém 68 registradores, com informações diversas de corrente, tensão, potência, etc. Entretanto, para este trabalho, optou-se por utilizar 29 registradores considerados cruciais para a identificação do local de um possível sinistro, conforme apresenta a Figura 23.

Figura 23 – Registradores DNP3.0 utilizados para o desenvolvimento do sistema.

Nome	Dispo...	Item	P1/N1...	P2/N2...	P3/N3...	P4/N4...	Ta...	Var...	Leitura?	Escrita?	Escala?	Min. UE	Máx. UE	UE
RL-3035_SãoBel			0	0	0	0								
Ia			7	1	3003	0		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Ib			7	1	3003	1		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Ic			7	1	3003	2		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
In			7	1	3003	9		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Uab			7	1	3003	3		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Ubc			7	1	3003	4		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Uca									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Urs									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Ust									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
Utr									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
kVA									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
kW									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
kVAr									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
IaMax									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
IbMax									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
IcMax			7	1	3201	16		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
InMax			7	1	3201	14		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
S.ProtecaoOr			7	1	1002	5		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
S.Grupo1On			7	1	1002	1		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
S.Grupo2On			7	1	1002	2		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
S.Grupo3On			7	1	1002	3		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	
S.Disparo_Fe			7	1	1002	0		300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000	

Fonte: Do autor (2018).

Os registradores selecionados para este trabalho e apresentados na Figura 23 podem também ser vistos na Tabela 4 junto com seus significados.

Tabela 4- Registradores utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

Registrador	Função
Ia	Corrente da Fase A
Ib	Corrente da Fase B
Ic	Corrente da Fase C
In	Corrente de Neutro
Uab	Tensão de linha fases AB - Entrada do religador
Ubc	Tensão de linha fases BC - Entrada do religador
Uca	Tensão de linha fases CA - Entrada do religador
Urs	Tensão de linha fases RS - Saída do religador
Ust	Tensão de linha fases ST - Saída do religador
Utr	Tensão de linha fases TR - Saída do religador
kVA	Potência Aparente
kW	Potência Ativa
kVAr	Potência Reativa
IaMax	Registrador de curto-circuito fase A
IbMax	Registrador de curto-circuito fase B
IcMax	Registrador de curto-circuito fase c
InMax	Registrador de curto-circuito no neutro
S.ProteçãoOn	Proteção ativada
S.Grupo1On	Grupo 1 de proteção
S.Grupo2On	Grupo 2 de proteção
S.Grupo3On	Grupo 3 de proteção
S.Grupo4On	Grupo 4 de proteção
S.Disparo_Fecha	Religador Aberto ou Fechado
S.EF_On	Proteção falta a terra
E.controleRemoto	Dispositivo está em remoto ou local

Continua...

(Continuação)

<b>Registrador</b>	<b>Função</b>
E.Lockout	Quando o dispositivo está bloqueado e apenas pode ser desbloqueado por intervenção humana
E.SEFOn	Proteção sensível a terra
E.AROn	Auto-religamento ativo
E.OSMDesconectado	Religador ou relé de proteção desconectados

Fonte: Do autor (2018).

Também é importante salientar que o tipo de curto-circuito não é informado pelo religador. Por isso, foi necessário o desenvolvimento de um script no SCADA, o qual será apresentado com mais detalhes na sequência.

### **3.2 Banco de dados do Sistema SGD**

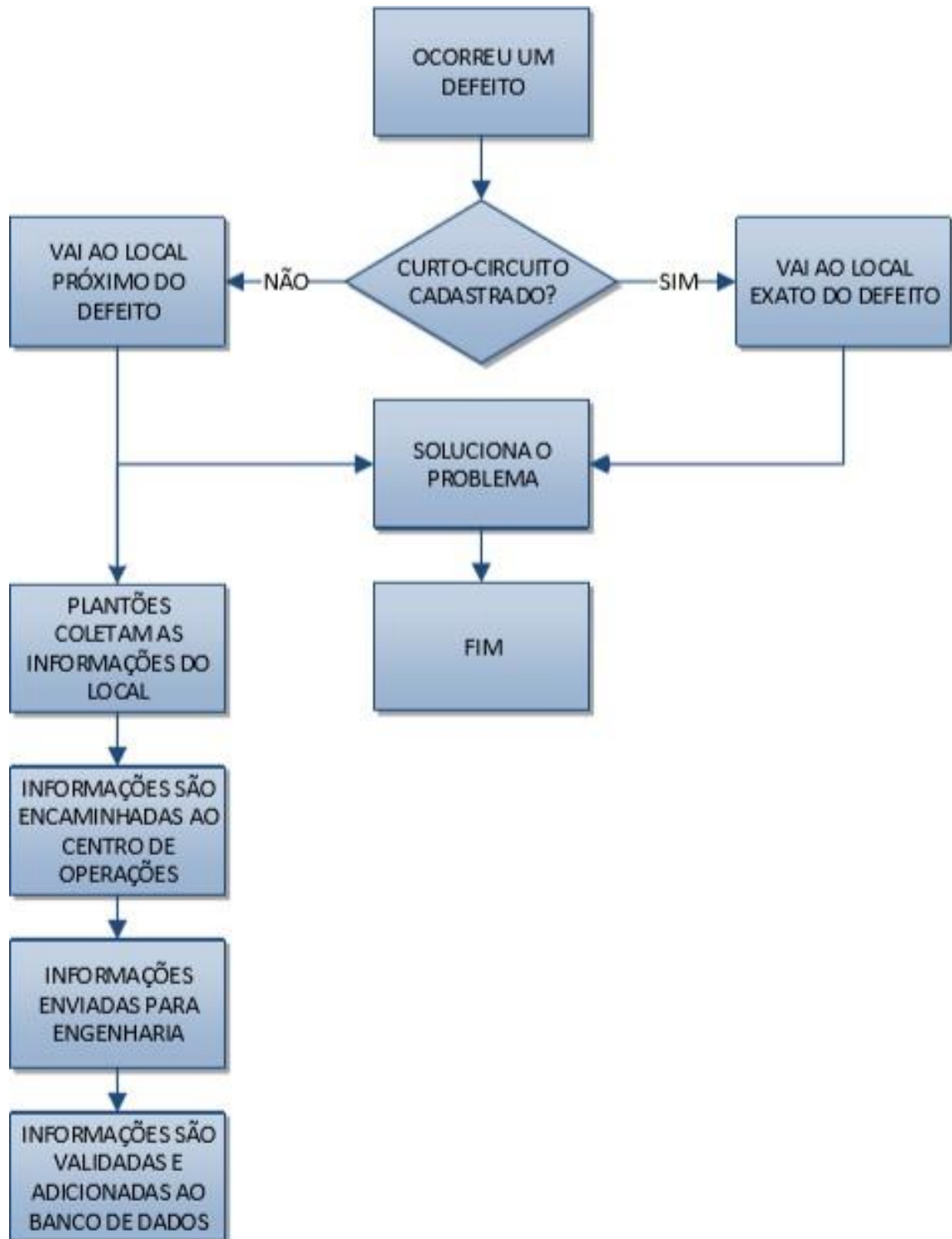
O sistema de supervisão desenvolvido foi parametrizado para que, quando ocorrer algum evento na troncal da rede de distribuição de energia elétrica, as informações geradas pelo script desenvolvido sejam comparadas com banco de dados do sistema SGD, no qual estão cadastrados os curtos-circuitos com as distâncias conhecidas entre o religador e os locais de defeito.

