

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MANUTENÇÃO PREDITIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA UTILIZANDO REGISTROS DE DISPOSITIVOS  
ELETRÔNICOS INTELIGENTES (IEDs)**

**VANDERSON GERALDO ARANHA DA SILVA**

**DM: 39/2019**

**UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**VANDERSON GERALDO ARANHA DA SILVA**

**MANUTENÇÃO PREDITIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA UTILIZANDO REGISTROS DE DISPOSITIVOS  
ELETRÔNICOS INTELIGENTES (IEDs)**

**DM: 39/2019**

**UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**VANDERSON GERALDO ARANHA DA SILVA**

**MANUTENÇÃO PREDITIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA UTILIZANDO REGISTROS DE DISPOSITIVOS  
ELETRÔNICOS INTELIGENTES (IEDs)**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

**UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD  
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará  
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a)  
autor(a)

---

D111m da Silva, Vanderson Geraldo Aranha  
MANUTENÇÃO PREDITIVA EM SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA UTILIZANDO REGISTROS DE  
DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES (IEDs) /  
Vanderson Geraldo Aranha da Silva. — 2019.  
74 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra  
Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Instituto de Tecnologia, Universidade  
Federal do Pará, Belém, 2019.

1. Manutenção Preditiva. 2. Dispositivos Eletrônicos  
Inteligentes (IEDs). 3. Análise e Interpretação de dados  
dos IEDs. 4. Resoluções Normativas ANEEL 270/2007,  
726/2016 e 782/2017. I. Título.

CDD 621.3191

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“MANUTENÇÃO PREDITIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA UTILIZANDO REGISTROS DE DISPOSITIVOS  
ELETRÔNICOS INTELIGENTES (IEDs)”**

AUTOR: VANDERSON GERALDO ARANHA DA SILVA


DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO  
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 08/11/2019

**BANCA EXAMINADORA:**



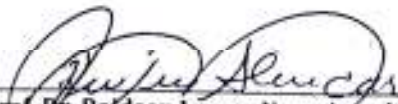
Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra  
(Orientador - PPGEE/UFPA)



Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes  
(Avaliadora Interna - PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Edson Ortiz de Matos  
(Avaliador Externo - FEEB/UFPA)



Prof. Dr. Raldson Jenner Negreiros de Alencar  
(Avaliador Externo - IFPA)

**VISTO:**

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes  
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

## AGRADECIMENTOS

A Deus, o ser grandioso, responsável por nossa existência e pela iluminação de nossos caminhos.

À minha esposa Gilmara e às minhas filhas Giovanna e Elizia por toda a compreensão e por todos os incentivos. Sem vocês ao meu lado, eu não teria motivos para iniciar e concluir esta etapa na minha formação.

Aos meus pais, Geraldo Cabral e Iris Aranha, por tudo o que fizeram por mim, por toda a luta para que eu me tornasse um engenheiro eletricista e por toda a educação que me proporcionaram.

À empresa Eletrobras Eletronorte, em especial ao engenheiro Pedro Wenilton, que me incentivou e me proporcionou as condições para o desenvolvimento deste trabalho.

À Universidade Federal do Pará pela oportunidade dada para estudar e desenvolver este trabalho.

Ao meu orientador Professor Dr. Ubiratan pela aceitação em me orientar, pelas informações e orientações prestadas durante toda a caminhada da pós-graduação.

Aos amigos que, diretamente ou indiretamente, participaram dessa jornada juntos comigo.

## SUMÁRIO

<b>RESUMO</b> .....	<b>IX</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>X</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>LISTA DE ABREVIACÕES</b> .....	<b>XIV</b>
<b>CAPÍTULO 01 - INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. JUSTIFICATIVA.....	1
1.2. MOTIVAÇÃO .....	2
1.3. OBJETIVOS DO TRABALHO .....	3
1.3.1. Objetivo Geral .....	3
1.3.2. Objetivos Específicos .....	3
1.4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	3
1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	9
<b>CAPÍTULO 02 – DEFINIÇÕES E TIPOS DE MANUTENÇÃO</b> .....	<b>10</b>
2.1. DEFINIÇÕES .....	10
2.2. BREVE HISTÓRICO DA MANUTENÇÃO .....	11
2.3. TIPOS DE MANUTENÇÃO .....	12
2.3.1. Manutenção Preventiva.....	12
2.3.2. Manutenção Corretiva .....	13
2.3.3. Manutenção Preditiva.....	13
2.3.4. Manutenção Detectiva.....	14
<b>CAPÍTULO 03 – PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS</b> .....	<b>16</b>
3.1. BREVE HISTÓRICO SOBRE A EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS RELÉS DE PROTEÇÃO .....	16
3.2. TEORIA BÁSICA SOBRE PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS .....	19
3.2.1. Proteção de sobrecorrente .....	19
3.2.1.1 Proteção de sobrecorrente instantânea de fase e neutro.....	19

3.2.1.2 Proteção de sobrecorrente temporizada de fase e neutro.....	19
3.2.1.3 Proteção de sobrecorrente temporizada direcional de neutro.....	20
3.2.2. Proteção de Distância .....	21
3.2.3. Proteção Diferencial .....	23
3.2.4. Proteção de sobretensão de fase e neutro.....	26
<b>CAPÍTULO 04 – GESTÃO DO NEGÓCIO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO .....</b>	<b>27</b>
4.1. REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO.....	27
4.2. IMPACTOS DA PVI NO PROCESSO OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS.....	28
<b>CAPÍTULO 05 – ESTUDOS DE CASOS OCORRIDOS EM SUBESTAÇÕES.....</b>	<b>31</b>
5.1. A MANUTENÇÃO PREDITIVA E OS IEDs .....	31
5.2. CASOS REAIS OCORRIDOS NAS SUBESTAÇÕES DA ELETROBRAS ELETRONORTE .....	36
<b>CAPÍTULO 06 – CONCLUSÕES.....</b>	<b>55</b>
6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	55
6.2. TRABALHOS FUTUROS .....	56
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>57</b>



## RESUMO

Hoje, as empresas de geração e transmissão de energia elétrica são remuneradas pelas disponibilidades de suas funções de transmissão (FTs) e não mais por aquilo que é gerado e transmitido no Sistema Interligado Nacional (SIN). Diante desse contexto, cada vez mais, esforços são envidados pelas empresas geradoras e transmissoras de forma que desligamentos intempestivos não ocorram, ou sejam evitados. Além das perdas de receitas quando de desligamentos intempestivos ocorrem no sistema, as empresas são submetidas a um rígido processo de fiscalização por parte dos órgãos reguladores, como o Operador Nacional do Sistema e a Agência Nacional de Energia Elétrica. Investimentos em tecnologia estão permitindo novos rumos para a operação e manutenção dos equipamentos de potência, uma vez que dispositivos de alta capacidade de processamento de dados estão viabilizando técnicas otimizadas de manutenção preditiva baseadas na proteção, no controle e no monitoramento das grandezas elétricas do sistema elétrico, além da garantia da velocidade e segurança nas informações. Os dispositivos eletrônicos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices – IEDs*) são sistemas multiprocessados com *hardware* e *software* que trabalham continuamente com medições de grandezas elétricas, proteção, comando, controle, monitoramento e possuem memórias robustas para gravar listas de eventos e formas de onda dos sinais analógicos em tempo real. Nesse trabalho serão abordados casos reais em que desligamentos de FTs foram evitados a partir das análises das listas de eventos e oscilografias dos IEDs que compõem o sistema de proteção das subestações da Eletronorte (Pará). Tal técnica de análise de dados permite que a empresa execute a manutenção preditiva de seus equipamentos de potência se antecipando ao problema, tenha informação útil para a melhor tomada de decisão, bem como torna possível a redução significativa de suas perdas financeiras no processo de operação e manutenção do seu sistema elétrico.

**Palavras-chaves:** Manutenção preditiva, Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), Perdas Financeiras.

## ABSTRACT

Today, electricity generation and transmission utilities are paid for the availability of their transmission functions (FTs) and no longer for what is generated and transmitted in the National Interconnected System (SIN). In this context, more and more efforts are made by the electric energy generation and transmission transmitting utilities so that untimely disconnections do not occur or be avoided. In addition to the loss of revenue when unplanned outages occur in the system, regulators agents, such as the National System Operator and the National Electric Energy Agency, subject utilities to a rigid oversight process. Investments in technology are allowing new directions for the operation and maintenance of power equipment, since high-capacity data-processing devices are enabling optimized predictive maintenance techniques based on the protection, control and monitoring of electrical quantities of the electrical system, as well as guaranteeing the speed and security of information. Intelligent Electronic Devices (IEDs) are multiprocessor systems with hardware and software that continuously work with electrical quantity measurements, protection, command, control, monitoring and have robust memories to record lists of events and waveforms of the analog signals in real time. In this work, real cases will be presented in which FTs shutdowns were avoided with the analysis of the lists of events and waveforms of the IEDs that form the Eletronorte (Pará) substation protection system. This data analysis technique allows the company to perform predictive maintenance of their power equipment in anticipation of the problem, to have useful information to better decision making, as well as to become possible to significantly reduce their financial losses in the operation and maintenance of its electrical system.

**Keywords:** Predictive Maintenance, Intelligent Electronic Devices (IEDs), Financial Losses.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. Topologias possíveis para a aquisição e transmissão de dados do sistema de monitoramento.....	5
FIGURA 1.2. GDTM sob a ótica da arquitetura dos sistemas da empresa.....	6
FIGURA 1.3. Topologia típica de um sistema de monitoramento on-line.....	7
FIGURA 2.1. Evolução da manutenção.....	11
FIGURA 3.1. Relé eletromecânico.....	16
FIGURA 3.2. Relé estático.....	17
FIGURA 3.3. Relé digital.....	18
FIGURA 3.4. Relés numéricos.....	18
FIGURA 3.5. Curvas do tipo normal inversa.....	20
FIGURA 3.6. Característica da proteção de sobrecorrente temporizado direcional de neutro.....	21
FIGURA 3.7. Característica Mho para a proteção de distância.....	22
FIGURA 3.8. Característica quadrilateral para a proteção de distância.....	22
FIGURA 3.9. Princípio básico da proteção diferencial de corrente.....	23
FIGURA 3.10. Curva característica da proteção diferencial de corrente.....	24
FIGURA 3.11. Proteção diferencial de tensão aplicada a banco de capacitores.....	24
FIGURA 3.12. Diagrama obtido do manual do IED SEL287V para a obtenção dos valores de S e T.....	25
FIGURA 5.1. Resumo da técnica de manutenção preditiva a partir da análise dos dados dos IEDs.....	31
FIGURA 5.2. Barramentos blindados do compensador síncrono 2 da subestação Vila do Conde da Eletrobras Eletronorte.....	32
FIGURA 5.3. Desenho esquemático da proteção de terra no estator 95% do compensador síncrono 2.....	32
FIGURA 5.4. Lista de eventos do IED Siemens 7UM do sistema de proteção do compensador síncrono 2.....	33
FIGURA 5.5. Oscilografia registrada pelo IED Siemens 7UM do sistema de proteção do compensador síncrono 2.....	33

FIGURA 5.6. Disjuntores que conectam as máquinas ao sistema elétrico da subestação Vila do Conde.....	34
FIGURA 5.7. Pólo original da fase B do disjuntor VCDJ2-12 com isolamento comprometida.....	34
FIGURA 5.8. Pólo sobressalente instalado na fase B do disjuntor VCDJ2-12 com isolamento em processo de degradação.....	35
FIGURA 5.9. Lista de eventos de um IED SEL287V2.....	37
FIGURA 5.10. Conversão dos dados gravados pelos IEDs em sistema hexadecimal para sistema binário.....	38
FIGURA 5.11. Interpretação dos dados gravados pelos IEDs do sistema de proteção a partir da Mask Event Report (MER).....	38
FIGURA 5.12. Grupos de ajustes existentes no IED SEL287V2.....	38
FIGURA 5.13. Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.....	41
FIGURA 5.14. Circuito esquemático da proteção de retaguarda do banco de capacitores VCBC6-01.....	42
FIGURA 5.15. Oscilografia obtida do IED Siemens 7SJ62.....	42
FIGURA 5.16. Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.....	43
FIGURA 5.17. Circuito esquemático da proteção de retaguarda do banco de capacitores VCBC6-03.....	44
FIGURA 5.18. Oscilografia obtida do IED Siemens 7SJ62.....	44
FIGURA 5.19. Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.....	45
FIGURA 5.20. Lista de eventos do IED Siemens 7UM do sistema de proteção do compensador síncrono 2.....	46
FIGURA 5.21. Oscilografia obtida do IED do sistema de proteção do compensador síncrono 2.....	47
FIGURA 5.22. Degradação da parte isolante do pólo da fase B do disjuntor VCDJ2-12.....	47
FIGURA 5.23. Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.....	48

FIGURA 5.24. Circuito esquemático da proteção principal do transformador PITF6-01.....	49
FIGURA 5.25. Lista de eventos do IED Siemens 7UT do sistema de proteção do transformador PITF6-01.....	49
FIGURA 5.26. Correntes registradas no lado M1 do transformador PITF6-01....	50
FIGURA 5.27. Correntes registradas no lado M2 do transformador PITF6-01....	50
FIGURA 5.28. Correntes registradas no lado M2 do transformador PITF6-01 após a manutenção no circuito de corrente da fase B.....	51
FIGURA 5.29. Desenho esquemático da proteção diferencial de barras da subestação Marabá.....	52
FIGURA 5.30. Lista de eventos do IED Siemens 7SS que faz a proteção da barra 1 500 kV da subestação Marabá.....	53
FIGURA 5.31. Topologia da proteção diferencial da barra 1 500 kV da subestação Marabá.....	53

## **LISTA DE ABREVIações**

ONS – Operador Nacional do Sistema;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

FT – Função Transmissão;

IED – Intelligent Electronic Device;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

SEP – Sistema Elétrico de Potência;

PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade;

PVRO – Parcela Variável por Restrição Operativa;

RAP – Receita Anual Permitida;

SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia;

SPCS – Sistema de Proteção, Controle e Supervisão.

## **CAPÍTULO 01 – INTRODUÇÃO**

### **1.1. JUSTIFICATIVA**

Considerando a Lei 9.648/1998, suas alterações introduzidas pela Lei 10.848/2004 e a regulamentação dada pelo Decreto nº 5.081/2004, o Operador Nacional do Sistema (ONS) foi instituído como pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos. Da mesma forma, através da Lei 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi instituída como uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Com a regulamentação do setor elétrico, as empresas geradoras e transmissoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) se depararam com um novo cenário, onde gerar e transmitir já não eram fatores essenciais para a plena operação e manutenção dos sistemas elétricos de suas responsabilidades. A remuneração atual dos ativos das empresas é regulamentada pelo disposto na Resolução 270/2007 da ANEEL e suas respectivas revisões dispostas nas Resoluções 729/2016 e 782/2017, sendo que esta última está em vigência atualmente.

As concessionárias de geração e transmissão de energia elétrica são remuneradas pelas disponibilidades de suas funções de transmissão (FTs) e não mais por aquilo que é gerado e transmitido no SIN. Diante desse contexto e de um mercado cada vez mais competitivo, mais esforços estão sendo envidados pelas empresas de forma que desligamentos intempestivos não ocorram, ou sejam evitados. Além das perdas de receita quando interrupções não programadas ocorrem, as empresas podem ser penalizadas com multas aplicadas por parte dos órgãos reguladores, como o ONS e a ANEEL. Visando permanecer em operação e ser um agente competitivo no novo modelo do setor elétrico, as empresas integrantes do SIN investiram e vem investindo na modernização dos seus sistemas, implementando técnicas de automação, proteção, controle e monitoramento por meio de dispositivos com alta capacidade de processamento de dados, velocidade e segurança na informação. Isso permite um monitoramento eficaz dos equipamentos que compõem o seu sistema elétrico e viabiliza a antecipação das falhas e anomalias que o sistema pode vir a sofrer, bem como disponibiliza dados para análise e tomada de decisão baseada no processo de manutenção preditiva.

Estudos realizados confirmam que os sistemas de monitoramento a partir dos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (*Intelligent Electronic Devices – IEDs*) são ferramentas essenciais para as organizações, implantando técnicas de manutenção modernas que possibilitam a migração para a manutenção preditiva otimizada e inteligente.

Entende-se por controle preditivo de manutenção, a determinação do ponto ótimo para executar a manutenção preventiva num equipamento, ou seja, o ponto a partir do qual a probabilidade do equipamento falhar, assume valores indesejáveis. A determinação desse ponto traz como resultado índices ideais de prevenção de falhas, tanto sob o aspecto técnico como pelo aspecto econômico, uma vez que a intervenção no equipamento não é feita durante o período que ainda está em condições de prestar o serviço, nem no período em que suas características operativas estão comprometidas [1].

Mediante ao exposto acima, torna-se importante aprofundar os estudos sobre as funcionalidades dos IEDs, uma vez que estes dispositivos possuem velocidade, segurança e memória para gravação de eventos sistêmicos em tempo real. As análises desses dados gravados permitem a identificação de problemas antes que ocorra o defeito ou a falha, bem como permite a melhor tomada de decisão na hora de realizar a manutenção do equipamento.

## **1.2. MOTIVAÇÃO**

A motivação para a realização desse trabalho está relacionada com as experiências de casos reais vivenciados na subestação Vila do Conde da Eletrobras Eletronorte, onde se verificou um aumento significativo do número de desligamentos de FTs nessa instalação, principalmente o compensador síncrono nº 2, que por sua vez foi o grande ponto de partida para essa pesquisa. Com a modernização dos sistemas de proteção, comando, controle e supervisão da subestação, dados são registrados e disponibilizados 24 horas por dia e de forma contínua.

A técnica proposta nessa dissertação apresentará uma forma de análise dos dados gravados pelos IEDs para fins de um diagnóstico preciso do problema, permitindo se antecipar e definir a melhor estratégia para intervir no equipamento antes que o mesmo desligue de forma intempestiva.



### **1.3. OBJETIVOS DO TRABALHO**

#### **1.3.1. Objetivo Geral**

Estabelecer uma técnica de análise dos dados gravados pelos IEDs para fins de diagnosticar as condições reais dos equipamentos em operação no sistema elétrico.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

O objetivo geral deste trabalho será atingido a partir dos seguintes objetivos específicos:

- Conhecer, em detalhes, as funcionalidades dos IEDs;
- Conhecer os equipamentos de potência protegidos e monitorados pelos IEDs;
- Aprofundar os estudos de filosofia da proteção de sistemas elétricos de potência;
- Aplicar as análises dos dados gravados pelos IEDs para desenvolver a técnica de manutenção preditiva, evitando desligamentos intempestivos de FTs.

### **1.4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Nesse item, será apresentado um resumo das principais abordagens existentes na literatura e que foram utilizadas para a elaboração deste trabalho, enfatizando a análise dos dados registrados pelos IEDs, o conceito de manutenção, especificamente o conceito de manutenção preditiva aplicada aos equipamentos existentes no sistema de potência.

A literatura sobre manutenção e processos de manutenção de equipamentos de potência é grande e continua crescendo, uma vez que os avanços tecnológicos abrem as portas para novas técnicas de diagnóstico, monitoramento e avaliação de estado. Dentre os equipamentos monitorados no sistema elétrico de potência (SEP) por algum tipo de dispositivo eletrônico inteligente, destacam-se os transformadores de potência, os reatores em derivação, máquinas rotativas e os disjuntores de alta tensão.

Técnicas para a manutenção do ciclo de vida de reatores são desenvolvidas partindo da análise de vida útil de transformadores de potência. Neste tópico, destacam-se o monitoramento *on-line* da temperatura, ciclos de carregamento, transitórios (tensão, corrente e potência) e descargas parciais [2]. Técnicas de manutenção centrada na confiabilidade também são aplicadas a transformadores na

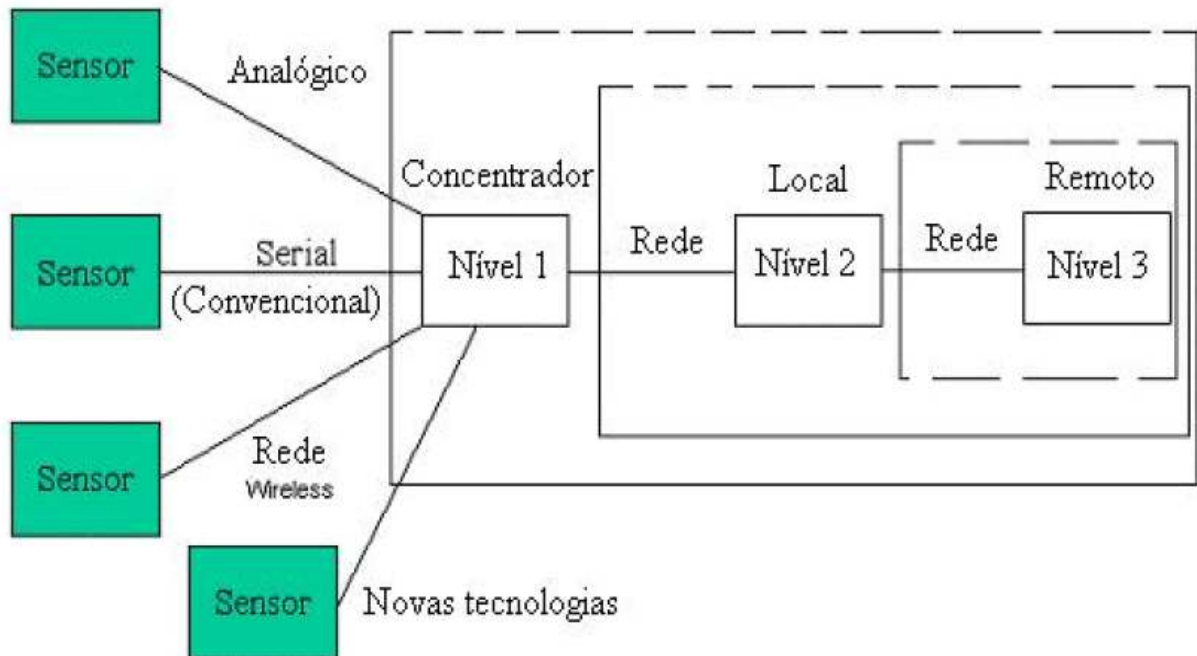
busca da otimização dos esforços concentrados entre a manutenção preditiva e a manutenção centrada na confiabilidade. A manutenção preditiva de uma subestação também é objeto de estudos de utilização de sistemas de diagnósticos portáteis, sistemas para detecção de condições anormais durante a operação dos equipamentos e por um sistema de alta precisão com monitoramento em tempo real. O monitoramento contínuo de buchas de transformadores também emprega tecnologias que resultam em maximização do tempo de operação do transformador, eliminando as falhas inerentes aos testes periódicos no equipamento, fornecendo informações mais precisas (aprimorando o gerenciamento dos riscos) e reduzindo os custos com mão-de-obra [3], [4], [13].

