



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E AMBIENTE
MESTRADO PROFISSIONAL EM ENERGIA E AMBIENTE

BRUNO GOMES GERUDE

PROPOSTA DE PLANO DE INSPEÇÃO PROATIVO
PARA DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES
NA SEGURANÇA OPERATIVA DE SISTEMAS DE
ENERGIA ELÉTRICA

São Luís – MA, Brasil

2017

BRUNO GOMES GERUDE

**PROPOSTA DE PLANO DE INSPEÇÃO PROATIVO PARA
DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES NA SEGURANÇA
OPERATIVA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão, para obtenção do título de Mestre em Energia e Ambiente.

Prof. Shigeaki Leite de Lima, Dr. EE

(orientador)

Prof. Osvaldo R. Saavedra Mendez, Dr. EE

(co-orientador)

São Luís – MA, Brasil

2017

BRUNO GOMES GERUDE

**PROPOSTA DE PLANO DE INSPEÇÃO PROATIVO PARA
DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES NA SEGURANÇA
OPERATIVA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão, para obtenção do título de Mestre em Energia e Ambiente.

Aprovado em: / /2017

BANCA EXAMINADORA

Prof. Shigeaki Leite de Lima, Dr. EE
Universidade Federal do Maranhão (Orientador)

Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr. EE
Universidade Federal do Maranhão (Co-orientador)

Prof. Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira, Dr. EE
Universidade Federal do Maranhão

Prof. André Nunes de Souza, Dr. EE
Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho

Gerude, Bruno Gomes.

Proposta de plano de inspeção proativo para dispositivos eletrônicos inteligentes na segurança operativa de sistemas de energia elétrica / Bruno Gomes Gerude. - 2017.

122 p.

Coorientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Orientador(a): Shigeaki Leite de Lima.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Energia e Ambiente/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.

1. Gestão de Ativos. 2. IED. 3. Manutenção. 4. RCM.
I. Lima, Shigeaki Leite de. II. Mendez, Osvaldo Ronald Saavedra. III. Título.

Dedico aos meus filhos e à minha esposa.

AGRADECIMENTOS

À Deus, por iluminar meu caminho.

À toda minha família: meus filhos Bruno e Luíza, minha esposa Tatiana, meu irmão Rafael que me ajudou e incentivou nesta realização pessoal, aos meus pais, demais irmãos, cunhadas, sobrinhas, primos, primas, tios e tias.

À Universidade Federal do Maranhão por ter proporcionado esta oportunidade ímpar de aprendizado. Em especial aos meus orientadores Shigeaki Lima e Osvaldo Saavedra e à toda a turma 2015 do mestrado profissional em Energia e Ambiente em especial ao Saulo, Ribamar e Welkison.

Aos colegas da Eletrobras Eletronorte por permitirem e incentivarem o meu desenvolvimento contínuo enquanto profissional. Em especial ao Sérgio e Evandro por terem investido e acreditado no meu trabalho enquanto foram meus gerentes imediatos. Aos colegas da Regional do Maranhão: Aniceto, Eduardo, Gilson, Júlio Buzar, Marcelo, Mauro, Paulo e Ricardo pelas discussões a respeito do trabalho.

Às empresas CHESF, ITAIPU, CEMAR, ALCOA, GERA MARANHÃO e ELECNOR pela contribuição na pesquisa sobre o tema no setor elétrico brasileiro.

RESUMO

À medida que a dependência de energia pela sociedade aumenta, crescem as exigências das agências reguladoras junto às concessionárias de energia elétrica por qualidade e continuidade. Por outro lado, em particular, o sistema elétrico brasileiro está muito mais complexo devido ao incremento de outras linhas de transmissão, subestações, sistemas de corrente contínua e a utilização de usinas de geração de diferentes fontes, o qual impõe às empresas de energia a adoção de estratégias e procedimentos que garantam maior confiabilidade a esses ativos. A utilização de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs) permite que a operação dos sistemas de energia elétrica possa tomar decisões mais rápidas e assertivas, no entanto, as estratégias de manutenções e inspeções nestes equipamentos não estão niveladas entre as empresas do setor, e isto tem levado alguns profissionais a abandonarem a ideia de inspeção proativa. Neste trabalho faz-se uma ampla abordagem sobre o tema, sob a ótica dos manuais de fabricantes, da teoria de Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM) e sob as normas e guias internacionais. É apresentada uma pesquisa com oito empresas do setor elétrico brasileiro e um levantamento de informações em duas subestações do Sistema Interligado Nacional, com avaliação do desempenho dos IEDs instalados a qual inclui a construção das curvas de falha, estratificação de defeitos por subsistemas e comparação entre as famílias de IEDs existentes nestas instalações. Ao final é proposto um plano de inspeção periódico nestes dispositivos utilizando uma metodologia baseada em análise multicritério para definição das periodicidades.

Palavras-chave: Manutenção, IEDs, Gestão de ativos, RCM.

ABSTRACT

As society's dependence on energy increases, the regulatory agencies' demands grow with the electric power concessionaires for quality and continuity. On the other hand, in particular, the Brazilian electrical system is much more complex due to the increase in other transmission lines, substations, direct current systems and the use of generation plants from different sources, which imposes on energy companies the adoption Strategies and procedures that guarantee greater reliability to these assets. The use of Intelligent Electronic Devices (IEDs) allows the operation of electric power systems to make faster and more assertive decisions, however, the maintenance and inspection strategies in these equipments are not even among the companies in the sector, and this has led to some professionals to abandon the idea of proactive inspection. In this work a broad approach is taken on the subject, from the perspective of manufacturers' manuals, Reliability Centered Maintenance theory (RCM) and under international norms and guidelines. It is presented a research with eight companies of the Brazilian electrical sector and a survey of information in two substations of the National Interconnected System, with evaluation of the performance of the installed IEDs which includes the construction of failure curves, stratification of defects by subsystems and comparison between the families of IEDs in these facilities. At the end, a plan of periodic inspection is proposed in these devices using a methodology based on multicriteria analysis to define periodicities.

Keywords: Maintenance, IEDs, Asset Management, RCM.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Relação entre o consumo de energia elétrica per capita e o IDH.....	18
Figura 1.2 – Estrutura de governabilidade do setor elétrico brasileiro.....	19
Figura 1.3 – Acréscimo anual de capacidade instalada de geração de energia elétrica por fonte.....	20
Figura 1.4 - Distribuição das não-conformidades dos sistemas de proteção em instalações da RB.....	22
Figura 2.1 – Tipos de testes em IEDs.....	29
Figura 3.1 – Ilustração do sistema de distribuição de energia elétrica CC no final do século XIX.....	41
Figura 3.2 – Chave Fusível de 15 kV.....	42
Figura 3.3 – Diagrama esquemático de um relé do tipo indução.....	43
Figura 3.4 – Relé eletromecânico.....	43
Figura 3.5 – Diagrama típico de um sistema de proteção.....	44
Figura 3.6 – Relés eletromecânicos de diferentes modelos.....	45
Figura 3.7 – Relé estático.....	46
Figura 3.8 – Representação de um relé estático.....	46
Figura 3.9 – IED.....	48
Figura 3.10 – Diagrama esquemático de um IED.....	50
Figura 3.11 – Aquisição digital de um IED para monitoramento da posição de um disjuntor.....	51
Figura 3.12 – Expectativa de vida de relés de proteção.....	54
Figura 4.1 – Evolução da gestão da manutenção.....	57
Figura 4.2 – Padrão de falha reconhecido na 1 ^a geração da manutenção.....	59

Figura 4.3 – Curva da banheira.....	60
Figura 4.4 – Estudos de padrões de curva de falha.....	61
Figura 4.5 – Curva PF.....	62
Figura 4.6 – Eventos possíveis para falhas entre dispositivo de proteção e elemento protegido.....	64
Figura 5.1 – Usina Hidrelétrica de Itaipu.....	69
Figura 6.1 – Desempenho estatístico de atuações de proteções de linhas de transmissão no ano de 2014.....	76
Figura 6.2 – Mapa eletrogeográfico do Maranhão – Rede Básica.....	78
Figura 6.3 – Subestação Miranda II.....	79
Figura 6.4 – IEDs presentes na Subestação Miranda II.....	79
Figura 6.5 – Vista aérea da Subestação São Luís I.....	80
Figura 6.6 – Processo de montagem do gráfico de pareto.....	82
Figura 6.7 – Curva de falha encontrada para a SE São Luís I.....	83
Figura 6.8 – Curva de falha encontrada para a SE Miranda II.....	84
Figura 6.9 – Curva de falha nos dois períodos considerados para a SE Miranda II: antes e após implementação do plano de inspeções de IEDs.....	84
Figura 6.10 – Gráfico de Pareto das anomalias registradas na SELI.....	86
Figura 6.11 – Gráfico de Pareto das anomalias registradas na SEMR.....	87
Figura 6.12 – Exemplo de registro de defeito mais frequente no sistema de comunicação de um IED na SELI.....	90
Figura 6.13 – Foto dos reatores limitadores avariados após curto-circuito na SEMR em que houve falha de um IED.....	92
Figura 6.14 – Registro de anormalidade em IED na SEMR que culminou em falha múltipla.....	93

Figura 6.15 – Soluções adotadas pela equipe de manutenção.....	93
Figura 7.1 – Exemplo de log de eventos em um IED.....	97
Figura 7.2 – Registro de oscilografia de um IED.....	98
Figura 7.3 – Registro de anormalidade em conexão de um IED na SELI.....	99
Figura 7.4 – Teste em entrada digital de um IED.....	100
Figura 7.5 – Critérios e respectivos pesos para quantificação consequência da falha.....	107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – PMM estabelecido pela RN 669/2015 da ANEEL.....	22
Tabela 2.1 – Comitês de estudo do CIGRE.....	27
Tabela 2.2 - Testes periódicos em IEDs sugeridos no documento CIGRE WG 34.10..	29
Tabela 2.3 – Exemplo de intervalo de testes periódicos em IEDs.....	32
Tabela 2.4 – Plano de inspeção em IEDs definidos na PRC-005-2.....	33
Tabela 2.5 – Resumo com as recomendações dos fabricantes de IEDs.....	38
Tabela 3.1 – Comparação entre as gerações de dispositivos para proteção de sistemas elétricos.....	54
Tabela 5.1 – Resumo do perfil das empresas respondentes.....	71
Tabela 5.2 – Enunciados das questões para a pesquisa em campo.....	72
Tabela 5.3 – Resultado da pesquisa – questão 01.....	72
Tabela 5.4 – Resultado da pesquisa – questão 02.....	73
Tabela 5.5 – Resultado da pesquisa – questão 03.....	74
Tabela 5.6 – Resultado da pesquisa – questão 04.....	75
Tabela 6.1 – Quantidade de registros e anomalias verificadas em IEDs nas subestações São Luís I e Miranda II.....	82
Tabela 6.2 – Índice de Anomalia Total.....	88
Tabela 6.3 –Registros de defeitos por subsistema e por família de IED na SE Miranda II.....	88
Tabela 6.4 – Índice de Anomalia por Família.....	89
Tabela 7.1 – Plano de Inspeção em IEDs - tarefas de 1º nível.....	96
Tabela 7.2 - Plano de Inspeção em IEDs - tarefas de 2º nível.....	99

Tabela 7.3 - Plano de Inspeção em IEDs - tarefas complementares.....	101
Tabela 7.4 – critérios para quantificação da falha de um IED.....	103
Tabela 7.5 – escala de comparação entre os critérios.....	104
Tabela 7.6 – Matriz comparativa de critérios.....	104
Tabela 7.7 – Matriz normalizada de comparação entre critérios.....	105
Tabela 7.8 – Pesos de cada critério para quantificação da consequência da falha.....	105
Tabela 7.9 – constante RI em função do número de critérios.....	106
Tabela 7.10 – Matriz de quantificação da consequência da falha.....	107
Tabela 7.11 – Exemplo de cálculo da consequência da falha para um IED.....	108
Tabela 7.12 – Consequência da falha para cada família de Função de Transmissão.....	110
Tabela 7.13 – Periodicidades das inspeções nos IEDs.....	111
Tabela 7.14 – periodicidades de inspeção em IEDs definidas para as Subestações São Luís I e Miranda II.....	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
CBM	<i>Condition Based Maintenance</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIGRE	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
CF	Consequência da Falha
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IAT	Índice de Anomalias Totais
IAF	Índice de Anomalias por Família
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IHM	Interface Homem-Máquina
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
kV	Kilovolt
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
MME	Ministério de Minas e Energia
MSP	<i>Maintenance Support Plan</i>
MTBF	<i>Medium Time Between Failure</i>
MVA	MegaVolt-Ampere

MWh	MegaWatt-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PACS	<i>Protection, Automation and Control Systems</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PMM	Plano Mínimo de Manutenção
PIB	Produto Interno Bruto
RCM	<i>Reliability Centered Maintenance</i>
RN	Resolução Normativa
SCADA	<i>Supervisory and Control Data Acquisition</i>
SE	Subestação
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SELI	Subestação São Luís I
SEMR	Subestação Miranda II
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIPER	Sistema Integrado de Perturbações
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPCS	Sistema de Proteção, Controle e Supervisão
TBM	<i>Time Based Maintenance</i>
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
UAL	United Airlines
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 OBJETIVOS.....	24
1.1.1 Objetivo geral.....	24
1.1.2 Objetivos específicos.....	24
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	24
2. ESTADO DA ARTE	26
2.1 NORMAS E GUIAS INTERNACIONAIS.....	27
2.1.1 Guias CIGRE.....	27
2.1.1.1 Grupo de trabalho WG 34.10.....	28
2.1.1.2 Grupo de trabalho WG B5.06.....	30
2.1.2 Norma IEEE C37.233-2009.....	31
2.1.3 Norma NERC PRC-005-2.....	33
2.2. MANUAIS DE FABRICANTES	34
2.2.1 SIEMENS.....	34
2.2.2 SCHNEIDER ELECTRIC.....	35
2.2.3 ABB.....	36
2.2.4 SCHWEITZER.....	37
3. PROTEÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	40
3.1 1ª GERAÇÃO: DISPOSITIVOS ELETROMECHANICOS.....	41
3.2 2ª GERAÇÃO: DISPOSITIVOS ESTÁTICOS.....	45
3.3 3ª GERAÇÃO: DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES.....	48
3.3.1 Características de <i>hardware</i>	49
3.3.2 Características de <i>software</i>	52
4. MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE	56
4.1 HISTÓRIA.....	57
4.2 CURVAS DE FALHA.....	59
4.3 O RCM E AS FALHAS ALEATÓRIAS.....	61
4.3.1 Tarefas sob condição.....	62
4.4 O RCM E AS FALHAS OCULTAS.....	63
4.4.1 Tarefas de buscas de falha.....	66
5. PESQUISA COM OITO EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	68

5.1 EMPRESAS RESPONDENTES	68
5.2 QUESTIONÁRIO	71
5.3 RESULTADO DA PESQUISA	72
6. ANÁLISE DE DESEMPENHO DE IEDs	76
6.1 A ELETROBRAS ELETRONORTE	77
6.1.1 Subestação Miranda II.....	78
6.1.2 Subestação São Luís I	80
6.2 PESQUISA DE CAMPO.....	81
6.2.1 Curvas de falha	83
6.2.2 Pareto das anomalias	85
6.2.3 Índice de Anomalias Total	87
6.2.4 Índice de anomalia por família.....	89
6.2.5 Principais ocorrências.....	90
7. PLANO DE INSPEÇÃO EM IEDS	95
7.1 TAREFAS	95
7.1.1 Tarefas de 1º nível.....	96
7.1.2 Tarefas de 2º nível.....	99
7.1.3 Tarefas complementares.....	101
7.2 ANÁLISE MULTICRITÉRIO.....	102
7.2.1 Estabelecimento de pesos.....	103
7.2.2. Avaliação de consistência.....	105
8. CONCLUSÃO	112
8.1 CONCLUSÕES GERAIS	112
8.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	114
REFERÊNCIAS.....	115

CAPÍTULO 01

1. INTRODUÇÃO

A sociedade moderna tem uma dependência direta no uso da energia elétrica de modo que qualquer interrupção, por menor tempo que seja, pode causar contratemplos e prejuízos por muitas vezes incalculáveis. Locais como hospitais, sistemas de trânsito, fábricas, colégios e sistemas de comunicação são alguns dos exemplos que possuem extrema dependência da eletricidade. Se por um lado, a sociedade questiona o preço pago pelo produto “energia elétrica”, por outro é difícil imaginar quanto significa o custo do déficit e que a falta pode provoca uma série de impactos sociais nas cidades.

O uso de energia elétrica por uma nação é convertido em diversos processos econômicos e sociais que acabam por produzir riquezas (em forma de bens e serviços), melhorando as condições de vida da população residente, sendo possível demonstrar uma correlação entre o Produto Interno Bruto (PIB) *per capita* e o consumo de energia para várias nações [1].

De forma semelhante, o Relatório de Desenvolvimento da ONU de 2015 [2] demonstra uma correlação positiva entre o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e o consumo de energia elétrica *per capita*, conforme ilustrado na figura 1.1. É demonstrado nessa relação que países mais desenvolvidos além de consumirem mais energia, também apresentam os melhores índices de qualidade de vida e de renda. O valor de 4000 kWh/ano per capita, é considerado como um valor razoável de consumo de energia elétrica para um país desenvolvido.