Como as redes de distribuição da Certel são radiais, um mesmo o valor de curto-circuito pode ser encontrado tanto na rede tronco do sistema como também nos ramais da distribuição e o banco de dados não está dividido em grupos de tronco e ramal. Sendo assim, foi necessário um trabalho de coleta de informações pontuais da troncal do sistema no banco de dados. Para fazer isso, foi selecionada uma rede completa, retirando-se todos os ramais a partir da exclusão das informações da chave fusível a montante.

Existem também curtos-circuitos que possam ocorrer que ainda não estão cadastrados no banco de dados do sistema. Sendo assim, foi desenvolvida uma tela de inserção de novas informações através do SCADA, ou seja, quando ocorrer algum curto-circuito ainda não cadastrado no sistema, o sistema realiza uma consulta no banco de dados e retorna o local mais próximo do defeito. Após a localização do curto-circuito, a equipe de plantão informa ao Centro de Operações o real local do defeito e estas informações são repassadas para o setor de

Engenharia que, após uma avaliação, cadastra as novas informações no sistema, conforme representado na Figura 24.

Figura 24 – Processo para inclusão de novos registros.

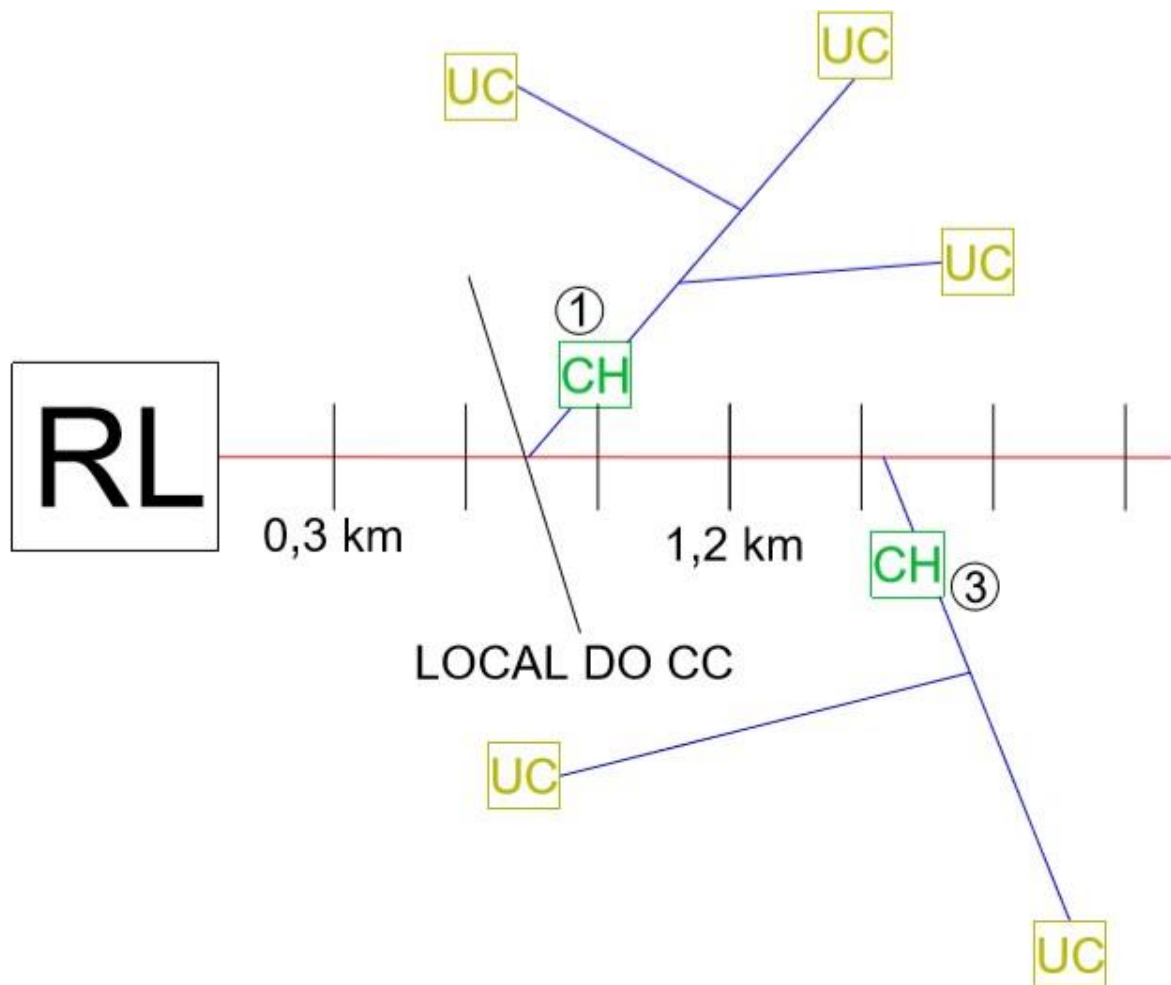


Fonte: Do autor (2018).



Para exemplificar essa situação é apresentada a Figura 19. Avaliando o cenário presente na Figura 25, verifica-se que o local do defeito está entre 0,6km e 0,9km sinalizada por uma linha cortando a troncal, porém a distância exatamente entre o religador e o local do defeito ainda é desconhecida, mas os 2 pontos próximos ao curto-circuito são conhecidos, assim agilizando o tempo de solução do defeito e melhorando os indicadores de qualidade dos serviços de distribuição.

Figura 25 – Imagem ilustrativa de curto-circuito ainda não cadastrado



Fonte: Do autor (2018).