O Grupo de Trabalho A2.23 do Cigré-Brasil (2006) implantou uma metodologia para Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores (GDTM). Neste trabalho, é dada ênfase à topologia de aquisição e transmissão dos dados *on-line* dos transformadores e ao impacto do nível de decisão. Na parte relacionada com a aquisição e transmissão dos dados *on-line*, considera-se um sistema básico cuja topologia seja similar à da figura 1.1, e aplica-se somente aos dados de GDMT cuja origem seja um sistema *on-line* de monitoramento do transformador ou um dispositivo inteligente de sensoriamento. Todos os outros dados de vida útil, que são necessários para um processo completo de análise de condição operativa, devem ser introduzidos no repositório de dados, manualmente ou automaticamente, pelo usuário, usando *interfaces* homem-máquina apropriadas, que podem ser desenvolvidas pelo mesmo fabricante do sistema de monitoramento, pela própria equipe da empresa, ou por outros desenvolvedores de *software*. Os vários sensores, que podem ser usados para obter algum tipo de dado sobre a vida útil do transformador, compõem o nível zero ou o nível de *interface* de sensor mostrado na figura 1.1. O primeiro nível compreende concentradores de *hardware*, *switches* ou *hubs*. Os segundo e terceiro níveis compreendem a rede computacional de alto nível dentro da empresa (sites locais e remotos).

Ainda segundo o Grupo de Trabalho A2.23 do Cigré-Brasil (2006), para um efeito positivo no processo decisório, o conceito de GDTM deve ter as adequadas funcionalidades em *hardware* e *software*, de forma a poder emitir avisos ou recomendações de ação (necessários para operar ou manter o transformador),

podendo dar aos usuários todo o suporte necessário a seu processo de tomada de decisão.

Figura 1.1 – Topologias Possíveis para a Aquisição e Transmissão de Dados do Sistema de Monitoramento.



Fonte: Cigré-Brasil.

A Figura 1.2 mostra esta ideia na forma de um diagrama de blocos. Desta forma, os pontos físicos para a tomada de decisão podem estar situados nas estações, subestações, instalações industriais, nas áreas de manutenção ou nos escritórios de engenharia ou administração. Isto significa que a decisão pode ser tomada em qualquer lugar dentro da empresa.

O Grupo de Trabalho A2.05 do Cigré-Brasil (2013) desenvolveu um Guia de Manutenção para Transformadores de Potência. Na parte relacionada ao monitoramento *on-line*, as definições sobre o assunto são listadas conforme a seguir:

- O monitoramento pode ser descrito como o conjunto de ações de gerenciamento de desempenho, voltados para o registro das atividades de um sistema, com o objetivo de organizar os dados necessários para avaliar a condição de um equipamento ou parte dele.
- O monitoramento *on-line* consiste na coleta de dados enquanto o equipamento está energizado e em serviço. Dados podem ser coletados ou medidos enquanto o

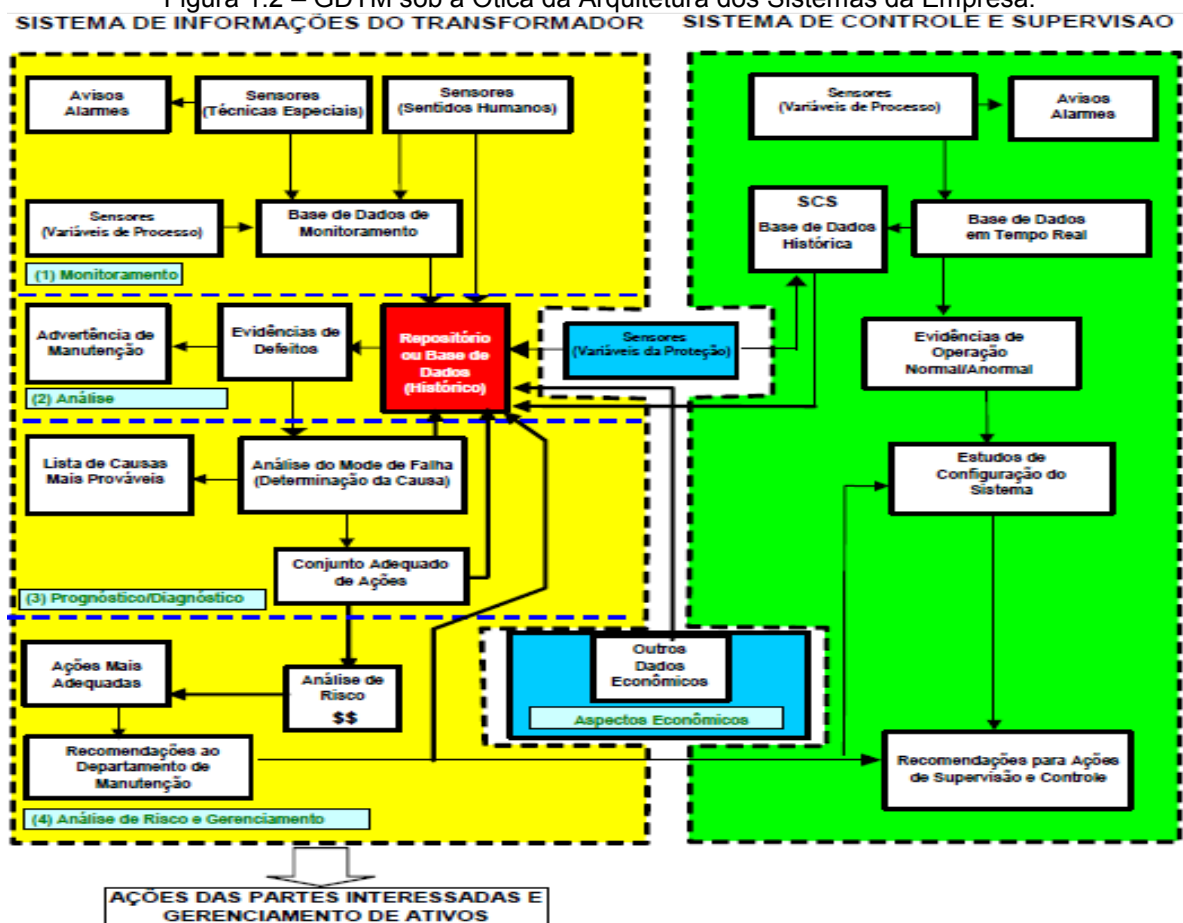
equipamento está energizado. O monitoramento *on-line* contínuo consiste nas duas noções prévias juntamente com a aplicação de dispositivos eletrônicos inteligentes.

- O IED aplicado ao monitoramento *on-line* contínuo é caracterizado por ser um dispositivo microprocessado e apresentar características multifuncionais, tais como medida, armazenamento, processamento de algoritmos, registro de eventos e controle, exercendo estas funções distribuídas sobre uma rede de comunicação.

- O atual cenário do mercado de energia elétrica no mundo tem levado as empresas do setor a operar num contexto de competitividade até então inédito, forçando a uma busca constante por maior eficiência, melhor qualidade de fornecimento e menores custos.

- Os sistemas de monitoramento *on-line* contínuo têm sido adotados como uma das principais ferramentas para possibilitar essa mudança sem colocar em risco a segurança e confiabilidade da operação dos transformadores, permitindo conhecer sua condição, gerando alertas, diagnosticando ou prognosticando eventuais problemas.

Figura 1.2 – GDTM sob a Ótica da Arquitetura dos Sistemas da Empresa.



Fonte: Cigré-Brasil.

Os objetivos básicos do monitoramento *on-line* contínuo são:

- Gerar alarmes antecipados em caso de defeitos incipientes, para reduzir o risco de falha inesperada;
- Acompanhar a evolução de grandezas monitoradas em unidades suspeitas ou defeituosas que não possam ser retiradas de serviço imediatamente;
- Reduzir custos relacionados a desligamentos para manutenção preventiva;
- Melhorar na gestão de ativos, com o armazenamento de dados medidos e calculados em um banco de dados para análise futura.

A figura 1.3 complementa a figura 1.1 e mostra outra representação de um sistema de monitoramento *on-line*.

Figura 1.3 – Topologia Típica de um Sistema de Monitoramento On-Line.



Fonte: Cigré-Brasil.

Os disjuntores junto com os transformadores constituem-se os equipamentos mais importantes na subestação. Considerando a periodicidade com que é manobrado, um disjuntor pode, geralmente, ficar em uma condição de inativo, considerando que normalmente ele permanece no estado aberto ou no estado fechado até que seja manobrado em função de uma dada condição sistêmica. O sistema de monitoramento de um disjuntor opera em tempo real e monitora as

grandezas principais e relacionadas à operação do mesmo (tensão, corrente, pressões de gás e óleo, temperatura, estados dos contatos). Tal supervisão é feita por meio de equipamentos digitais e sensores instalados próximo ao equipamento, [6], [14].

O conceito de saúde (*Health*), disponibilidade (*Availability*), confiabilidade (*Reliability*) e desempenho (*Performance*) define o HARP e as variáveis para o seu uso são calculadas a partir dos dados registrados pelos IEDs distribuídos na subestação, possibilitando a aplicação deste conceito para a manutenção de disjuntores, retificadores, bancos de baterias no serviço auxiliar de corrente contínua da subestação e transformadores de potência. Técnicas de manutenção preditiva de máquinas foram propostas pelo uso do diagnóstico técnico através de monitoramento de suas vibrações e assinaturas de grandezas elétricas e mecânicas. Ferramentas que agilizam o processo de identificação e diagnóstico de descargas parciais, baseada na técnica de mineração de dados utilizando árvores de decisão e manutenção de subestações controladas remotamente convergem para o conceito de manutenção preditiva que utilizam sistemas inteligentes e que se alinha ao escopo deste trabalho [5], [7], [8], [9], [15].

Dois metodologias que visam distinguir a corrente de inrush de uma corrente de uma falta interna para a proteção diferencial são disponibilizadas na literatura. A primeira metodologia, denominada de método do gradiente da corrente diferencial, é baseada no comportamento do vetor gradiente obtido através da diferenciação numérica do sinal da corrente diferencial. O critério de distinção utilizado é baseado no desvio padrão do ângulo do vetor gradiente que apresenta comportamento diferenciado para correntes de inrush e correntes de curto-circuito. A segunda metodologia proposta é baseada na capacidade de reconhecimento e classificação de padrões das redes neurais de mapeamento auto-organizável de Kohonen. Como padrão de entrada e de treinamento da rede neural é utilizado um vetor contendo quatro níveis de espectro do desvio padrão do ângulo do vetor gradiente da corrente diferencial nas três fases do transformador de potência [44].

Abordagens dos aspectos da seção em falta em sistemas elétricos de potência (230 kV e 500 kV), realizada em nível de centro de controle, utilizando informações sobre a operação de dispositivos de proteção (relés e disjuntores) também estão disponíveis. Tal metodologia deve ser empregada após a ocorrência

de contingência com desligamentos definitivos, antes do processo de recomposição da rede elétrica. A ausência de uma formulação analítica para o problema propicia a utilização dos conceitos de técnicas não convencionais que incorporam o vasto campo da inteligência artificial. Dentre tais técnicas destacam-se as redes neurais artificiais e os sistemas especialistas [45].

As metodologias apresentadas acima podem ser empregadas na manutenção preditiva, bem como podem oferecer a automatização de todo o processo de manutenção discutido aqui neste trabalho.

## 1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está organizada em 5 capítulos, conforme a seguir:

O **capítulo 1** apresentou de forma prévia o conceito de manutenção preditiva a partir dos dados registrados pelos IEDs, bem como as justificativas, as motivações, os objetivos e a revisão bibliográfica sobre o tema a ser desenvolvido de forma aprofundada neste trabalho.

No **capítulo 2** serão abordados os conceitos e tipos de manutenção, os tipos existentes e suas evoluções ao longo do tempo.

O **capítulo 3** apresentará a filosofia de proteção de sistemas elétricos de potência e uma abordagem histórica desde os relés eletromecânicos até a era dos IEDs. Esse capítulo é importante, considerando que todas as análises dos eventos e oscilografias gravadas pelos IEDs exigem um conhecimento aprofundado desta filosofia.

O **capítulo 4** abordará a gestão do negócio de operação e manutenção, enfatizando o desconto por Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e como isso impacta diretamente no resultado empresarial.

No **capítulo 5** serão apresentados os casos reais ocorridos na subestação Vila do Conde e os seus respectivos estudos de casos. Nesse capítulo, a manutenção preditiva dos equipamentos de potência, a partir da análise dos dados gravados pelos IEDs, será abordada, bem como mostrará a aplicação desta técnica para outros equipamentos de outras subestações da Eletrobras Eletronorte.

No **capítulo 6** serão feitas as considerações finais sobre o trabalho e serão apresentadas as sugestões para os trabalhos futuros, uma vez que ainda há muito o que explorar nesta área.

## **CAPÍTULO 02 – DEFINIÇÕES E TIPOS DE MANUTENÇÃO**

### **2.1. DEFINIÇÕES**

O termo manutenção tem sua origem no vocábulo militar, cujo sentido era manter nas unidades de combate o efetivo e o material num nível constante de aceitação [16]. Manutenção é definida também como o ato de manter e garantir disponibilidade, produção, confiabilidade, segurança e custos adequados. Em 1975, a Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, pela norma TB-116, definiu o termo manutenção como sendo o conjunto de todas as ações necessárias para que um item seja conservado ou restaurado de modo a poder permanecer de acordo com uma condição desejada. Anos mais tarde, em 1994, a NBR-5462 trazia uma revisão do termo como sendo a combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida [17].

A manutenção pode ser definida, segundo o dicionário Aurélio como as medidas necessárias para a conservação ou permanência, de alguma coisa ou situação [18]. Pode-se definir também manutenção como o conjunto de atividades e recursos aplicados aos sistemas e equipamentos, visando garantir a continuidade de sua função dentro de parâmetros de disponibilidade, de qualidade, de prazo, de custos e de vida útil adequados [19].

A manutenção é caracterizada como um processo que tem, como principal função, o prolongamento de vida útil do equipamento ou sistema. O tempo de vida útil designa o tempo durante o qual um dispositivo qualquer (peça, componente, máquina, equipamento, sistema, circuito) deve operar de maneira satisfatória, seguindo as especificações do projeto e com ampla segurança, desde que seja sujeito a um processo de manutenção como é indicado nas instruções do fornecedor, não sendo submetido a condições ambientais ou esforços superiores aos limites especificados [20].

Existem diversas definições e conceitos apresentados para a manutenção, a maioria dando ênfase aos aspectos preventivos, conservativos e corretivos da atividade. Todavia, cabe observar a mudança que incluiu nas definições de manutenção, os aspectos humanos, os custos, a confiabilidade da função manutenção e as consequências do aumento da importância e responsabilidades disso tudo dentro das organizações.



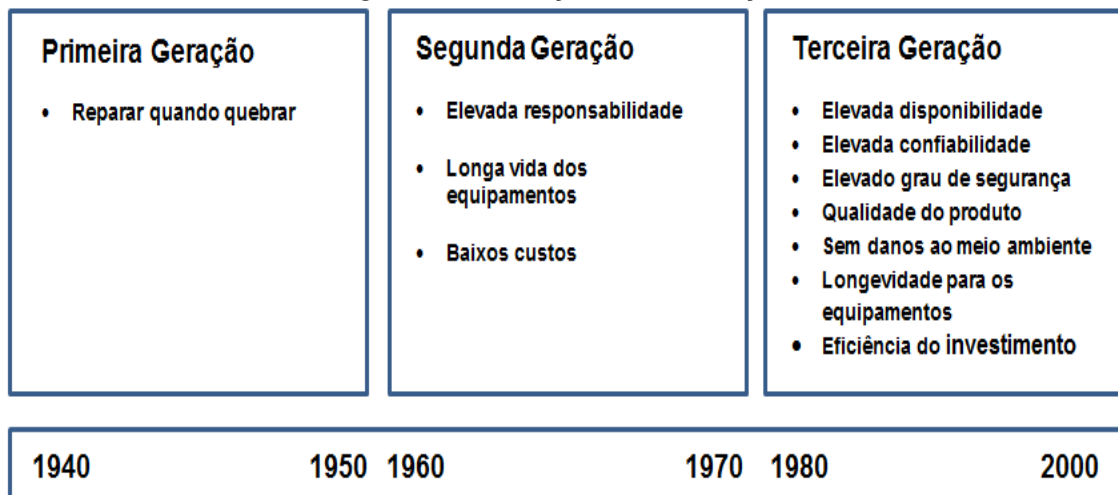
## 2.2. BREVE HISTÓRICO DA MANUTENÇÃO

A manutenção desde há muito tempo foi considerada como o mal necessário da produção industrial, mas hoje se reconhece a manutenção como uma das áreas mais importantes dentro das organizações.

Segundo as abordagens feitas em [21], a evolução do processo de manutenção divide-se em três gerações:

- Na primeira geração, é caracterizada por reparar quando quebrar, iniciou-se desde 1940 e foi até 1950. Nestas alturas não se ouvia falar em nenhum tipo de manutenção, a não ser a manutenção corretiva. As únicas intervenções que se faziam eram do tipo lubrificação, limpeza e intervenções após uma avaria.
- A segunda geração é caracterizada pela elevada responsabilidade, longa vida dos equipamentos e baixos custos, foi logo após a segunda guerra mundial, onde a mão-de-obra era barata, acompanhado de um aumento brusco dos equipamentos mecânicos com um grau de complexidade elevada, sentiram a necessidade de aumentar a disponibilidade destes equipamentos, de forma a diminuir os custos e aumentar a produtividade, e foi dali que surgiu a manutenção preventiva. Durante este período as intervenções de manutenção preventiva eram executadas em intervalos fixos.
- A terceira geração é caracterizada principalmente pela elevada disponibilidade, confiabilidade dos equipamentos, provocada pela tendência de produzir de acordo com o princípio *just-in-time* (manutenção no momento ideal). A figura 2.1 representa as três gerações citadas acima.

Figura 2.1 – Evolução da manutenção.



Fonte: Adaptação de [21].

## **2.3. TIPOS DE MANUTENÇÃO**

### **2.3.1. Manutenção Preventiva**

É a manutenção desenvolvida para evitar que a falha ocorra, através de ações mantenedoras e com periodicidade conhecida. É o tipo de manutenção que tem como objetivo a eliminação e redução da probabilidade de falhas das instalações por falta de ações como a limpeza, a lubrificação, a substituição e a verificação. Todos os programas de gestão da manutenção trabalham com premissas de que os equipamentos e máquinas irão degradar dentro das expectativas fornecidas nos manuais dos fabricantes. Ou seja, os reparos e recondiçionamentos dos equipamentos e máquinas, na maioria das empresas, são planejados a partir de estatísticas.

O grande problema deste tipo de abordagem, no entanto, é basear-se em estatísticas para programação de paradas sem, no entanto, avaliar as variáveis específicas da planta que afetam diretamente a vida operacional normal dos equipamentos e da maquinaria. Isto é, uma bomba que esteja trabalhando com água e bombeando substâncias abrasivas de minério não terá um tempo médio de falhas conhecido ao longo de sua vida útil [22].

Tais generalizações são as principais responsáveis pelos dois problemas mais comuns ao se adotar a manutenção preventiva: reparos desnecessários ou bastante antecipados e falhas inesperadas. No primeiro caso, adota-se um horizonte temporal conservador, sendo o reparo realizado muito antes do necessário, desperdiçando peças e trabalho. Já no segundo caso, o mais crítico, apesar dos esforços para prevenir a falha, esta acabou acontecendo, associando gastos preventivos aos corretivos que são bem maiores.

As empresas que utilizam máquinas importantes que não são totalmente duplicadas ou onde paradas inesperadas de produção podem resultar em grandes perdas, as operações de manutenção são realizadas em intervalos de tempo fixos. Este sistema é conhecido por manutenção preventiva, ou mais corretamente, manutenção preventiva baseado no tempo. Os intervalos de serviço são determinados estatisticamente pelo período medido a partir do instante em que as máquinas estão novas ou em condições normais de serviço, até o ponto crítico estabelecido pela equipe de manutenção. Quando se trabalha nesses intervalos, geralmente, acredita-se que a maior parte das máquinas deve resistir ao período do

trabalho entre intervenções. Nesse caso, espera-se que as falhas ocorram ocasionalmente [23].

### **2.3.2. Manutenção Corretiva**

É aquela em que os consertos e reformas são realizados quando o objeto, máquina, equipamento ou veículo já estão quebrados. É a atividade que existe para corrigir falhas decorrentes dos desgastes ou deterioração de máquinas ou equipamentos. São os consertos das partes que sofreram a falha, podendo ser reparos, alinhamentos, balanceamentos, substituição de peças ou substituição do próprio equipamento. A manutenção corretiva é observada em todos os estágios, ou ciclos evolutivos da manutenção. Quando ocorre de maneira não planejada, a manutenção corretiva baseia-se em reparar os sistemas ou equipamentos quando os mesmos deixam de funcionar, sendo necessária a intervenção para o equipamento voltar a operar, ocasionando paradas e perdas de produção ou serviços, e as consequências dos danos para os equipamentos são maiores, já que não existe controle para esta modalidade de manutenção. Não existe vantagem alguma neste tipo de manutenção, considerando que não são exigidos acompanhamentos e inspeções nos equipamentos e máquinas, e as principais desvantagens estão relacionadas às ocorrências de quebras durante o horário de produção, ao uso de equipamentos reservas e maiores custos com estiques de peças [25].