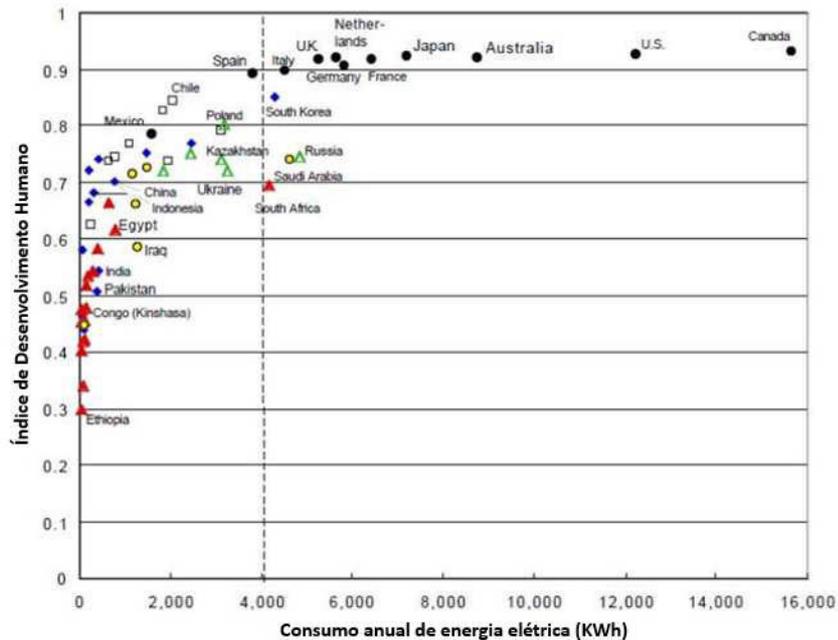


Figura 1.1 – Relação entre o consumo de energia elétrica per capita e o IDH. Adaptado de [3].

Países como Canadá, Estados Unidos, Austrália e Japão apresentam um IDH elevado ao mesmo tempo que o consumo de energia elétrica é elevado. O Brasil enquanto país emergente, está em uma situação intermediária, equiparado à China e ao México. O aumento da oferta de energia elétrica é um fator fundamental para permitir o crescimento socioeconômico necessário para levar o país a um novo patamar de desenvolvimento. Este é um fator que levou o sistema elétrico brasileiro a passar por grandes transformações nas últimas décadas.

Em termos institucionais, o novo modelo sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004 [4][5][6], definiu a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo; do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com o objetivo de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica; da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado [7].

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador e fiscalizador criado em 1996; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão criado em 1998 e responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN); O Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), órgão ligado diretamente à presidência da

República para formulação de políticas e diretrizes energéticas compõem, em conjunto com os próprios agentes e o Ministério de Minas e Energia (MME), a estrutura setorial, conforme ilustrado na figura 1.2.

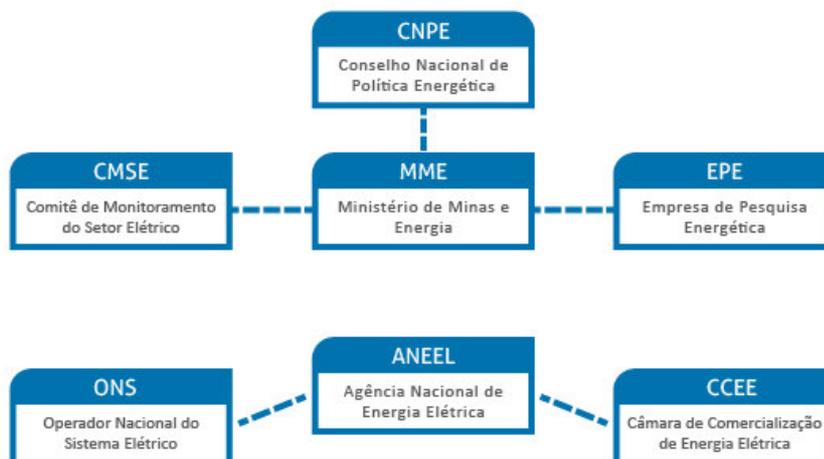


Figura 1.2 – Estrutura de governabilidade do setor elétrico brasileiro [7].

Os atuais dezoito princípios da Política Energética Nacional, descritos na lei nº 9478/97 [8] podem ser resumidos em três objetivos principais: (i) promover a universalização do acesso à energia elétrica no território nacional; (ii) garantir a segurança no suprimento de energia elétrica e (iii) promover a modicidade tarifária.

Para que isto se torne possível, a EPE realiza estudos e planejamentos a longo prazo, os quais podem ser verificados no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, estudo revisado e publicado anualmente. Segundo o PDE-2024 [9], o incremento médio de demanda de energia elétrica para os próximos dez anos no SIN será em média de 2900 MW. Em termos de capacidade instalada de geração, haverá um incremento de aproximadamente 75 GW, conforme ilustrado na figura 1.3, o qual representa um aumento de 55 % da capacidade atual, com destaque para a evolução da participação da Geração Distribuída – GD (outras fontes renováveis) na matriz elétrica, principalmente a eólica e fotovoltaica, além da biomassa.



Figura 1.3 – Acréscimo anual de capacidade instalada de geração de energia elétrica por fonte [9].

O arcabouço regulatório e a constante evolução do SIN demonstram a complexidade da operação deste setor indo de encontro ao anseio da sociedade por melhor qualidade e disponibilidade de energia elétrica.

No entanto, tal complexidade é acompanhada pela evolução tecnológica dos equipamentos que integram as instalações elétricas, os quais possibilitam que novas soluções sejam adotadas com o objetivo de garantir maior confiabilidade. Seja em uma usina de geração ou em uma subestação de energia elétrica, pode-se dividir os equipamentos em três grandes grupos: equipamentos de Potência, sejam estáticos ou rotativos, equipamentos de Serviço Auxiliar (ou Serviço Essencial), e o Sistema de Proteção, Controle e Supervisão - SPCS.

Como exemplo de equipamento de potência, cita-se um transformador de potência em alta tensão (equipamento de potência estático) com função de elevar ou reduzir o nível de tensão e possibilitar o transporte de energia elétrica adequadamente. A depender da capacidade, o transformador pode exigir um sistema de refrigeração forçada por motoventiladores, os quais precisam ser alimentados em baixa tensão.

É tarefa do serviço auxiliar prover a energia necessária ao funcionamento da refrigeração forçada. Adicionalmente, o transformador precisa ser desligado automaticamente caso apresente uma falha interna, evitando acidentes e consequências maiores no sistema elétrico, logo realizar esta atividade é função do SPCS.

Sem dúvida foi o grupo do SPCS que mais passou por transformação tecnológica nos últimos anos devido à incorporação da computação e eletrônica nos equipamentos. A função de supervisionar o circuito elétrico em tempo real e desligar quando alguma anormalidade for detectada, bem como a de ligar em ocasiões pré-estabelecidas, permite que este grupo seja chamado de “cérebro” do sistema elétrico, sendo os principais

equipamentos chamados atualmente de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) ou Dispositivos Eletrônicos Inteligentes que normalmente podem ser citados como Unidades Digitais de Proteção e Controle, relés Digitais ou relés microprocessados, embora estes termos estão em desuso.

Os IEDs permitiram que uma série de vantagens fossem incorporada ao sistema elétrico, possibilitando que as decisões dos profissionais de operação fossem mais rápidas e assertivas, além de permitir a redução do custo de implantação e de Operação e Manutenção (O&M). Isto porque os IEDs possuem registro histórico, integram várias funções em um único equipamento, possibilitam acesso e comando remoto aos equipamentos da instalação e proporcionam a redução do cabeamento (fiação). O SIN no estado atual só foi possível devido a evolução do SPCS com a utilização dos IEDs, uma vez que há uma complexidade da operação e coordenação do sistema.

Por ser considerado o sistema nervoso central do setor elétrico, a falha em IEDs, notadamente naqueles que possuem funções de proteção, representa um risco potencial de grandes interrupções e falhas múltiplas, desencadeando consequências graves no SEP. Um dos maiores blecautes no SIN nos últimos anos, ocorreu no dia 26 de outubro de 2012 [10] em que toda a região Nordeste e parte das regiões Centro-Oeste e Sudeste sofreram interrupção de energia elétrica com corte de 11.789 MW, representando naquele momento mais de 10 % da demanda de energia elétrica em todo o país. Segundo relatório do ONS, a indisponibilidade das proteções da linha de transmissão 02 entre as subestações de Imperatriz no Maranhão e Colinas no Tocantins foi a principal causa.

Em função de perturbações como esta envolvendo falhas em sistemas de proteção e que tiveram repercussão sistêmica, o MME emitiu em 31 de outubro de 2012 a portaria 576/2012 [11], determinada após reunião do CMSE, com o objetivo de avaliar o estado destes sistemas em instalações da Rede Básica – RB, visando a identificar os pontos de aprimoramento. Esta atividade foi denominada de Avaliação Extraordinária dos Sistemas de Proteção de Instalações da Rede Básica.

Dentre as não conformidades identificadas nestas avaliações em 36 instalações da RB, atribuiu-se que 56 % estavam relacionadas com situações de projeto e operação, 27 % à aspectos de manutenção com ênfase na gestão ou procedimentos e 17 % à própria condição da instalação (figura 1.4).

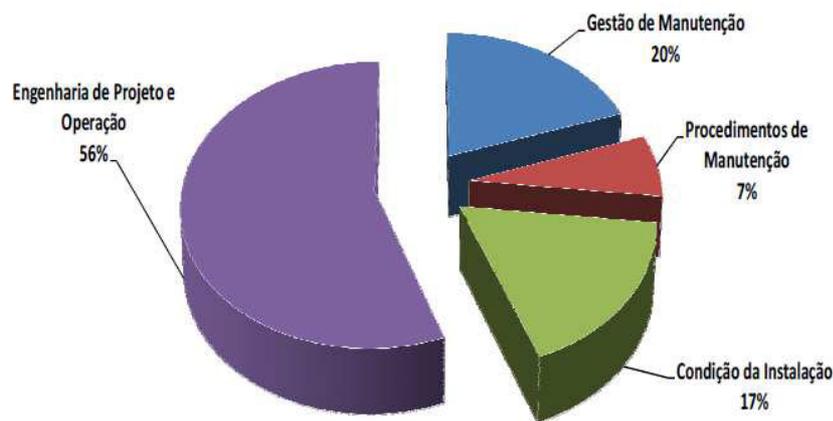


Figura 1.4 – Distribuição das não-conformidades dos sistemas de proteção em instalações da RB [12].

Entre as constatações foram observadas diferentes práticas de intervalos para manutenções preventivas dos sistemas eletromecânicos, estáticos e digitais, sendo necessária maior atenção a esse aspecto, através da troca de experiências ou, eventualmente, através do desenvolvimento de metodologia apoiada em estatísticas globais de desempenho [12].

Em 14 de julho de 2015, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa (RN) nº 669 [13], exigindo um Plano Mínimo de Manutenção – PMM, o qual os agentes da Transmissão deveriam adotar para os equipamentos, estabelecendo tarefas preditivas, preventivas e a periodicidade das mesmas. Na Tabela 1.1 é apresentado de forma resumida, as principais exigências.

TIPO MANUTENÇÃO	EQUIPAMENTO	PERIODICIDADE	TAREFAS
MANUTENÇÃO PREDITIVA	EQUIPAMENTOS E CONEXÕES	6 MESES	INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA
	TRANSFORMADORES E REATORES	6 MESES	ANÁLISE GAS-CROMATOGRÁFICA DO ÓLEO ISOLANTE
	TRANSFORMADORES E REATORES	2 ANOS	ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA DO ÓLEO ISOLANTE
MANUTENÇÃO PREVENTIVA	COMUTADOR SOB CARGA DE TRANSFORMADOR E AUTOTRANSFORMADOR	AVALIAR EM FUNÇÃO DE MANUTENÇÕES ANTERIORES E Nº DE COMUTAÇÕES	INSPEÇÃO GERAL
MANUTENÇÃO PREVENTIVA	TRANSFORMADOR E AUTOTRANSFORMADOR REATOR	6 ANOS	INSPEÇÃO GERAL E ENSAIOS DE FATOR DE POTÊNCIA E CAPACITÂNCIA DAS BUCHAS COM DERIVAÇÃO CAPACITIVA

CHAVE SECCIONADORA		INSPEÇÃO GERAL E LUBRIFICAÇÃO
TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO		VERIFICAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTERNAS E DO MATERIAL SECANTE
DISJUNTOR		INSPEÇÃO GERAL E ENSAIOS DE RESISTÊNCIA DE CONTATO, TEMPOS DE OPERAÇÃO, FATOR DE POTENCIA E CAPACITANCIA EM CAPACITORES DE EQUALIZAÇÃO E ENSAIOS NAS BUCHAS CONDENSIVAS COM TAP CAPACITIVO, QUANDO HOVER. PARA PVO ACRESCENTAR ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO. PARA GVO ACRESCENTAR MEDIÇÃO DE RIGIDEZ DIELÉTRICA DO ÓLEO E ENSAIO DE RESISTENCIA DE ISOLAMENTO.
PARA-RAIOS		VERIFICAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTERNAS
BANCO DE CAPACITORES	3 ANOS	INSPEÇÃO GERAL E MEDIÇÃO DE CAPACITÂNCIA DOS ELEMENTOS

Tabela 1.1 – PMM estabelecido pela RN 669/2015 da ANEEL. Adaptado de [13].

É destacado o fato que o SPCS não foi contemplado na RN 699, ficando a cargo de cada agente das empresas de energia o estabelecimento do plano de manutenção. Logo, corroborando com esta Resolução é mostrado neste trabalho que as estratégias de inspeções em IEDs não são bem niveladas no setor elétrico brasileiro conforme o contexto apresentado de: (i) complexidade do SIN; (ii) graves consequências quando de falhas em componentes do SPCS; (iii) constatação do MME de não-conformidades em aspectos de manutenção em componentes do SPCS e (iv) exclusão do SPCS no Plano Mínimo de Manutenção estabelecido pela ANEEL.

Portanto, é fundamental um estudo que contemple essas questões, na forma de uma proposta de plano de inspeção proativo, o qual permita a implementação de práticas eficientes de inspeção e manutenção em componentes do SPCS,

particularmente em IEDs, para melhoria da segurança operativa nos sistemas de energia elétrica.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Propor um plano de inspeção proativo em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs) utilizados para fins de controle e proteção de sistemas de energia elétrica.

1.1.2 Objetivos específicos

- Realizar um estudo sob a ótica da Manutenção Centrada em Confiabilidade para inspeções em IEDs;
- Avaliar normas de órgãos internacionais e de outros países sobre inspeções em IEDs;
- Realizar uma pesquisa com algumas empresas do setor elétrico brasileiro para verificação dos problemas e práticas que estas tem enfrentado no que diz respeito a inspeções periódicas em IEDs;
- Realizar um *mix* de determinações e recomendações dos principais fabricantes de IEDs, e;
- Propor o plano de manutenção para IEDs utilizando uma metodologia para definição de periodicidade.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para facilitar a compreensão, o trabalho foi dividido em 8 Capítulos. No Capítulo 1 é realizada uma contextualização acerca do objeto de estudo, no qual se enumeram os motivos e justificativas para a realização do trabalho, bem como os objetivos a serem alcançados. No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte sobre manutenções em IEDs, com as recomendações presentes em manuais de fabricantes e em as normas e guias elaborados por órgãos internacionais. No Capítulo 3 é realizada uma abordagem com conceitos e histórico dos IEDs para fins de Proteção e Controle em sistemas de energia

elétrica, apresentando a evolução tecnológica ao longo do tempo e a utilização no setor elétrico brasileiro.

No Capítulo 4 é realizada uma análise sob a ótica da Manutenção Centrada em Confiabilidade, no qual são discutidos os conceitos e determinações da metodologia. No capítulo 05 é apresentada uma pesquisa sobre o tema, envolvendo importantes agentes do setor elétrico brasileiro.

No Capítulo 6 é realizado um estudo de caso com uma avaliação estatística de falhas e defeitos de IEDs em subestações da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A. No Capítulo 7 é proposto um plano de inspeção para IEDs, levando em consideração as pesquisas sobre o tema e finalmente no Capítulo 8 o trabalho é concluído com as considerações finais e possíveis trabalhos futuros.

CAPÍTULO 02

2. ESTADO DA ARTE

Nos últimos anos tem sido pauta de discussão entre profissionais e pesquisadores de engenharia, particularmente aqueles ligados à área de SPCS, o estabelecimento de procedimentos e tarefas que tenham por objetivo aumentar a confiabilidade dos sistemas de energia elétrica através de práticas adequadas de inspeção em IEDs.

Os testes periódicos, objeto deste trabalho e apresentados como um conjunto de testes pré-definidos para momentos específicos em que o equipamento esteja em operação [14], são citados pelos principais grupos de engenharia no mundo: (i) o IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*), Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, entidade fundada em 1884 no Estados Unidos, sendo hoje a maior associação de profissionais da área técnica do mundo [15]; (ii) O CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*), uma associação não-governamental e sem fins lucrativos criado em 1921 na França, para promover o intercâmbio de conhecimento e unir forças para melhorar os sistemas de energia elétrica a nível mundial [16]; e (iii) a NERC (*North American Electric Reliability Corporation*), autoridade de regulação do SEP da América do Norte, contemplando os Estados Unidos, Canadá e a parte norte do México [17].

No Brasil ainda não há uma Norma ou guia específico de inspeção em IEDs. A RN 669/2015 da ANEEL, já citada, não contemplou os aspectos de manutenção destes dispositivos. Alguns autores têm publicado em congressos e seminários nacionais, estudos e tarefas como melhores práticas nas empresas, como descritos em artigos disponíveis em [18] e [19]. Neste Capítulo são apresentadas as principais Normas e guias internacionais associados ao tema, bem como as contribuições e alcance de cada metodologia no campo das IEDs.

2.1 NORMAS E GUIAS INTERNACIONAIS

2.1.1 Guias CIGRE

O CIGRE é uma importante organização técnica na área de Sistemas Elétricos de Potência, possuindo representação em 58 países, incluindo o Brasil, além de mais de oito mil associados individuais. Contando, com mais de 3500 especialistas ao redor do mundo, o CIGRE é estruturado em 16 comitês de estudo, cujos objetivos são projetar e preparar os sistemas de energia para o futuro, otimizando equipamentos, respeitando o meio ambiente e facilitando o acesso à informação [16].

Os comitês são divididos em grupos, representados por letras, e subdivididos para cada área de atuação, representados por números. Na tabela 2.1 é apresentada a composição dos comitês de estudo do CIGRE.