### 3.3 Sistema supervisorio

Neste capítulo será apresentado o sistema que foi desenvolvido a fim de integrar o atual sistema após sua validação. Conforme já descrito, foram apenas desenvolvidas as

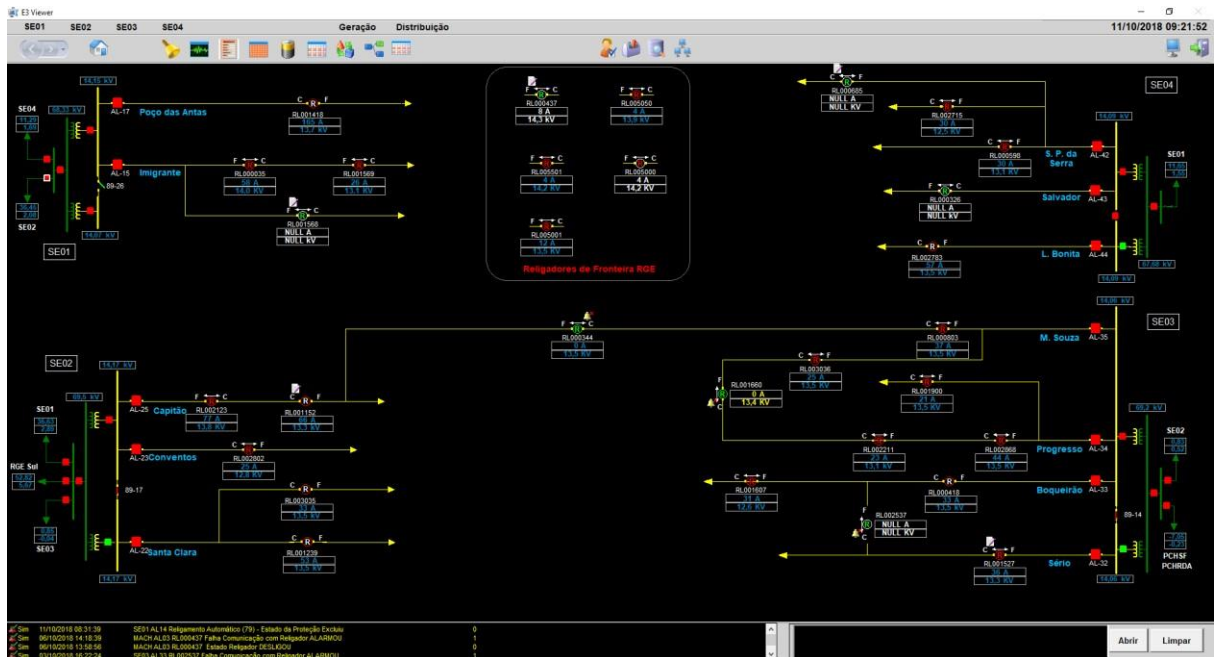
ferramentas que ainda não existem no atual sistema supervisório, ou seja, a proposta deste trabalho é o desenvolvimento da metodologia para a localização das falhas na troncal do sistema e gerenciamento das informações cadastradas e novos cadastros.

### 3.3.1 Atual sistema supervisório

Antes de apresentar o sistema desenvolvido, será apresentado de forma breve o atual sistema supervisório em operação que foi desenvolvido pela Sul Engenharia e Sistemas que é a empresa responsável pelas ferramentas de operação da Certel. Cabe salientar que a equipe da Certel não possui permissão de acesso ao sistema desenvolvido pela terceirizada.

O sistema conta com verificação e consulta de eventos, atividades desenvolvidas por usuários, reconhecimento de alarmes, visualização das informações de todos os religadores automáticos, subestações e também conta com a visualização das demandas de energia elétrica, conforme exhibe a Figura 26.

Figura 26 – Sistema supervisório Certel Energia



Fonte: Do autor (2018).

### **3.3.2 Sistema Supervisório Desenvolvido**

No sistema desenvolvido neste trabalho foi adicionado apenas um religador e elaborado o seu script lógico. Após a validação do sistema, estas informações serão replicadas para os demais religadores em operação na rede de energia elétrica da Certel.

Para o sistema desenvolvido foi criada uma tela inicial, tela de engenharia e a tela do desenvolvedor, bem como uma tela de *login* do sistema. Foram criados somente estes itens, visto que o intuito principal do sistema era mesmo o desenvolvimento da inteligência para a localização da falha e o tipo do curto-circuito. Na sequência serão apresentadas as telas do sistema desenvolvido.

#### **3.3.2.1 Tela de abertura e apresentação**

Como todo o sistema de operação e controle necessita saber o usuário que está logado a fim de verificar possíveis falhas de manobras realizadas, erros de operação, eventos geradores por operador como também outras informações que devem ser vinculadas com o usuário logado, a tela de abertura solicita o login do usuário. A Figura 27 apresenta esta tela.

Figura 27 – Tela de abertura e apresentação do sistema



Fonte: Do autor (2018).

Foram criados 3 grupos de usuários, sendo eles: engenharia, administração e operação. Cada grupo tem seus privilégios e seus usuários cadastrados, conforme apresentado abaixo:

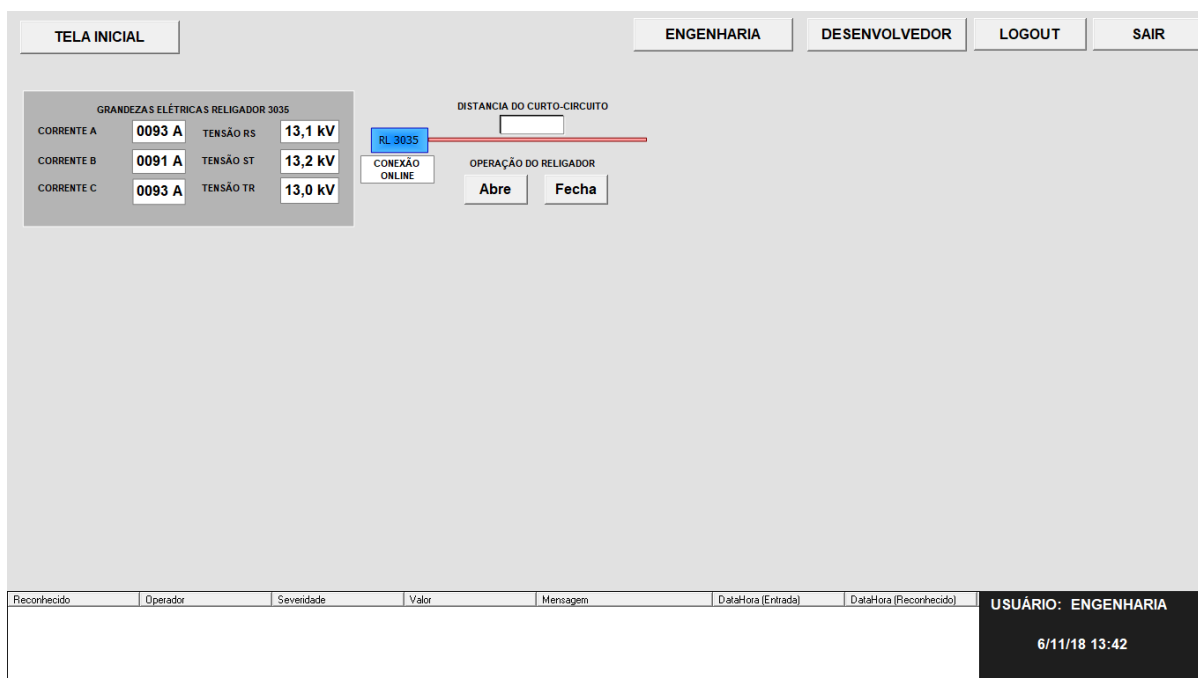
- Engenharia: usuários que podem fazer todas as operações no sistema;
- Administração: usuários que podem fazer as consultas no banco de dados, adicionar novos usuários, porém não tem acesso de operação e também não tem acesso a adicionar ou remover informações do banco de dados;
- Operadores: usuários que podem apenas fazer a operação do sistema e consultas no banco de dados.