Conforme [24], entende-se por manutenção corretiva a manutenção efetuada depois da detecção de uma avaria de forma a restabelecer as condições de funcionamento do bem para que este possa desenvolver uma dada função. Também é conhecida como *run to failure*, que significa operar até quebrar e é a forma mais óbvia e primária de manutenção, destinada apenas ao reparo dos equipamentos após a avaria, não havendo tempo de planejar o serviço de intervenção. Esta constitui a forma mais cara de manutenção quando encarada do ponto de vista total do sistema.

### **2.3.3. Manutenção Preditiva**

Conforme a abordagem feita em [24], a manutenção preditiva é aquela que se baseia no monitoramento e análise das variáveis que traduzem o comportamento do

item em operação, permitindo a operação ininterrupta do equipamento durante o maior tempo possível, antes de uma intervenção corretiva planejada, além de otimizar os custos relativos a uma troca prematura caracterizada pela Preventiva. A manutenção preditiva também auxilia na redução do volume de trabalho da manutenção preventiva e na melhoria da qualidade do produto.

A manutenção preditiva é aquela onde a atuação ocorre baseada na modificação de parâmetro de uma dada condição ou desempenho. Através de técnicas desse tipo de manutenção, acompanha-se o comportamento de determinados elementos do equipamento e inicia-se o processo de manutenção propriamente dito quando da identificação de uma dada anomalia. Um exemplo tradicional e clássico é o de acompanhar o nível de ruído, ou vibração do rolamento de um motor e realizar a substituição do mesmo somente quando realmente necessário. Em telecomunicações isto pode ser feito para os bancos de baterias responsáveis por suprir a energia elétrica aos sistemas durante as interrupções do sistema das concessionárias de energia. A manutenção preditiva é observada nos estágios de manutenção mais evoluídos, pode ser aplicada sempre que for possível um monitoramento do comportamento e desgaste dos equipamentos. Com isto os mesmos são substituídos apenas quando é realmente necessário, e as paradas são programadas, evitando trocas de peças de maneira desnecessária, e com isto reduzindo os custos de manutenção. Esta prática faz com que as ações e tomadas de decisão sejam de forma antecipadas às falhas, resultando com isto em um aumento de disponibilidade operacional dos equipamentos e uma redução dos custos da área de manutenção [25].

#### **2.3.4. Manutenção Detectiva**

O termo manutenção detectiva vem da palavra “detectar” e começou a ser referenciado a partir da década de 90. O objetivo da prática desta política é aumentar a confiabilidade dos equipamentos, tendo em vista que é caracterizada pela intervenção em sistemas de proteção para detectar falhas ocultas e não perceptíveis ao pessoal da operação. Portanto, a manutenção detectiva é especialmente importante quando o nível de automação dentro das indústrias aumenta ou o processo é crítico e não suporta falhas [25], [26].

Ainda segundo [25], as falhas ocultas podem aparecer mesmo se as manutenções preventivas, preditivas e corretivas planejadas forem realizadas. Um exemplo clássico é o circuito que comanda a entrada de um gerador em um hospital, se houver falta de energia e o circuito estiver com uma falha, o gerador não entra. À medida que aumenta a utilização de instrumentação de comando, controle e automação nas indústrias, maior a necessidade da manutenção detectiva para garantir a confiabilidade dos sistemas e da planta. A grande vantagem neste tipo de manutenção é que o sistema pode ser verificado quanto à existência de falhas ocultas sem retirá-lo de operação, e ainda de poder corrigi-las com o sistema em operação. A grande desvantagem é a dificuldade de conseguir profissionais treinados e com habilitação para execução deste tipo de trabalho.

Ao longo deste capítulo procurou-se apresentar as definições existentes para o termo manutenção, um breve histórico sobre o processo de manutenção e os tipos de manutenções existentes e praticadas pelas empresas das diversas áreas do setor produtivo. No próximo capítulo será apresentado um breve histórico sobre a evolução dos relés de proteção e a fundamentação teórica sobre proteção de sistemas elétricos de potência.

## CAPÍTULO 03 – PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

### 3.1. BREVE HISTÓRICO SOBRE A EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Segundo [27], os relés eletromecânicos (primeira geração) foram os primeiros utilizados na proteção de sistemas de potência e sua existência tem cerca de 100 anos. Esses relés (figura 3.1) têm como princípio o uso de força mecânica que causa a operação em um contato em resposta a um estímulo. A força mecânica é gerada por meio do fluxo de corrente em um ou mais núcleos magnéticos, daí vem o termo relé eletromecânico. A vantagem desse princípio nesses relés é que eles são providos de um isolamento galvânico entre as entradas e saídas de uma forma simples, barata e segura – portanto para uma simples função liga/desliga, onde os contatos de saída têm de conduzir correntes substanciais, eles são ainda utilizados. A segunda geração de relés é composta pelos relés estáticos (figura 3.2) e se iniciou na década de 1960. Seu projeto era baseado no uso de dispositivos eletrônicos com componentes analógicos em vez de bobinas e ímãs para gerar as características de um relé. As versões iniciais usavam dispositivos discretos como transistores e diodos junto com resistores, capacitores, indutores etc., mas com os avanços na eletrônica, novas versões foram desenvolvidas com o uso de circuitos integrados lineares e digitais para o processamento de sinais e implementação de funções de lógica. Os mesmos circuitos básicos podem ser comuns a vários relés, porém o empacotamento ainda era restrito a uma única função de proteção por invólucro e, portanto, funções complexas exigiam vários conjuntos de equipamentos apropriadamente interconectados. Programação pelo usuário estava restrita às funções básicas de ajuste das curvas características do relé. Os relés estáticos podem ser vistos, em termos simples, como uma substituição eletrônica aos relés eletromecânicos, com alguma flexibilidade adicional na instalação e alguma economia de espaço.

Figura 3.1 – Relé eletromecânico.



Fonte: [27].

Figura 3.2 – Relé estático.



Fonte: [27].

Ainda considerando a abordagem feita em [27], a terceira e quarta gerações de relés correspondem aos relés digitais e aos relés numéricos, sendo esses últimos também conhecidos como IEDs. Os relés digitais (figura 3.3) utilizam microprocessadores e microcontroladores, que por sua vez substituíram os circuitos analógicos utilizados nos relés estáticos na implementação das funções de proteção. Os primeiros exemplos foram colocados em serviço por volta de 1980 e, com o aumento da capacidade de processamento, podem ser considerados como a tecnologia corrente para muitas aplicações. Os relés digitais introduziram a conversão analógica-digital (A/D) de todas as variáveis analógicas medidas e o uso de microprocessador para implementação do algoritmo de proteção. Entretanto, os microprocessadores utilizados nos relés digitais têm uma capacidade de processamento e armazenamento limitada e sua funcionalidade tende a ser limitada, ficando restrita basicamente à função de proteção. Recursos adicionais, quando comparadas com os relés eletromecânicos ou estáticos, estão disponíveis, normalmente na forma de uma variedade de ajustes e maior precisão. Um canal de comunicação com um computador remoto pode ser disponibilizado. Finalmente, a distinção entre relés digitais e numéricos está em detalhes técnicos e é raramente encontrada em outras áreas que não a proteção. Os relés numéricos (figura 3.4) podem ser vistos como uma evolução natural dos relés digitais como resultado dos avanços da tecnologia. Normalmente, eles usam um processador de sinal digital especializado como hardware computacional, juntamente com ferramentas de software. As entradas de sinais analógicos são convertidas em uma representação digital e processadas de acordo com um algoritmo matemático apropriado. O processamento é realizado usando um microprocessador especializado que otimiza

o processamento de sinais, conhecido como processador de sinal digital. O processamento digital de sinais em tempo real necessita de um poderoso microprocessador. Adicionalmente, a redução contínua no custo dos microprocessadores e dos componentes digitais (memória, entradas e saídas etc.) naturalmente leva à utilização de um único equipamento com uma variedade de funções (*one-box solution* – solução caixa única). O desempenho computacional é garantido pelo uso de múltiplos processadores, permitindo que um grande número de funções, que anteriormente eram implementadas em equipamentos de hardware diferentes, possa ser executado por um único equipamento.

Os relés numéricos podem implementar diversas funcionalidades, que antes necessitavam de vários relés discretos, as funções de proteção são agora definidas como “elementos de relé”, assim um único relé (isto é, um único hardware em um único invólucro) pode implementar diversas funções usando diversos “elementos de relé”.

Figura 3.3 – Relé digital.



Fonte: [27].

Figura 3.4 – Relés numéricos.



Fonte: [28].



## **3.2. TEORIA BÁSICA SOBRE PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

### **3.2.1. PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE**

A proteção de sobrecorrente é empregada em diversos equipamentos e, na maioria das vezes, é empregada como proteção de retaguarda em sistemas elétricos de alta tensão. As principais funções existentes e utilizadas são:

#### **3.2.1.1. Proteção de sobrecorrente instantânea de fase e neutro**

A proteção de sobrecorrente instantânea de fase (50F), é aquela que atuará, com temporização definida em 0 segundos, quando o valor da corrente monitorada de uma das fases superar um dado valor ajustado (pick-up). A proteção de sobrecorrente instantânea de neutro (50N), possui o mesmo princípio de operação da proteção de sobrecorrente instantânea de fase, sendo a corrente de neutro ( $I_N = I_A + I_B + I_C$ ) a grandeza monitorada por esta proteção.

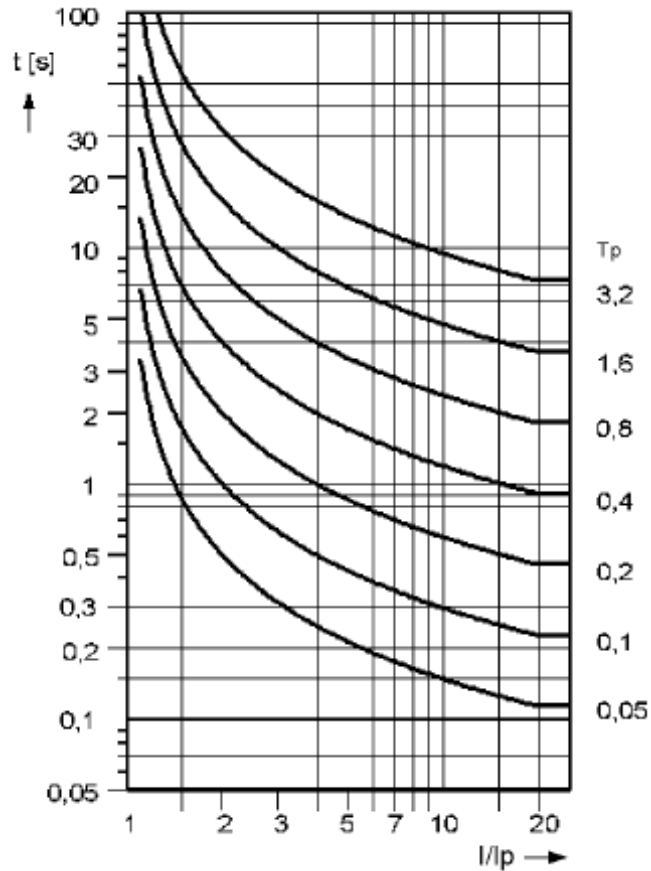
#### **3.2.1.2. Proteção de sobrecorrente temporizada de fase e neutro**

A proteção de sobrecorrente temporizada de fase (51F), é aquela que atuará, após um tempo definido ou um tempo resultante da seleção de uma curva de tempo inverso, quando o valor da corrente monitorada de uma das fases superar um dado valor ajustado.

A característica de tempo definido indica que, após a partida da proteção 51F e considerando que a corrente monitorada seja mantida acima do valor de pickup, a proteção promoverá o desligamento do equipamento protegido após o valor de tempo ajustado ter expirado. Já a característica de tempo inverso está relacionada ao tipo de curva que será usada para fins da determinação do tempo de atuação da proteção. Ou seja, o tempo de atuação da proteção será maior para um valor de corrente menor e que tenha ultrapassado o valor de pickup, assim como o tempo de atuação será menor se a corrente que ultrapassou o valor de pickup for maior.

As curvas da proteção de sobrecorrente temporizada de tempo inverso de fase podem ser do tipo normal inversa, muito inversa, moderadamente inversa e extremamente inversa [29]. A figura 3.5 ilustra as curvas do tipo normal inversa utilizada para a proteção de sobrecorrente temporizada de fase de tempo inverso.

Figura 3.5 – Curvas do tipo normal inversa.



Fonte: [30].

A proteção de sobrecorrente temporizada de neutro (51N) possui os mesmos princípios de operação das proteções de sobrecorrente de fase de tempo definido e de tempo, sendo a corrente de neutro ( $I_N = I_A + I_B + I_C$ ) a grandeza monitorada por esta proteção. As curvas citadas e apresentadas na figura 3.4 também são utilizadas para a proteção de sobrecorrente temporizada de tempo inverso de neutro.

### 3.2.1.3. Proteção de sobrecorrente temporizada direcional de neutro

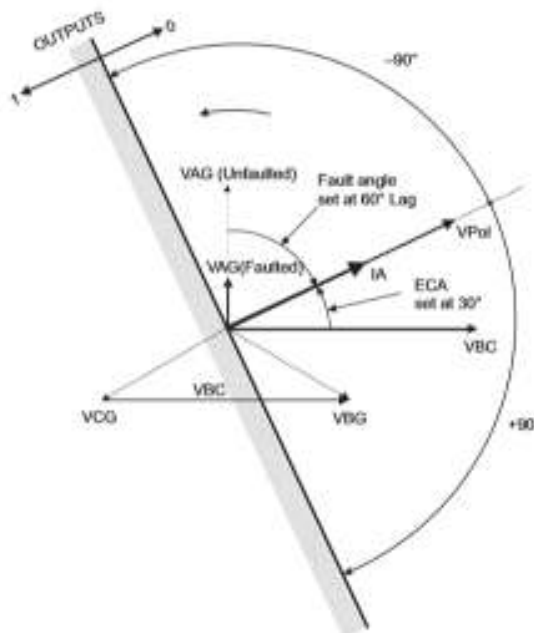
A proteção de sobrecorrente temporizado direcional de neutro (67N) opera como uma proteção de sobrecorrente convencional 51N, porém a tensão de sequência zero ( $V_0$ ) ou a corrente de sequência zero ( $I_0$ ) são as grandezas utilizadas para polarizar e gerar as regiões de operação e não operação da proteção. Isto é, para a proteção 67N atuar, os seguintes requisitos devem ser atendidos durante um curto-circuito:

- Os desequilíbrios na tensão  $V_0$ , corrente  $I_0$  ou ambos devem sensibilizar os ajustes estabelecidos de forma a polarizar a proteção e criar a característica que definirá a

zona de operação e a zona de não operação. Ou seja, um curto-circuito na zona de operação é classificado como um defeito para frente e um curto-circuito na zona de não operação é definido como uma falta reversa (para trás);

- O valor de pick-up da proteção 67N deve ser ultrapassado para que o mesmo possa atuar com tempo definido ou tempo inverso. A figura 3.6 ilustra a característica da proteção 67N após o processo de polarização.

Figura 3.6 – Característica da proteção de sobrecorrente temporizado direcional de neutro.



Fonte: [29].

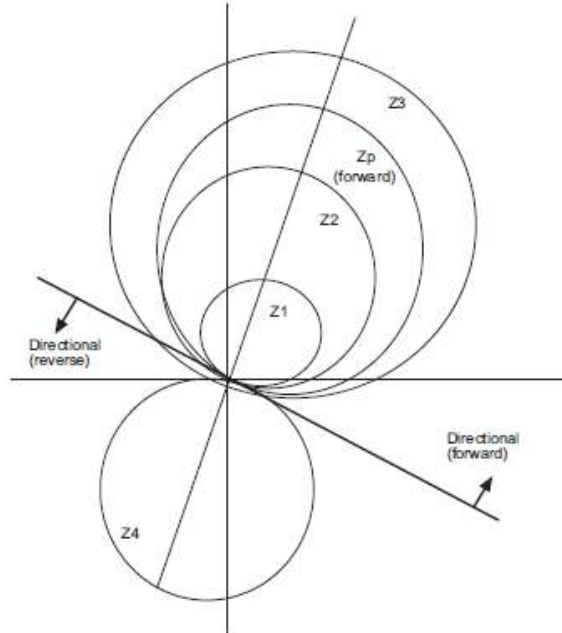
### 3.2.2. PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

A proteção de distância (21) opera medindo o parâmetro de linha de transmissão, por exemplo, a impedância, a admitância, ou reatância até o ponto do curto-circuito ou da carga. O nome proteção de distância é devido à sua filosofia de funcionamento se basear na impedância, admitância ou reatância vista pelo IED para o trecho a ser protegido. Como esses parâmetros são proporcionais à distância, fica explicada a origem do nome desta proteção [31].

Para se obter a impedância, o IED utiliza as grandezas tensão e corrente medidas e faz a comparação deste valor de impedância calculado com o valor ajustado. A proteção de distância é implementada em zonas independentes para elementos de fase e neutro, sendo possível ajustá-las com características quadrilateral ou Mho. Cada zona pode ser ajustada para ficar desabilitada

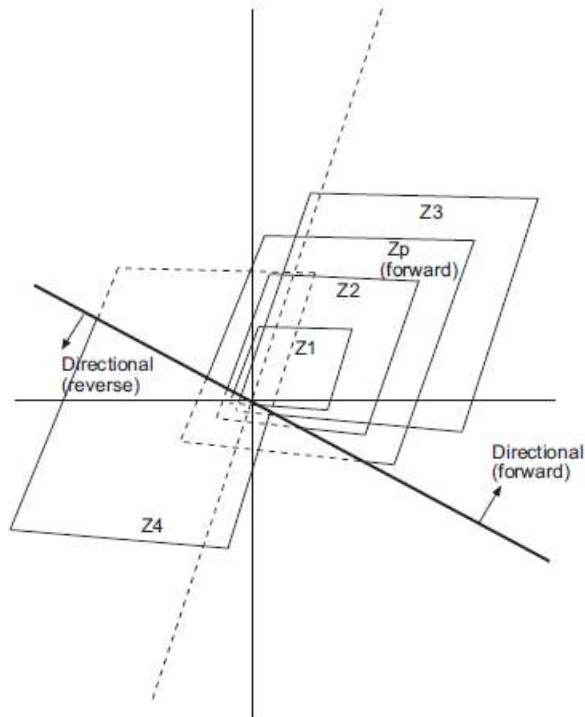
permanentemente, habilitada permanentemente ou somente habilitada em caso de perda do canal de comunicação entre os IEDs [32]. As figuras 3.7 e 3.8 mostram as zonas plotadas com as características Mho e quadrilateral, respectivamente.

Figura 3.7 – Característica da proteção de sobrecorrente temporizado direcional de neutro.



Fonte: [32].

Figura 3.8 – Característica quadrilateral para a proteção de distância.



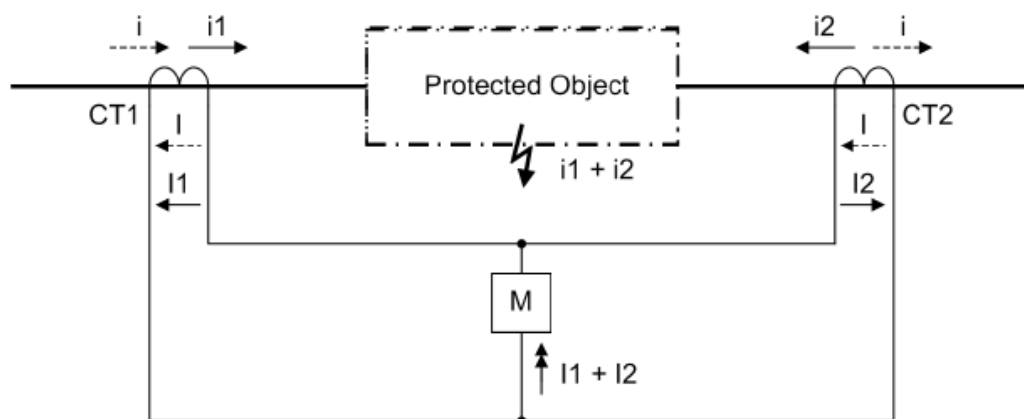
Fonte: [32].

### 3.2.3. PROTEÇÃO DIFERENCIAL

A proteção diferencial (87) é aquela que trabalha comparando duas grandezas elétricas, sejam dois sinais de corrente ou dois sinais de tensão. Esse tipo de proteção é aplicado a transformadores, geradores, motores, reatores, banco de capacitores, barramentos, linhas de transmissão e alimentadores.

A proteção diferencial de corrente compara a corrente que entra e a corrente que sai do elemento protegido e o módulo da soma fasorial entre elas é igual a zero. Havendo uma falta no interior do elemento protegido, o módulo da soma fasorial deixará de ser zero e a proteção diferencial pode vir a atuar e promover o desligamento do equipamento. A figura 3.9 ilustra um esquema básico da proteção diferencial em uma dada condição de falta.

Figura 3.9 – Princípio básico da proteção diferencial de corrente.

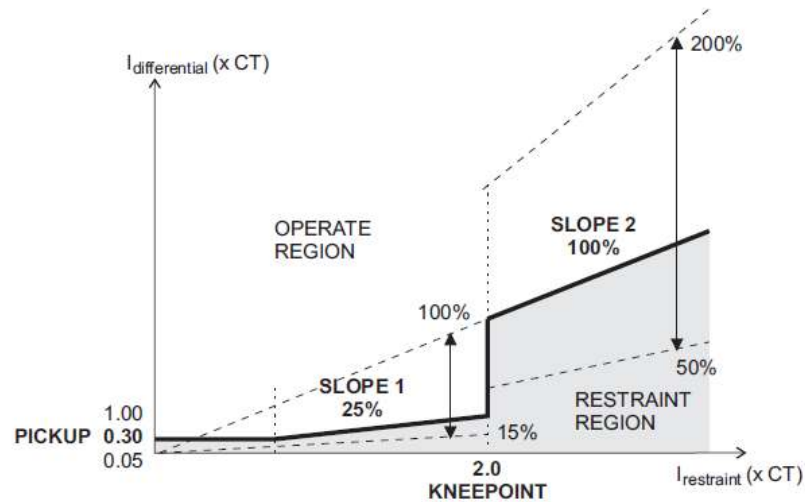


Fonte: [33].