GRUPO	COMITÊ	DESCRIÇÃO DO COMITÊ
A - EQUIPAMENTOS	A1	MÁQUINAS ROTATIVAS
	A2	TRANSFORMADORES
	A3	EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO
B - SUBSISTEMAS	B1	CABOS ISOLADOS
	B2	LINHAS AÉREAS
	B3	SUBESTAÇÕES
	B4	ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA E ELETRÔNICA DE POTÊNCIA
	B5	PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO
C - SISTEMAS	C1	DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ECONOMIA
	C2	OPERAÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS
	C3	DESENVOLVIMENTO AMBIENTAL DE SISTEMAS
	C4	DESEMPENHO TÉCNICO DOS SISTEMAS
	C5	MERCADOS DE ELETRICIDADE E REGULAÇÃO
	C6	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
D - TECNOLOGIAS DE APOIO	D1	MATERIAIS ISOLANTES E NOVAS TECNOLOGIAS
	D2	SISTEMAS DE INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÃO PARA SISTEMAS ELÉTRICOS

Tabela 2.1 – Comitês de estudo do CIGRE [16].

O comitê B5 é o responsável por estudos e avaliações na área de proteção e automação de sistemas elétricos, incluindo aspectos de projetos, aplicações, coordenação, desempenho e gerenciamento. Todos os quesitos técnicos, organizacionais e econômicos são considerados, incluindo a formação e treinamento de pessoal.

Atualmente é dada ênfase a aplicações de tecnologias digitais e a uma abordagem moderna para sistemas integrados, incluindo o *hardware* e *software* para a aquisição de informações de estado do sistema, comunicação de dados locais e remotos e execução de comandos de controle [16].

Dois são os principais documentos emitidos pelo CIGRE que tratam do tema de inspeções e IEDs. O primeiro foi elaborado em 1999 pelo Grupo de Trabalho – WG (*Working Group*) 34-10 intitulado Análises e Diretrizes para Testes em Esquemas de Proteção Numéricos [20]. O segundo foi elaborado em 2011 pelo WG B5.06 cujo título é Estratégias de Manutenção para Sistemas Digitais de Automação de Subestações [21].

2.1.1.1 Grupo de trabalho WG 34.10

Na época em que este trabalho foi publicado, as Unidades de Proteção Digitais (ainda não eram chamados de IEDs), começavam a se espalhar pelo mundo como uma nova tecnologia em substituição à modelos anteriores menos complexos. Havia uma série de dúvidas e expectativas, de forma que a implantação dessa tecnologia em programas concretos de testes era um desafio, sendo este o principal objetivo da WG 34.10, de permitir um entendimento geral sobre aspectos específicos de proteções digitais, propondo uma estratégia de testes e inspeções.

A WG 34.10 é um documento amplamente recomendado, no qual é realizada uma classificação e distinção dos diferentes tipos de testes aos quais os IEDs podem ser submetidos: testes de tipo e testes individuais [20]. Na Figura 2.1 são ilustradas as classificações para cada um dos testes.

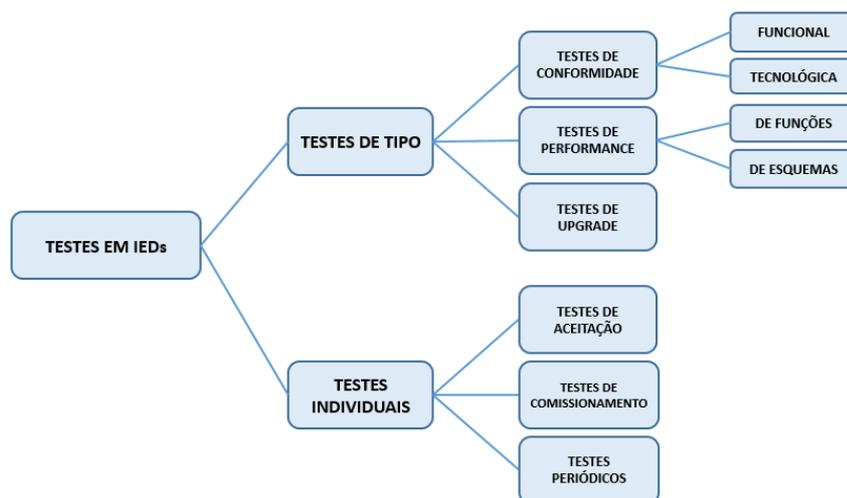


Figura 2.1 – Tipos de testes em IEDs. Adaptado de [20].

Com relação aos testes periódicos, é citado no WG34.10 que diferentes abordagens de manutenção periódica em IEDs podem ser adotadas, as quais dependem da confiança e eficiência do autoteste, um *software* interno ao IED que identifica possíveis problemas e propõe algumas ideias que podem ser utilizadas na filosofia de testes periódicos, como apresentado de forma resumida na tabela 2.2.

Os testes consistem na verificação do sistema de supervisão, conformidade de ajustes e verificação em componentes não supervisionados pelo autoteste do IED. No entanto, na própria definição de autoteste (*self-supervision*) existente na WG 34.10, há dúvidas a respeito da eficiência, pois informa que embora o autoteste permita diminuir ou até eliminar a necessidade de inspeção periódica, é necessário que se tenha certeza do funcionamento e da profundidade da avaliação, o qual poderia exigir o teste desta função.

TESTES SUGERIDOS	PERIODICIDADE	OBSERVAÇÕES
Programa de testes após entrada em operação	Sugerido um período de 1 ano ou 2 anos após entrada em operação, mas que seja efetivamente antes de terminar o período de garantia;	Tem como objetivo certificar o funcionamento do dispositivo e possíveis falhas no comissionamento.
Monitoramento periódico sem intervenção no equipamento	A cada 2 anos	Caracteriza-se por ser um rápido diagnóstico sem retirar o equipamento de operação, com verificações de medições e logs de eventos.

Inspeção periódica padrão	A cada 4 anos	<p>Deve consistir na avaliação de funções de proteção, como injeção de tensão e corrente, check de parâmetros, de contatos de saída de trip, do contato de alarme do autoteste e do circuito entre o IED e os disjuntores.</p> <p>Normalmente deve envolver esquemas de teleproteção e de religamento. Importante observar que não sugere que seja realizado testes de levantamento de característica de funções de proteção por considerar que é algo estável.</p>
Manutenção baseada na condição	Sempre	<p>Nesta abordagem, faz-se necessária uma excelente estrutura de análise de logs, oscilografias e registros de todos os IEDs da instalação. Cita como exemplo a análise de eventos de todos os IEDs adjacentes durante uma falta, o que possibilita verificar se uma função de proteção partiu devida ou indevidamente e assim direcionar se há necessidade de uma verificação mais completa no IED ou não.</p>

Tabela 2.2 - Testes periódicos em IEDs sugeridos no documento CIGRE WG 34.10 [20].

2.1.1.2 Grupo de trabalho WG B5.06

Em 2007 o CIGRE novamente estabeleceu um grupo de trabalho nomeado de WG B5.06, com o objetivo de avaliar o estado da arte sobre estratégias de manutenção em sistemas digitais de automação para subestações, cujos IEDs estão presentes, sejam com funções principais de proteção, sejam para fins de controle. Em 2011 foi emitido o relatório final do estudo, cujo prefácio cita que se faz necessária a avaliação da efetividade de manutenção nestes sistemas, uma vez que os profissionais especialistas, mesmo estando acompanhando a evolução tecnológica, não possuem um entendimento único sobre o impacto destas inspeções [21].

O WG B5.06 é composto de 12 capítulos, no qual aborda aspectos conceituais sobre os testes de aceitação em fábrica, comissionamento, treinamento das equipes, contratos de manutenção, padrões de sistemas de comunicação e testes periódicos. Com relação a estes últimos, não há uma proposição direta de plano de manutenção e nem sugestão

de intervalos, observando que pode haver uma variação grande em relação às companhias. É observado que as manutenções preventivas, classificadas por possuírem períodos definidos ou de acordo com orientações do fabricante, tem o objetivo de verificar se o equipamento está operando corretamente segundo o especificado pelo fabricante.

Em função da crescente utilização de componentes eletrônicos em estado sólido (sem partes móveis) nos sistemas modernos de automação de subestações e da presença do recurso do autoteste, a manutenção preventiva é geralmente limitada a inspeção visual e verificação dos *buffers* de memória. Contudo, dependendo das condições ambientais (sujeira, poeira, estresse térmico), pode ser necessário um programa de manutenção preventivo baseado em um cronograma pré-definido. Muitas companhias possuem um programa de teste periódico, cuja frequência depende da estratégia pré-definida [21].

Se torna evidente que a definição de quais tarefas realizar e qual periodicidade adotar é facultada às empresas, sem uma sugestão para nortear os procedimentos. No início do ano de 2017 foi criado o grupo de trabalho WG B5.63, cujo título é Gestão de Ativos de Sistemas de Proteção, Automação e Controle. Embora o objetivo seja mais amplo, pois foca na gestão de ativos, a avaliação das estratégias relacionadas à substituição (*upgrade*) e manutenção de componentes, incluindo IEDs, é citada como uma das tarefas do grupo, que utilizará as recomendações do WG B5.06 [22]. Este é o mais novo grupo de trabalho criado pelo CIGRE com foco no tema de manutenções e inspeções em IEDs.

2.1.2 Norma IEEE C37.233-2009

Criado em 1884 nos EUA, o IEEE é uma sociedade técnico-profissional internacional, dedicada ao avanço da teoria e prática da engenharia nos campos da eletricidade, eletrônica e computação, congregando mais de 400.000 associados, entre engenheiros, cientistas, pesquisadores e outros profissionais, em cerca de 150 países. Fornecer fóruns tecnicamente vitais para a discussão, desenvolvimento e disseminação do conhecimento competente relacionados com as tecnologias tradicionais, concentrando mais recursos para servir os profissionais que trabalham em tecnologias emergentes e disruptivas, é um dos seus objetivos definidos no planejamento estratégico [15].

Vários são os documentos com padrões ou normas elaborados pelo IEEE para a engenharia, especificamente na área de sistemas elétricos, que servem de base para os profissionais do setor. Dentre as quase 30 sociedades IEEE, divididas por área de interesse, destaca-se a de Energia e Potência (*IEEE Power & Energy Society - PES*)

que consta de mais de 30.000 membros e tem por objetivo ajudar a indústria em mapear o futuro com pesquisas e tópicos na área de *Smart Grid* e energias sustentáveis [15].

Em 2009 foi elaborada a norma IEEE C37.233-2009 [23], pelo comitê de Proteção de Sistemas Elétricos, intitulada *Guide for Power System Protection Testing* ou Manual para Testes em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, um documento amplo e centrado na abordagem geral e procedimentos específicos para testes, os quais foram classificados em (i) testes de certificação; (ii) testes de aplicação; (iii) testes de comissionamento e (iv) testes de manutenção.

Os testes de manutenção são específicos para validar se o sistema de proteção e controle continuam funcionando corretamente após a entrada em operação e podem ser classificados em dois modelos: manutenção baseada no tempo, *TBM (Time Based Maintenance)* e manutenção baseada na condição, *CBM (Conditioned Based Maintenance)*. O primeiro é recomendado para ser realizado em componentes susceptíveis à degradação ou mudança de característica ao longo do tempo e do uso, embora um teste completo em todo o sistema pode ser realizado para confirmar a performance de todos os componentes, desde a medição até a atuação da proteção e abertura de disjuntores.

Neste documento é citado que os intervalos de teste são geralmente determinados pela experiência das companhias ou por recomendações dos fabricantes e acrescenta que a intervenção humana tem o risco de adicionar defeitos ou configurações equivocadas nos IEDs, sendo um fator importante nesta definição. O fato dos IEDs possuírem o recurso de autoteste, permite que grande parte das verificações possam ser realizadas com o IED em operação, como por exemplo a leitura dos valores de medição de tensão e corrente, avaliações de *leds* e de ajustes implantados e a comunicação com o sistema supervisor.

Como exemplo é apresentada a definição de intervalos para manutenção periódica que dependem do nível de tensão ao qual o IED pertence (Tabela 2.3). Verifica-se neste exemplo que para circuitos de 500 kV o intervalo sugerido é de dois anos enquanto para os demais o intervalo é de quatro anos.

Nível de tensão do circuito protegido (kV)	Intervalo de manutenção (anos)
500	2
230	4
115	4
69	4
< 69	4

Tabela 2.3 – Exemplo de intervalo de testes periódicos em IEDs [23].

2.1.3 Norma NERC PRC-005-2

A *North American Electric Reliability Corporation* – NERC, ou Corporação de Confiabilidade Elétrica da América do Norte é uma autoridade reguladora internacional sem fins lucrativos, cuja missão é assegurar a confiabilidade e a segurança do sistema de energia na América do Norte. A NERC desenvolve e impõe padrões de confiabilidade; avalia anualmente a confiabilidade sazonal e a longo prazo; monitora o sistema de energia em massa através da conscientização do sistema; e educa, treina, e certifica o pessoal da indústria. A área de responsabilidade do NERC abrange os Estados Unidos, o Canadá e a porção norte da Baja Califórnia, no México [17].

A norma NERC PRC-005-2 [24] intitulada *Protection System Maintenance* ou Manutenção em Sistemas de Proteção foi emitida inicialmente em 2005 e possui a última revisão datada de 2013, cujo objetivo é documentar e implantar programas de manutenção em todos os sistemas de proteção da rede elétrica sob regulação deste órgão. Diferente dos documentos supracitados, a PRC-005-2 possui o caráter de resolução definida por órgão regulador, o qual trata de exigências e não apenas recomendações, uma vez que estabelece a severidade de violações para o não cumprimento da Norma.

As tarefas a serem executadas nos IEDs e a periodicidade são condicionadas ao nível de auto diagnóstico realizado pela função de autoteste do IED. Ou seja, as tarefas e a frequência de inspeção diminuem a medida que os IEDs possuem uma função de autoteste mais completa, pois esta identifica uma grande parte de defeitos internos. Na tabela 2.4 é realizado um resumo acerca das exigências de inspeção em IEDs contidas na Norma.

TESTES SUGERIDOS	PERIODICIDADE	OBSERVAÇÕES
Verificar entradas e saídas digitais que são essenciais para as funções de proteção Verificar e comparar medições	6 anos	Apenas para dispositivos que não possuem autoteste com todas as categorias do item abaixo.
Verificar se ajustes estão conforme especificado Verificar entradas e saídas digitais que são essenciais para as funções de proteção Verificar e comparar medições	12 anos	Para dispositivos que possuem: 1) recurso de autoteste com alarme; 2) Amostragem da forma de onda de corrente e tensão 3 ou mais vezes por ciclo e conversão das amostras por microprocessadores; 3) alarme de falha de alimentação.

Verificar entradas e saídas digitais que são essenciais para as funções de proteção	12 anos	Para dispositivos que possuem, além do item anterior: 1) comparação contínua de medições com fonte independente com sinalização; 2) monitoramento de algumas ou todas as entradas e saídas digitais com sinalização em caso de falha; 3) alarme de mudança de ajustes.
Verificar se a comunicação está funcionando	4 meses	Se o IED não possuir monitoramento total dos sistemas de comunicação necessários à correta atuação de proteção.
Verificar performance do sistema de comunicação essencial à correta atuação de funções de proteção	6 anos	
Verificar performance do sistema de comunicação essencial à correta atuação de funções de proteção	12 anos	Se algum canal de comunicação tem monitoramento contínuo ou periódico com sinalização de perda de função.

Tabela 2.4 – Plano de inspeção em IEDs definidos na PRC-005-2. Adaptado de [24].

2.2. MANUAIS DE FABRICANTES

Com a ascensão tecnológica e a constante demanda por energia elétrica, muitas empresas tem surgido e atuado no ramo de fabricação e comercialização de equipamentos para subestações, incluindo IEDs. Para este trabalho foram listadas quatro grandes multinacionais, as quais possuem uma forte atuação no setor elétrico mundial, e avaliados os manuais de IEDs de cada um dos fabricantes com o objetivo de verificar as recomendações e determinações sobre estratégia de manutenção nestes dispositivos.

2.2.1 SIEMENS

A SIEMENS foi fundada em 1816 na Alemanha, sendo caracterizada como uma empresa de tecnologia com atividades essenciais nos campos de energia elétrica,

automação e digitalização. Possui atuação em quase todos os países do mundo e possui mais de 350.000 empregados [25].

A família de IEDs SIPROTEC da SIEMENS possui modelos disponíveis para as mais variadas necessidades do SEP. Foi avaliado o manual de operação dos IEDs da geração SIPROTEC 5, versão 7.30 ou superior, disponível em [26].

No manual de operação é citado que nenhum IED da família SIPROTEC necessita de uma manutenção especial e que a única manutenção necessária é a reposição da bateria, que possui uma vida útil estimada de 10 anos. Uma vez que estes equipamentos são equipados com o recurso de autoteste, os defeitos de *hardware* e *software* são automaticamente identificados e configurados para alarme. Reforça ainda que a tarefa de levantamento de característica ou pick-ups de funções de proteção são desnecessárias, pois são partes continuamente monitoradas pelos programas de *firmware*.

Ainda assim, é sugerida a realização de teste periódico que envolve testes nos LEDs, comparações das medições apresentadas pelo IED, certificação que o mesmo não está com alarme de nenhum erro e verificação do log de eventos para certificação do correto funcionamento. A periodicidade, entretanto, não é informada.

2.2.2 SCHNEIDER ELECTRIC

A SCHNEIDER ELECTRIC é uma companhia francesa especialista em gerenciamento de energia e automação com atuação em mais de 100 países e aproximadamente 160.000 empregados [27].

Devido a aquisições de outras empresas e respectivos produtos, a SCHNEIDER comercializa três linhas de IEDs: MiCOM, SEPAM e VAMP. Foram avaliados os aspectos de manutenção listados nos manuais dos IEDs MiCOM P14X, cuja função principal é para proteção de alimentadores, e VAMP 40 para proteção de motores.

Segundo o manual do MiCOM P14X, disponível em [28], é recomendado que haja um monitoramento periódico após a entrada em operação do IED em virtude das particularidades dos equipamentos de proteção e controle, cuja atuação pode não ser frequente. Cita ainda que embora estes possuam o recurso de autoteste que identificam a maioria dos problemas, faz-se necessária a certificação que o dispositivo está em perfeito estado de funcionamento e a inclusão destas tarefas na política de manutenção da companhia proprietária.

A periodicidade destas tarefas não é definida pelo fabricante, mas, segundo o manual, devem ser levadas em consideração os seguintes fatores:

- O ambiente em que o IED está instalado;
- A acessibilidade da instalação;
- Disponibilidade de homem x hora;
- A importância da instalação no SEP;
- As consequências da falha.