### 3.3.2.2 Tela inicial

A tela inicial contempla os religadores, suas principais grandezas e a situação em que o equipamento se encontra (operando, não operando, comunicação online, etc.). Além disso,

há um campo que exibe a distância do curto-circuito em km e botões de comando para abrir e fechar o religador conectado ao sistema. A Figura 28 apresenta a tela com mais detalhes.

Figura 28 – Tela inicial



Fonte: Do autor (2018).

Conforme pode ser visto na Figura 28, a tela tem muito espaço livre que na verdade é o espaço disponível para a inserção dos demais religadores, conforme apresentado na Figura 26. O sistema da Certel tem um total de 28 religadores em operação, ou seja, a tela deverá ser ajustada da melhor maneira para o desenvolvedor.

A tela inicial possui os botões “Abre” e “Fecha” que disparam comandos ao religador. Os mesmos foram configurados de forma que apenas Operadores e Engenharia possam efetuar estes comandos, os quais são realizados via protocolo DNP3.0, através das funções Select e Operate.

O protocolo DNP 3.0 envia uma série de informações ao religador e também recebe retornos deste se o mesmo está disponível para efetuar o comando. Como se trata de um comando que possa causar interrupções no sistema de distribuição de energia elétrica, o mesmo foi testado no religador instalado na oficina de equipamentos especiais da Certel e configurado no drive DNP 3.0 do sistema desenvolvido, conforme apresentado na Figura 29.

Figura 29 – Configuração do DNP 3.0 para operação do religador

Nome	Dispo...	Item	P1/N1...	P2/N2...	P3/N3...	P4/N4...	Ta...	Var...	Leitura?	Escrita?	Escala?	Mín. UE	Máx. UE
[-] DNP 3.0 Religador			0	0	0	0							
• Corrente IC			99	1	3003	2		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000
• Corrente IA			99	1	3003	0		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000
• Corrente IB			99	1	3003	1		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000
• Corrente In			99	1	3003	9		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000
• DisparoFechar			99	1	1002	0		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000
• controleRemoto			99	1	102	1		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000
• Select			99	3	1201	0		1000	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000
• Operate			99	4	1201	0		1000	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000

Fonte: Do autor (2018).

Além da configuração do driver, foi necessária a criação de script nos botões de operação do sistema, os quais solicitam a confirmação do comando e aguardam uma resposta do equipamento (realizado com sucesso, comando não autorizado, entre outras mensagens importantes para a operação do sistema).

Também na mesma tela, como em todas as outras, é apresentada a data e hora do sistema, o usuário logado, os alarmes ativos e também uma aba superior para navegar no sistema.

### 3.3.2.3 Tela de engenharia

A tela de engenharia, conforme Figura 30, permite realizar as consultas das magnitudes dos curtos circuitos e suas distâncias, exclusão de informações não corretas e inserção de novas informações no banco de dados SGD, somente por usuários do grupo Engenharia cadastrados no SCADA.

Figura 30 – Tela de engenharia

The screenshot displays the 'ENGENHARIA' interface. At the top, there are navigation tabs: 'TELA INICIAL', 'ENGENHARIA', 'DESENVOLVEDOR', 'LOGOUT', and 'SAIR'. The main area is divided into a table on the left and a control panel on the right.

ID	DIST	BIF_AB	BIF_BC	BIF_CA	TRIF_A	TRIF_B	TRIF_C
305695733	0	1408	1402	1406	1622	1622	1621
305411536	0	1398	1407	1404	1623	1622	1620
305695737	0	1403	1405	1403	1621	1621	1623
305411545	0.01	1409	1401	1404	1620	1622	1621
305411595	0.01	1398	1403	1405	1622	1621	1618
305695741	0.02	1406	1401	1404	1618	1620	1620
2357969	0.05	1394	1396	1398	1615	1615	1615
2357984	0.09	1398	1390	1391	1610	1607	1607
2358005	0.15	1375	1382	1383	1599	1597	1598
2358020	0.2	1374	1371	1376	1589	1590	1592
3067494	0.2	1378	1368	1375	1587	1590	1591
2358041	0.27	1368	1373	1370	1580	1580	1581
2358057	0.31	1360	1357	1361	1573	1573	1575
2358076	0.35	1358	1358	1360	1569	1568	1569
2358097	0.35	1361	1351	1357	1569	1568	1568
2358096	0.38	1354	1343	1349	1559	1559	1557
2358091	0.39	1361	1355	1354	1563	1562	1563
2358109	0.42	1339	1336	1341	1547	1548	1547
2358113	0.44	1348	1347	1350	1558	1558	1557
120219801	0.46	1321	1328	1327	1534	1534	1535
2358129	0.5	1319	1313	1318	1525	1521	1522
2358125	0.51	1335	1344	1341	1546	1549	1547
30936833	0.53	1338	1330	1338	1542	1543	1545
30936941	0.53	1343	1340	1338	1544	1542	1543
2358145	0.56	1333	1339	1334	1540	1537	1538
6259664	0.57	1340	1329	1331	1537	1538	1538
2358141	0.59	1294	1288	1297	1496	1497	1498

Below the table, there is a status bar showing 'Registro: 1 de 258'. To the right of the table is a control panel titled 'ADICIONAR, PESQUISAR OU REMOVER CURTO-CIRCUITO'. It contains several checkboxes and input fields:

- IDENTIFICADOR [input field]
- DISTANCIA [input field] Km
- BIFÁSICO AB [input field] A
- BIFÁSICO BC [input field] A
- BIFÁSICO CA [input field] A
- TRIFÁSICO A [input field] A
- TRIFÁSICO B [input field] A
- TRIFÁSICO C [input field] A

At the bottom of the control panel are buttons for 'ADICIONAR', 'REMOVER', and 'PESQUISAR'. The bottom right corner of the interface shows the user information: 'USUÁRIO: ENGENHARIA' and the timestamp '6/11/18 14:20'.

Fonte: Do autor (2018).

Para adicionar as informações é necessário que todos os displays sejam preenchidos com alguma informação. Para a exclusão é permitido apenas via código identificador, ou seja, o responsável deverá ter o código identificador das informações que serão excluídas e, posteriormente, realizar a exclusão. Já para efetuar uma consulta, qualquer usuário logado tem permissão. Para tanto, basta informar um ou mais valores de entrada nos displays e clicar em Pesquisar para que a consulta seja retornada no Browser da esquerda da tela.