A proteção diferencial opera com duas grandezas, a corrente diferencial e a corrente de restrição. A corrente diferencial é definida pelo módulo da soma fasorial de todas as correntes que entram e saem do elemento protegido. No caso da figura 3.9, a corrente diferencial ( $I_{diff}$ ) é igual a  $|i_1 + i_2|$ .

A corrente de restrição é definida como a soma dos módulos das correntes que circulam pela zona protegida e tem papel importante para a proteção diferencial, uma vez que a utilização desta grandeza evita a atuação indevida da proteção quando faltas ocorrem fora da zona protegida e levam os transformadores de corrente à condição de saturação. No caso da figura 3.9, a corrente de restrição ( $I_{stab}$  ou  $I_{restraint}$ ) é definida por  $|i_1| + |i_2|$  [33]. A figura 3.10 apresenta a curva característica da proteção diferencial de corrente.

Figura 3.10 – Curva característica da proteção diferencial de corrente.

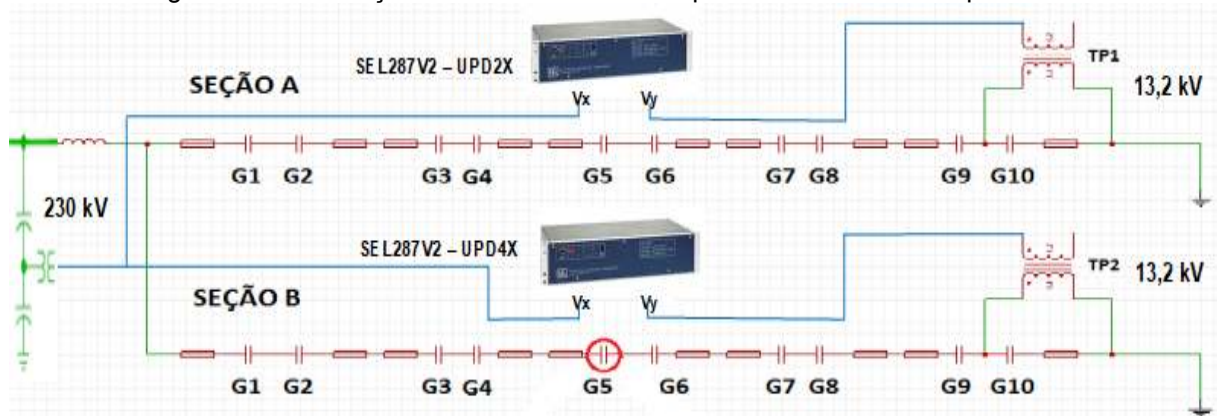


Fonte: [34].

Foi apresentado acima a proteção diferencial de corrente, porém a mesma ideia é aplicada à proteção diferencial de tensão. A técnica para este tipo de proteção é dada pela comparação de dois sinais de tensão, que são fornecidos por dois transformadores de potencial.

De acordo com o exposto em [35], a proteção diferencial de tensão é aplicada aos bancos de capacitores da subestação. Para exemplificar esse tipo de proteção, é apresentado na figura 3.11 um esquemático da proteção diferencial de tensão aplicada a um banco de capacitores da subestação Vila do Conde da Eletrobras Eletronorte utilizando os IEDs SEL287V2.

Figura 3.11 – Proteção diferencial de tensão aplicada ao banco de capacitores.



Fonte: [1].

O primeiro sinal de tensão disponibilizado para os IEDs é obtido do enrolamento secundário de um transformador de potencial (TP) com relação 2000 (230000V/115V). A outra tensão a ser lida pelos IEDs é obtida do enrolamento

secundário de um TP de relação 13200 V / 115 V (TP1 ou TP2). A tensão diferencial é calculada pela relação:

$$dV = |V_x| - k \cdot |V_y| \quad (3.1)$$

Onde:

- $|V_x|$  é a tensão lida no setor de 230 kV;
- $|V_y|$  é a tensão lida dos TP1 e TP2;
- $k$  é um parâmetro que depende da configuração do banco de capacitores e é dado pela relação:

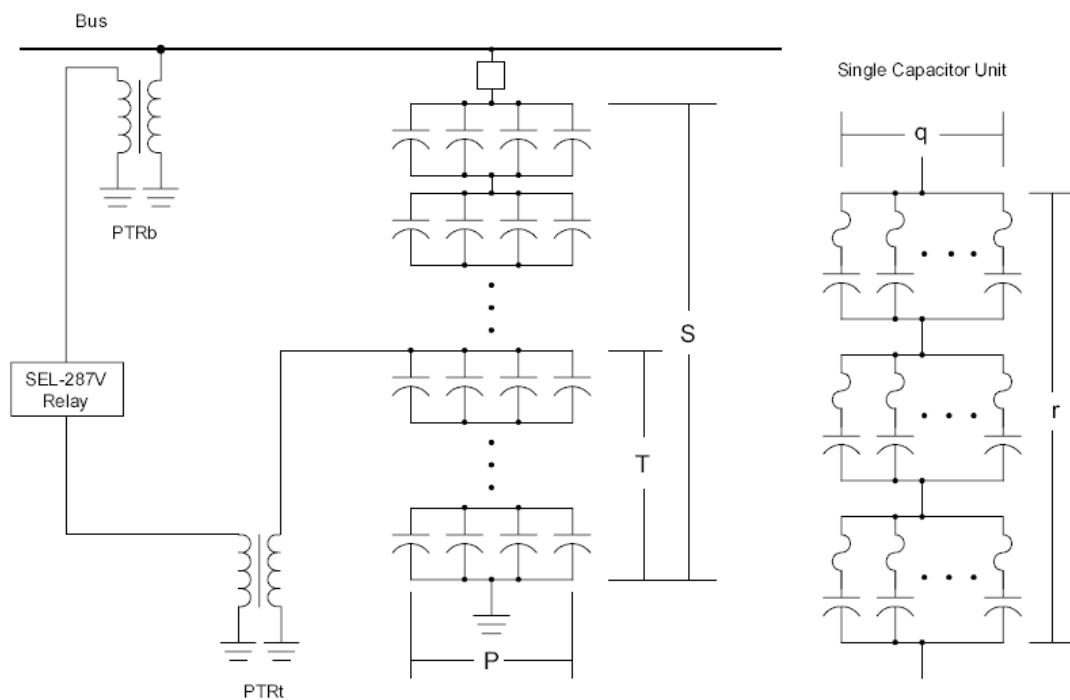
$$k = \left( \frac{PTRt}{PTRb} \right) \cdot \left( \frac{S}{T} \right) \quad (3.2)$$

Onde:

- $PTRt$  é a relação de transformação do TP auxiliar (TP1 ou TP2);
- $PTRb$  é a relação de transformação do TP de alta tensão (TP de relação 2000);
- $S$  é a quantidade de grupos capacitivos ligados em série;
- $T$  é quantidade de grupos capacitivos abaixo do TAP (ponto onde está conectado o TP1 ou TP2).

A figura 3.12 apresenta o diagrama utilizado em [35] para a obtenção dos valores de  $S$  e  $T$  citados acima na equação (3.2).

Figura 3.12 – Diagrama obtido do manual do IED SEL287V para a obtenção dos valores  $S$  e  $T$ .



Fonte: [35].

### 3.2.4. PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO DE FASE E NEUTRO

Sobretensões podem ocorrer no sistema elétrico durante condições anormais como rejeição de carga, falha na regulação de tensão através de comutadores de taps de transformadores e extremidades abertas de linhas longas [28]. A proteção de sobretensão temporizada de fase e neutro (59F/59N) é aquela que atuará após um dado ajuste de tempo, quando o valor da tensão monitorada de uma das fases ou no neutro superar um dado valor ajustado. A proteção de sobretensão temporizada é implementada com característica de tempo definido. Da mesma que foi abordado para a proteção de sobrecorrente de neutro, a proteção de sobretensão de neutro monitora a tensão  $V_N = V_A + V_B + V_C$ .

Neste capítulo foram apresentadas noções básicas sobre proteção de sistemas elétricos, bem como foram apresentadas as principais proteções existentes e utilizadas nos IEDs. No próximo capítulo será feita uma abordagem sobre o impacto da PVI no processo de operação e manutenção dos ativos das empresas no setor elétrico, bem como algumas estratégias que estão sendo utilizadas para minimizar tal impacto.



## **CAPÍTULO 04 – GESTÃO DO NEGÓCIO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO**

O mundo dos negócios muda a todo instante na medida em que novas tecnologias são disponibilizadas. Paradigmas têm sido quebrados a uma velocidade ímpar, pois são completamente novas as determinantes de valor que movem o competitivo ambiente empresarial [37].

Ainda de acordo com [37], a contínua mudança do ambiente empresarial favorece a percepção do crescimento de diversos ambientes de negócios que são movidos pela percepção de valor, aspecto de grande importância para os consumidores de uma forma geral. Como consequência, nota-se também o nascimento de múltiplos segmentos, que até pouco tempo permaneceriam de certa forma inexplorados. No setor elétrico não é diferente, considerando as quebras de paradigmas viabilizadas pelo avanço tecnológico, a competição que move o setor em função da entrada de novas empresas e a percepção de valor que os consumidores têm sobre a qualidade do serviço e com os custos com o consumo de energia elétrica. Esse capítulo fará uma abordagem sobre como o setor elétrico é remunerado atualmente e como as perdas financeiras por aplicação de parcela variável impacta diretamente na operação, na manutenção e nos negócios das organizações.

### **4.1. REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO**

Conforme a abordagem feita em [2], a concessão para a prestação do serviço de transmissão de energia elétrica é dada ao agente que admitir receber a menor receita anual permitida (RAP) com o dever de construí-lo, operá-lo e mantê-lo com as receitas oriundas da RAP. Pelos serviços prestados, independente do fluxo de potência transmitido por suas instalações, o agente de transmissão recebe um pagamento base (RAP/12) que visa propiciar à empresa transmissora a adequada remuneração para os seus ativos e assegurar a recuperação dos custos de manutenção e operação.

Para garantir a qualidade dos serviços da transmissão e garantir a máxima disponibilidade dos ativos, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa Nº 270 (REN 270/2007), que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações

integrantes da rede básica (rede elétrica com níveis de tensão maiores ou iguais a 230 kV) que compõem o sistema interligado nacional (SIN), penalizando quando houver indisponibilidade e restrição dos ativos. Com a promulgação da REN 270/2007, o termo parcela variável (PV) passou a ser empregado para todos os ativos pertencentes ao SIN, penalizando-os por indisponibilidade [2], [10]. O texto da REN 270/2007 define três tipos de parcela variável:

- Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação;
- Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI);
- Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO).

A Resolução Normativa 270/2007 passou por atualização, surgindo a Resolução Normativa 729/2016 e depois a Resolução 782/2017, atualmente em vigor. Todavia, do ponto de vista da regulação e da qualidade da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, as regras ficaram mais rígidas para as empresas que operam no SIN, considerando as regras de isenção de PV para solicitações de desligamentos cadastradas no plano mínimo de manutenção, as regras de penalização por atrasos na intervenção, falha na energização, indisponibilidade de equipamentos reservas, etc [11], [12].

#### **4.2. IMPACTOS DA PVI NO PROCESSO OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS**

Uma ação preventiva para se evitar o desconto na receita das empresas transmissoras decorrentes da indisponibilidade de sua FT, seria atuar na melhoria das atividades de manutenção destas funções. Neste aspecto, a gestão das manutenções precisa ser otimizada. Torna-se imperativa a revisão das periodicidades e dos procedimentos de manutenção dos equipamentos da rede básica visando um tratamento diferenciado para equipamentos com maior impacto relativo aos descontos da parcela variável [38].

De acordo com [39], as propostas para a melhoria na expansão, operação e manutenção do SIN são:

- Utilização de banco de transformadores monofásicos ao invés de um transformador trifásico. O uso deste equipamento resultará em uma condição operativa melhor em uma contingência com a utilização da fase reserva e um desconto menor relativo à parcela variável da FT. Portanto, a PVI será elemento importante a ser considerado na hora da decisão sobre o tipo de transformação a ser utilizada na instalação. A

mesma ideia é aplicada a função transmissão reator em derivação. Nas principais subestações da Eletronorte são utilizados bancos de transformadores, sendo que sempre uma fase reserva fica desligada e disponível para a operação;

- Criação de aplicativos para a gestão da parcela variável nos centros de operação das empresas. As empresas transmissoras precisarão investir no desenvolvimento de softwares de gestão da PV;

- Com a regulamentação da PV, existe a necessidade da integração da gestão das intervenções e do gerenciamento da PV, visando reduzir as indisponibilidades e os descontos de receita devidos à mesma. Deverá haver uma interface entre os sistemas computacionais de gerenciamento de desligamento de intervenções e de gestão da PV de forma que sejam minimizadas e otimizadas as intervenções, que estas ocorram no melhor período, que as franquias das FT sejam utilizadas da melhor forma possível e que o desconto relativo à PV seja minimizado. Nos centros de operação e áreas de engenharia de manutenção da Eletronorte, todas as solicitações de desligamentos para manutenções programadas ou corretivas são analisadas quanto a PV que será descontada do pagamento base mensal da função transmissão, bem como é realizada a análise de cenários, dos possíveis aproveitamentos de forma que a melhor decisão seja colocada em prática para que a perda financeira seja a menor possível;

- A implantação da função de religamento automático de linhas de transmissão é outra ação que as empresas vêm implantando, tendo em vista que desligamentos intempestivos com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto, não geram desconto por parcela variável na receita. As linhas de transmissão em níveis de tensão de 500 kV e 230 kV da Eletronorte possuem a função de religamento automático para que essas funções transmissão sejam disponibilizadas e reconectadas antes do intervalo de tempo correspondente a um minuto;

- Na manutenção em equipamentos, as transmissoras deverão buscar novos métodos para a manutenção dos seus ativos sem que haja desligamentos dos mesmos, reduzindo ou eliminando o impacto da PV nas receitas da empresa.

Para conviver com este cenário, as empresas devem investir nas manutenções preditivas, visando a redução de desligamentos programados e não programados. Várias são as formas de atuar nesta direção, incluindo investimentos na monitoração dos equipamentos, pois, o conhecimento mais exato da condição

operativa dos mesmos permitirá a elaboração de procedimentos de manutenção mais eficazes [32].

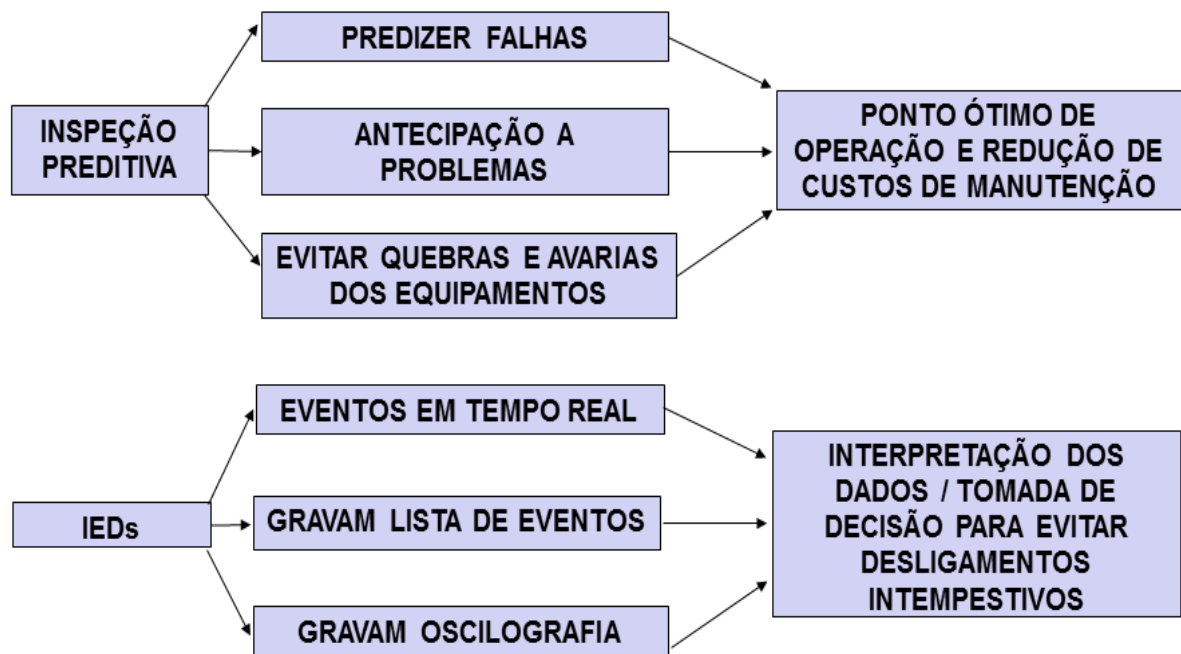
Neste capítulo foram apresentadas algumas alternativas para o enfrentamento do impacto que a parcela variável vem causando no desempenho financeiro das empresas, bem como alguns caminhos possíveis a serem percorridos pelas mesmas no sentido de melhorar o seu processo de gestão da manutenção, com o objetivo de aumentar as disponibilidades dos equipamentos existentes em suas instalações. O próximo capítulo abordará a técnica de manutenção preditiva a partir dos dados registrados pelos IEDs e o impacto financeiro que este tipo de análise permite, uma vez que desligamentos intempestivos de equipamentos foram evitados.

## CAPÍTULO 05 – ESTUDOS DE CASOS OCORRIDOS EM SUBESTAÇÕES

### 5.1. A MANUTENÇÃO PREDITIVA E OS IEDS

Este capítulo apresentará vários casos reais ocorridos nas subestações da Eletrobras Eletronorte em que foi possível evitar desligamentos a partir das análises dos dados registrados pelos IEDs, bem como evitar perdas financeiras por aplicação de PVI e outras penalidades previstas nas resoluções da ANEEL [10], [11], [12]. A técnica de certa forma é bastante simples e é concentrada na tomada de decisão antecipada. A figura 5.1 ilustra este processo de análise e tomada de decisão.

Figura 5.1 – Resumo da técnica de manutenção preditiva a partir da análise dos dados dos IEDs.



Fonte: Própria do autor.

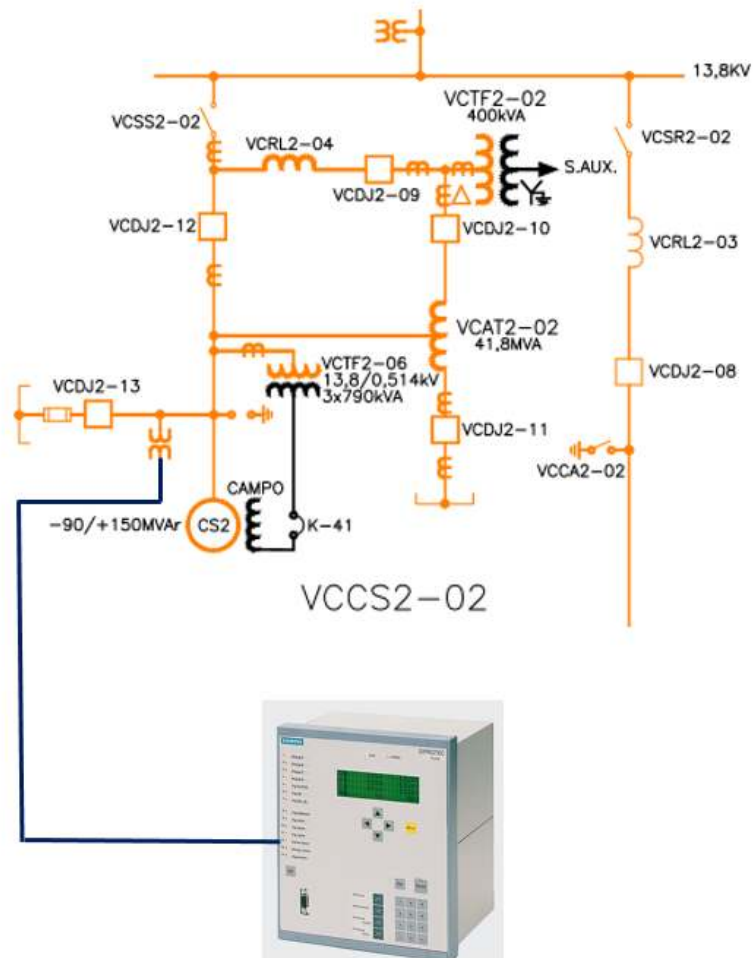
No ano de 2014, o compensador síncrono nº 2 da subestação Vila do Conde desligou duas vezes pela atuação da proteção de terra no estator 95% (64E), totalizando um tempo de indisponibilidade desta FT de 65 h 18 min e uma PVI de R\$ 171.067,23. As causas dos desligamentos estão relacionadas com a penetração de umidade no barramento dos condutores das fases A, B e V que se conectam no estator da máquina (figura 5.2). A proteção 64E nada mais é que uma função de sobretensão temporizada de neutro (59N/67GN V0) e o seu desenho esquemático está mostrado na figura 5.3.