As tarefas listadas no manual são:

- (i) Checar todos os alarmes existentes no *log* de eventos;
- (ii) Realizar testes nas entradas opto-isoladoras, ou entradas digitais;
- (iii) Realizar testes nos relés de saída ou saídas digitais.

Embora não detalhe quais são as tarefas, no manual do VAMP 40, disponível em [29] também é recomendado que haja verificações periódicas no IED, cujo intervalo deve ser de no mínimo a cada 5 anos.

2.2.3 ABB

A ABB foi fundada em 1988 a partir da fusão de duas companhias: A sueca ASEA e da BBC da Suíça. Embora sua sede fique em Zurique na Suíça, a ABB atua em mais de 100 países e emprega cerca de 132.000 pessoas [30].

A família de IEDs Rellion da ABB oferece a mais ampla gama de produtos para a proteção, controle, medição e supervisão de sistemas de energia. São mais de 100.000 unidades em operação no mundo [30]. Foram avaliados os aspectos de manutenção listados nos manuais dos IEDs REB500, cuja função principal é para proteção de barras e RED670 para proteção de linhas de transmissão.

No manual de comissionamento do REB500, disponível em [31], é citado que não é necessária nenhuma inspeção periódica envolvendo funções de proteção devido ao recurso de autoteste. No entanto recomenda que periodicamente, sem definir o exato intervalo, sejam realizadas verificações nos seguintes itens:

- Conexões externas;
- Contatos de saída de trip e sinalização do IED;
- Entradas digitais;

- Entradas analógicas;
- IHM local.

No manual do RED670, disponível em [32], também é recomendada a realização de verificações periódicas, conforme abaixo:

- Um teste de verificação de performance do IED após os primeiros 6 meses da entrada em operação;
- A cada dois ou três anos:
 - Inspeção visual em todo o IED;
 - Limpeza e remoção de poeira, se necessário;
 - Testes em funções de proteção para IED que protegem um sistema sem redundância.
- A cada quatro ou seis anos:
 - Testes em funções de proteção para IED que protegem um sistema que possua redundância.

2.2.4 SCHWEITZER

A SEL – Schweitzer Engineering Laboratories foi fundada em 1982 nos Estados Unidos e desde então cria, projeta e constrói produtos e sistemas digitais que protegem redes de energia em todo o mundo [33].

São inúmeros IEDs fabricados e comercializados pela SEL. A seguir são apresentados os aspectos de manutenção listados nos manuais dos IEDs SEL-587 e SEL-351.

No manual do IED SEL-587, disponível em [34], é citado que são necessárias verificações periódicas, sem intervalo definido, com o objetivo de assegurar que:

- (i) As medições analógicas estão precisas;
- (ii) Os elementos lógicos e de proteção estão funcionando corretamente;
- (iii) Os componentes auxiliares ou periféricos estão funcionando corretamente;

No manual do IED SEL-351, disponível em [35], é citado ainda que é importante que sejam coletados e analisados os logs de eventos após cada falta ou atuação do IED,

usando como fonte de dados para verificação de possíveis anormalidades. A seguinte filosofia é apresentada: se o IED está parametrizado e conectado corretamente e se não há nada reportado pelo recurso de autoteste, não há razão para realização de testes adicionais.

Também é citada por este fabricante, a não necessidade de testes em funções de proteção com levantamento de característica pois, por serem baseados em microprocessadores e software, as únicas variáveis que podem alterar a resposta do IED são os ajustes implementados e os sinais oriundos dos transformadores para instrumentos.

Na tabela 2.5 é apresentado um quadro-resumo com todas as recomendações dos quatro fabricantes descritos acima.

Fabricante	Modelo	Tarefas recomendadas	Periodicidade
SIEMENS	SIPROTEC 5	Sugere realização de inspeções periódicas que envolvem testes nos LEDs, comparações das medições e avaliação do log de eventos	Não definida
SCHNEIDER ELETRIC	MiCOM P14x	Recomenda periodicamente checar o log de eventos; Realizar testes nas entradas e saídas digitais;	Não definida
	VAMP 40	Não detalha as tarefas a serem realizadas, mas informa a necessidade de verificação periódica no IED	5 anos
ABB	REB500	Sugere verificar conexões externas, contatos de saída de trip e sinalização, Entradas digitais e analógicas e IHM.	Um primeiro teste depois de 6 meses da entrada em operação do IED;
	RED670	Recomenda testes periódicos que envolvem: inspeção visual; limpeza e remoção de poeira, se necessário; testes de função de proteção;	Os demais testes a cada 2 anos para IEDs que não possuem redundância e a cada 4 anos para IEDs que possuem redundância.

SEL	SEL 587	Sugere inspeção periódica para checar precisão das entradas analógicas; elementos lógicos e de proteção e componentes periféricos	Não definida
	SEL 351	Coleta e avaliação do log de eventos	

Tabela 2.5 – Resumo com as recomendações dos fabricantes de IEDs

CAPÍTULO 03

3. PROTEÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O Sistema Elétrico de Potência é entendido como o conjunto de equipamentos e instalações destinados a gerar, transmitir e distribuir a energia elétrica à sociedade. Este modelo começou a ser desenhado no final do século XIX, devido principalmente ao fato do empresário norte-americano Thomas Edison ter inventado uma lâmpada elétrica mais acessível e que poderia ser utilizada normalmente nas residências e edificações, devido a vantagem de não requerer altas tensões para o seu funcionamento, como as então lâmpadas a arco requeriam. Isto implicou em uma rápida demanda por infraestrutura para a geração e o consumo da energia elétrica nos Estados Unidos [36].

Em 1882 Thomas Edison fundou a Estação Geradora de Corrente Contínua (CC) de Pearl Street em Nova York. Foi a primeira usina comercial do mundo e logo este tipo de usina começou a surgir por todo o país e, com elas, ficou evidente a seguinte problemática: a energia elétrica deveria ser gerada na tensão de utilização, o que significava que a geração deveria ser realizada próxima à carga que, à medida que esta aumentava, tornava-se necessária a utilização de condutores com maior seção nominal ou maior bitola. Logo as cidades começaram a apresentar uma desorganização de fios e cabos por todas as ruas, conforme ilustrado na figura 3.1.

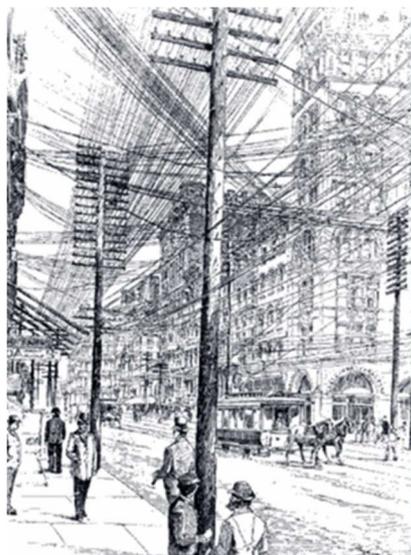


Figura 3.1 – Ilustração do sistema de distribuição de energia elétrica CC no final do século XIX [37].

Foi a partir dos trabalhos do sérvio Nikolas Tesla, que trabalhou um período com Thomas Edison, que o sistema em Corrente Alternada (CA) polifásico se desenvolveu, possibilitando, através da utilização de transformadores, a transmissão de energia a grandes distâncias, dando início à chamada “Batalha das Correntes”, sendo a CA a vencedora para este tipo de aplicação [38].

Desde a construção da primeira usina hidrelétrica do mundo, em 1896, em Buffalo, estado de Nova Iorque, o SEP começou a se expandir rapidamente no mundo, cujos dispositivos de proteção passaram a ser elementos fundamentais com função de desligar trechos com problemas, evitando danos à equipamentos, máquinas e principalmente às pessoas e restringindo sua repercussão no sistema.

3.1 1ª GERAÇÃO: DISPOSITIVOS ELETROMECAÑNICOS

Os primeiros equipamentos utilizados para fins de proteção de geradores, linhas, motores e outras cargas contra sobrecargas e curtos-circuitos foram os fusíveis, compostos por um condutor que se rompia em virtude de sobrecarga ou curto-circuito tendo a função única, portanto, de sobrecorrente. Estes eram os únicos dispositivos de proteção presentes nos sistemas CC de Edison e as primeiras patentes foram publicadas por Weston em 1882. Em 1899 Smith e Baughman registraram uma patente para um fusível que fornecia indicação de operação, isto é, se o elo se encontrava rompido ou

não, facilitando a inspeção e diminuindo o tempo de recomposição no caso de desligamentos [39].

Ainda hoje, os fusíveis são amplamente utilizados no SEP, especialmente na área de distribuição de energia elétrica para proteção de transformadores de média tensão. Na figura 3.2 é mostrada uma chave fusível de 15 kV, tipicamente utilizada na rede de distribuição no Brasil.



Figura 3.2 – Chave Fusível de 15 kV [40].

Apesar de apresentar um custo relativamente baixo, a proteção por fusíveis apresenta como desvantagem a necessidade de substituir o dispositivo rompido a cada operação além de, em função da curva típica de rompimento do elo fusível, dificultar a seletividade de operação. Desta forma, os engenheiros começaram a avaliar novas maneiras de proteção das instalações, incluindo a possibilidade da abertura automática dos disjuntores quando fosse detectada uma ocorrência de curto-circuito.

Na Feira Mundial de Paris, em 1900, a empresa HELIOS VON FROITZHEIM demonstrou como um dispositivo poderia ser usado para abrir um disjuntor de alta tensão ao ser detectada uma corrente elétrica de curto-circuito. Estes primeiros equipamentos eram ligados diretamente no circuito primário, particularmente posicionados nas buchas dos disjuntores, mas com o desenvolvimento dos transformadores de medição nesta mesma época, tornou-se possível a utilização de dispositivos ligados no circuito secundário [39].

Os relés eletromecânicos de disco de indução, assim chamados, rapidamente tornaram-se os dispositivos usuais para fins de proteção do SEP. Construtivamente, estes equipamentos possuem uma grande quantidade de peças e componentes sendo, por este motivo, associados à tecnologia de relojoaria antiga. Seu princípio de funcionamento baseia-se na indução magnética sobre um disco cujo torque depende da magnitude da corrente elétrica presente no circuito primário e reproduzido no

secundário através dos transformadores de corrente. Na figura 3.3 é ilustrado o desenho esquemático simplificado de um relé de indução e na figura 3.4 é mostrada uma foto de um relé eletromecânico de sobrecorrente.

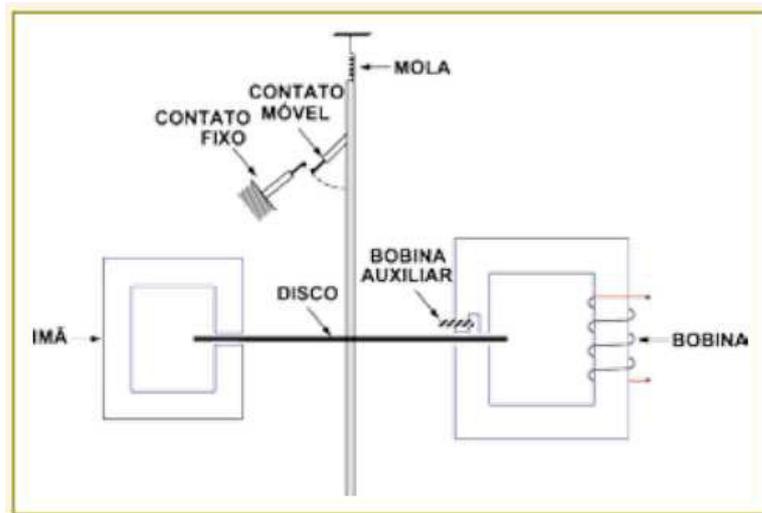


Figura 3.3 – Diagrama esquemático de um relé do tipo indução [41].



Figura 3.4 – Relé eletromecânico [42].

Com este tipo de dispositivo, novas funcionalidades foram implementadas, como a definição de ajustes através de *taps* presentes nos relés, possibilitando um melhor controle de coordenação e seletividade nos sistemas de proteção e garantindo mais confiabilidade aos equipamentos e instalações. Desta forma, a definição de zonas de

proteção e a adoção de outras funções, como sobretensão, passavam a ser adotadas em normas técnicas e nos projetos das subestações [39]. A partir de então, o diagrama típico de um sistema elétrico com sua representação de proteção pôde ser ilustrado conforme mostrado na figura 3.5.

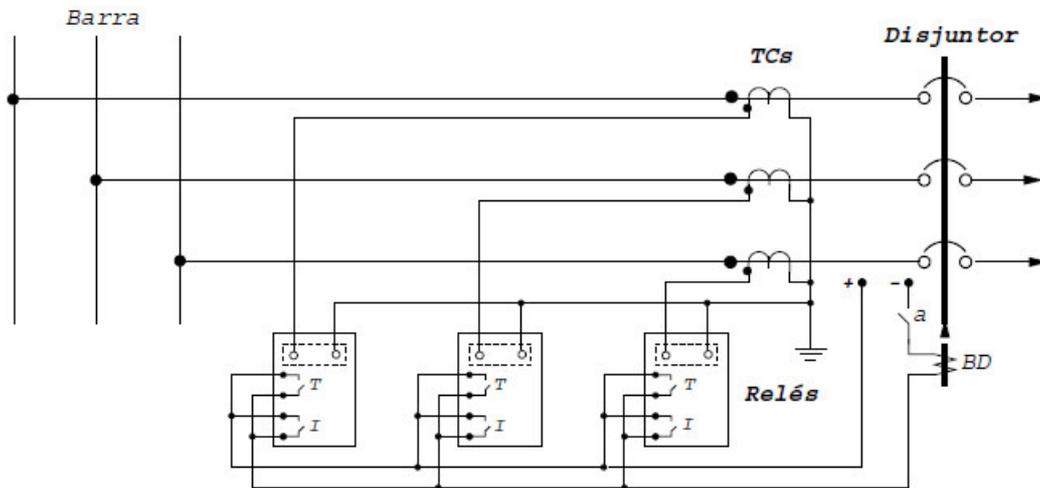


Figura 3.5 – Diagrama típico de um sistema de proteção [43].

Os relés eletromecânicos ainda estão presentes em diversas instalações no Brasil e no mundo e ainda são encontrados para venda por fabricantes. As tarefas de manutenção nestes dispositivos passaram a ser bem conhecidas pelos profissionais do setor com periodicidade usual a cada 2 anos. Estas rotinas são importantes pois os problemas não serão detectados até que estas verificações sejam realizadas ou até que o relé falhe para uma falta operacional. Logo, a confiabilidade de relés de tecnologia eletromecânica possui alta dependência da frequência da rotina de manutenção, sendo que o grau de deterioração de seus componentes móveis, principalmente, é facilmente mensurável [44][45].

O documento intitulado *Operation and Maintenance of Protective Relays and Associated Circuits* (Operação e Manutenção de Relés de Proteção e Circuitos Associados) [46], elaborado em 2006 pelo órgão norte-americano *Bureau of Reclamation* sugere a seguinte rotina de testes para relés eletromecânicos:

- a. Inicialmente realizar um teste de performance no relé, chamado de “como encontrado” para verificar se sua atuação está de acordo com o requerido pelo usuário;
- b. Realizar a checagem mecânica: verificar se o disco está girando livremente e se não há nenhuma conexão folgada, o que pode indicar

- presença de vibração; verificar se o mesmo está limpo e, caso contrário, realizar limpeza, retirando qualquer material estranho do corpo do relé; verificar estado dos contatos de saída;
- c. Realizar os testes elétricos: abertura e fechamento dos contatos; teste de *pick-up* e *dropout* por duas vezes, no mínimo, e comparando os valores com os ajustes;
 - d. Elaborar relatório de “como encontrado”, tarefas realizadas e “como deixado”.

3.2 2ª GERAÇÃO: DISPOSITIVOS ESTÁTICOS

Até a década de 1960, os relés eletromecânicos foram os dispositivos usuais para proteção de sistemas de energia elétrica. À medida que o SEP se expandia com linhas de transmissões mais longas, circuitos paralelos e subestações maiores, novas funcionalidades de proteção, como a proteção de distância e diferencial, foram sendo desenvolvidas com o objetivo de garantir velocidade e seletividade de atuação, o que tornava a produção de relés eletromecânicos cada vez mais complexa e cara. Além disto, os dispositivos tornavam-se maiores, exigindo mais espaço e estrutura dos painéis para suportá-los [39]. Na figura 3.6, ilustra-se diferentes modelos de relés eletromecânicos, do sobrecorrente ao de distância.



Figura 3.6 – Relés eletromecânicos de diferentes modelos [47].

Com a revolução da eletrônica na década de 1960, influenciado pela invenção do transistor, uma nova tecnologia de dispositivos de proteção de sistemas elétricos passou a ser desenvolvida. Os relés estáticos, exemplificados na figura 3.7, foram assim chamados pois não possuíam partes mecânicas em movimento, sendo fabricados com

componentes semicondutores, utilizando dispositivos eletrônicos analógicos em vez de bobinas magnéticas e componentes mecânicos para criar as características do relé. A medição é efetuada por circuitos estáticos constituídos por comparadores, detectores de nível e filtros, enquanto em um relé eletromecânico é efetuado comparando o torque de funcionamento com o torque de retenção. Os sinais de tensão e corrente são retificados e medidos e quando atingem o valor definido no ajuste, o contato de saída é acionado para disparo do disjuntor [48].



Figura 3.7 – Relé estático [49].

Os componentes essenciais dos relés estáticos são mostrados na figura 3.8. As saídas dos transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) não são adequadas para componentes estáticos, de modo que se faz necessária a utilização de TCs e TPs auxiliares para reduzirem ainda mais estes sinais. Em seguida, a saída dos transformadores auxiliares é retificada e enviada para o circuito de medição compreendido por detectores de nível, filtros, comparadores e circuitos lógicos.