### 3.3.2.4 Tela de desenvolvedor

A tela do desenvolvedor possui todas as informações do religador, sendo mais utilizada para a verificação dos estados do equipamento e até mesmo forçar alguma variável para fins de testes quando necessário. Seu acesso é restrito apenas para a o grupo de usuários da engenharia e o próprio desenvolvedor do sistema. A Figura 31 apresenta a tela do desenvolvedor.

Figura 31 – Tela de desenvolvedor

The screenshot shows a web-based developer interface for an electrical system. At the top, there are navigation tabs: 'TELA INICIAL', 'ENGENHARIA', 'DESENVOLVEDOR', 'LOGOUT', and 'SAIR'. The main area is divided into several columns of data, each with a label and a corresponding input field or status indicator. The parameters include current (CORRENTE FASE A, B, C, NEUTRO), maximum current (IA MAX, IB MAX, IC MAX, IN MAX), voltage (TENSÃO AB, BC, CA, RS, ST, TR), power (kVA, kW), and fault status (FALTA A TERRA, SENSIVEL A TERRA). There are also fields for distance to fault (DISTANCIA DO CURTO-CIRCUITO), fault type (TIPO DO CURTO CIRCUITO), and fault value (VALOR DO CURTO CIRCUITO). At the bottom, there is a table with columns for 'Reconhecido', 'Operador', 'Severidade', 'Valor', 'Mensagem', 'DataHora (Entrada)', and 'DataHora (Reconhecido)'. The user is identified as 'USUÁRIO: ENGENHARIA' and the timestamp is '6/11/18 15:16'.

Fonte: Do autor (2018).

### 3.3.2.5 Inteligência desenvolvida

A inteligência desenvolvida neste sistema é uma das partes mais importantes do trabalho, pois é a partir dela que são geradas as consultas para a localização da falha, a detecção do tipo do curto-circuito e o real problema que possa ter ocorrido, assim disparando os alarmes no sistema.

Para a criação da inteligência do sistema, em um primeiro momento, foi necessário verificar todos os eventos já ocorridos no religador utilizado para o estudo de caso. Estes foram tabelados de forma organizada por tipo de evento ocorrido e níveis de curto-circuito por evento, conforme pode ser visto na Tabela 5.

Tabela 5 – Curtos-circuitos ocorridos no ano de 2019 no religador utilizado para estudo.

Eventos em 2019	Curto-circuito Bifásico				Curto-circuito Trifásico			
	FASE A	FASE B	FASE C	Distância Km	FASE A	FASE B	FASE C	Distância Km
1	958 A	953 A	300 A	4,55 Km	750 A	748 A	670 A	N/A
2	450 A	442 A	80 A	N/A	944 A	945 A	943 A	7,79 Km
3	401 A	1383 A	1382 A	0,15 Km	1233 A	1245 A	1233 A	3,15 Km

Continua...



(Continuação)

Eventos em 2019	Curto-circuito Bifásico				Curto-circuito Trifásico			
	FASE A	FASE B	FASE C	Distância Km	FASE A	FASE B	FASE C	Distância Km
4	814 A	815 A	0	6,84 Km	450 A	450 A	448 A	N/A
5	779 A	776 A	340 A	7,52 Km	SEM MAIS REGISTROS			
6	910 A	904 A	300 A	N/A				

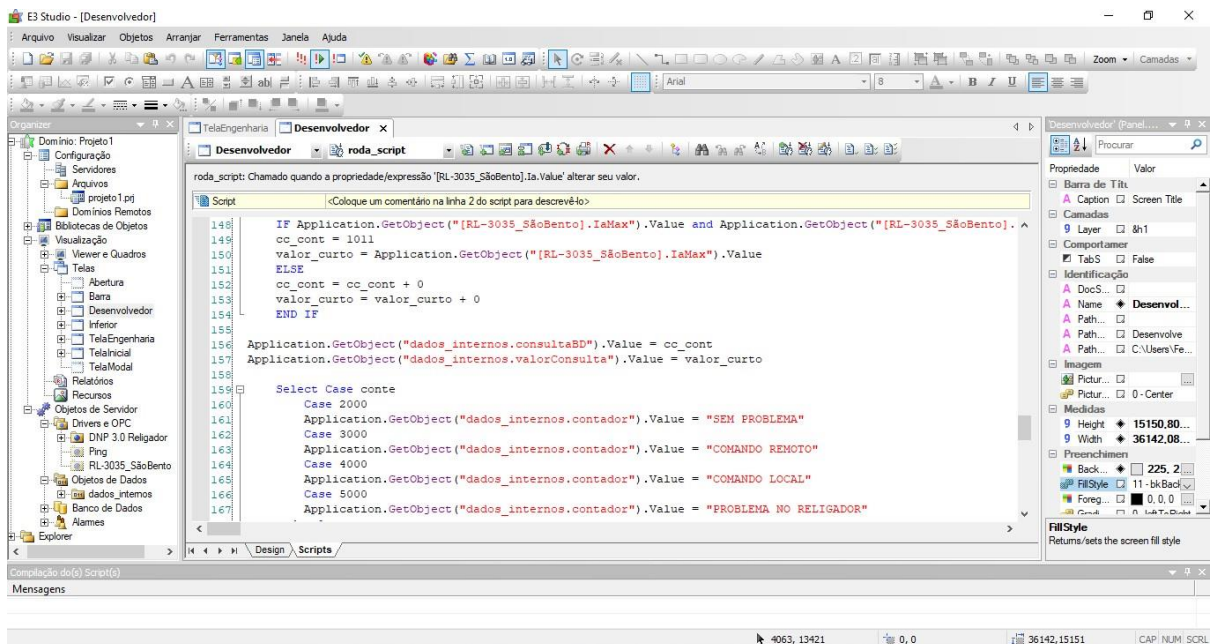
Fonte: Certel (2018, [arquivo particular]).

Conforme pode ser visto para o religador selecionado para o estudo de caso, foram encontrados apenas 6 registros de curto-circuito bifásico e 4 registros de curto-circuito trifásico. Nestes eventos ainda há registros sem distância informada, pois na época não foi realizada a consulta do valor mais próximo ao registro encontrado, ou também por se tratar de um techo de troncal pequeno. Porém, avaliando esta tabela e utilizando o curto-circuito bifásico como exemplo, constata-se que o mesmo nunca se demonstra equilibrado, ou seja, analisando os casos 5 e 6, a diferença entre a corrente da fase C para as demais fases é muito grande, o que caracteriza este curto-circuito como um bifásico, ao contrário do curto-circuito trifásico que tem suas 3 correntes por fase muito próximas.

Então, para o sistema foi necessário desenvolver uma inteligência via código script, para que, quando o sistema receber os valores de curto-circuito do religador (IaMax, IbMax e IcMax), ele verifique a diferença das correntes entre elas e determine o tipo do curto-circuito.