Figura 5.2 – Barramentos blindados do compensador síncrono 2 da subestação Vila do Conde da Eletrobras Eletronorte.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.3 – Desenho esquemático da proteção de terra no estator 95% do compensador síncrono 2.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

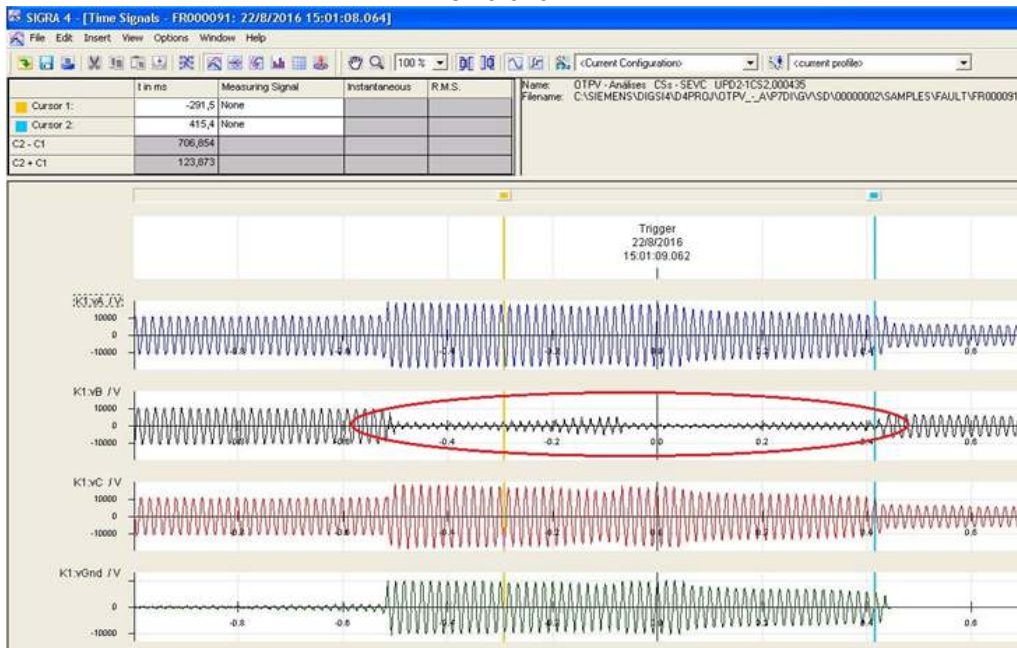
A análise da lista de eventos e oscilografias registradas pelos IEDs do sistema de proteção do compensador síncrono revelaram que o problema de perda de isolamento estava na fase B (ver os destaques em vermelho nas figuras 5.4 e 5.5).

Figura 5.4 – Lista de eventos do IED Siemens 7UM do sistema de proteção do compensador síncrono 2.

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator
00301	Power System fault	435 - ON	22.08.2016 15:01:08.565	
00302	Fault Event	435 - ON	22.08.2016 15:01:08.565	
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms	
05186	59N/67GN V0 picked up	ON	0 ms	
05190	59N/67GN Ground fault in phase B	ON	16 ms	
05562	27TN/59TN with 3.Harm. is BLOCKED	ON	209 ms	
	Pck_59L_FA	ON	439 ms	
	Pck_59L_FV	ON	439 ms	
	Pck_59T_FA	ON	439 ms	
	Pck_59T_FV	ON	439 ms	
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	496 ms	
	ATUA_64E	ON	496 ms	
05193	59N/67GN TRIP	ON	496 ms	
	Defeitos elétricos tipo 1	ON	497 ms	
00576	Primary fault current I A Side1	0,01 kA	516 ms	
00577	Primary fault current I B Side1	0,01 kA	516 ms	
00578	Primary fault current I C Side1	0,01 kA	516 ms	
00579	Primary fault current I A Side2	3,71 kA	516 ms	
00580	Primary fault current I B Side2	3,63 kA	516 ms	
00581	Primary fault current I C Side2	3,66 kA	516 ms	
05012	Voltage Va at trip	12,77 kV	516 ms	
05013	Voltage Vb at trip	0,71 kV	516 ms	
05014	Voltage Vc at trip	12,08 kV	516 ms	
05015	Active power at trip	0,31 MW	516 ms	
05016	Reactive power at trip	-80,40 MVAR	516 ms	
05017	Frequency at trip	60,00 Hz	516 ms	
05203	>BLOCK 81Q/U	ON	550 ms	
05143	>BLOCK 46	ON	550 ms	
05152	46 is BLOCKED	ON	559 ms	
05212	81 BLOCKED	ON	559 ms	
05562	27TN/59TN with 3.Harm. is BLOCKED	OFF	563 ms	
05190	59N/67GN Ground fault in phase B	OFF	983 ms	
05186	59N/67GN V0 picked up	OFF	983 ms	
05193	59N/67GN TRIP	OFF	983 ms	
00301	Power System fault	435 - OFF	22.08.2016 15:01:09.549	

Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.5 – Oscilografia registrada pelo IED Siemens 7UM do sistema de proteção do compensador síncrono 2.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

A inspeção na parte do barramento blindado, onde está instalado o disjuntor que conecta a máquina ao sistema (disjuntor VCDJ2-12 ilustrado na figura 5.6), descobriu que a umidade se concentrava no pólo da fase B e confirmou a situação que comprometia o disjuntor de forma significativa.

Figura 5.6 – Disjuntores que conectam as máquinas ao sistema elétrico da subestação Vila do Conde.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

O primeiro desligamento ocorreu em 14/04/2014 e degradou bastante a isolamento do pólo da fase B e o segundo desligamento ocorreu em 03/05/2014 e indisponibilizou o pólo da fase B definitivamente (figura 5.7). Para retornar com a máquina à operação, o pólo sobressalente foi instalado em caráter de emergência.

Figura 5.7 – Pólo original da fase B do disjuntor VCDJ2-12 com isolamento comprometida.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.



No dia 12/04/2015, ocorreu um novo desligamento do compensador síncrono nº 2 pela proteção de terra no estator e a inspeção em campo identificou que o problema de penetração de umidade novamente estava comprometendo o novo pólo instalado na fase B do disjuntor VCDJ2-12 (figura 5.8). Observa-se que esse desligamento ocorreu em um tempo inferior a 12 meses da entrada em operação do pólo sobressalente e gerou uma perda por PVI de R\$ 42.935,52 para 10 h 15 min de indisponibilidade. Esse desligamento é item do Relatório de Análise de Desligamentos Forçados do Sistema de Transmissão emitido pelo ONS [36].

Figura 5.8 – Pólo sobressalente instalado na fase B do disjuntor VCDJ2-12 com isolamento em processo de degradação.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Para retornar com a máquina à operação, a manutenção realizou um processo de limpeza e secagem da parte isolante em coloração verde, disponibilizando assim o compensador para a operação. Considerando que a pesquisa para fins de identificação do ponto ou dos pontos de penetração tinha caráter de médio prazo, que a umidade continuaria comprometendo a isolação do pólo da fase B do disjuntor VCDJ2-12, que os registros dos IEDs somente eram analisados após um desligamento e que uma nova interrupção poderia ocorrer no curto prazo, os cenários para análise eram os seguintes:

- A região onde está instalada a subestação sofria com o período chuvoso e o mês ainda era abril de 2015;
- A Eletrobras Eletronorte não possuía um pólo sobressalente;
- Não existe esse tipo de equipamento em estoque para a aquisição junto ao fabricante;
- Para o caso de um novo desligamento em ocorresse uma nova perda do pólo da fase B, o compensador ficaria indisponível por tempo indeterminado e traria prejuízos pela perda de toda a sua Receita Anual Permitida (RAP) e pelas multas que seriam aplicadas pela ANEEL.

Com a análise dos cenários descritos acima, com estudos mais aprofundados da lista de eventos e oscilografias dos IEDs do sistema de proteção, comando e controle do compensador síncrono, e diante da necessidade de uma resposta rápida para evitar o desligamento do compensador síncrono 2 e uma indisponibilidade por tempo indeterminado, nasceu a ideia para o desenvolvimento do trabalho desta dissertação.

## **5.2. CASOS REAIS OCORRIDOS NAS SUBESTAÇÕES DA ELETROBRAS ELETRONORTE**

### **1º CASO – ALARME DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL QUANDO DA ENTRADA EM OPERAÇÃO DO BANCO DE CAPACITORES VCBC6-01 NA SUBESTAÇÃO VILA DO CONDE**

No dia 25/08/2014 houve a energização do banco de capacitores VCBC6-01 às 8 h 36 min 45,004 seg. No mesmo instante, a operação da subestação Vila do Conde acionou o setor de manutenção em sistemas de proteção, controle e supervisão (SPCS) para que o mesmo fizesse uma análise dos alarmes que surgiram ao mesmo tempo no sistema de proteção das duas seções da FT e foram enviados para o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE). Enquanto o setor de SPCS procedia com o resgate das informações gravadas nos IEDs UPD2X e UPD4X (ver figura 3.11), imediatamente foi iniciada uma inspeção visual pelas áreas de operação e manutenção de equipamentos em toda a FT no sentido de se identificar as causas. As inspeções não retornaram nada que pudesse justificar as causas dos alarmes citados. Na figura 5.9 apresenta-se um fragmento da lista de eventos resgatada do IED SEL287V2 UPD2X. Na parte grafada em vermelho é possível ver os valores das tensões  $V_x$  e  $V_y$ , bem como uma numeração

que utiliza o sistema hexadecimal para as linhas relay word R1, R2, R3, R4, R5 e R6.

De posse do mostrado na figura 5.9 é possível identificar que as linhas relay word R1, R2 e R4 não sofreram variações e permaneceram com valores iguais a 00. As linhas R3, R5 e R6 mudaram dos valores 00 para os valores 05, 01 e 90, respectivamente. Aplicando a conversão de um sistema hexadecimal para um sistema binário, tem-se para a linha R3 a sequência binária 00000101, conforme mostrado na figura 5.10.

Figura 5.9 – Lista de eventos de um IED SEL287V2.

Voltage PHASOR COMPONENTS, volts secondary						Relay Word			Outputs	Inputs
VAX	VBX	VCX	VAY	VBY	VCY	R1R2	R3R4	R5R6	TAAAAAA P12345L	RLRLLE EEEEETT 112212
68.00	-26.47	-41.97	113.19	-42.78	-69.88	0000	0500	0190	.....	.....
-9.41	65.00	-54.06	-15.53	105.47	-90.03	0000	0500	0190	.....	.....
-68.03	26.50	42.00	-113.19	42.84	69.88	0000	0500	0190	.....	.....
9.38	-64.97	54.06	15.50	-105.47	90.06	0000	0500	0190	.....	.....
68.06	-26.53	-42.00	113.19	-42.84	-69.84	0000	0500	0190	.....	.....
-9.38	64.97	-54.03	-15.47	105.47	-90.06	0000	0500	0190	.....	.....
-68.03	26.56	41.94	-113.19	42.84	69.78	0000	0500	0190	.....	.....
9.34	-64.97	54.06	15.41	-105.44	90.09	0000	0500	0190	.....	.....
68.03	-26.59	-41.91	113.22	-42.88	-69.75	0000	0500	0190	.....	.....
-9.31	64.94	-54.13	-15.41	105.41	-90.13	0000	0500	0190	.....	.....
-68.06	26.63	41.94	-113.22	42.91	69.72	0000	0500	0190	.....	.....
9.28	-64.94	54.13	15.38	-105.34	90.16	0000	0500	0190	.....	.....
68.06	-26.63	-41.91	113.22	-43.00	-69.69	0000	0500	0190	.....	.....
-9.25	64.91	-54.13	-15.31	105.34	-90.19	0000	0500	0190	.....	.....
-68.06	26.66	41.84	-113.22	43.06	69.66	0000	0500	0190	.....	.....
9.25	-64.91	54.16	15.25	-105.38	90.22	0000	0500	0198	.*.....	.....
68.06	-26.66	-41.84	113.25	-43.06	-69.63	0000	0500	0198	.*.....	.....
-9.22	64.94	-54.16	-15.19	105.38	-90.25	0000	0500	0198	.*.....	.....
-68.06	26.63	41.84	-113.31	43.06	69.59	0000	0500	0198	.*.....	.....
9.16	-64.91	54.13	15.16	-105.34	90.25	0000	0500	0198	.*.....	.....
68.09	-26.66	-41.78	113.31	-43.13	-69.53	0000	0500	0198	.*.....	.....
-9.16	64.88	-54.16	-15.13	105.34	-90.31	0000	0500	0198	.*.....	.....
-68.09	26.69	41.75	-113.28	43.19	69.53	0000	0500	0198	.*.....	.....
9.16	-64.88	54.22	15.09	-105.34	90.34	0000	0500	0198	.*.....	.....

Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.10 – Conversão dos dados gravados pelos IEDs em sistema hexadecimal para sistema binário.

0				5				R3 – 05
8	4	2	1	8	4	2	1	
0	0	0	0	0	1	0	1	

Fonte: Própria do autor.

Para as linhas R5 e R6, as sequências binárias são 00000001 e 10010000, respectivamente. Lançando os valores binários obtidos para as linhas R3, R5 e R6 na Mask Event Report (MER) obtida em [35], tem-se o mostrado na figura 5.11.

Figura 5.11 – Interpretação dos dados gravados pelos IEDs do sistema de proteção a partir da Mask Event Report (MER).

MASK: MER (Event Report Trigger)									Hexadecimal Setting
ROW #1: Relay Word Binary Representation	X59A	X59B	X59C	3Y59	Y59A	Y59B	Y59C	3Y59D	
ROW #2: Relay Word Binary Representation	X27A	X27B	X27C	LTCH	Y27A	Y27B	Y27C	3Y27	
ROW #3: Relay Word Binary Representation	X59P 0	X59T 0	Y59P 0	Y59T 0	59P1 0	27P1 1	59P2 0	27P2 1	
ROW #4: Relay Word Binary Representation	VH1	VL1	VH2	VL2	VHD1	VLD1	VHD2	VLD2	
ROW #5: Relay Word Binary Representation	87H 0	87HD 0	LOP 0	LOPD 0	VCI1 0	VCI2 0	87T 0	87A 1	
ROW #6: Relay Word Binary Representation	87A1 1	87AA 0	87A2 0	87BA 1	87A1D 0	87CA 0	87TD 0	87A2D 0	

Fonte: [35].

A Mask Event Report apresenta todos os elementos de proteção existentes e realizados pelo IED SEL287V2 tanto em nível de alarme quanto em nível de desligamento (trip). O IED SEL287V2 opera com dois grupos de ajustes e os mesmos estão mostrado na figura 5.12.

Figura 5.12 – Grupos de ajustes existentes no IED SEL287V2.

AJUSTES DO RELÉ SEL287-V2			
VALORES ACIMA DO TAP 1º GRUPO DE AJUSTES		VALORES ABAIXO DO TAP 2º GRUPO DE AJUSTES	
ALARME DE 1º ESTÁGIO	0,51V	ALARME DE 1º ESTÁGIO	4,6V
TRIP NO 2º ESTÁGIO	1,3V	TRIP NO 2º ESTÁGIO	11,7V
TRIP INSTANTÂNEO	55,2V	TRIP INSTANTÂNEO	6,13V

Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Do preenchimento da Mask Event Report citada, foi possível concluir o seguinte para o IED UPD2X:

- Os elementos 27P1 e 27P2 da linha R3 (row #3) representam elementos de subtensão para uma tensão média considerando um esquema de seleção das fontes X (230 kV) e Y (TP1 ou TP2). Apesar de esses elementos estarem em nível lógico 1, os mesmos não estão sendo utilizados tendo em vista que no projeto do sistema de proteção do banco de capacitores não existe a função de subtensão parametrizada por tensão média;
- Na linha R5 (row #5) é possível identificar que o elemento 87A está em nível lógico 1, indicando que o IED UPD2X está com um alarme real para o elemento diferencial de tensão;
- A linha R6 (row #6) confirma o alarme acima e indica o grupo de ajustes que foi sensibilizado e em que fase está ocorrendo a existência da tensão diferencial. Para o caso em análise foi possível constatar que o grupo 1 de ajustes foi sensibilizado ( $dV > 0$  e 87A1 está em nível lógico 1) e que o problema se encontrava na fase B (87BA está em nível lógico 1).

Da oscilografia foram obtidos os dados de tensão nos lados de 230 kV e 13,2 kV, conforme abaixo:

- Valores secundários de tensão no lado de 230 kV  $V_{ax} = 68,56$  V,  $V_{bx} = 70,01$  V e  $V_{cx} = 68,19$  V;
- Valores secundários de tensão no lado de 13,2 kV  $V_{ay} = 118,92$  V,  $V_{by} = 118,89$  V e  $V_{cy} = 119,14$  V;

A partir dos valores de  $k_a = 0,575$ ,  $k_b = 0,582$ ,  $k_c = 0,572$  retirados dos ajustes implantados nos IEDs e executando (3.1), têm-se:

$dVA = |V_{ax}| - k_a \cdot |V_{ay}| = |68,56| - 0,575 \cdot |118,92| = 0,181$  V < 0,51 V (ausência de alarme);

$dVB = |V_{bx}| - k_b \cdot |V_{by}| = 0,81602$  V > 0,51 V (alarme 87V na fase B);

$dVC = |V_{cx}| - k_c \cdot |V_{cy}| = 0,04192$  V < 0,51 V (ausência de alarme);

A análise da Mask Event Report do IED UPD4X foi idêntica ao já apresentado para o IED UPD2X, confirmando que quando o banco de capacitores VCBC6-01 foi energizado no dia 25/08/2014 às 8 h 36 min 45,004 seg, os dois IEDs foram sensibilizados ao mesmo tempo em nível de alarme em função do surgimento de

tensão diferencial na fase B. Aplicando novamente (3.1) para o IED UPD4X e considerando os dados obtidos para a oscilografia, tem-se:

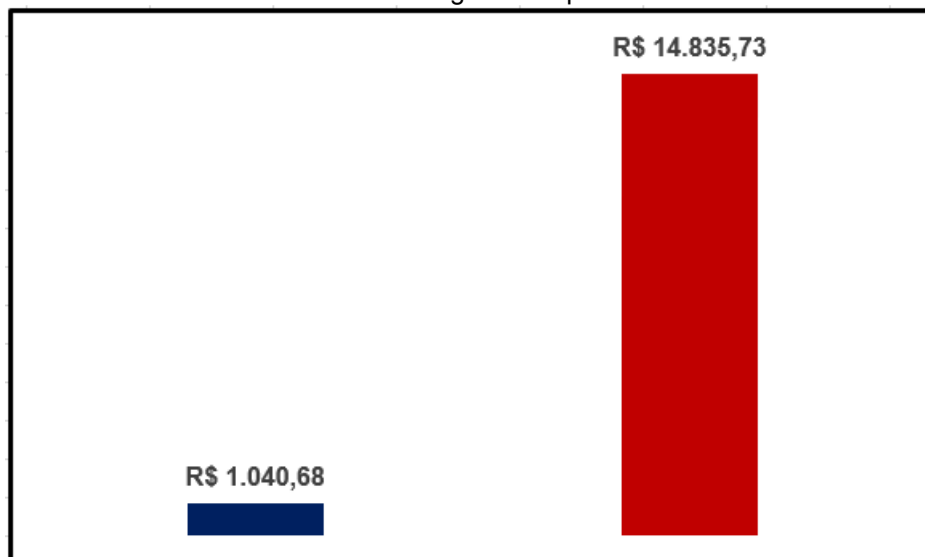
- $dVA = 0,03176 \text{ V} < 0,51 \text{ V}$  (ausência de alarme);
- $dVB = 0,84144 \text{ V} > 0,51 \text{ V}$  (alarme 87V na fase B);
- $dVC = 0,15999 \text{ V} < 0,51 \text{ V}$  (ausência de alarme).

Os cálculos das tensões diferenciais se tornam importantes para a tomada de decisão na manutenção do banco de capacitores tendo em vista que esses valores traduzem o quanto o estágio de alarme pode estar próximo ou não do estágio de desligamento. Como os alarmes surgiram ao mesmo tempo nos IEDs e as tensões diferenciais nos dois IEDs são oriundas da fase B, foi solicitado para a equipe de manutenção em equipamentos uma inspeção no transformador de potencial de 230 kV com foco específico na fase B, que por sua vez poderia estar com erro de relação de transformação (RTP) em função de alteração das impedâncias dos módulos capacitivos que o compõem.

A equipe de manutenção de equipamentos, de posse das recomendações apresentadas pelo SPCS, fez uma intervenção com desligamento programado de três horas e quarenta minutos no dia 04/09/2014 para inspecionar as três fases do transformador de potencial do setor de 230 kV. Os testes de relação de transformação comprovaram um erro de 2,35% na relação de transformação (RTP) da fase B quando comparado ao valor obtido na última manutenção quinquenal deste equipamento, bem como comprovaram valores de Fator de Potência (FP) desta fase fora dos padrões quando comparados com as demais fases e dados de comissionamento. De posse de tal resultado e comprovação, um TP sobressalente e já ensaiado foi preparado e uma nova intervenção com desligamento foi programada para a realização da substituição do equipamento defeituoso no dia 14/11/2014. Vale ressaltar que tal intervenção teve a duração de três horas e trinta minutos. Após a substituição do TP defeituoso da fase B, a FT foi disponibilizada ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que por sua vez solicitou imediatamente a energização do equipamento. Com a energização e de posse do monitoramento on line via IEDs de proteção, foi possível constatar a normalidade dos valores de tensão no lado de 230 kV e 13,2 kV. Os elementos diferenciais de tensão das fases A, B e V ficaram com valores  $dVA = 0,00 \text{ Volts}$ ,  $dVb = 0,00 \text{ Volts}$  e  $dVC = 0,03 \text{ Volts}$ , respectivamente. Considerando as definições existentes em [10], [11], [12], as sete

horas e dez minutos utilizados de desligamentos programados para a inspeção e substituição do TP defeituoso custaram R\$ 1.040,68 para a Eletronorte em função da aplicação de PVI para um fator  $K_p = 5$ . Considerando-se as mesmas sete horas e dez minutos como desligamentos intempestivos, o custo de apuração somente com PVI seria de R\$ 14.835,73 ( $K_o = 100$ ). A figura 5.13 apresenta a comparação entre a PVI apurada considerando as ações tomadas a partir da análise dos dados gravados pelos IEDs (parte azul) e a PVI que seria aplicada para o mesmo período em caso de desligamento intempestivo do banco de capacitores (parte vermelha), o que representou uma redução de perda financeira de 92,9 %.

Figura 5.13 – Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.



Fonte: Própria do autor.