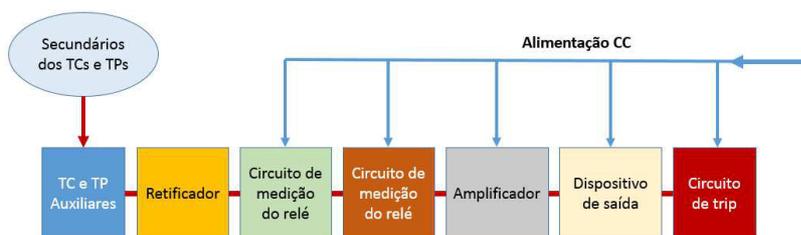


Figura 3.8 – Representação de um relé estático. Adaptado de [48].

O elemento comparador e os circuitos lógicos proporcionam avaliação constante entre os sinais medidos pelo relé e os valores de ajuste, implicando em sua atuação para disparo do disjuntor.

Os relés de estado sólido, como também são chamados os relés estáticos, apresentaram diversos avanços em relação à geração anterior:

- (i) São mais precisos; Enquanto relés eletromecânicos possuem precisão com erro admitido de $\pm 10\%$, os relés estáticos apresentam erro de aproximadamente $\pm 3\%$.
- (ii) Para uma mesma aplicação, são menores e mais leves, proporcionando economia de espaço e de material na fabricação de painéis;
- (iii) Possuem uma velocidade de atuação mais rápida;
- (iv) Consomem menos energia;
- (v) Não existem peças móveis para desgaste que muitas vezes são a principal causa de falha com um relé eletromecânico.

No entanto, a utilização de componentes eletrônicos pelos relés estáticos exige um maior controle da qualidade da tensão de alimentação necessária ao funcionamento do relé pois são inerentemente sensíveis a picos e surtos de tensão. E, embora sejam considerados mais confiáveis que os eletromecânicos, requerem inspeções e testes nas funções de proteção, com intervalo sugerido de três anos [46][50].

As principais causas de falhas em relés estáticos são (i) o sobreaquecimento, que pode ser causado por transientes de tensão, surtos de corrente, ou alta temperatura ambiente; (ii) rompimento de condutores, conexões, rachaduras nos invólucros de componentes ou nas placas de circuito, provocadas por vibração e (iii) corrosão e oxidação de elementos metálicos que podem resultar em descontinuidades de circuitos, curto circuitos, causadas por penetração de umidade. Deve ser incluída na rotina de inspeção, portanto, as tarefas preventivas listadas abaixo [46]:

- a. Verificar a tensão de alimentação e a tensão de saída da fonte de alimentação;
- b. Manter o equipamento limpo por aspiração periódica ou soprar a sujeira, poeira e outros contaminantes. A poeira deve ser soprada com "ar seco." Não utilizar ar atmosférico ou um compressor de ar devido à presença de umidade;
- c. Verificar se todas as conexões, terminais e contatos estão apertados e livres dos efeitos da vibração.
- d. Verificar se há ventilação adequada no painel para condução de calor.

3.3 3ª GERAÇÃO: DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES

Os equipamentos mais modernos para proteção de sistemas elétricos são chamados de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes ou IED, sigla de *Intelligent Electronic Device*, mostrado na figura 3.9. Esta família começou a surgir na década de 1980 com a popularização dos computadores, embora seus estudos datem de vinte anos antes. Inicialmente foram chamados de relés digitais ou, como são baseados em microprocessadores, de relés microprocessados, porém foi adotado o termo IED pois concentram outras funcionalidades além de proteção, podendo ser utilizados como unidades de medição, supervisão, controle ou oscilógrafos, por exemplo [51].



Figura 3.9 – IED [52].

A evolução deste tipo de dispositivo foi por utilizar unidades de processamento e algoritmos que realizam os cálculos necessários para sua atuação, possuindo os sistemas intrínsecos de um computador com entradas de dados, processamento e saídas. O avanço tecnológico permitiu que uma grande quantidade de cálculos e lógicas fosse implementada, proporcionando um avanço significativo na área, cujas principais vantagens trazidas por estes equipamentos foram:

- (i) Multifuncionalidade: um mesmo IED pode possuir dezenas de funções de proteção integradas. Usualmente, um IED com função principal de proteção diferencial de linha possui ainda a função de distância,

- sobrecorrente, sobre e subtensão, religamento automático, falha de disjuntor e sincronismo, por exemplo;
- (ii) Utilização de lógicas: em um IED é possível desenhar lógicas de atuação de proteções. Como exemplo, pode-se programar para ativar uma função de proteção condicionada a uma situação específica do SEP.
 - (iii) Troca de informações: os atuais IEDs possuem como recurso a troca de informações entre eles, chamadas de mensagens *goose*, através de uma rede de comunicação.
 - (iv) Redução de fiação: como consequência da multifuncionalidade, utilização de lógicas e comunicação entre eles, os IEDs proporcionaram uma redução de aproximadamente 80% na quantidade de cabos de controle presentes em uma subestação [53]
 - (v) Supervisão remota: a utilização de IEDs permitiu que as informações do SEP fossem transmitidas para um computador e, por meio de um sistema Supervisório de Controle e Aquisição de Dados ou comumente chamado de SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), enviadas a Centros de Operações distantes das subestações. Este fator é um dos grandes responsáveis por permitir que o Brasil opere o SIN, altamente complexo, com confiabilidade e segurança pois o ONS detém todas as informações do sistema elétrico e assim pode tomar decisões rápidas e assertivas.
 - (vi) Registro de dados: outro aspecto de fundamental relevância que os IEDs trouxeram para os sistemas elétricos, foi a possibilidade de registro dos eventos. Isto significa que os dados de qualquer perturbação no SEP ficam registrados, permitindo aos profissionais do setor uma rápida análise e atuação.

3.3.1 Características de *hardware*

Os IEDs possuem uma estrutura de *hardware* bem estruturada, dividida em vários subsistemas que, a depender do tipo de aplicação, podem ser expandidos ou modificados pelo usuário. O diagrama esquemático básico de um IED é mostrado na figura 3.10.

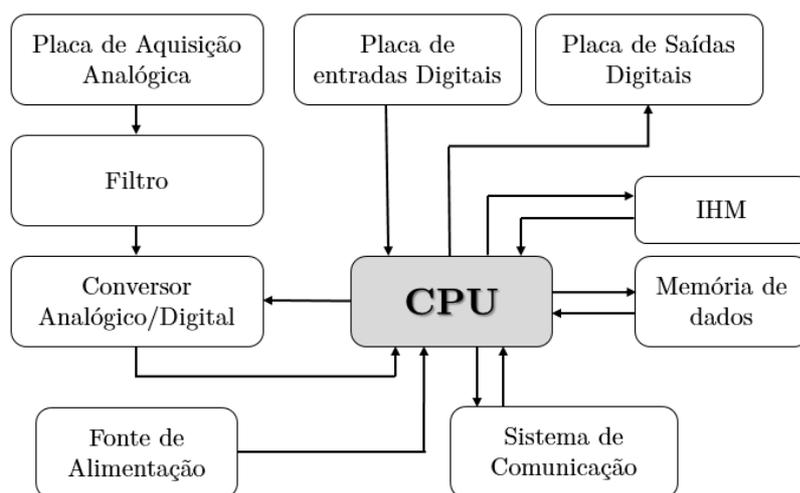


Figura 3.10 – Diagrama esquemático de um IED. Adaptado de [54].

Na Unidade de Processamento Central, CPU, são realizados os cálculos e lógicas intrínsecas ao algoritmo do IED, efetuando todo o monitoramento e interface com os demais subsistemas, os quais possuem funções específicas, a saber:

- **Placa de Aquisição Analógica:** este módulo é responsável por adquirir os sinais de tensão e corrente provenientes dos transformadores para instrumentos (TCs e TPs). Compõem o subsistema de aquisição analógica os filtros e conversores Analógicos/Digitais, os quais permitirão digitalizar os sinais de tensão e corrente para serem processados e avaliados pela CPU.
- **Placa de Entradas Digitais:** Os IEDs proporcionaram um grande avanço para os sistemas de controle e proteção ao permitirem que sinais digitais pudessem ser adquiridos e assim possibilitassem a implementação de lógicas e supervisão de equipamentos das subestações. As placas de entradas digitais estão preparadas para receberem sinais externos os quais passam por acopladores ópticos, como medida de proteção e então são enviados à CPU, cujo processamento dependerá do que for configurado pelo usuário. Na figura 3.11, mostra-se um exemplo simples de monitoramento realizado por um IED. Utilizando duas entradas digitais é realizada uma lógica de consistência da posição de um disjuntor em uma subestação.

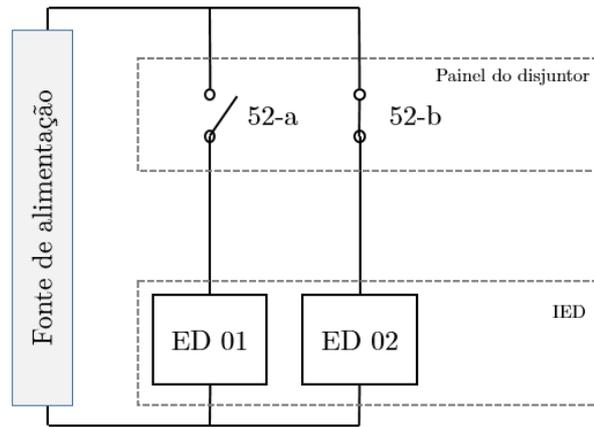


Figura 3.11 – Aquisição digital de um IED para monitoramento da posição de um disjuntor

O complemento do monitoramento do estado do disjuntor é realizado via *software*, onde é desenhada a lógica que as entradas digitais ED01 e ED02 irão participar. É importante mencionar que as Entradas Digitais dos IEDs são especificadas para operarem em um determinado nível de tensão. Usualmente, entradas digitais energizadas com valores abaixo de 60% da tensão nominal são consideradas no estado 0 (zero) ou *off*, enquanto se energizada com valor acima de 80% da tensão nominal são interpretadas pelo IED no estado 1(um) ou *on* [28].

- **Placa de Saída Digital:** são compostos por contatos de saída, responsáveis pelo envio do sinal de disparo de disjuntores. São acionados pela CPU quando a condição para sua atuação for satisfeita. Como todo contato de relé, possui especificação de capacidade de tal forma que é importante dimensionar corretamente a saída de um IED de acordo com a potência requerida pelas bobinas de abertura dos disjuntores, por exemplo.
- **Sistema de Comunicação:** responsável pela troca de informações com (i) o sistema supervisor SCADA, permitindo a supervisão remota da subestação; (ii) outros IEDs, especificamente que utilizam o protocolo IEC 61850 e (iii) com sistemas remotos de configuração e avaliação do IED pelos usuários. Nos projetos modernos, a filosofia de controle e proteção das instalações requer uma alta confiabilidade nos sistemas de comunicação dos IEDs e dos equipamentos de rede, no geral. Além da supervisão remota, há inúmeras aplicações que dependem de troca de mensagens *goose* entre os IEDs de modo que sua indisponibilidade pode implicar em recusa ou atuação indevida de proteção.

- **IHM:** A Interface Homem-Máquina, IHM, é composta por displays, botões frontais e LEDs de sinalização, sendo responsável pela interação direta com o usuário, fornecendo informações sobre os eventos registrados pelo IED, como também obedecendo aos comandos efetuados pelos usuários.
- **Fonte de Alimentação:** fornece toda a energia para o funcionamento do IED e tem papel fundamental em garantir um bom funcionamento dos componentes eletrônicos, protegendo-os de espúrios e picos de tensão, bem como ajustando sua magnitude para os níveis apropriados.
- **Memória de dados:** tem a função de armazenar as informações do IED, incluindo as lógicas de programação, ajustes e configurações, bem como o *firmware* do dispositivo. Na representação do *hardware*, pode ser mostrada como integrante da própria CPU, em vez de um subsistema separado.

3.3.2 Características de *software*

Os elementos de *software* de um IED compreendem o conjunto de algoritmos que detém a linha de comando e os cálculos necessários a serem realizados para a correta atuação do dispositivo, de acordo com os ajustes e configurações realizados pelo usuário. Conceitualmente, pode-se dividi-lo em quatro rotinas, embora não sejam distinguíveis para o usuário [28]:

- (i) **Sistema operacional em tempo real:** usado para agendar o processamento das tarefas para garantir que elas sejam avaliadas no tempo disponível e na ordem de prioridade desejada.
- (ii) **Serviços de sistema:** O software de serviços do sistema fornece a interface entre o *hardware* do IED e a funcionalidade de alto nível do *software* da plataforma e do *software* de proteção e controle. Por exemplo, o software de serviços do sistema fornece drivers para itens como o display LCD, o teclado e as portas de comunicação remota e controla a inicialização do processador.
- (iii) **Software plataforma:** controla o armazenamento de registros gerados pela proteção, incluindo alarmes e eventos, falhas e manutenção, além de

armazenar e manter um banco de dados de todas as configurações do relé em memórias não voláteis.

- (iv) **Software de proteção e controle:** responsável pelo processamento de todos os elementos de proteção e funções de medição do IED. Por esta razão, tem a maior prioridade de qualquer uma das tarefas do IED, pois uma resposta rápida na tomada de decisão é um fator crítico de sucesso. O *software* de proteção e controle tem uma tarefa de supervisor que controla a inicialização Da tarefa e lida com o intercâmbio de mensagens entre a tarefa E o software da plataforma.

A funcionalidade do autoteste, presente na rotina de software de serviços de sistema representou um grande avanço para as concessionárias de energia, no que diz respeito às manutenções em IEDs. Usualmente, existem dois padrões de monitoramento: um teste de verificação é realizado logo após a inicialização do dispositivo o qual valida o mesmo para operar. A outra rotina é iniciada após a entrada em operação, executando continuamente a supervisão do funcionamento de elementos do *hardware* e *software*. Cita-se como exemplo, a rotina de autoteste do IED P14x do fabricante SCHNEIDER, a qual cobre as seguintes verificações [28]:

- O estado da bateria interna que mantém energizada a memória volátil em caso de perda de alimentação do IED;
- A presença de toda a linguagem e códigos de programa nas memórias EPROM;
- A presença de ajustes e configurações contidos na memória E2PROM;
- O nível de tensão da fonte de alimentação do IED;
- A integridade dos sinais provenientes das Entradas Digitais;
- Verificação dos contatos das Saídas Digitais, sempre que operadas;
- Verificação dos sinais de comunicação;

A utilização de IEDs trouxe, indubitavelmente, uma série de vantagens na área de proteção e controle do SEP. No entanto, há dois pontos específicos que vem sendo discutidos por profissionais do setor. O primeiro diz respeito ao tempo de vida de um IED. Enquanto há relés eletromecânicos com idade superior a 50 anos ainda em operação em subestações mundo afora, dados de fabricantes e artigos de especialistas

sugerem que a vida útil de um IED é de aproximadamente 20 anos [26][28]. Dados do início da inserção de IEDs no SEP, na década de 90, mostram que o tempo para obsolescência de relés de proteção tem decrescido a cada nova geração de dispositivos [55], conforme ilustrado na figura 3.12.

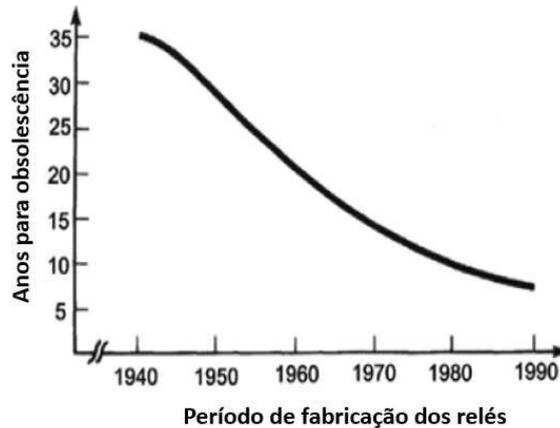


Figura 3.12 – Expectativa de vida de relés de proteção [55].

O outro diz respeito à confiabilidade e manutenção destes dispositivos e qual estratégia adotar para garantir que o equipamento continue a cumprir a função desejada pelo usuário, tema deste trabalho e que será melhor explorado nos próximos Capítulos.

Na tabela 3.1 é mostrado um resumo com as principais diferenças entre as três gerações de dispositivos para fins de proteção de sistemas elétricos, conforme discutido neste Capítulo.

Característica	Tipo de dispositivo		
	Eletromecânico	Estático	IED
Precisão e sensibilidade	Bom	Muito bom	Excelente
Vida útil	Longa	Pequena	Pequena
Operação indesejada	Quase nunca	Possível	Possível
Confiabilidade	Alta	Boa	Moderada
Autoteste	Não	Não	Sim
Multifuncionalidade	Não	Limitada	Sim
Comunicação de dados	Não	Não	Sim
Operação remota	Não	Não	Sim

Imunidade à interferências	Alta	Baixa	Muito baixa
Carga para o TC	Alta	Baixa	Baixa
Grau de dificuldade de parametrização	Alto	Moderado	Baixo
<i>Range</i> dos ajustes	Limitado	Ampla	Muito ampla
Registro de eventos	Não	Não	Sim
Tamanho	Grande	Pequeno	Compacto
Indicação visual	Bandeirolas	LEDs	Display LCD

Tabela 3.1 – Comparação entre as gerações de dispositivos para proteção de sistemas elétricos.

Adaptado de [56].

CAPÍTULO 04

4. MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE

A adoção de técnicas de manutenção para conservação de equipamentos pode ser remetida aos primórdios da humanidade, devido à necessidade de garantir a aplicabilidade correta das ferramentas e utensílios para a caça, por exemplo. No entanto, o estudo científico e documentado de estratégias que visem a otimização dos ativos de uma organização é recente, datada do início do século XX.

Só a partir de estudos para aumento da produção, como a pioneira Escola Científica de F.W. Taylor e a posterior metodologia de Henry Ford, que os aspectos de manutenção foram entendidos como um fator crítico de sucesso para uma companhia, notadamente da área industrial. Mesmo assim, até a Segunda Guerra Mundial a manutenção era considerada do tipo pós-quebra, ou seja, só havia intervenção do mantenedor depois que o equipamento já se encontrava em estado de falha, o que caracterizou a chamada Primeira Geração da Manutenção [57].