Para determinar o tipo do curto-circuito, foram utilizados alguns valores das diferenças em percentual dos curtos-circuitos já conhecidos, conforme a Tabela 3. Após o sistema verificar o tipo do curto-circuito, ele realiza a busca no banco de dados utilizando o valor de uma das correntes do curto-circuito e, se for trifásico, utiliza como padrão o valor da corrente A. Caso seja bifásico, verifica a corrente de uma das duas fases em que foi o curto-circuito e realiza a consulta da mesma forma. A Figura 32 mostra um trecho da inteligência do sistema desenvolvido através de script do sistema.

Figura 32 – Trecho do script desenvolvido



Fonte: Do autor (2018).

É importante salientar que, caso seja um curto-circuito monofásico, o sistema apenas irá retornar ao operador o tipo do curto-circuito sem a sua localização, pois neste trabalho propôs-se apenas a localização dos curtos-circuitos bifásico e trifásico.

Além de ser desenvolvida a inteligência via script no sistema, também foi necessário desenvolver todo o script de consulta no banco de dados do sistema e o tratamento destas informações para o sistema.

### 3.3.2.6 Pop-up de alerta

Além do sistema apresentar o tipo e o local do defeito em sua tela inicial e na aba de alarmes, o mesmo gera uma janela *pop-up* indiferente da tela em que o usuário esteja acessando. Este *pop-up* aparece de forma intermitente, a fim de atrair a atenção do operador. A Figura 33 apresenta o *pop-up* do sistema.

Figura 33 – Tela *pop-up*

Fonte: Do autor (2018).

Para que esta tela seja fechada, o usuário deve clicar no Botão VERIFICADO, indicando ao sistema que ele está ciente do ocorrido.

## 4 RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos a partir da implementação do sistema proposto na Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia – CERTEL. Os testes do sistema foram realizados nos meses de setembro a novembro de 2018 e também foram utilizados registros antigos de eventos que ocorreram na troncal do religador selecionado.

### 4.1 Testes iniciais

Os primeiros testes foram realizados no religador instalado na oficina de equipamentos especial da Certel com a utilização de um aparelho de solda, conforme já apresentado na seção anterior. Porém, nessas condições foi possível apenas realizar os testes de curto-circuito monofásico nas três fases do religador com uma corrente baixa, a qual não indicaria uma distância parametrizada no banco de dados. Mesmo assim, esses testes serviram para validar os scripts lógicos do SCADA, além dos comandos remotos como a abertura do religador via sistema desenvolvido, via painel frontal do religador e também via curtos-circuitos monofásicos simulados no religador.

A Figura 20 inserida no Capítulo 4 deste trabalho demonstra a montagem do aparelho de solda junto ao religador para a realização dos testes. A Figura 34 a seguir apresenta um curto-circuito monofásico 120 A gerado pelo aparelho de solda na Fase A do religador durante os testes de validação do sistema.

Figura 34 – Testes do sistema desenvolvido

The screenshot displays a web application interface for testing a circuit breaker system. At the top, there are navigation buttons: "TELA INICIAL", "ENGENHARIA", "DESENVOLVEDOR", "LOGOUT", and "SAIR".

The main content area is divided into several sections:

- GRANDEZAS ELÉTRICAS RELIGADOR 3035:** A table showing electrical data:
 

CORRENTE A	0075 A	TENSÃO RS	13,0 kV
CORRENTE B	0073 A	TENSÃO ST	13,1 kV
CORRENTE C	0076 A	TENSÃO TR	12,9 kV
- DISTANCIA DO CURTO-CIRCUITO:** A text input field with "Km" as a unit.
- RL 3035:** A blue button labeled "RL 3035".
- CONEXÃO ONLINE:** A button labeled "CONEXÃO ONLINE".
- OPERAÇÃO DO RELIGADOR:** Two buttons labeled "Abre" and "Fecha".

At the bottom, there is a log table with the following columns: "Reconhecido", "Operador", "Severidade", "Valor", "Mensagem", "DataHora (Entrada)", and "DataHora (Reconhecido)".

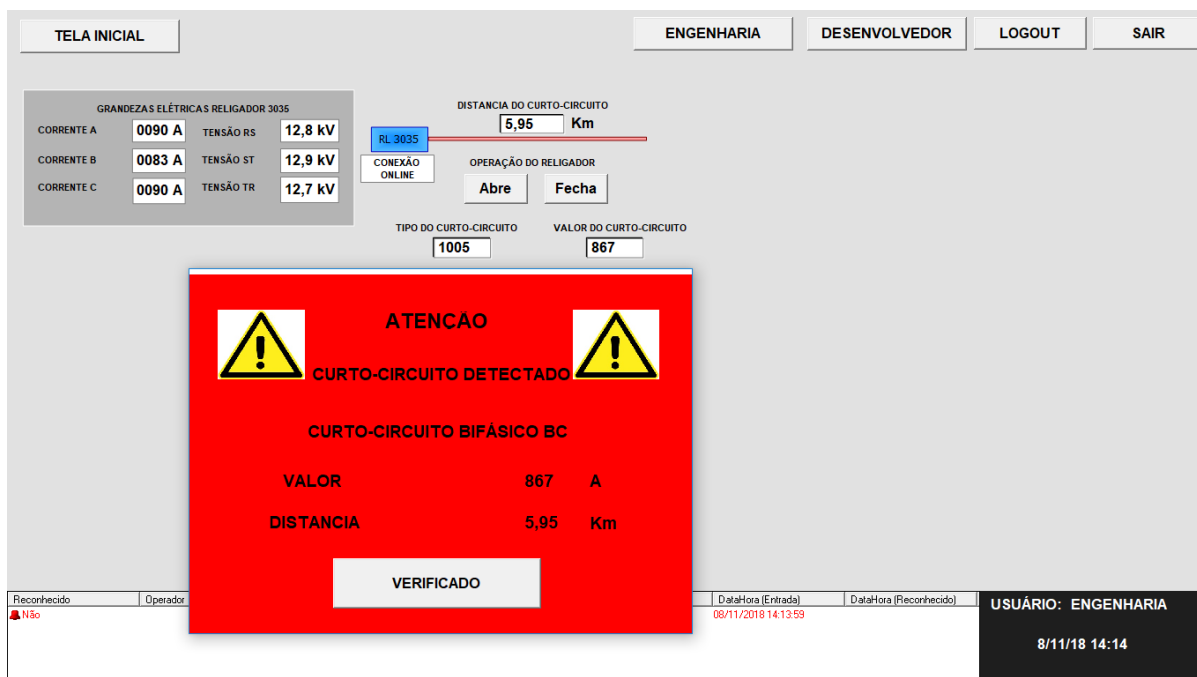
Reconhecido	Operador	Severidade	Valor	Mensagem	DataHora (Entrada)	DataHora (Reconhecido)
■ Não		Alta	120	CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO A	10/10/2018 11:59:17	

On the right side of the bottom bar, it shows "USUÁRIO: ENGENHARIA" and the date/time "10/10/18 12:00".

Fonte: Do autor (2018).