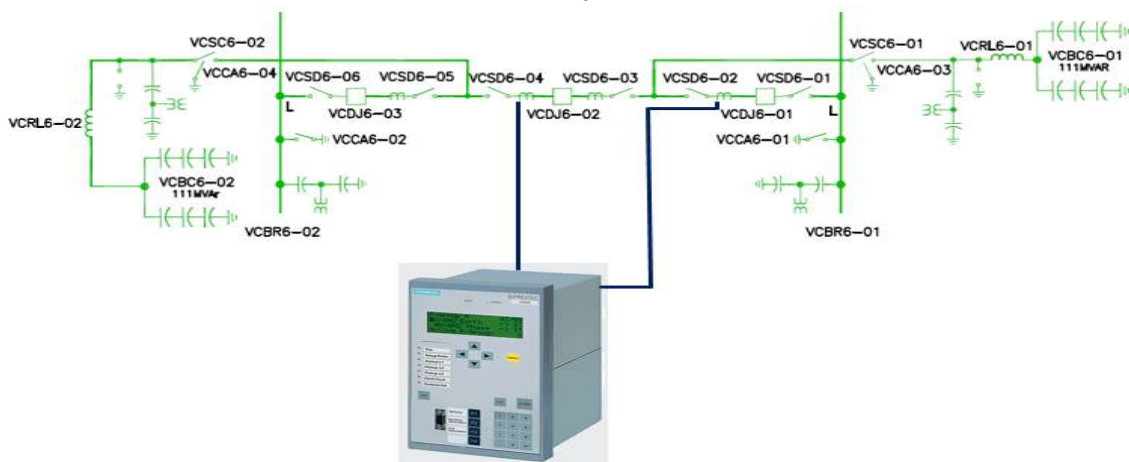
## **2º CASO – PICKUP DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADA DE NEUTRO (51N) QUANDO DA RETIRADA DE OPERAÇÃO DO BANCO DE CAPACITORES VCBC6-01 NA SUBESTAÇÃO VILA DO CONDE**

Durante a realização da inspeção do SPCS da subestação Vila do Conde no dia 14/08/2015, foi identificada uma partida da proteção de sobrecorrente temporizado de neutro (51N) no IED do sistema de proteção de retaguarda do banco de capacitores VCBC6-01. O diagrama do circuito de proteção da proteção de retaguarda é apresentado na figura 5.14. Com a análise da oscilografia, foi possível elucidar que a partida da referida proteção foi motivada por uma discordância de pólos durante a abertura manual do disjuntor VCDJ6-01 para a desenergização do

banco de capacitores. A discordância de pólos ocorre quando o tempo de fechamento ou abertura de um ou mais pólos do disjuntor é maior que 6 ms.

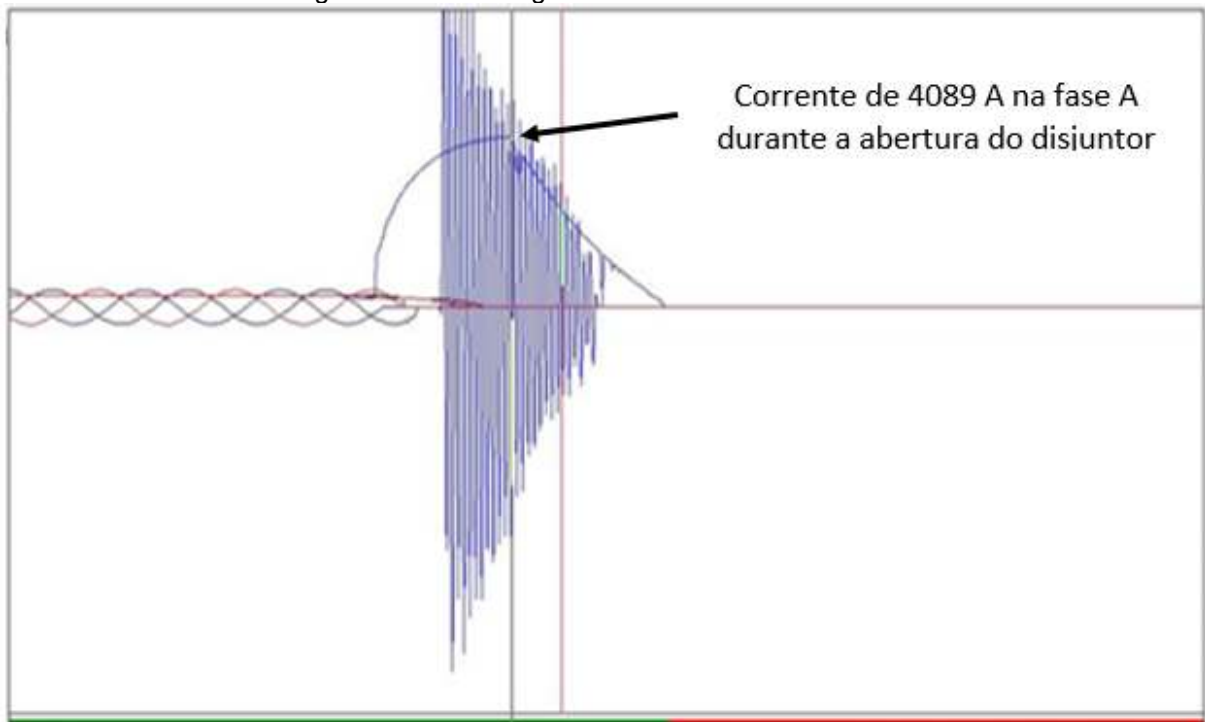
A oscilografia indica ainda a possibilidade de um retardo na separação dos contatos do pólo da fase A do disjuntor com conseqüente ignição de arco elétrico, que por sua vez permitiu a condução de uma corrente elétrica de 4089 A e muito superior à corrente nominal do disjuntor que é de 3000 A. A figura 5.15 mostra a oscilografia do IED que permitiu diagnosticar o defeito no equipamento.

Figura 5.14 – Circuito esquemático da proteção de retaguarda do banco de capacitores VCBC6-01.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.15 – Oscilografia obtida do IED Siemens 7SJ62.

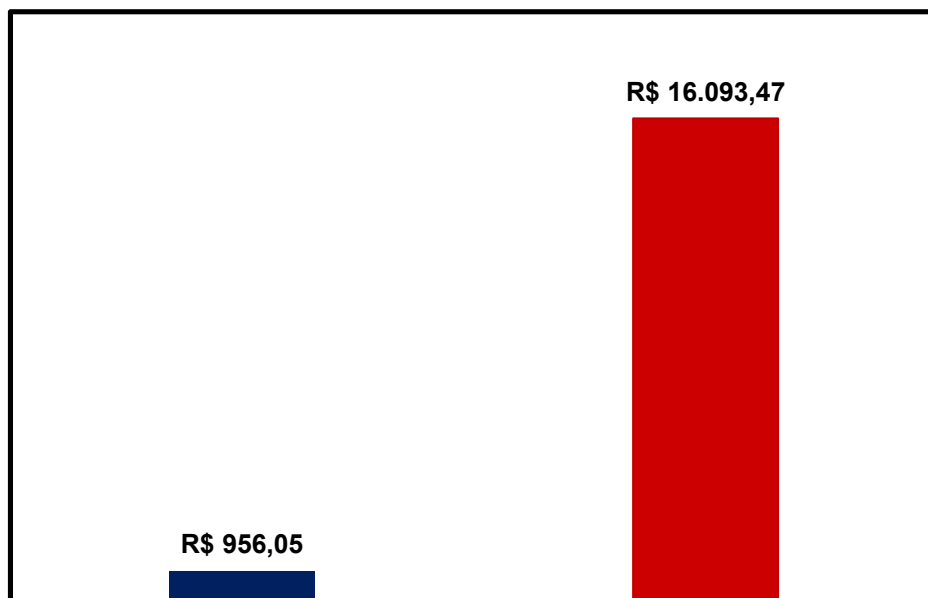


Fonte: Eletrobras Eletronorte.



De posse das informações fornecidas, a equipe de equipamentos procedeu com a inspeção do disjuntor e encontrou problemas de vazamento de óleo e de ordem mecânica na fase A. Com uma intervenção de desligamento programado de 6 horas, o pólo da fase A foi substituído e os pontos de vazamentos foram normalizados. A figura 5.16 mostra uma comparação das perdas financeiras com PVI para seis horas de desligamento programado (azul) e seis horas de desligamento intempestivo (vermelho) conforme o previsto na resolução 270/2007 da ANEEL já citada anteriormente, comprovando assim o quanto é vantajoso analisar e trabalhar de forma preditiva com os registros gravados pelos IEDs. A redução da perda financeira neste caso é de 94,1%.

Figura 5.16 – Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.



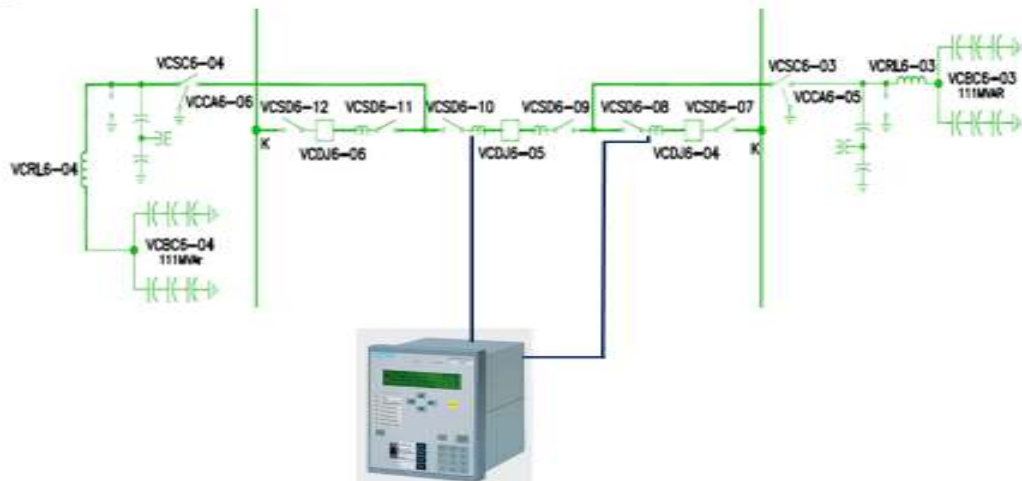
Fonte: Própria do autor.

### **3º CASO – PICKUP DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADA DE NEUTRO (51N) QUANDO DA ENERGIZAÇÃO DO BANCO DE CAPACITORES VCBC6-03 NA SUBESTAÇÃO VILA DO CONDE**

Durante a realização da inspeção do SPCS da subestação Vila do Conde no dia 23/05/2017, foi identificada uma partida da proteção de sobrecorrente temporizado de neutro (51N) no IED do sistema de proteção de retaguarda do banco de capacitores VCBC6-03. O diagrama do circuito de proteção da proteção de retaguarda é apresentado na figura 5.17. Com a análise da oscilografia, foi possível elucidar que a partida da referida proteção foi motivada por uma discordância de

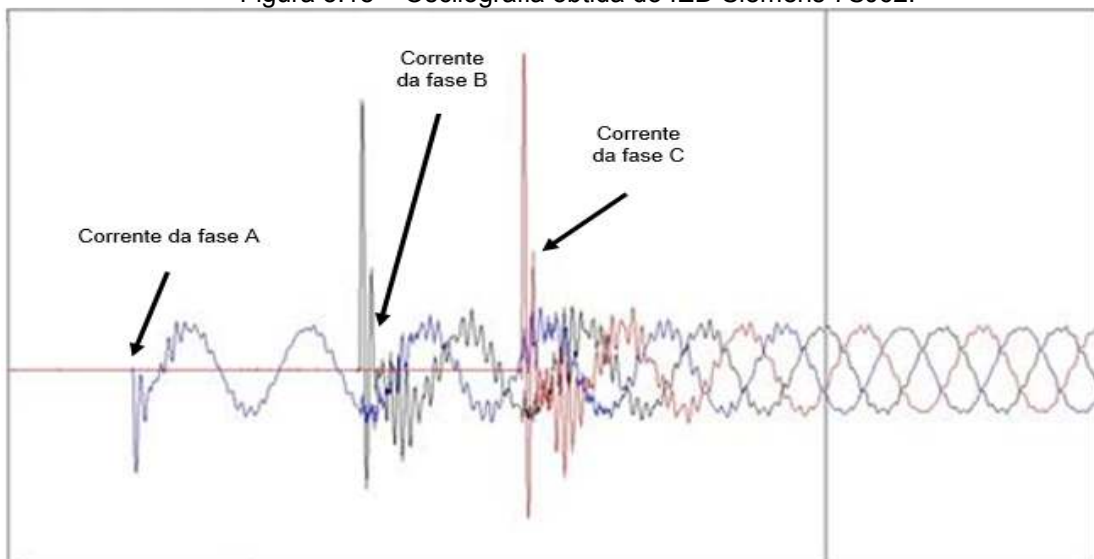
pólos durante a manobra manual de fechamento do disjuntor VCDJ6-04 para a energização do banco de capacitores. Pelas análises dos tempos de fechamento dos pólos, identificamos que as fases B e V possuem atrasos médios de 13,9 ms e 65 ms, respectivamente quando comparadas com a fase A. Considerando que o tempo ajustado para a proteção intrínseca de discordância de pólos do disjuntor estava ajustado em 100 ms, que um desligamento intempestivo poderia ocorrer durante a operação do equipamento nesta condição e que o mecanismo de fechamento do disjuntor é operado por um sistema de óleo hidráulico de alta pressão, foi solicitada uma inspeção no circuito hidráulico do disjuntor. A figura 5.18 mostra a oscilografia do IED que permitiu diagnosticar o defeito no equipamento.

Figura 5.17 – Circuito esquemático da proteção de retaguarda do banco de capacitores VCBC6-03.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

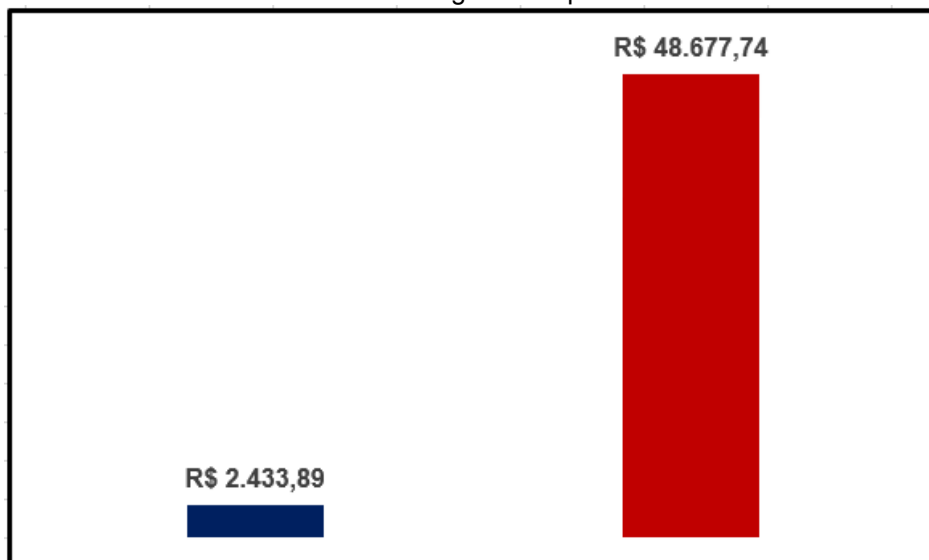
Figura 5.18 – Oscilografia obtida do IED Siemens 7SJ62.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

De posse das informações fornecidas, a equipe de equipamentos procedeu com a inspeção do disjuntor e encontrou problemas de vazamentos acentuados de óleo nos circuitos hidráulicos das fases B e V, principalmente na fase V. Com uma intervenção de desligamento programado de 4 horas, os vazamentos existentes nos pólos das fases B e V foram sanados, restabelecendo assim a condição básica de operação do equipamento. A figura 5.19 mostra uma comparação das perdas financeiras com PVI para quatro horas de desligamento programado (azul) e quatro horas de desligamento intempestivo (vermelho) conforme o previsto na Resolução 729/2016 da ANEEL (atualização da Resolução 270/2007 citada anteriormente), comprovando mais uma vez a relevância de desenvolver trabalhos com foco na manutenção preditiva a partir dos registros gravados pelos IEDs. A redução da perda financeira para este caso foi de 94,99%.

Figura 5.19 – Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.



Fonte: Própria do autor.

#### **4º CASO – PICKUP DA PROTEÇÃO DE TERRA NO ESTATOR DURANTE A OPERAÇÃO NORMAL DO COMPENSADOR SÍNCRONO VCCS2-02 NA SUBESTAÇÃO VILA DO CONDE**

Na inspeção realizada no dia 12/05/2017, analisando a lista de eventos e oscilografias registradas pelos IEDs que promovem a proteção do compensador síncrono 2 VCCS2-02 na subestação Vila do Conde, foram identificados vários eventos de pick-up e drop-out da proteção de terra no estator 95%, que nada mais é que uma função de proteção por sobretensão temporizado de neutro. Esse caso é

uma reincidência dos casos apresentados anteriormente e a figura 5.3 ilustra o diagrama de proteção da função de terra no estator 95%.

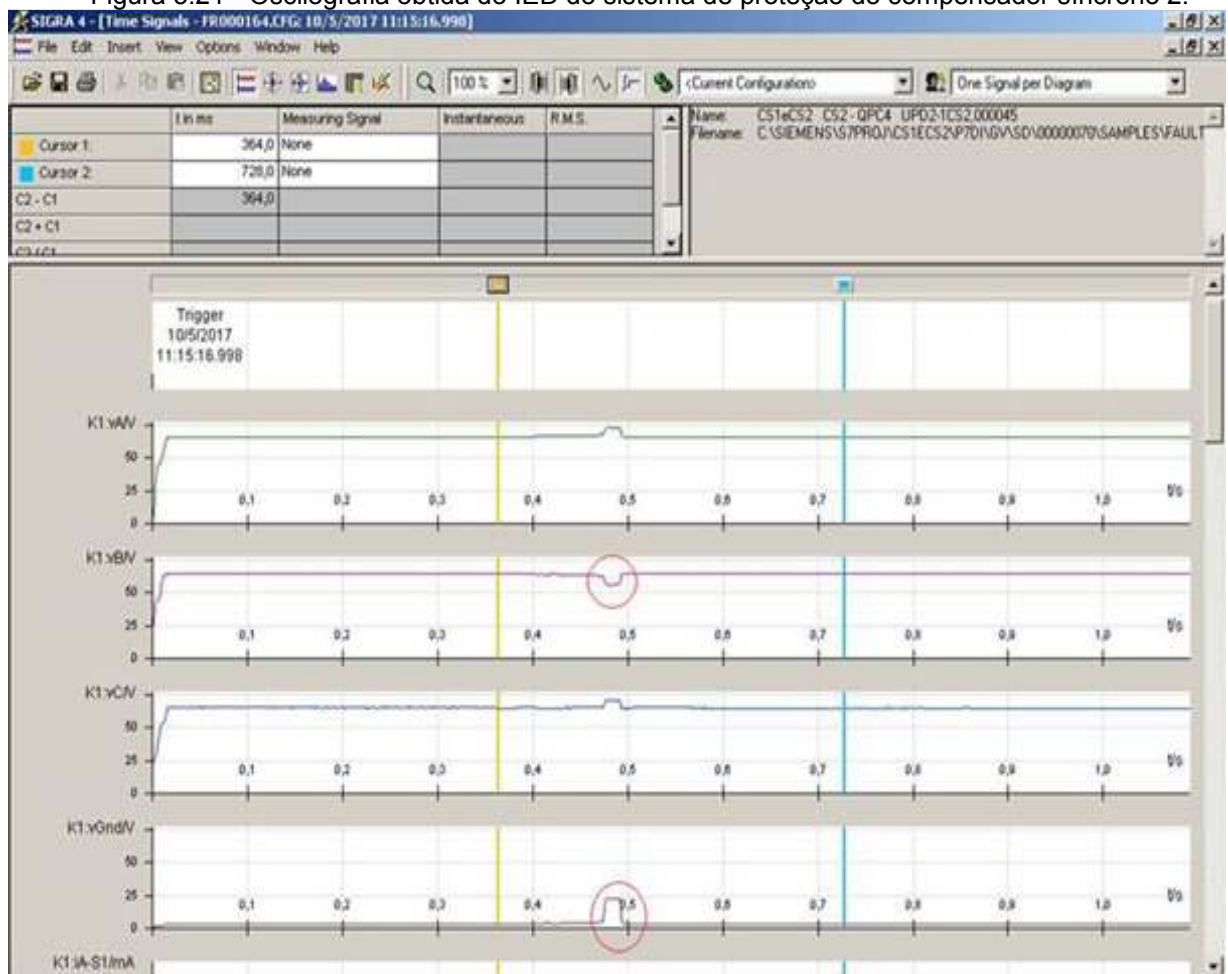
A lista de eventos e oscilografia mostra que a duração média dos eventos de pick-up é da ordem de 16 ms e evidencia que o problema de fuga para a terra está na fase B do disjuntor VCDJ2-12. A figura 5.20 apresenta a lista de eventos do IED e a figura 5.21 mostra o comportamento da tensão no estator da máquina. Em função do histórico existente e conhecido nos anos de 2014 e 2015 já descritos anteriormente, foi sugerida uma inspeção no pólo da fase B do disjuntor VCDJ2-12 para fins de verificação de presença de umidade em sua parte isolante. O resultado da inspeção de campo confirmou que existia água na parte isolante do disjuntor, bem como confirmou que o problema apresenta o mesmo padrão de degradação da isolação já mostrado nas figuras 5.7 e 5.8, respectivamente. A figura 5.22 apresenta a degradação da isolação do pólo do disjuntor VCDJ2-12.

Figura 5.20 – Lista de eventos do IED Siemens 7UM do sistema de proteção do compensador síncrono 2.