Com o desenvolvimento tecnológico do período pós-guerra e o acirramento da competição entre as empresas, os profissionais perceberam que garantir uma maior disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos das fábricas significava aumentar seu valor competitivo no mercado. Para isto, foi implementada um novo conceito de manutenção: a manutenção preventiva. Este foi um avanço significativo pois a atuação do mantenedor passou a ter o objetivo de evitar a ocorrência da falha e não apenas atuar quando ela ocorresse. Esta técnica foi responsável pela melhoria dos índices de disponibilidade e qualidade dos produtos, caracterizando a Segunda Geração da Manutenção.

Já a Terceira Geração da Manutenção evoluiu mais rapidamente após a década de 70, devido à maior complexidade de equipamentos e necessidades cada vez maiores por disponibilidade dos ativos. A Manutenção Centrada em Confiabilidade surge entre algumas metodologias consagradas nesta época, sendo definida como um processo usado para determinar o que deve ser feito para garantir que qualquer ativo físico continue a fazer o que seus usuários querem que ele faça no seu contexto operacional presente [58].

Na figura 4.1 é mostrado um resumo da evolução da gestão de manutenção ao longo do tempo.

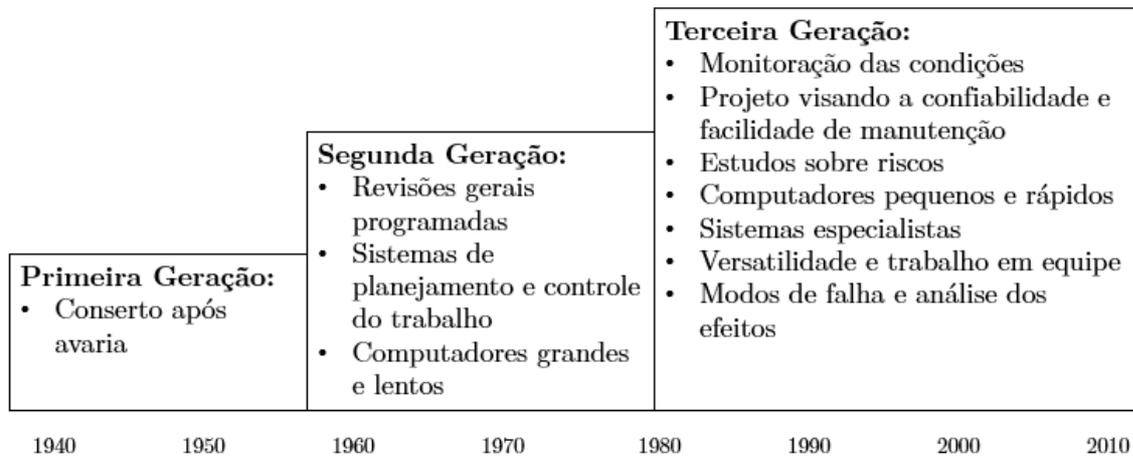


Figura 4.1 – Evolução da gestão da manutenção. Adaptado de [58].

4.1 HISTÓRIA

A Manutenção Centrada em Confiabilidade –MCC, porém mais conhecida como RCM – *Reliability Centered Maintenance*, teve suas raízes na aviação civil quando, ainda na década de 50, percebeu-se que as tradicionais tarefas de manutenção já estavam ficando obsoletas e ineficazes para as novas aeronaves que começavam a aparecer no mercado, devido principalmente à complexidade dos dispositivos e aparelhos embarcados. Preocupada com a confiabilidade dessas aeronaves e na tentativa de reduzir o número de falhas, a *Federal Aviation Administration* – FAA, o órgão regulamentador das práticas de manutenção das companhias aéreas norte-americanas, incentivou o aumento da frequência das revisões gerais baseadas na ideia de que cada componente tem uma idade certa para falhar e uma vida útil preestabelecida. Tal prática passou a aumentar cada vez mais os gastos com manutenção e percebeu-se que muitos tipos de falha não podiam ser evitados ou efetivamente reduzidos por mais intensa que fosse a frequência com que fosse empregada [59].

Tais problemas começaram a ser tratados em 1960, quando a FAA - *Federal Aviation Agency* (agência reguladora da aviação civil americana) e as companhias aéreas criaram um grupo trabalho para estudar a relação entre a confiabilidade dos

aviões e a manutenção preventiva. Neste grupo de trabalho houve uma atuação importante dos engenheiros Stanley Nowlan e Howard Heap da United Airlines - UAL, e os resultados obtidos mostravam que a confiabilidade global de um avião não dependia somente da revisão geral dos componentes, assim como muitas tarefas preventivas programadas não tinham eficácia em muitos casos. A partir das conclusões obtidas por tal grupo de trabalho, a equipe responsável pela elaboração do programa de manutenção do novo Boeing 747 (maior avião na época, ainda em fase de projeto), criou um documento que ficou conhecido como MSG-1¹ (*Maintenance Steering Group*), que foi utilizado com resultados surpreendentes no novo avião.

Para se ter ideia, a aeronave Douglas DC-8, muito menor e menos complexa que o Boeing 747, tinha um programa de manutenção com mais de 4 milhões de homens-hora de trabalho antes de atingir vinte mil horas de voo, enquanto o 747 ficou com um programa de manutenção (criado seguindo o MSG-1) de somente 66 mil homens-hora antes da inspeção de vinte mil horas de voo [60].

Em 1974, o Departamento de Defesa dos Estados Unidos encomendou à United Airlines a elaboração de um relatório sobre os processos utilizados na indústria da aviação civil para o desenvolvimento de programas de manutenção de aeronaves. Este relatório, escrito por Nowlan e Heap e publicado em 1978, foi intitulado *Reliability Centered Maintenance* ou Manutenção Centrada em Confiabilidade, um documento com mais de quinhentas páginas e que se tornou referência para utilização em outros ramos industriais como energia, manufatura e mineração [59][61].

A expansão do RCM nas indústrias continuou graças ao trabalho do inglês John Moubray que, em 1988, em conjunto com várias organizações começou a desenvolver um trabalho como forma de incluir nos modos de falha a preocupação com o meio ambiente e com a segurança. Em 1991, Moubray publica no Reino Unido a primeira edição do livro *Reliability Centered Maintenance II*, reconhecido como clássico para formulação de estratégias de gestão da manutenção baseada na confiabilidade [62].

¹ O MSG-1 evoluiu com o incremento de algumas tarefas e verificações, estando hoje na versão MSG-3 para a aviação civil.

4.2 CURVAS DE FALHA

O RCM define falha funcional como sendo a incapacidade de um item desempenhar sua função em um padrão de performance exigido pelo usuário [63]. Ressalta-se que cabe ao usuário definir exatamente qual a função do equipamento ou componente de modo que seja claro aquilo que se espera dele e, a partir da negação da função, haja completa ciência quando há um estado de falha.

Conhecer o padrão de curva de falhas, relação entre a probabilidade da falha e a idade de um equipamento, é fundamental para estabelecer as tarefas de manutenção a serem executadas, que podem envolver inspeções, restaurações e substituições de peças. As características dos equipamentos presentes na maioria dos ramos industriais sofreram grandes transformações nas últimas décadas. Na primeira geração da manutenção o padrão de curva de falhas era do tipo *Wear Out*, o que em português poderia ser traduzido como curva do desgaste. Porém, é preferível interpretar como curva da expectativa de vida pois, como pode ser observado na figura 4.2, a probabilidade de falha aumenta exponencialmente a partir de uma certa idade.

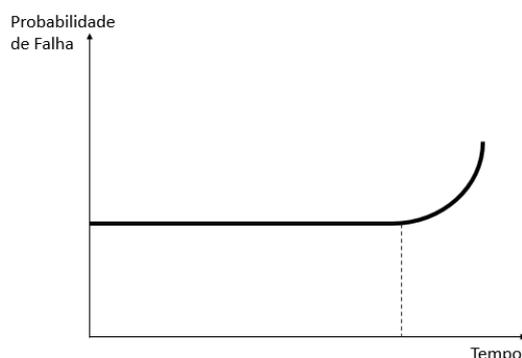


Figura 4.2 – Padrão de falha reconhecido na 1ª geração da manutenção [58].

Já na segunda geração da manutenção foi reconhecido outro padrão de curva de falha, conhecido como curva da banheira. Equipamentos que operam segundo este padrão, tem maior probabilidade de falha no início de sua vida, pois estão sujeitos à mortalidade infantil, a qual decresce ao longo do tempo até aumentar novamente a partir de uma certa idade. Na figura 4.3 é mostrado o padrão da curva da banheira.

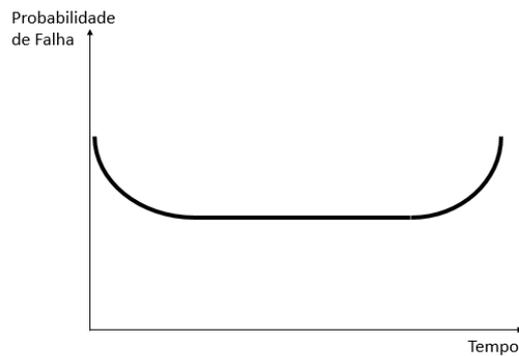


Figura 4.3 – Curva da banheira [58].

A grande contribuição dos engenheiros Nowlan e Heap foi estudar que muitos tipos de falhas não podem ser prevenidas, independentemente da intensidade das atividades de manutenção. Descobriram que, diferente do que era a prática da época, em muitos casos não adiantava intensificar as tarefas de manutenção na medida do envelhecimento dos equipamentos, pois em muitos deles a probabilidade de falha não aumenta com a idade. Consequentemente, um programa de manutenção baseado na idade terá pouco ou nenhum efeito sobre a taxa de falha [64].

O primeiro estudo realizado pela United Airlines publicado em 1968 apresentou seis padrões de curva de falha. Foi o entendimento correto do comportamento dos itens que compõem uma aeronave, a grande sacada que permitiu otimizar os seus planos de manutenção. Posteriormente outros dois estudos realizados pela Bromberg na Suécia, em 1973, e pelo departamento de manutenção de navios da marinha americana, MSP (*Maintenance Support Plan*), em 1982 ratificaram os padrões apresentados pela UAL, apresentando variações relativas às características inerentes de cada área [64].

Embora a maioria das populações de equipamentos amostrados tenha experimentado mortalidade infantil, em geral, 90% da população não teve um período de expectativa de vida identificável. Os resultados da Marinha são uma exceção a essa generalização pois 20% da população da Marinha apresentou um período identificável em que a probabilidade de falha aumenta consideravelmente. Isto foi atribuído em parte ao ambiente marinho corrosivo que afetou muitos itens da população da amostra [65].

Mais recentemente, em 2001, a marinha americana, representada pela Engenharia de Manutenção, Planejamento e Suprimento de Submarinos, SUBMEPP (*Submarine Maintenance Engineering, Planning and Procurement*) ratificou os estudos anteriores, ou seja, na maioria dos casos não houve relação entre tempo de revisão e confiabilidade. A falha aleatória predominou, chamada assim pois não há um período com maior probabilidade de falha.

Na figura 4.4 é mostrado o resumo dos estudos realizados com a respectiva proporção de cada padrão de curva de falha encontrado.

Characteristic Category	UAL 1968	Broberg 1973	MSP 1982	SUBMEPP 2001
A 	4%	3%	3%	2%
B 	2%	1%	17%	10%
C 	5%	4%	3%	17%
D 	7%	11%	6%	9%
E 	14%	15%	42%	56%
F 	68%	66%	29%	6%

Figura 4.4 – Estudos de padrões de curva de falha [65].

Como os estudos da UAL e Bromberg foram baseados em aeronaves e da MSP e SUBMEPP foram baseados em componentes navais da embarcação, a proporção de falhas encontradas foi mais próxima entre elas devido às semelhanças de características dos equipamentos.

Os padrões A e B já foram citados. O padrão C mostra aumento gradual na probabilidade de falha ao longo do tempo, chamada de curva de fadiga. O padrão D mostra baixa probabilidade de falha quando o item é novo e então um rápido aumento para um nível constante em todas as idades. O padrão E mostra uma probabilidade de falha constante em todas as idades e o padrão F começa com uma alta mortalidade infantil, que cai eventualmente para uma probabilidade de falha constante ou de aumento muito lento [58].

4.3 O RCM E AS FALHAS ALEATÓRIAS

O aumento de equipamentos com características de falha aleatória, enquadrados nas curvas D, E e F, se deve em virtude da maior complexidade que os mesmos possuem quando comparados à equipamentos de décadas anteriores. A utilização de muitos

componentes, circuitos eletrônicos, diferentes sensores, peças mecânicas e maior interação entre eles, por exemplo, acaba por *randomizar* o período de falha pois quem leva o equipamento à falha é um componente. De fato, o conceito de substituição a intervalo fixo ou recondicionamento não se aplica para equipamentos que se comportam assim.

Aliado à isso, há ainda o fato de que tarefas programadas podem realmente aumentar as taxas de falhas totais através da introdução de defeitos pela equipe de manutenção, comprovado com a ocorrência de inúmeros acidentes ao redor do mundo que ocorreram após a intervenção para manutenção. Estes argumentos tem levado muitas pessoas a abandonar a ideia de manutenção proativa de um modo geral para equipamentos complexos. Isto pode ser a coisa certa a ser feita para falhas com menores consequências, porém quando as falhas são sérias, alguma coisa deve ser feita.

4.3.1 Tarefas sob condição

Foi visto que para equipamentos que apresentam falha aleatória os modos de falha não tem relação com a idade, sendo muito difícil estimar o período entre a entrada em operação do equipamento e a falha. No entanto, muitos deles dão algum tipo de alarme quando estão em processo de ocorrer a falha. Se puder ser encontrada uma tarefa que consiga identificar que alguma coisa está em estágio de próximo da falha, é possível tomar alguma atitude para evitá-la ou para minimizar as consequências.

Na figura 4.5 é ilustrada a curva P-F, cuja condição do equipamento começa a regredir até um ponto de falha potencial, ponto “P”, e depois se não for detectado e corrigido, continua a se deteriorar, normalmente a uma taxa acelerada, até atingir a falha, ponto “F”.

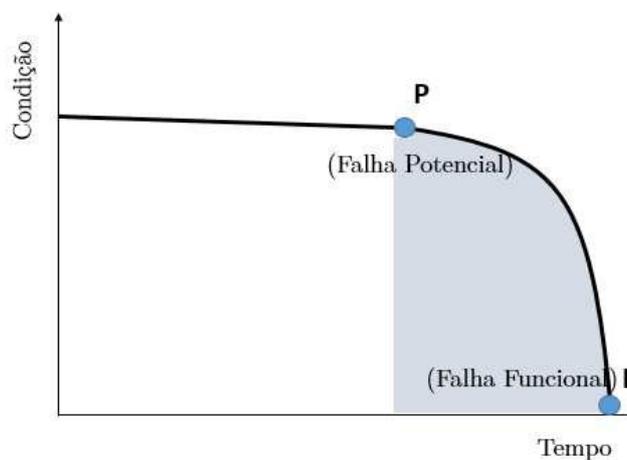


Figura 4.5 – Curva PF. Adaptado de [58].

É necessário entender que o intervalo P-F é medido a partir da falha funcional, e que a vida de um componente é medida no momento em que ele entra em operação. A distinção é importante porque mesmo para um equipamento que apresente característica de falha aleatória, o conceito da curva PF pode ser aplicado pois provavelmente a falha é precedida por um alarme [66].

Entretanto, pode ser muito difícil determinar o intervalo P-F em equipamentos que apresentem falhas aleatórias, pois não se sabe quando a próxima falha irá acontecer, logo não se sabe se o próximo modo de falha está começando a declinar na curva P-F. As possibilidades para estabelecer uma periodicidade de inspeção envolvem, principalmente:

- i) Observação: é possível encontrar um intervalo P-F aceitável, teoricamente, observando constantemente um item que está em serviço até a falha potencial ocorrer e continuar observando até falhar completamente. No entanto, não sendo possível observar constantemente um item, não se sabe precisamente se o intervalo de observação escolhido é menor que o intervalo P-F;
- ii) Pesquisa: nesta abordagem, é simulada uma falha de modo que não haja sérias consequências quando de fato ela ocorrer. No entanto, este tipo de teste pode ser muito caro e ainda assim demorar para que haja resultados positivos.
- iii) Abordagem racional: a maneira que tem mostrado melhores resultados e maior precisão é baseada no julgamento e experiência. Os três passos compreendem entender o problema, escolher as pessoas certas e se concentrar em modos de falhas específicos [58].

4.4 O RCM E AS FALHAS OCULTAS

Os equipamentos de proteção de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os dispositivos de segurança de processos e os sistemas de desligamento de emergência estão sujeitos a falhas ocultas, que são aquelas que ocorrem de tal modo que não são possíveis de perceber que determinado item está em estado de falha, a menos que uma outra falha ocorra. Ou seja, o conceito de falha oculta se refere a uma função cuja falha não se torna evidente para o operador ou o profissional de

manutenção. Existem dados estatísticos que indicam ser as falhas ocultas responsáveis pela metade dos modos de falhas presentes nos modernos equipamentos. Este é o caso de um grande número de equipamentos no setor elétrico [67][68].

A possibilidade de existência de falha oculta em um sistema de proteção implica naturalmente em quatro possibilidades de eventos. A primeira é onde nenhum dispositivo falha e tudo opera normalmente. A segunda é que haja falha da função protegida quando o dispositivo de proteção ainda é funcional. Neste caso, o dispositivo de proteção executa sua função prevista e as consequências da falha da função protegida são reduzidas ou eliminadas. A terceira possibilidade é quando o dispositivo de proteção falha enquanto a função protegida ainda está operando normalmente. Neste caso, não há consequências diretas, a não ser que o dispositivo protegido venha a falhar, configurando falha múltipla, a quarta possibilidade. Na figura 4.6 é mostrado um resumo com estas possibilidades em quatro quadrantes.