Como pode ser visto na Figura 34, não houve retorno de distância do curto-circuito por este ser monofásico e o trabalho se basear em curtos-circuitos bifásicos e trifásicos. Salienta-se que o aparelho de solda não permite simular outros tipos curtos-circuitos, apenas monofásicos para todas as fases. Para testar os demais tipos de curtos-circuitos foi criado um método no sistema no qual podem ser inseridos de forma manual os tipos de curtos-circuitos e suas magnitudes de corrente. Para cada tipo de curto-circuito o algoritmo desenvolvido realiza uma consulta via código criado, conforme pode ser visto na Figura 35.

Figura 35 – Testes do sistema desenvolvido forçando entradas de curtos-circuitos



Fonte: Do autor (2018).

A Figura 35 apresenta um curto-circuito bifásico fases BC. Este curto-circuito é simulado, ou seja, para fins de testes foram inseridos a magnitude de corrente de 867 A do tipo bifásico BC, que via código de programação é representado pelo valor 1005. O sistema retornou o *pop-up* com o local do curto-circuito e o alerta ao operador, conforme o esperado. Da mesma forma, foram testados os demais eventos que podem ocorrer no religador utilizado para este trabalho.

## 4.2 Testes com o sistema rodando na rede da Certel

Após a realização de todos os testes com o religador fora da rede de distribuição instalado na oficina de equipamentos especiais e os testes forçando valores diretamente no sistema, o sistema foi executado na rede de distribuição.

Para não atrapalhar as atividades do centro de operações, o sistema foi mantido em outro computador da empresa, registrando as informações e gerando alarmes. Entretanto, como elucidado no referencial deste trabalho, os sistemas de distribuição de energia elétrica

são projetados para não ocasionar problemas e, durante o período em que o sistema ficou rodando na empresa, não ocorreram eventos nesta rede em específico.

Então, para fins de resultados, optou-se em utilizar um dos eventos que já ocorreram na troncal deste religador selecionado para o trabalho e demonstrar os ganhos se o sistema desenvolvido já estivesse em operação na ocorrência do evento. A Figura 36 apresenta um evento que ocorreu em 21 de novembro de 2016, bem como seus indicadores de qualidade dos serviços do sistema de distribuição de energia elétrica. Neste evento, ocorreu uma falta de energia elétrica durante 1 hora 16 minutos e 27 segundos, sendo que, deste tempo, foram necessários 11 minutos e 21 segundos para localizar a falha na rede de distribuição.

Figura 36 – Evento do dia 21 de novembro de 2016

Rótulo	<b>2016-58807</b>	Tipo de Ordem de Serviço	<b>Falha no Fornecimento</b>	CHI Real	<b>4060</b>
Prioridade	<b>1515</b>	Subtipo de Ordem de Serviço	<b>Falta de Energia</b>	CHI Previsto	<b>0</b>
Conflito	<b>Sim</b>	Estado	<b>Finalizado</b>	CI Real	<b>3518</b>
Situação	<b>Fechado</b>	Fase	<b>Concluído</b>	CI Previsto	<b>0</b>
Operador	<b>ANILDO.SANTOS</b>	Sistema de Origem	<b>Retaguarda</b>	Clientes VIPs Afetados Previstos	<b>0</b>
Equipe		Serviço de Rede Passado	<b>Não</b>	KVA Interrompidos Previstos	<b>0</b>
Serviço Confirmado	<b>Sim</b>	Possui interrupção	<b>Sim</b>	kWh Interrompidos Previstos	<b>0</b>
<b>Datas</b>					
Início do Evento	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 19:05:00	Tempo Transcorrido	1h 16m 27s		
Data Combinada	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 19:05:00	Tempo de Espera	0h 46m 28s		
Início de Atendimento	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 19:51:28	Tempo de Deslocamento	0h 17m 39s		
Chegada ao Local	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 20:09:07	Tempo de Execução	0h 5m 8s		
Localização da Falha	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 20:20:28	Tempo de Atendimento	1h 9m 15s		
Fim Previsto	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 23:04:39	Operador	ANILDO.SANTOS		
Data de Resolução	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 20:14:15				
Data Fim	<input checked="" type="checkbox"/> 21/11/2016 20:21:27				

Fonte: Certel (2018, [arquivo particular]).

Para o evento da Figura 36, no sistema de pós operação da Certel Energia, ficou registrada a ocorrência de IaMax 234 A, IbMax 883 A e IcMax 879 A. Avaliando estas magnitudes de curto-circuito, conclui-se que foi um curto-circuito bifásico fases BC. Desta forma, forçando estes valores no sistema desenvolvido para este trabalho, obteve-se o retorno que o curto-circuito ocorreu a 5,83 km a partir do religador. Quanto a exatidão da localização do defeito perante o banco de dados do sistema e o local do defeito, fica difícil de prever pois, quando ocorre algum evento, quem resolve o problema são as equipes de plantões e, no relatório preenchido em campo após a solução do defeito, não consta a informação do local do ocorrido, sendo apenas preenchidos os materiais utilizados e a possível causa do sinistro.

Como esse sinistro demandou um tempo de 11 minutos e 21 segundos para identificação do local da falha após o deslocamento da equipe, se na ocasião deste sinistro o sistema proposto neste trabalho já estivesse em operação, é possível concluir que este tempo seria reduzido parcialmente ou totalmente, dependendo das informações presentes no Banco de Dados SGD.

Em virtude dos fatos mencionados, constata-se que o sistema funcionou de forma plena, mesmo que seja difícil apresentar um resultado preciso, haja vista que não ocorreram sinistros no religador instalado após o desenvolvimento do sistema proposto. Entretanto, é inegável que o objetivo deste trabalho foi atingido, ou seja, a partir da validação apresentada, pode-se dizer que a Certel possui uma metodologia para identificação de falhas no sistema de distribuição de energia elétrica.



## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho propôs o desenvolvimento de um sistema automatizado capaz de realizar melhorias no processo de localização de falhas no sistema de distribuição de energia elétrica da Certel Energia, visando a melhoria dos indicadores dos serviços de distribuição de energia elétrica, para assim reduzir o período de falta de energia elétrica aos consumidores finais. O algoritmo desenvolvido permitiu realizar de forma automática a localização de defeitos na troncal do sistema com uma maior agilidade se comparado ao processo anterior, no qual o plantão precisa percorrer a troncal até encontrar o defeito.

Conforme mencionado nos resultados obtidos, percebe-se que o sistema desenvolvido permitiu a identificação da localização do defeito de forma mais eficiente, reduzindo o tempo de deslocamento e, conseqüentemente, o tempo total transcorrido sem energia. Desta forma, ao implantar o algoritmo desenvolvido junto ao sistema já em operação pode-se obter ganhos de produtividade e redução dos períodos sem energia elétrica para os clientes da Certel, tendo em vista que será consolidado um método padronizado para a equipe a partir da utilização constante deste sistema proposto.