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause	State	Add_Cause
05165	46-1 picked up	ON	16.04.2017 16:39:22.803	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05159	46-2 picked up	OFF	16.04.2017 16:39:22.820	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	OFF	16.04.2017 16:39:22.837	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	36 - OFF	16.04.2017 16:39:22.837	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	37 - ON	19.04.2017 17:34:04.535	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	ON	19.04.2017 17:34:04.535	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	OFF	19.04.2017 17:34:04.568	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	37 - OFF	19.04.2017 17:34:04.568	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	38 - ON	21.04.2017 22:31:35.947	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	ON	21.04.2017 22:31:35.947	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	OFF	21.04.2017 22:31:35.963	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	38 - OFF	21.04.2017 22:31:35.964	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	39 - ON	25.04.2017 09:20:21.109	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	ON	25.04.2017 09:20:21.109	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	OFF	25.04.2017 09:20:21.125	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	39 - OFF	25.04.2017 09:20:21.126	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05562	27TN/59TN with 3.Harm. is BLOCKED	ON	26.04.2017 08:28:41.451	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05563	27TN/59TN with 3.Harm. is ACTIVE	OFF	26.04.2017 08:28:41.451	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05562	27TN/59TN with 3.Harm. is BLOCKED	OFF	26.04.2017 08:31:38.071	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05563	27TN/59TN with 3.Harm. is ACTIVE	ON	26.04.2017 08:31:38.071	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	40 - ON	02.05.2017 03:41:32.618	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	ON	02.05.2017 03:41:32.618	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	OFF	02.05.2017 03:41:32.651	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	40 - OFF	02.05.2017 03:41:32.651	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	41 - ON	08.05.2017 18:03:27.946	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	ON	08.05.2017 18:03:27.946	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	OFF	08.05.2017 18:03:28.046	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	41 - OFF	08.05.2017 18:03:28.046	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	42 - ON	09.05.2017 17:50:38.195	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	ON	09.05.2017 17:50:38.195	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05165	46-1 picked up	OFF	09.05.2017 17:50:38.295	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	42 - OFF	09.05.2017 17:50:38.295	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	43 - ON	10.05.2017 10:32:15.349	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	ON	10.05.2017 10:32:15.349	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	OFF	10.05.2017 10:32:15.365	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	43 - OFF	10.05.2017 10:32:15.366	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	44 - ON	10.05.2017 11:29:36.082	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	ON	10.05.2017 11:29:36.082	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	OFF	10.05.2017 11:29:36.099	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	44 - OFF	10.05.2017 11:29:36.099	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	45 - ON	10.05.2017 12:52:48.140	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	ON	10.05.2017 12:52:48.140	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
05186	59N/67GN V0 picked up	OFF	10.05.2017 12:52:48.156	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
00301	Power System fault	45 - OFF	10.05.2017 12:52:48.157	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		

Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.21 - Oscilografia obtida do IED do sistema de proteção do compensador síncrono 2.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

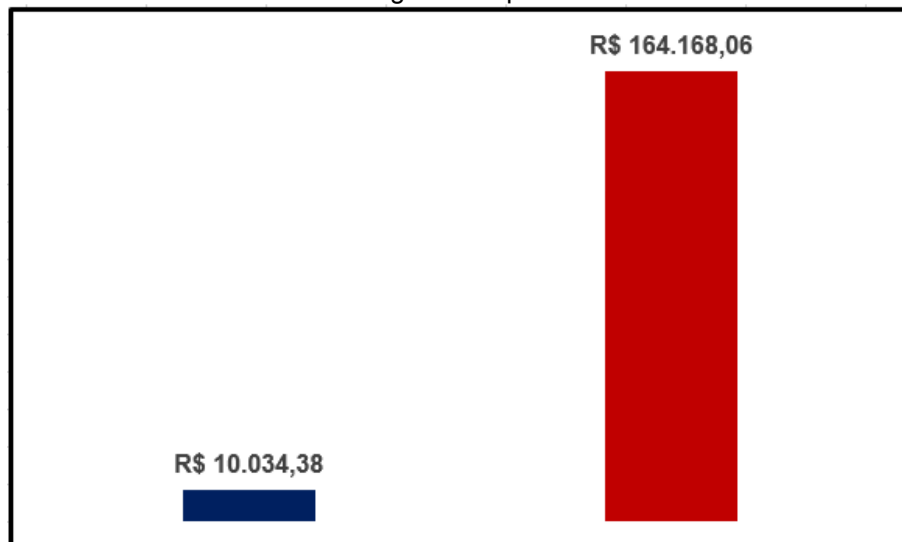
Figura 5.22 – Degradação da parte isolante do pólo da fase B do disjuntor VCDJ2-12.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

A equipe de manutenção, de posse das constatações em campo, iniciou imediatamente o processo de secagem e estabeleceu controles para manter o compensador síncrono operando até que um desligamento programado fosse solicitado junto ao ONS. No dia 16/05/2017, a máquina foi desligada de forma programada e manutenção da parte isolante do disjuntor foi realizada, restabelecendo as condições básicas de operação do disjuntor. O desligamento teve a duração de seis horas e dez minutos e a figura 5.23 mostra a comparação das perdas financeiras quando o trabalho ocorre via um desligamento programado (parte azul) e um desligamento intempestivo (parte vermelha), conforme Resolução 726/2017 da ANEEL. Para este caso, a redução da perda financeira foi de 93,9%.

Figura 5.23 – Redução de perdas com PVI a partir da manutenção preditiva através da análise dos dados registrados pelos IEDs.



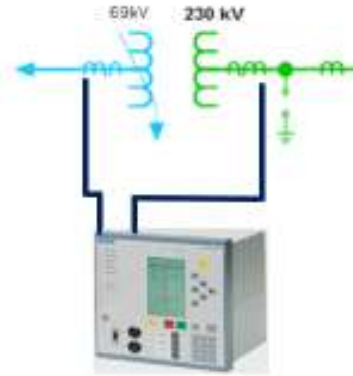
Fonte: Própria do autor.

##### **5º CASO – ALARME BROKEN WIRE DURANTE A OPERAÇÃO NORMAL DO TRANSFORMADOR PITF6-01 NA SUBESTAÇÃO PIMENTAL**

Na inspeção realizada no dia 26/07/2018 no sistema de proteção da subestação Pimental, foram verificados alguns alarmes “Broken wire Ph.B measurement location 2” na lista de eventos do IED que faz a proteção principal do transformador PITF6-01 da subestação Pimental. Como já comentado no capítulo 3, a proteção diferencial de corrente baseia-se na comparação das correntes que entram e saem do elemento protegido. No caso do transformador PITF6-01, as correntes comparadas são as correntes do lado M1 (location 1) referente ao enrolamento de 230 kV e as correntes do lado M2 (location 2) referente ao

enrolamento de 69 kV. As figuras 5.24 e 5.25 mostram o desenho esquemático do sistema de proteção do transformador e a lista de eventos gravada pelo IED, respectivamente.

Figura 5.24 – Circuito esquemático da proteção principal do transformador PITF6-01.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

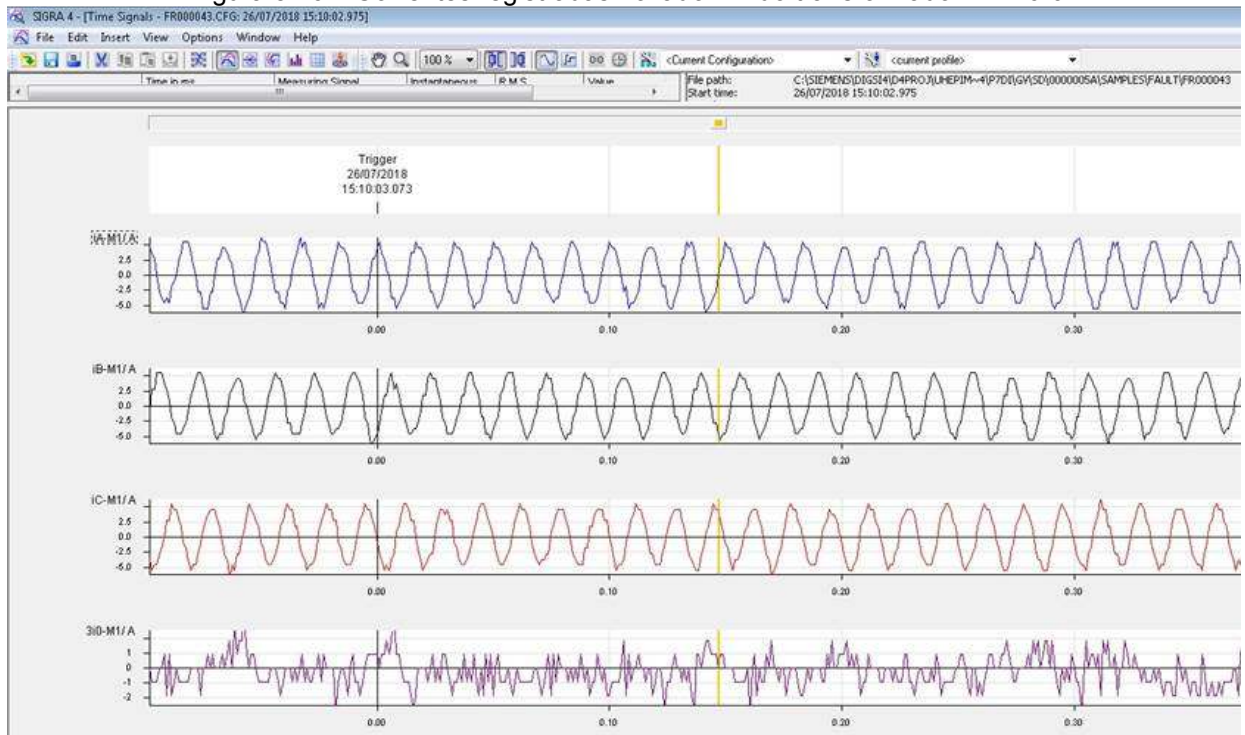
Figura 5.25 – Lista de eventos do IED do sistema de proteção do transformador PITF6-01.

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause
00251	Broken wire detected	ON	20.05.2018 16:04:24.644	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
30124	Broken wire Ph. B measurement location 2	OFF	20.05.2018 16:05:01.442	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00251	Broken wire detected	OFF	20.05.2018 16:05:01.442	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
30124	Broken wire Ph. B measurement location 2	ON	20.05.2018 16:18:08.913	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00251	Broken wire detected	ON	20.05.2018 16:18:08.913	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	81 - ON	21.05.2018 14:40:31.205	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	81 - OFF	21.05.2018 14:40:33.093	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	82 - ON	21.05.2018 14:57:34.652	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	82 - OFF	21.05.2018 14:57:34.700	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
30124	Broken wire Ph. B measurement location 2	OFF	31.05.2018 20:36:26.901	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00251	Broken wire detected	OFF	31.05.2018 20:36:26.901	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	83 - ON	03.07.2018 03:24:50.805	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	83 - OFF	03.07.2018 03:24:50.887	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
30124	Broken wire Ph. B measurement location 2	ON	03.07.2018 03:25:53.935	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00251	Broken wire detected	ON	03.07.2018 03:25:53.935	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
30124	Broken wire Ph. B measurement location 2	OFF	03.07.2018 03:25:57.611	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00251	Broken wire detected	OFF	03.07.2018 03:25:57.611	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	84 - ON	09.07.2018 01:10:32.823	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	84 - OFF	09.07.2018 01:10:32.890	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	85 - ON	10.07.2018 01:19:23.101	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	85 - OFF	10.07.2018 01:19:23.166	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	86 - ON	10.07.2018 01:19:26.824	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	86 - OFF	10.07.2018 01:19:28.858	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	87 - ON	11.07.2018 01:55:36.742	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	87 - OFF	11.07.2018 01:55:36.842	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	88 - ON	11.07.2018 01:55:42.555	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Proteção Normal	ON	11.07.2018 01:55:42.556	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	88 - OFF	11.07.2018 01:55:42.597	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Proteção Normal	OFF	11.07.2018 01:55:42.704	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	89 - ON	11.07.2018 02:56:23.387	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	89 - OFF	11.07.2018 02:56:25.275	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Reset LED	ON	11.07.2018 06:05:17.240	Command Issue...	Spontaneous
00301	Power System fault	90 - ON	13.07.2018 00:28:32.984	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	90 - OFF	13.07.2018 00:28:33.066	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	91 - ON	13.07.2018 00:28:38.402	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	91 - OFF	13.07.2018 00:28:38.486	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	92 - ON	13.07.2018 00:28:38.613	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	92 - OFF	13.07.2018 00:28:38.653	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	93 - ON	14.07.2018 00:58:16.654	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	93 - OFF	14.07.2018 00:58:16.721	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	94 - ON	14.07.2018 23:33:02.513	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	94 - OFF	14.07.2018 23:33:02.515	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
30124	Broken wire Ph. B measurement location 2	ON	15.07.2018 00:33:20.330	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00251	Broken wire detected	ON	15.07.2018 00:33:20.330	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
30124	Broken wire Ph. B measurement location 2	OFF	15.07.2018 05:21:07.347	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00251	Broken wire detected	OFF	15.07.2018 05:21:07.348	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	95 - ON	17.07.2018 00:45:32.713	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	95 - OFF	17.07.2018 00:45:32.763	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	96 - ON	17.07.2018 00:45:38.183	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	96 - OFF	17.07.2018 00:45:38.284	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	97 - ON	18.07.2018 00:24:52.242	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	97 - OFF	18.07.2018 00:24:52.341	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	98 - ON	18.07.2018 00:24:57.988	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	98 - OFF	18.07.2018 00:24:58.040	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	99 - ON	18.07.2018 23:29:13.257	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	99 - OFF	18.07.2018 23:29:13.320	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	100 - ON	20.07.2018 00:55:22.285	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	100 - OFF	20.07.2018 00:55:22.327	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	101 - ON	21.07.2018 21:38:58.037	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	101 - OFF	21.07.2018 21:38:58.152	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	102 - ON	21.07.2018 21:39:03.606	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Power System fault	102 - OFF	21.07.2018 21:39:03.669	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Fault Recording Start	ON	26.07.2018 14:55:05.672	Command Issue...	Control Issued
00301	Fault Recording Start	OFF	26.07.2018 14:55:06.199	Com.Issued=Aut...	Spontaneous
00301	Fault Recording Start	ON	26.07.2018 15:10:03.073	Command Issue...	Control Issued
00301	Fault Recording Start	OFF	26.07.2018 15:10:03.599	Com.Issued=Aut...	Spontaneous

Fonte: Eletrobras Eletronorte.

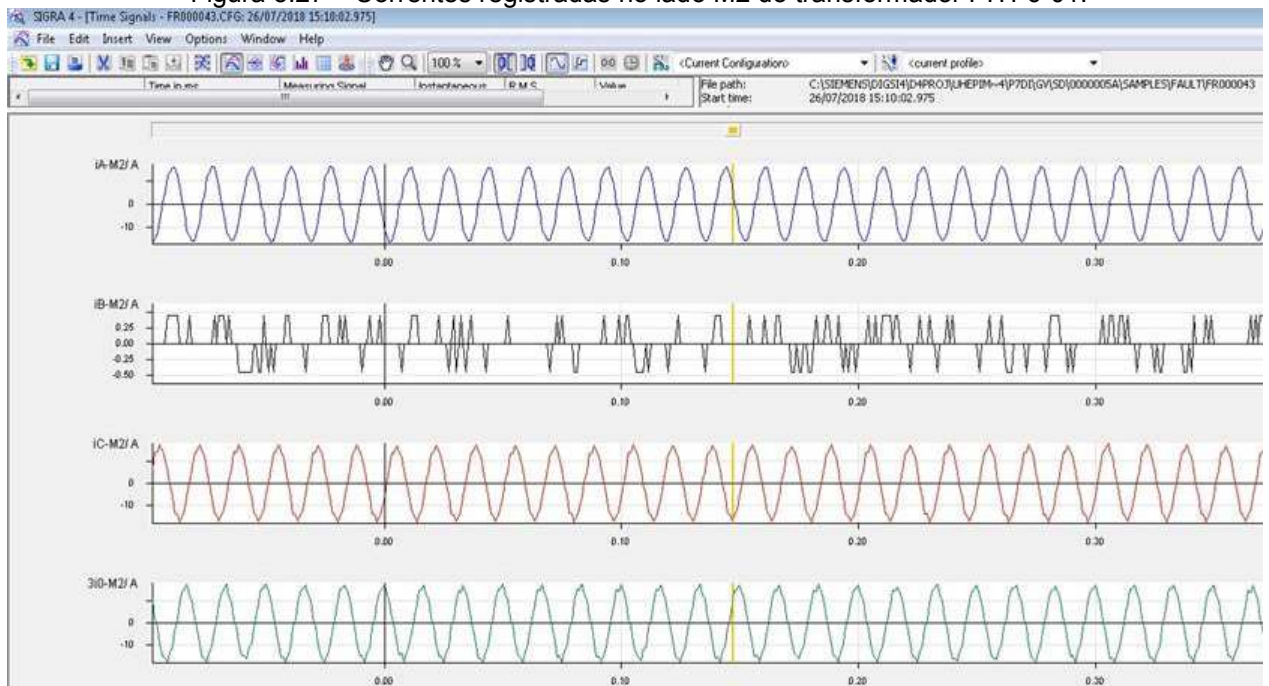
A partir da situação constatada na lista de eventos do IED, foi efetuado um comando de trigger manual com fins de obtenção da oscilografia para a visualização dos sinais de corrente dos lados M1 e M2 do transformador. Os resultados obtidos são mostrados nas figuras 5.26 e 5.27.

Figura 5.26 – Correntes registradas no lado M1 do transformador PITF6-01.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.27 – Correntes registradas no lado M2 do transformador PITF6-01.

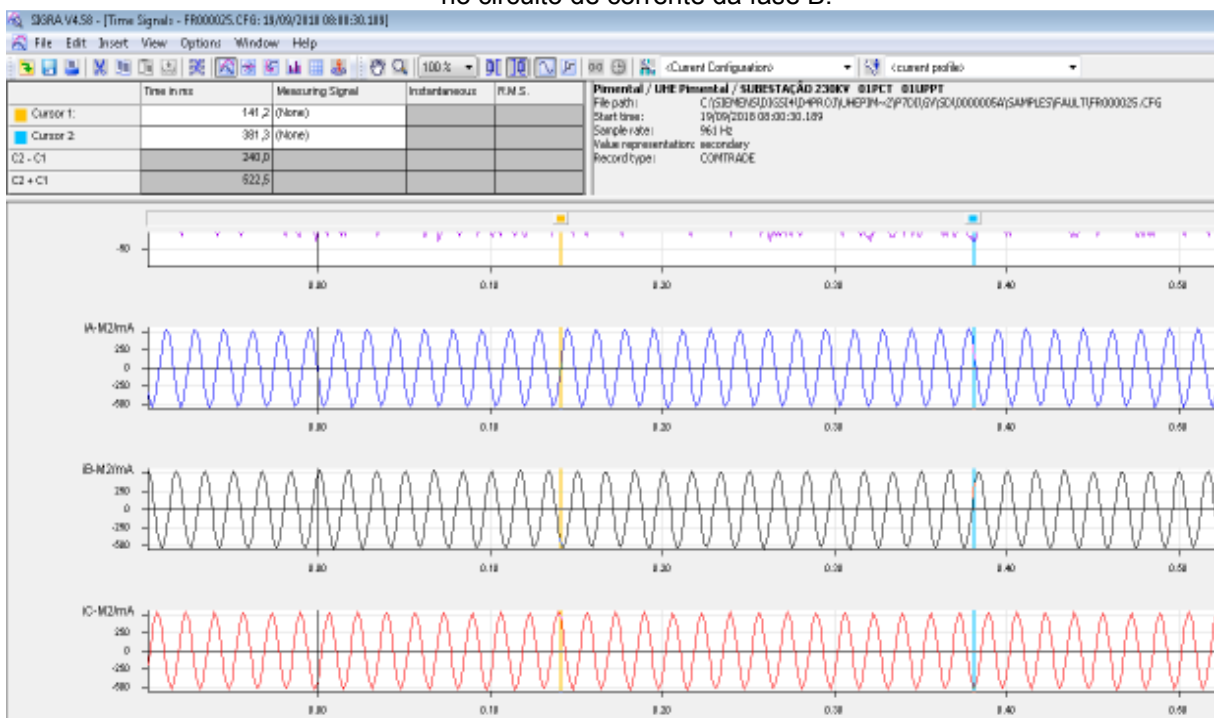


Fonte: Eletrobras Eletronorte.



De posse da oscilografia do IED, foi possível que confirmar que o problema estava na medição de corrente da fase B do lado de 69 kV do transformador. Conhecida a causa do problema, foi realizada uma inspeção no circuito de corrente desde o enrolamento secundário do transformador de corrente até à placa de aquisição de sinais analógicos do IED. A inspeção encontrou terminais folgados tanto no enrolamento secundário quanto ao longo de todo o circuito e normalizou todos partindo de uma intervenção sem desligamento na subestação. A figura 5.28 mostra a oscilografia do lado M2 do transformador com os respectivos sinais de corrente em condições normais.