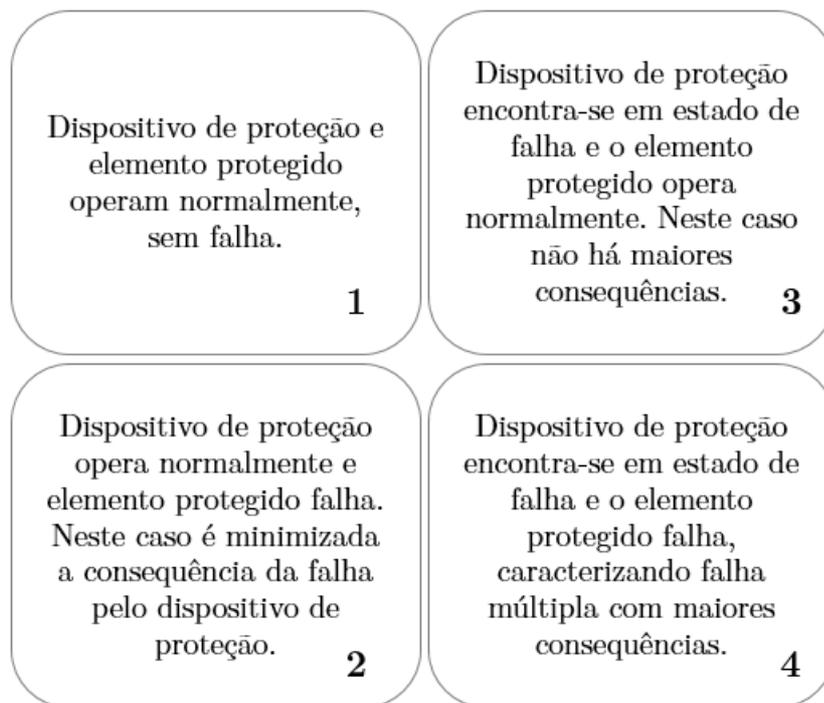


Figura 4.6 – Eventos possíveis para falhas entre dispositivo de proteção e elemento protegido

É requerido nas estratégias de manutenção das companhias, portanto, que o evento citado no quarto quadrante seja evitado. Uma falha múltipla ocorre se o elemento protegido falha enquanto o dispositivo de proteção já está em estado de falha. No caso de um sistema elétrico, o elemento protegido é um equipamento de subestação ou uma linha de transmissão, enquanto os dispositivos de proteção são caracterizados como os IEDs. Portanto, para minimizar a ocorrência de falhas múltiplas, ou minimiza-se a

possibilidade de falhas nos equipamentos do sistema elétrico ou minimiza-se a possibilidade de falhas em IEDs ou, logicamente, ambos. A probabilidade de uma falha múltipla em qualquer período deve ser dada pela probabilidade que a função protegida falhará no dado momento em que o dispositivo de proteção já estiver em estado de falha naquele período, conforme mostrado na fórmula abaixo.

$$\text{Probabilidade de uma falha múltipla} = \text{Probabilidade de falha da função protegida} \times \text{Indisponibilidade média do dispositivo de proteção} \quad (4.1)$$

É necessário que a companhia determine qual a probabilidade de falha múltipla aceitável para aquela aplicação levando em consideração as suas consequências, e a partir daí seja determinada a indisponibilidade média aceitável para o dispositivo de proteção. Ou seja, pode-se mostrar a expressão (4.1) de outra forma:

$$\text{Indisponibilidade média do dispositivo de proteção} = \frac{\text{Probabilidade de uma falha múltipla}}{\text{Probabilidade de falha da função protegida}} \quad (4.2)$$

A probabilidade de falha da função protegida pode ser facilmente conhecida pois é o inverso de seu tempo média entre falhas. Caso uma linha de transmissão apresente uma taxa média de 1 falha (melhor interpretado como desligamento intempestivo ou curto-circuito) a cada 3 anos, significa que o tempo médio entre falhas é de 3 anos. Para o período de um ano, a probabilidade de falha é de 33%. Caso seja desejada uma probabilidade de falha múltipla de 0,5%, por exemplo, significa que a indisponibilidade média do dispositivo de proteção não pode ser maior que 1,5%.

É possível diminuir o tempo de indisponibilidade de um dispositivo de proteção atuando o mais rápido possível para colocá-lo em modo normal de operação novamente. Para situações em que há exposição para falhas ocultas, faz-se necessário o estabelecimento de tarefas chamadas de manutenção detectiva ou tarefas periódicas de busca de falha.

4.4.1 Tarefas de buscas de falha

Normalmente são três os tipos de manutenção mencionados por diversos autores e profissionais da área de manutenção: corretiva, preventiva e preditiva. A manutenção corretiva significa corrigir algo que já se encontra com defeito ou falha. A manutenção preventiva compreende inspeções a intervalos fixos e recondicionamento de componentes com o objetivo de prevenir o aparecimento de defeitos e falhas. Já a manutenção preditiva consiste em avaliar periodicamente um item, acompanhando sua situação e seu deterioramento a ponto de ser identificado o momento de intervir.

No entanto, há uma grande família de tarefas de manutenção que não se encaixam, teoricamente, em nenhuma destas categorias: as tarefas de busca de falha, também conhecidas por manutenções detectivas. Neste tipo de abordagem, a ação é de simplesmente de verificar se o item ainda funciona como deveria e são aplicadas àqueles equipamentos que possuem falhas ocultas. Assim, uma vez que a falha pode não ser evidente para a equipe de operação ou manutenção, faz-se necessário o estabelecimento de rotina de testes e verificações periódicas nestes equipamentos para que seja certificado, apenas, que os mesmos ainda estão funcionais. Desta forma, um teste periódico de busca de falha somente assegura se o mesmo encontra-se com defeito ou falha oculta, não havendo garantia que o dispositivo não venha a falhar durante o próximo período de funcionamento [67].

Um aspecto fundamental a ser considerado é a definição da periodicidade destas inspeções. A RCM sugere que a confiabilidade e a disponibilidade variáveis que devem ser levadas em consideração para que o intervalo das tarefas de busca de falha seja especificado, conforme é apresentado na expressão (4.3).

$$\text{Intervalo da tarefa detectiva} = 2 \times \frac{\text{Indisponibilidade média do dispositivo de proteção}}{\text{MTBF}} \quad (4.3) \quad [58]$$

No entanto, é enfatizado que é necessário avaliar a praticidade dos intervalos obtidos a partir deste método, pois o mesmo pode produzir intervalos muito curtos ou muito longos que podem inviabilizar a sua adoção acarretando em custos devido paradas programadas para inspeções e maior utilização de *homem x hora*.

Outro ponto enfatizado na RCM, quanto à aplicação das tarefas de busca de falha, é o grau de perturbação que a mesma pode proporcionar no dispositivo ou no sistema

protegido. Isto significa que é preciso que seja avaliado se durante esta inspeção é provável que sejam inseridos defeitos, além do risco que se pode submeter o sistema. Um exemplo é a verificação de uma função de sobrevelocidade de um dispositivo de proteção, sendo necessário para isso colocar o item protegido em sobrevelocidade para que seja certificada a atuação do elemento protetor, o que pode ser considerado uma tarefa de risco e deve ser avaliado se vale a pena ser realizada [58].

A Manutenção Centrada em Confiabilidade traz a ideia de que a consequência da falha é o fator mais importante a ser avaliado na definição dos esforços que devem ser realizados para antecipar, reduzir ou eliminar seus efeitos. Ou seja, se por um lado a falha tiver poucas consequências, é possível que nenhuma ação seja tomada. A falha simplesmente será corrigida quando ocorrer. As falhas múltiplas, possíveis em situações em que os itens possam apresentar falhas ocultas são, na grande maioria das vezes, severas, indicando que as tarefas de busca de falha são importantes dentro da estratégia de manutenção de uma companhia.

CAPÍTULO 05

5. PESQUISA COM OITO EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Como citado, no Brasil o órgão regulador não definiu tarefas e nem periodicidade para a realização de manutenções em IEDs e, conforme verificado nas normas e guias internacionais listados neste Capítulo, a experiência das empresas é fundamental para o estabelecimento destes procedimentos. Por esta razão, foi realizada uma pesquisa com empresas do Setor Elétrico Brasileiro - SEB, cujos objetivos foram:

- Identificar os principais problemas em IEDs ocorridos nestas empresas;
- Verificar a periodicidade dos testes periódicos em IEDs;
- Verificar quais são as tarefas previstas nestes testes periódicos;
- Avaliar a visão que a empresa possui sobre os testes periódicos em IEDs.

Para a escolha das empresas participantes, foram buscadas àquelas que tenham uma boa representatividade no SEB, mesclando entre concessionárias de Geração, Transmissão e Distribuição, estatais ou privadas, além de grandes consumidores de energia.

5.1 EMPRESAS RESPONDENTES

As empresas selecionadas que se prontificaram a responder os formulários foram:

I – ELETROBRAS

Como maior companhia de energia elétrica da América Latina e atuação nas áreas de Geração, Transmissão e Distribuição, a Eletrobras necessariamente deveria fazer parte da pesquisa, a qual foi representada pelas suas subsidiárias Eletrobras Eletronorte e Chesf, além da Itaipu Binacional, pois detém, em nome do governo brasileiro, metade do capital desta companhia.

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletrobras Eletronorte, sociedade anônima de economia mista, é uma concessionária de serviço público de energia elétrica de Geração e Transmissão. Criada em 20 de junho de 1973, com sede no Distrito

Federal, gera e fornece energia elétrica aos nove estados da Amazônia Legal – Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins, além de estar presente também no estado de São Paulo, no sistema de corrente contínua em Araraquara. Por meio do Sistema Interligado Nacional – SIN, também fornece energia a compradores das demais regiões do País. Dos mais de 25 milhões de habitantes que vivem na Região Amazônica, segundo Censo 2010 do IBGE, mais de 15 milhões se beneficiam da energia elétrica gerada pela Eletrobras Eletronorte em suas quatro hidrelétricas – Tucuruí (PA), a maior usina genuinamente brasileira e a quarta do mundo, Coaracy Nunes (AP), Samuel (RO) e Curuá-Una (PA) – e em parques termelétricos, e transmitida pelos seus mais de 9 mil quilômetros de linhas de transmissão [69].

A Chesf, também uma sociedade anônima de economia mista e capital aberto, foi criada em 1945 e atua nos segmentos de Geração e Transmissão, fundamentalmente com ativos na região Nordeste do país, possuindo mais de 20 mil quilômetros de linhas de transmissão e 18 usinas próprias de geração, sendo 14 hidrelétricas, 1 térmica e 3 eólicas [70].

A ITAIPU BINACIONAL opera e mantém a Usina Hidrelétrica (UHE) de Itaipu, ilustrada na figura 5.1, localizada no rio Paraná, na fronteira entre o Brasil e o Paraguai. É uma das maiores UHEs do mundo em termos de potência instalada, ficando atrás apenas da usina chinesa Três Gargantas. No entanto, em termos de produção de energia, a UHE Itaipu é a maior do mundo, tendo superado o seu próprio recorde no ano de 2016 ao atingir a marca de 103.098.366 MWh gerados no ano [71].



Figura 5.1 – Usina Hidrelétrica de Itaipu [71].

II – GERA MARANHÃO

A GERA MARANHÃO é uma sociedade de capital fechado, cujos acionistas são a EQUATORIAL ENERGIA, a FIP BRASIL ENERGIA e a GNP S/A. Foi criada com o propósito específico de implantar, possuir, operar e manter as Usinas Termelétricas (UTES) GERAMAR I e GERAMAR II, localizadas na cidade de Miranda do Norte no estado do Maranhão e com potência instalada de 330,6 MW [72].

III – CEMAR

A CEMAR - Companhia Energética do Maranhão é a única empresa de distribuição de energia elétrica, autorizada pela ANEEL, para atuar em toda área de concessão do Estado do Maranhão, atendendo aos 217 municípios e com mais de 2 milhões de clientes. Possui ativos nas tensões de 138, 69, 34,5 e 13,8 kV, espalhados nas diversas subestações que atendem diretamente aos consumidores industriais, comerciais e residenciais [73].

IV – ELEC NOR BRASIL

A ELEC NOR é a matriz de um grupo formado por aproximadamente 80 empresas localizadas na Espanha e em 40 países, atuando em três áreas de negócios: infraestrutura, energias renováveis e concessões. No sistema de transmissão brasileiro, a Elecnor é um dos grandes atores da área, possuindo atualmente participação em 12 concessões com um total de quase 4.000 km de redes de transmissão de 500 e 230 kV e subestações associadas. O maior projeto em operação é o sistema de transmissão Triângulo, no estado de Minas Gerais, composto por 706 km de LTs em 500 kV e 6 subestações, sendo uma própria, com capacidade de transformação de 1.800 MVA. Para a pesquisa, responderam duas Sociedades Anônimas pertencentes à Elecnor: a ENTE – Encruzo Novo Transmissora de Energia e a JTE – Jauru Transmissora de Energia [74].

V – ALCOA

A ALCOA atua desde 1965 em toda a cadeia produtiva do metal, desde a mineração da bauxita até a produção de pó de alumínio e químicos. A companhia possui três unidades produtivas, três escritórios, um centro de serviços compartilhados, além de participações na MRN e em quatro usinas hidrelétricas. A pesquisa foi realizada junto à unidade no estado do Maranhão, considerado um grande consumidor de energia elétrica, operando, portanto, subestações próprias em níveis de tensão até 230 kV [75].

5.2 QUESTIONÁRIO

Para atingir os objetivos da pesquisa, foi enviado um questionário com 4 perguntas às respectivas empresas, as quais foram nomeadas de “A” a “H” para facilitar a forma de mostrar o resultado e cujos perfis estão resumidos na tabela 5.1 abaixo. Aos profissionais contatados, especialistas da área de manutenção do SPCS, foi solicitado que as respostas deveriam refletir a visão e os procedimentos da companhia, e não a visão pessoal do respondente, com exceção da última pergunta.

Sigla	Empresa	Perfil
A	ELETRONORTE	Empresa estatal. Atua nos negócios de geração hidráulica, térmica e transmissão de energia elétrica.
B	CHESEF	Empresa estatal. Atua nos negócios de geração hidráulica e transmissão de energia elétrica.
C	GERAMAR	Empresa privada. Atua no ramo de geração termelétrica.
D	ALCOA	Empresa privada. Atua no ramo industrial como grande consumidor de energia elétrica
E	CELEO	Empresa global no ramo de energia. Atua no Brasil na área de geração por fontes alternativas, de transmissão e de gás.
F	JAURU TRANSMISSORA	Empresa privada. Atua no ramo de transmissão de energia elétrica no Brasil há pouco mais de 10 anos
G	ITAIPU	Empresa de economia mista. Atua na área de geração de energia elétrica.
H	CEMAR	Empresa privada da área de distribuição de energia elétrica

Tabela 5.1 – Resumo do perfil das empresas respondentes

Os enunciados das perguntas com seus respectivos objetivos estão descritos na tabela 5.2, mostrada abaixo. Para cada pergunta, foram dadas opções para que os respondentes marcassem de modo a limitar as respostas, embora tenha sido colocado campo para comentários no caso da necessidade de complementação.

Questão	Enunciado	Objetivo
1	Quais os principais defeitos em IEDs que tem ocorrido em suas instalações?	Esta questão objetiva identificar os principais tipos de problemas em IEDs nas empresas.
2	O que é levado em conta para definir a periodicidade das inspeções em IEDs em sua empresa?	Esta questão objetiva identificar a periodicidade das inspeções em IEDs e que aspectos são levados em consideração para defini-la.
3	Quais tarefas periódicas são realizadas em IEDs?	Esta questão objetiva verificar as tarefas periódicas que são realizadas em IEDs. Tarefas corretivas não devem ser consideradas.
4	Qual a alternativa que mais se assemelha à sua visão de inspeção periódica em IEDs?	Esta questão objetiva avaliar a visão dos especialistas sobre o tema.

Tabela 5.2 – Enunciados das questões para a pesquisa em campo

5.3 RESULTADO DA PESQUISA

Os resultados da pesquisa são mostrados abaixo. Ao lado de cada opção foi colocada a sigla da empresa para que visualmente seja mais fácil a identificação daquelas que mais representam as companhias. Na tabela 5.3 é mostrado o resultado para a primeira questão.

1) Quais os principais defeitos em IEDs que tem ocorrido em suas instalações?					
<i>Defeitos de hardware (placas de aquisição e saídas digitais, aquisição analógica, fonte etc)</i>	C	E	H		
<i>IEDs travados, com erro e sem causa definida</i>	A	B	C	H	
<i>Falhas de comunicação</i>	A	B	D	H	
<i>Defeitos em IHM (Display, teclas)</i>	C	E	F	G	H
<i>Defeitos em conexões (borneiras)</i>					
<i>Outros (descrever)</i>	E				

Tabela 5.3 – Resultado da pesquisa – questão 01

Pode ser observado que, com exceção de problemas em conexões nas borneiras dos IEDs, todas as outras anormalidades foram marcadas, sem um destaque para algum tipo específico, embora os problemas em displays e teclas tenha recebido maior número

de marcações. No campo “Outros” a empresa “E” respondeu ser comum a necessidade de atualização de *firmware* dos IEDs, software de reinicialização do mesmo, como uma espécie de *recall*. Na tabela 5.4 abaixo é apresentado o resultado para a questão 02.

2) O que é levado em conta para definir a periodicidade das inspeções em IEDs em sua empresa?					
Há uma periodicidade única para todos os IEDs;	A	B	E	F	H
A periodicidade leva em consideração o tipo de IED (modelo, fabricante etc)					
A periodicidade leva em consideração o tipo de Função de Transmissão que o IED protege/controla (transformador, linha de transmissão, reator etc)	C	G			
A periodicidade leva em consideração se há IED redundante (proteção duplicada);					
A periodicidade leva em consideração a RAP da Função de Transmissão que o IED protege/controla;					
A periodicidade leva em consideração o nível de tensão da Função de Transmissão que o IED protege/controla;	C				
A periodicidade leva em conta a idade do IED.					
A periodicidade leva em consideração o tempo que seria necessário para corrigir um defeito no IED (por exemplo: se a instalação é teleassistida, se há equipe de manutenção na localidade, se há turno de 24h na instalação)					
Não há inspeções periódicas cadastradas para IEDs.	D				

Tabela 5.4 – Resultado da pesquisa – questão 02

Observa-se claramente que a maioria das empresas adota uma periodicidade única de inspeções em IEDs, ou seja, a frequência de inspeção independe de características como modelo do IED, nível de tensão do circuito protegido ou idade do dispositivo. A empresa “D” informou que não realiza tarefas periódicas em IEDs e a empresa “C” leva em consideração o nível de tensão e o tipo de circuito em que o mesmo está inserido para estabelecer a periodicidade dos planos. Na tabela 5.5 é mostrado o resultado para a terceira questão.