Além disso, o trabalho foi um grande aprendizado pessoal, pois com a análise de resultados finais e da inteligência utilizada para o sistema, percebeu-se a necessidade de buscar novas ferramentas para a interação com o algoritmo desenvolvido, envolvendo as mais diversas áreas da Engenharia de Controle e Automação. Tal prática também foi orientada através de diálogos com os engenheiros, técnicos e operadores do sistema de distribuição de energia elétrica da Certel, visando adquirir o conhecimento do processo e o contexto da mesma.

Por fim, o algoritmo para a localização de falhas pode ser melhorado a fim de utilizar outros métodos como a inteligência artificial para a informação do tipo de curto-circuito que ocorreu. Desta forma, não serão mais necessários valores em percentuais para diferença entre fases para verificar o tipo de falha, o que acaba acarretando em erros esporádicos na informação do tipo do curto-circuito. Além disso, como trabalho futuro, propõe-se o estudo e desenvolvimento de uma rotina lógica que vise atualizar o algoritmo de forma automática, e também a inclusão da metodologia desenvolvida neste trabalho no sistema em operação desenvolvido pela empresa terceirizada.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **PRODIST – Módulo 8**. 2000. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9)>. Acesso em: 31 mar. 2018.

\_\_\_\_\_. **Tempo de Atendimento às Ocorrências Emergenciais**. 2018. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/Tempos\\_medios\\_de\\_atendimento/resultado.cfm](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/Tempos_medios_de_atendimento/resultado.cfm)>. Acesso em: 12 nov. 2018.

AMADEU, Claudia Vicci. **Banco de dados**. São Paulo: Pearson, 2015.

BOYER, Stuart A. **SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition**. 3. ed. United States of America: ISA, 2004.

CERTEL. **Banco de dados do sistema supervisorio da Certel**. Teutônia: Certel, 2018. [arquivos particular].

CLARKE, G. R.; REYNDERS, D.; WRIGHT, E. **Practical modern SCADA protocols: DNP3, IEC 60870.5 and related systems**. Newnes: Elsevier Linacre House, 2004.

DE CASTRO, Leandro Nunes. **Introdução à mineração de dados**. 1. ed. São Paulo: Saraiva, 2016.

DNP3. **A DNP3 Protocol Primer**. 1. ed. Canada: DNP3. 2005.

ELIPSE SOFTWARE. **Versão 4.0 do Elipse E3 otimiza a Automação da UH Ponte de Pedra da TRACTEBEL.** Elipse Software, 2018. Disponível em: <<https://www.elipse.com.br/case/versao-4-0-do-elipse-e3-agrega-melhor-performance-e-confiabilidade-ao-sistema-scada-da-usina-hidreletrica-ponte-de-pedra-da-tractebel/>>. Acesso em: 06 nov. 2018.

ELIPSE. **Driver Elipse DNP 3.0 – Master.** 4. ed. Porto Alegre: Elipse, 2014.

\_\_\_\_\_. **Elipse Power.** 2018. Disponível em: <<https://www.elipse.com.br/produto/elipse-power/>>. Acesso em: 16 abr. 2018.

FIGUEIRA, Nilton César. **Geração de energia elétrica.** Foz do Iguaçu, 2006.

FOROUZAN, Behrouz A. **Comunicação de dados e rede de computadores.** 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

HAWKING, Stephen. Uma breve história do tempo. In: MOREIRA, ISABELA. **8 Reflexões para conhecer a linha de pensamento de Stephen Hawking.** As contribuições do físico e cosmólogo para a sociedade ultrapassam o campo da ciência. Galileu, 2015. [Texto digital]. Disponível em: <<https://revistagalileu.globo.com/Ciencia/noticia/2015/09/8-reflexoes-para-conhecer-linha-de-pensamento-de-stephen-hawking.html/>>. Acesso em: 28 maio. 2018.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-circuito.** 4. ed. Florianópolis: LabPlan, 2007.

LAMB, Frank. **Automação industrial: na pratica.** Porto Alegre: AWGH, 2015.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de equipamentos elétricos.** 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

\_\_\_\_\_. **Proteção de sistema elétrico de potência.** 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MEDEIROS, Luciano Frontinho. **Banco de dados: princípios e práticas.** Curitiba: InterSaberes, 2013.

MICROSOFT. **SQL Server 2017 Express Edition.** 2018. Disponível em: <<https://www.microsoft.com/pt-br/sql-server/sql-server-editions-express>>. Acesso em: 19 set. 2018.

NOJA POWER. **OSM Guia do produto**. 2018. Disponível em: <<https://www.nojapower.com.br/images/NOJA-580-06%20NOJA%20Power%20OSM15-27-38%20Guia%20do%20Produto%20-%20po.pdf>>. Acesso em: 16 abr. 2018.

PAIVA, José Pedro Sucena. **Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistemática**. 3. ed. Lisboa: IST Pres, 2011.

REZENDE, Solange Oliveira. **Sistemas inteligentes: fundamentos e aplicações**. 1. ed. Barueri: Manole, 2013.

ROSÁRIO, João Maurício. **Princípios de mecatrônica**. São Paulo: Prentice Hall, 2005.

SANTOS, Max Mauro Dias. **Supervisão de sistemas: funcionalidades e aplicações**. São Paulo: Érica, 2014.

SCADA DNP. **Rede SCADA DNP3**. 2018. Disponível em: <<http://scadadnp3.blogspot.com/2013/11/>>. Acesso em: 17 nov. 2018.

SEL. Protocolos seriais para automação. **O Setor Elétrico**, 2010. Disponível em: <[http://www.oseletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/07/ed52\\_fasc\\_automacao\\_subestacoes\\_capV.pdf](http://www.oseletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/07/ed52_fasc_automacao_subestacoes_capV.pdf)>. Acesso em: 28 ago. 2018.

\_\_\_\_\_. **Tabela ANSI**. 2018. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>. Acesso em: 23 ago. 2018.

SHORT, Tom. **Electric power distribution handbook**. Washington: CRC PRESS, 2003.

ZANETTA JÚNIOR, Luiz Cera. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. São Paulo. Livraria da Física, 2005.

**APÊNDICE A – Autorização de uso de informações da Certel**

Ao  
**Sr. Felipe Drebes**  
Teutônia/RS

**Assunto:** Resposta a Solicitação de Anuência

Prezado,

Em resposta a sua Solicitação de Anuência, de 11 de maio de 2018, para a utilização de dados técnicos do sistema SGD e coleta de informações dos religadores da Certel Energia, para fim específico de elaboração de Trabalho de Conclusão de Curso, confirmamos a autorização à anuência solicitada, entretanto condicionamos a apresentação prévia do trabalho para o "de acordo" da Certel.

Atenciosamente,

Ilvo Edgar Poersch  
Diretor Superintendente



**UNIVATES**

R. Avelino Tallini, 171 | Bairro Universitário | Lajeado | RS | Brasil  
CEP 95900.000 | Cx. Postal 155 | Fone: (51) 3714.7000  
[www.univates.br](http://www.univates.br) | 0800 7 07 08 09