Figura 5.28 – Correntes registradas no lado M2 do transformador PITF6-01 após a manutenção no circuito de corrente da fase B.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

## 6º CASO – ALARME DE BLOQUEIO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BARRAS DA SUBESTAÇÃO MARABÁ

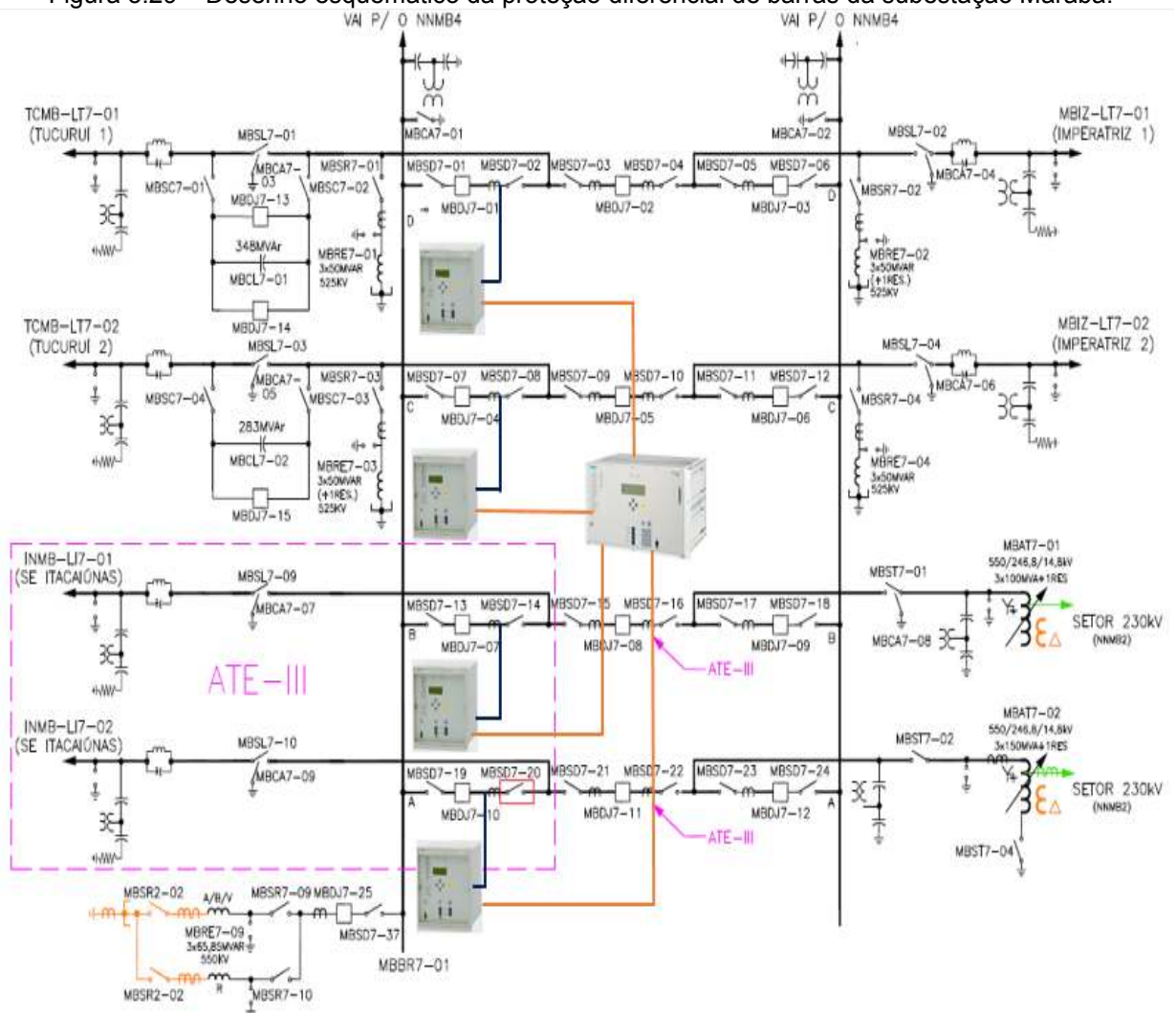
Na inspeção realizada no dia 17/12/2018 no sistema de proteção da subestação Marabá, foi verificado, na lista de eventos do IED central da proteção das barras 500 kV, o alarme de erro sem bloqueio da proteção diferencial da barra MMBR7-01. Esse tipo de alarme, geralmente, está associado a um erro de aquisição de estado de uma dada chave seccionadora no campo. A figura 5.29 apresenta o

desenho esquemático da proteção diferencial de barras da subestação Marabá no setor de 500 kV.

Com fins de se identificar o problema, o IED foi acessado e as seguintes informações foram obtidas:

- A lista de eventos (figura 5.30) apresenta os alarmes “Error without protection blocking” e “AX disconnector 789AX-2 intermediate position”, indicando que existe um problema na chave seccionadora MBSD7-20 e que este está comprometendo a aquisição correta do seu estado em campo, provocando erros inesperados na funcionalidade do referido sistema de proteção;
- A função de monitoramento online do IED confirma o problema na chave seccionadora (figura 5.31).

Figura 5.29 – Desenho esquemático da proteção diferencial de barras da subestação Marabá.



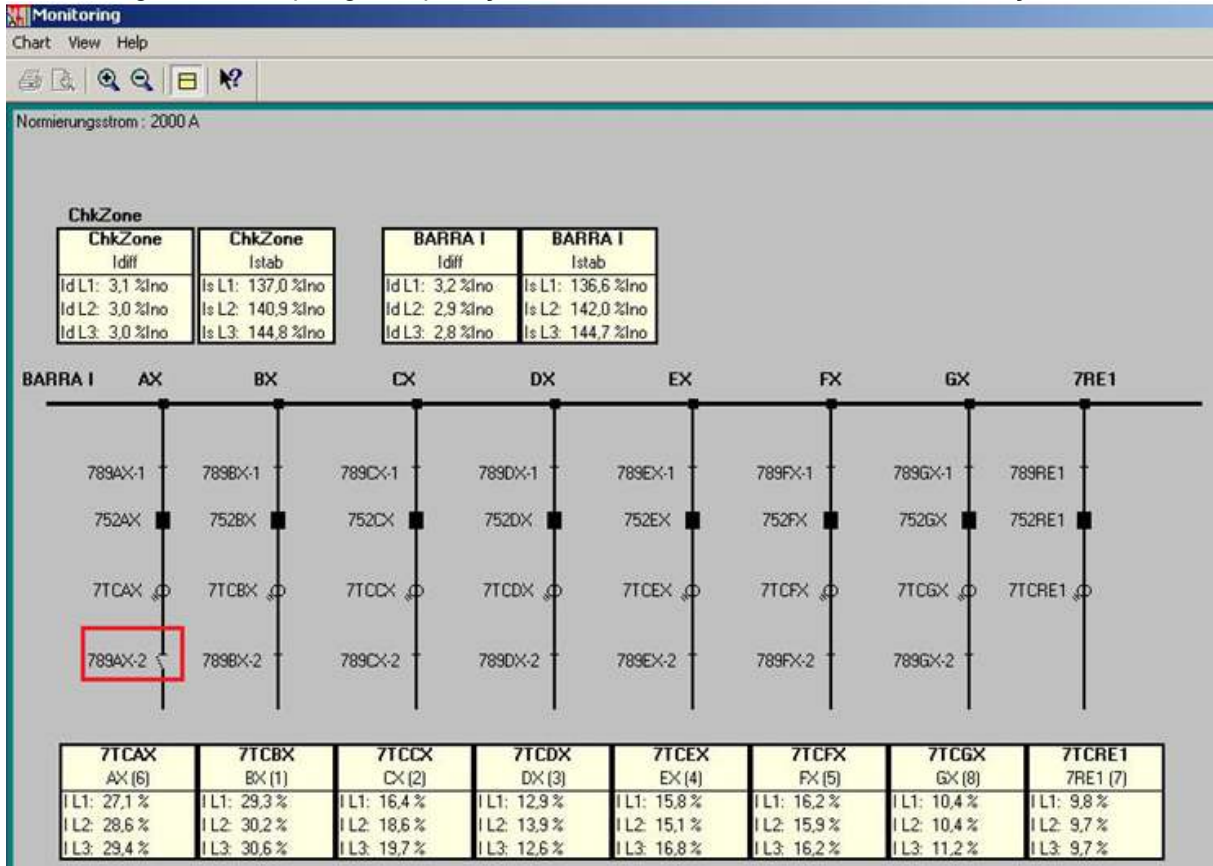
Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.30 – Lista de eventos do IED Siemens 7SS que faz a proteção da barra I 500 kV da subestação Marabá.

General Interrogation - 10/ - Maraba_PRIN_330 / 500kV / Barras / BR7-01_V460 / UPD7BI/7SS522 V04.61.06			
Number	Indication	Value	Date and time
00051	Unlock data transmission via BI	ON	10.09.2018 15:15:52.771
00055	Device is Operational and Protecting	ON	10.09.2018 15:16:44.766
00057	Reset Device	ON	10.09.2018 15:12:24.737
00067	Resume	ON	10.09.2018 15:11:32.722
10425	Isolator fault alarm	ON	10.09.2018 15:14:08.742
10427	Isolator fault: run time (group alarm)	ON	10.09.2018 15:14:08.751
10475	Error without protection blocking	ON	10.09.2018 15:10:40.736
176.1110.01	BX disconnecter 789BX-1	CLOSE	10.09.2018 15:23:40.812
176.1110.02	CX disconnecter 789CX-1	CLOSE	10.09.2018 15:07:11.510
176.1110.03	DX disconnecter 789DX-1	CLOSE	10.09.2018 15:07:13.660
176.1110.04	EX disconnecter 789EX-1	CLOSE	10.09.2018 15:07:14.593
176.1110.05	FX disconnecter 789FX-1	CLOSE	10.09.2018 15:07:15.532
176.1110.06	AX disconnecter 789AX-1	CLOSE	10.09.2018 15:07:16.475
176.1110.07	7RE1 disconnecter 789RE1	CLOSE	10.09.2018 15:07:17.687
176.1110.08	GX disconnecter 789GX-1	CLOSE	10.09.2018 15:07:18.589
176.1115.01	BX disconnecter 789BX-2	CLOSE	10.09.2018 15:23:40.814
176.1115.02	CX disconnecter 789CX-2	CLOSE	10.09.2018 15:07:11.806
176.1115.03	DX disconnecter 789DX-2	CLOSE	10.09.2018 15:07:13.664
176.1115.04	EX disconnecter 789EX-2	CLOSE	10.09.2018 15:07:14.599
176.1115.05	FX disconnecter 789FX-2	CLOSE	10.09.2018 15:07:15.535
176.1115.06	AX disconnecter 789AX-2	Intermediate P...	10.09.2018 15:07:16.773
176.1115.08	GX disconnecter 789GX-2	CLOSE	10.09.2018 15:07:18.593
176.1135.01	BX circuit breaker 752BX	CLOSE	10.09.2018 15:23:40.816
176.1135.02	CX circuit breaker 752CX	CLOSE	10.09.2018 15:07:11.809
176.1135.03	DX circuit breaker 752DX	CLOSE	10.09.2018 15:07:13.667
176.1135.04	EX circuit breaker 752EX	CLOSE	10.09.2018 15:07:14.601
176.1135.05	FX circuit breaker 752FX	OPEN	10.09.2018 15:07:15.537
176.1135.06	AX circuit breaker 752AX	CLOSE	10.09.2018 15:07:16.776
176.1135.07	7RE1 circuit breaker 752RE1	CLOSE	10.09.2018 15:07:17.691
176.1135.08	GX circuit breaker 752GX	CLOSE	10.09.2018 15:07:18.597

Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Figura 5.31. Topologia da proteção diferencial da barra 1 500 kV da subestação Marabá.



Fonte: Eletrobras Eletronorte.

Como o circuito onde estava o problema é de um acessante, a Eletronorte acionou a empresa responsável para que esta procedesse com uma intervenção que solucionasse o problema. A empresa acessante fez uma intervenção no equipamento e verificou um problema na fase A, bem como solucionou o problema em campo. Após a normalização da aquisição do estado da referida chave seccionadora, os erros desapareceram e a proteção diferencial de barras do setor de 500 kV da subestação Marabá voltou a operar dentro da normalidade. Este caso é de grande relevância também, pois apresenta soluções de problemas em campo sem a necessidade de intervenções com desligamentos.

Neste capítulo foram abordados alguns casos ocorridos nas subestações existentes no sistema elétrico de alta tensão da Regional de Operação do Pará e como foi possível mostrar o quanto é relevante analisar os dados gravados pelos IEDs. As perdas financeiras foram reduzidas de forma considerada para os casos em que desligamentos foram necessários para resolver os problemas identificados, bem como não houve perda para os casos em que os problemas foram resolvidos sem a necessidade de se desligar.

Como foi visto ao longo desse trabalho, a manutenção preditiva, a partir da análise dos dados registrados pelos IEDs, visa a antecipação de problemas, subsidiando a manutenção com informações úteis para a melhor tomada de decisão quanto à adoção de medidas de controle para que a solução do problema seja implementada em um desligamento cadastrado no plano mínimo do equipamento, solução de um problema a partir de um desligamento programado ou manutenções corretivas com o equipamento energizado. No próximo capítulo serão feitas as considerações finais e como o tema aqui abordado pode gerar trabalhos futuros.

## CAPÍTULO 06 – CONCLUSÕES

### 6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em função das novas tecnologias de monitoramento de equipamentos, do processo de modernização que substituiu os relés eletromecânicos pelos relés numéricos, houve um aprimoramento nas técnicas de medição de sinais, rotinas de controle e manutenção. Com estes avanços, o volume de informações registradas dos equipamentos aumentou e propiciou novas técnicas de análise de dados.

Nesse contexto, a análise dos dados gravados pelos IEDs tornou-se importante de forma a extrair o máximo de informação útil para a emissão de diagnósticos mais precisos, bem como foi a grande motivação para o desenvolvimento deste trabalho.

Para se atingir os objetivos propostos do trabalho, foi de fundamental importância aprofundar os conhecimentos sobre os equipamentos de potência, sobre os IEDs, sobre proteção de sistemas elétricos, bem como dos dados gravados pelos IEDs e da utilização destes como subsídios de informações para o processo de manutenção.

Utilizando os dados de *pickups*, *dropouts*, oscilografias das proteções existentes nos IEDs e correlacionando-os com o conhecimento existente na literatura para os equipamentos de potência, foi possível identificar que era possível prever a condição operacional dos mesmos em tempo real, tornando possível adotar novas estratégias para a manutenção dos equipamentos existentes nas instalações da Eletronorte. A análise dos dados basicamente seguiu a seguinte sequência:

- Inspeção periódica e rotineira nos sistemas de proteção dos equipamentos de potência existentes nas subestações;
- Análises das listas de eventos e oscilografias, bem como correlacionar as informações úteis obtidas com a condição operacional do equipamento de potência;
- Agir com a melhor tomada de decisão e realizar a intervenção no equipamento, visando resolver o problema sem desligamento ou a partir de um desligamento programado, garantindo assim a redução nas perdas financeiras da empresa.

Os resultados obtidos com os casos apresentados ao longo do trabalho demonstram a viabilidade da técnica de manutenção preditiva aqui proposta, pois vários desligamentos intempestivos e perdas financeiras foram evitados em função

da antecipação aos problemas existentes nos equipamentos que as técnicas de manutenção convencionais não conseguem identificar.

## **6.2. TRABALHOS FUTUROS**

Em trabalhos futuros, outras formas de analisar os dados dos IEDs devem ser empregadas para que o processo manual de análise e diagnóstico hoje empregado seja realizado de forma automática. Para isso cabem estudos das técnicas de mineração de dados, árvores de decisão, sistemas especialistas, redes neurais de forma a viabilizar o desenvolvimento de um módulo inteligente de processamento para análise e diagnóstico a partir das listas de eventos e oscilografias.

Com a etapa do diagnóstico automático pronta, a próxima etapa é a padronização de tal técnica em toda a Eletronorte e futuramente para todo o setor elétrico.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] TAVARES, L. A. **Administração moderna de manutenção**. 1ª edição, Rio de Janeiro, 2000.
- [2] BELTRÃO, V. C. V. M. **Metodologia de Gestão do Ciclo de Vida de Reatores**. 2014. 197 p., Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém.
- [3] KAWADA, T.; YAMAGIWA, T.; MORI, E.; YAMADA, H.; ENDO, F. **Predictive Maintenance Systems for Substations**. Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 8-12 July, 1991, Tokyo, Japan.
- [4] CARNEIRO, J. C. **Substation Power Transformer Risk Management: Predictive Methodology Based On Reliability Centered Maintenance Data**. Proceedings of the 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drivers, 13-17 May, 2013, Istanbul, Turkey.
- [5] DOLEZILEK, D.; ROCHA, G. **Decision-Making Information From Substation IEDs Drives Equipment Life Extension, Modernization, and Retrofitting**. Proceedings of the 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies, 5-7 December, 2011, Manchester, UK.
- [6] YANG, M.; GU, J.; HUANG, C.; GUAN, J. **Application of IED to Condition Based Maintenance of Medium Voltage GCB/VCB**. World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Information and Communication Engineering Vol:8, No:7, 2014.
- [7] OPOCENSKA, H.; HAMMER, M. **Use of Technical Diagnostics in Predictive Maintenance**. Proceedings of the 17th International Conference On Mechatronics – Mechatronika, 7-9 December, 2016, Prague, Czech Republic.
- [8] PARDAUIL, A. C. N. **Uso de Técnicas de Mineração de Dados para a Extração de Indicações de Falha na Operação de Hidrogeradores a partir de Medidas de Descargas Parciais**. 2016. 147 p., Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém.
- [9] SISMAN, G. R.; OPROESCU, M. **Monitoring the Parameters of the Electronics Devices to Assure the Predictive Maintenance of Equipment**. In: 10th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering, 2017, Bucharest, Romania.
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 270**. Brasília, 2007.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 729**. Brasília, 2016.

- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 782**. Brasília, 2017.
- [13] EATON Powering Business Worldwide. **BushingGard Sistema de Monitoramento Contínuo de Isolamento de Transformador**. Disponível em [www.eaton.com.br](http://www.eaton.com.br), acessado em 20 mai.2019.
- [14] SILVA, M. S.; JARDINI, J. A.; MAGRINI, L. C.; VEIGA, F. E.; SOLIS, L. A. **Sistema de Monitoramento On-line de Disjuntores em serviço**. In: XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2005, Curitiba, Brasil.
- [15] MENDONÇA, P.; BONALDI, E. L.; OLIVEIRA, L. E. L.; TORRES, G. L.; SILVA, L. E. B.; SILVA, J. G. B.; SALOMON, C. P.; SANTANA, W. C. **Sistema de Manutenção Preditiva para Sistemas de Geração Elétrica baseada em Motores de Combustão Interna**. In: The XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE, 2015, São José dos Campos, Brasil.
- [16] MONCHY, F. **A Função Manutenção**. São Paulo, 1987.
- [17] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR-5462: confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 2004.
- [18] KREUSCH, K. **A Aplicação da Técnica Preditiva na Manutenção de um Compressor Industrial**. 2013. 95 p., Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná.
- [19] LIMA, F. A; CASTILHO, J. C. N. **Conceitos de manutenção**. São Paulo, 2006.
- [20] NEPOMUCENO. L. X. **Técnicas de manutenção preditiva**. São Paulo, 1999.
- [21] CORREIA, I. B. **Desenvolvimento de um Plano de Manutenção Preventiva numa Empresa de Mobiliário**. 2015. 170 p., Dissertação (Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial) – Universidade do Minho (Escola de Engenharia), Braga, Portugal.
- [22] ALMEIDA, M. T. **Manutenção Preditiva: Confiabilidade e Qualidade**. 2000. Disponível em: <http://www.mtaev.com.br/wp-content/uploads/2018/02/mnt1.pdf>. Acesso em 10 mai. 2019.
- [23] MARA. J. L. **Medida de vibração, uma ferramenta para a manutenção**. São Paulo, 2004.
- [24] MONTEIRO, D. M. M. **Estudo da Aplicabilidade de um Modelo de Manutenção de uma Empresa Industrial Metalomecânica SODECIA**. 2013. 104 p., Dissertação (Mestrado em Engenharia Electromecânica) – Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal.



- [25] PERES, M. L. **Sistema de Planejamento e Controle de Manutenção baseado nos Índices de Controle de Processo numa Empresa de Telecomunicações**. 2011. 74 p., Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal do Amazonas, Manaus.
- [26] SOUZA, J. B. **Alinhamento das estratégias do Planejamento e Controle da Manutenção (PCM) com finalidade e função do Planejamento e Controle da Produção (PCP): Uma abordagem analítica**. 2008. 169 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Ponta Grossa.
- [27] RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes: Conceito e Aplicação**. 1. ed., 521 p., Editora Edgard Blucher Ltda, 2010.
- [28] ABB. **Busbar Protection REB670 2.1 ANSI Technical manual**. 1MRK505338-UUS, Revision A, Product Version 2.1, 2016.
- [29] GE Industrial Systems. **D60 Line Distance Relay UR Series Instruction Manual**. 1601-0089-F5 (GEK-106440D), Revision 3.4x, 2009.
- [30] SIEMENS SIPROTEC. **Multi-Functional Protective Relay with Local Control 7SJ62/64 Manual V4.9**. C53000-G1140-C207-6, Document Version V04.40.01, 2012.
- [31] KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência Volume 1**. Edição do autor, Santa Catarina, 1999.
- [32] ALSTOM. **Current Differential Protection Relays Technical Manual**. P54x/EM M/La4, 2011.
- [33] SIEMENS SIPROTEC. **Differential Protection 7UT6x Manual V4.6**. C53000-G1176-C230-2, Document Version V04.01.01, 2012.
- [34] GE Multilin Consumer and Industrial. **745 Transformer Protection System Instruction Manual**. 1601-0161-A7 (GEK-106635F), Revision 5.11, 2009.
- [35] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **SEL-187V/SEL-287V Voltage Level Relay, Voltage Differential Relay and Voltage Controller Instruction Manual**. Pullman, WA, USA.
- [36] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Relatório de Análise: Desligamentos Forçados do Sistema de Transmissão**. 2016. 346 p., ANEEL, 2016.
- [37] LIMEIRA, A. L. F. **Gestão Contábil Financeira**. Editora FGV, Rio de Janeiro, 2012.
- [38] AQUINO, R. M. **Parcela Variável das Funções de Transmissão da Rede Básica e o seu Impacto na Operação do Sistema Elétrico**. 2010. 82 p.,

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

- [39] AQUINO, R. M. **Impacto da Parcela Variável na Expansão, Operação e Manutenção do Sistema Interligado Nacional – Propostas para a Atualização de Procedimentos**. In: XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2009, Recife, Brasil.
- [40] Cigré-Brasil. Grupo de Trabalho A2.23. **Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores (GDMT)**. 2006.
- [41] Cigré-Brasil. Grupo de Trabalho A2.05. **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência**. 2013.
- [42] SILVA, V. G. A.; BEZERRA, U. B. **Utilização da Proteção Diferencial de Linha na Redução do Efeito do Afundamento de Tensão – Estudo de Caso Aplicado ao Sistema Tramo-Oeste da Eletrobras Eletronorte**. In: XIII Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica (XIII CBQEE), 2019, São Caetano do Sul, Brasil.
- [43] SILVA, V. G. A.; BEZERRA, U. B. **Predictive Maintenance Based on Intelligent Electronic Device (IED) Records Analysis: A Case Applied to a 230 kV Capacitor Bank of the Eletronorte Vila do Conde Substation**. In: VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (VII SBSE), Niterói, 2018, Brasil.
- [44] ALENCAR, R. J. N. **Identificação de Correntes de Inrush na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência através do Gradiente da Corrente Diferencial e de Mapas Auto-organizáveis**. 2013. 138 p., Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém.
- [45] JÚNIOR, G. C. **Estimação da Seção em Falta em Sistemas Elétricos de Potência via Redes Neurais e Sistemas Especialistas Realizada em Nível de Centro de Controle**. 2003. 175 p., Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.