3)Quais tarefas periódicas são realizadas em IEDs?						
<i>Inspeção visual e navegação através das teclas e display</i>	B	C	E	F	G	H
<i>Teste de LEDs</i>	A	B	F	G	H	
<i>Realização de limpeza em placas</i>						
<i>Teste de comunicação com supervisor</i>	A	B	E	F	G	H
<i>Reaperto das conexões</i>	B	E	F	H		
<i>Termovisão nas borneiras</i>	E	F	H			
<i>Coleta e avaliação de logs de eventos</i>	C	F	G	H		
<i>Testes das entradas e saídas digitais</i>	A	B	F	G	H	
<i>Testes de levantamento de característica e atuação de proteção</i>	C	E	F	H		
<i>Testes das lógicas implementadas</i>	B	F	H			
<i>Outras (descrever)</i>	G					
<i>Nenhuma tarefa periódica é realizada, apenas manutenções corretivas quando são identificados defeitos.</i>	D					

Tabela 5.5 – Resultado da pesquisa – questão 03

Verifica-se que inspeção visual com navegação através de teclas e display e testes de comunicação com supervisor são aquelas mais comuns entre as empresas, sendo assinaladas por 75% das respondentes. Por outro lado, nenhuma realiza limpeza periódica das placas eletrônicas. Atividades como reaperto das conexões e coleta com avaliação de log de eventos não são realizadas por uma maioria absoluta. No campo “Outras” a empresa “G” respondeu que realiza comparação da ordem de ajuste com a configuração implementada no IED e que realiza atuação de proteção, mas sem realizar o levantamento da característica da função sob teste. Na tabela 5.6 é apresentado o resultado para a última questão.

4) Qual a alternativa que mais se assemelha à sua visão de inspeção periódica em IEDs?			
<i>Considero ineficientes as tarefas periódicas em IEDs pois os mesmos possuem falha aleatória. Não há nada que se possa fazer para prevenir seus defeitos e falhas. Além disso os IEDs possuem watchdog (autoteste) e sempre que detectado alguma anormalidade, subirá um alarme para o sistema supervisorio.</i>	A	B	D
<i>Considero que devem ser cumpridas apenas as tarefas descritas no manual do equipamento pois este é conhecedor do seu produto e indica aquilo que deve ser feito.</i>			
<i>Considero que deva ser avaliado caso a caso. O que diz o manual daquele fabricante; se há redundância; a consequência caso o IED venha a falhar; o histórico de falhas e defeitos do IED;</i>	C		
<i>Considero que, pelo baixo número de falhas e defeitos, o custo para o estabelecimento de tarefas periódicas em IEDs é alto se comparado ao benefício que elas proporcionam. Observar os alarmes e as próprias análises de ocorrência já são fatores que indicam se o IED está no estado normal. Investir em reservas técnicas e redundância traz mais retorno do que investir em tarefas periódicas.</i>			
<i>Considero essencial o estabelecimento de tarefas periódicas em IEDs pois os mesmos também possuem falhas do tipo ocultas, ou seja, nem sempre o watchdog é capaz de detectar um defeito. Precisamos, portanto, de tarefas de busca de falha para nos certificarmos que aquele IED já não está em estado de falha. A periodicidade deve ser tão menor quanto maior a consequência da falha.</i>	E	G	H
<i>Considero essencial o estabelecimento de tarefas periódicas em IEDs, principalmente os mais antigos que possuem maior probabilidade de falha. Para os demais, devemos seguir o recomendado no manual do fabricante.</i>	F		
<i>Nenhuma das anteriores (favor comentar)</i>			

Tabela 5.6 – Resultado da pesquisa – questão 04

Observa-se nesta questão uma ausência de consenso sobre a importância de inspeção periódica em IEDs. Enquanto três respondentes consideram essenciais este tipo de rotina, três informaram que consideram ineficientes cujos principais argumentos são a aleatoriedade da falha e a presença do autoteste como função de diagnóstico próprio do IED. O respondente da empresa “F” considera importante principalmente para os IEDs com maior tempo de vida e o da empresa “C” assinalou que deve ser verificado cada caso.

O resultado da pesquisa como um todo pôde comprovar que este tema carece de uma padronização e nivelamento no setor elétrico brasileiro, aqui representado pelas empresas respondentes. Conforme apresentado anteriormente, mesmo as normas e guias internacionais a respeito não são diretas sobre “o que fazer”, “por que fazer” e “quando fazer”. Em nenhum caso há um plano de inspeção mínimo como exigido na RN 669/2015 da ANEEL para equipamentos de potência.

CAPÍTULO 06

6. ANÁLISE DE DESEMPENHO DE IEDs

A avaliação do desempenho de IEDs em operação nas subestações de energia elétrica é um importante fator para conhecimento dos principais problemas nestes equipamentos pela equipe de manutenção, bem como um importante *feedback* aos fabricantes. O ONS realiza periodicamente a avaliação estatística das atuações das proteções no SIN através da base de dados registrada e consolidada no SIPER – Sistema Integrado de Perturbações, onde para cada ocorrência registrada, o desempenho da proteção é classificado como “correto”, “incorreto” ou “recusa de atuação”. Na figura 6.1 é mostrado o gráfico apresentado no documento intitulado “Relatório de Análise Estatística do Desempenho dos Sistemas de Proteção de Linhas de Transmissão do ano de 2014.

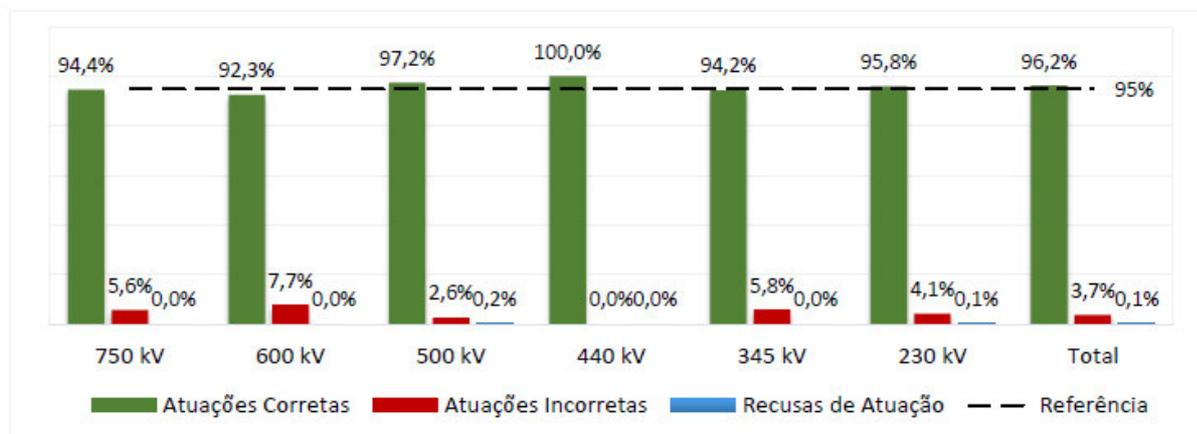


Figura 6.1 – Desempenho estatístico de atuações de proteções de linhas de transmissão no ano de 2014 [77].

Pode ser observado que o total de atuações incorretas ou recusas de atuação chegaram a 3,8% no referido ano e, embora esteja inferior ao limite estabelecido pelo ONS de 5%, não se pode tirar maiores conclusões da razoabilidade deste número, pois as consequências das falhas não foram mensuradas e incluídas nas informações.

A avaliação estatística apresentada pelo ONS tem como objetivo diagnosticar problemas nos sistemas de proteção das instalações e fornecer subsídios para decisões nas áreas de manutenção, engenharia e planejamento das diversas concessionárias.

Estas informações, no entanto, são úteis apenas para que os agentes e profissionais do setor tenham uma visão geral do desempenho pois as informações não são detalhadas o bastante para que possam ser analisadas pelas equipes de manutenção e, a partir de então, decidam sobre a necessidade de alteração de alguma rotina em específico.

Faz-se necessário, portanto, conhecer dados mais profundos sobre desempenhos de IEDs, inclusive a nível de defeito e a nível de subsistemas. Neste trabalho foi realizado um levantamento na Eletrobras Eletronorte, especificamente nas subestações Miranda II e São Luís I, localizadas no estado do Maranhão.

Considera-se que estas instalações possuem uma boa representatividade, uma vez que possuem uma boa quantidade de IEDs de dois dos principais fabricantes, fazem parte do SIN e possuem um tempo para avaliação razoável de, no mínimo, 10 anos em operação.

6.1 A ELETROBRAS ELETRONORTE

Os IEDs estão presentes em todas as instalações da Eletrobras Eletronorte, as quais são localizadas em 10 estados brasileiros. Os primeiros modelos foram instalados no final da década de 90, na interligação Norte-Sul do SIN pelas linhas de transmissão Imperatriz-Colinas. Os maiores sistemas de transmissão pertencentes à esta companhia, em número de instalações e em comprimento de linhas, estão localizados nos estados do Maranhão e Pará [69].

No estado do Maranhão, a Eletrobras Eletronorte opera e mantém 11 subestações: São Luís I, São Luís II, São Luís III, Miranda II, Peritoró, Presidente Dutra, Coelho Neto, Santo Antônio dos Lopes, Imperatriz, Porto Franco e Balsas. Na figura 6.2 é mostrado o mapa eletrogeográfico da rede básica do estado maranhense enfatizando as instalações da Eletrobras Eletronorte.

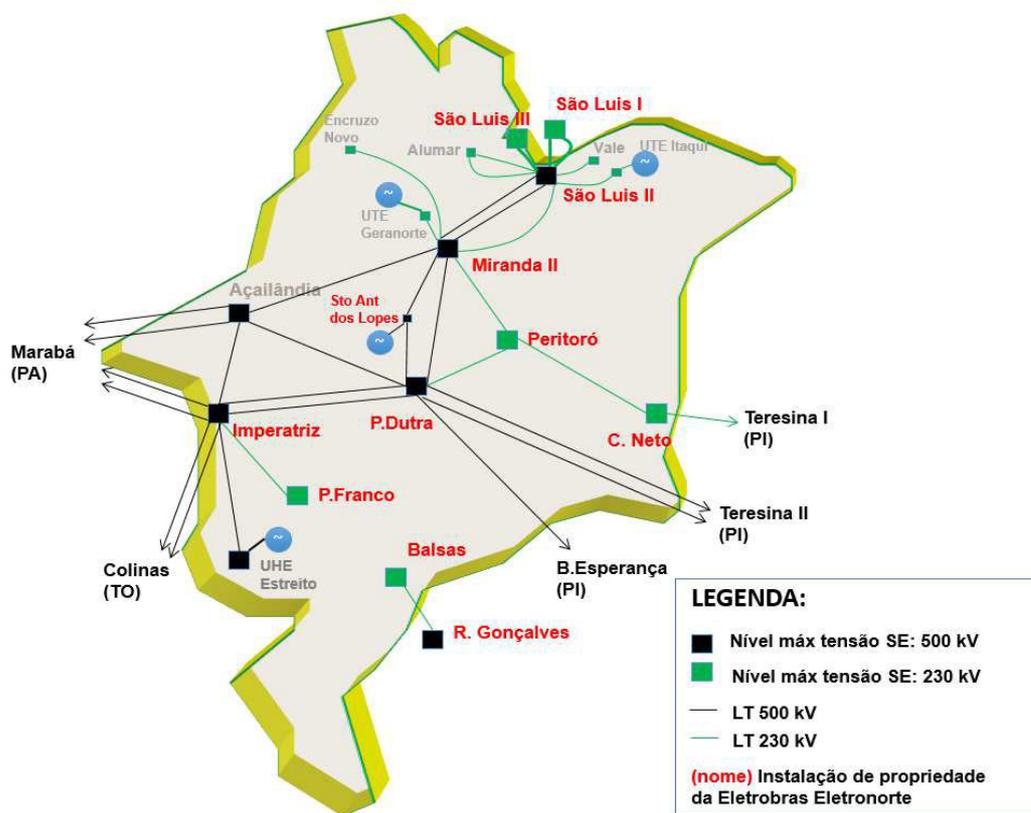


Figura 6.2 – Mapa eletrogeográfico do Maranhão – Rede Básica [69].

6.1.1 Subestação Miranda II

A subestação Miranda II – SEMR está localizada no município de Miranda do Norte-MA, distante 137 km da capital São Luís. Foi inaugurada em 2002 sendo uma das primeiras subestações do Brasil a ter o SPCS totalmente digitalizado com IEDs e sistema SCADA.

Integrante do SIN, a SEMR possui cinco setores definidos pelo nível de tensão: 500, 230, 138, 69 e 13,8 kV. No setor de 500 kV possui 4 entradas/saídas de linhas de transmissão sendo uma oriunda da SE Presidente Dutra, uma oriunda da SE Santo Antônio dos Lopes e duas com direção à São Luís II, tendo responsabilidade direta no suprimento de energia elétrica à capital do estado. Além disto possui um banco de autotransformadores com capacidade de 450 MVA e um reator manobrável de barra.

Para atendimento da distribuidora, a SEMR conta com 500 MVA de capacidade de transformação, sendo 300 MVA para o setor de 138 kV e 200MVA para o setor de 69 kV. A subestação é considerada estratégica para o SIN, segundo classificação do

ONS disponível no submódulo 23.6 dos Procedimentos de Rede do referido órgão [78]. Na figura 6.3 é apresentada uma foto da instalação.



Figura 6.3 – Subestação Miranda II

Dois são os principais fabricantes de IEDs presentes na instalação: SIEMENS, cujos IEDs possuem datas variadas. Um grupo data da época de energização da subestação e outro mais recente, de 2015; e SCHNEIDER, que entraram em operação em 2010, juntamente com todos os equipamentos do setor de 500 kV. Estes somam 123 IEDs, cuja estratificação é apresentada na figura 6.4.

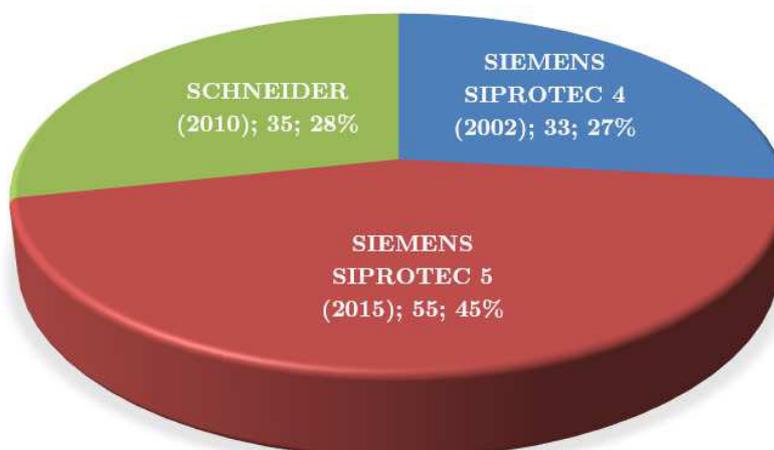


Figura 6.4 – IEDs presentes na Subestação Miranda II.

6.1.2 Subestação São Luís I

A subestação São Luís I – SELI foi inaugurada em 1975. Com capacidade instalada de 400 MVA, é do tipo abaixadora e opera com dois níveis de tensão: 230 e 69 kV. Possui 9 linhas de interligação com a distribuidora sendo responsável pelo suprimento de 70% das cargas da ilha de São Luís. Na figura 6.5 é apresentada uma vista aérea da subestação.

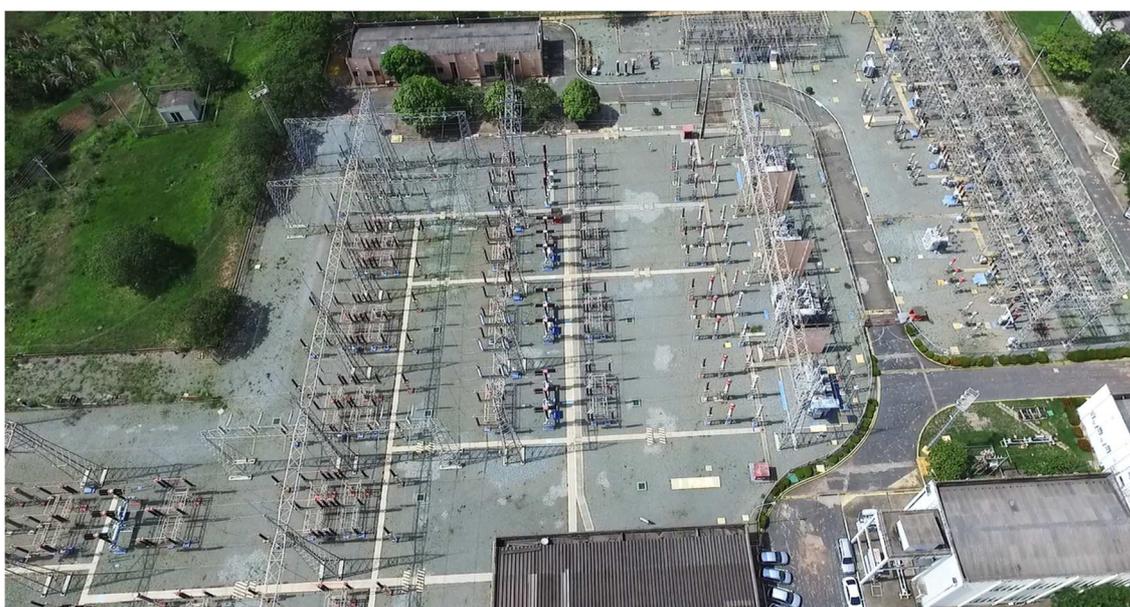


Figura 6.5 – vista aérea da Subestação São Luís I

Até meados de 2007, a SELI operava com comandos analógicos, relés eletromecânicos ou estáticos e sistema de supervisão por alarmes em quadros sinóticos. A partir de então passou por um processo de modernização do SPCS e hoje conta com toda a Rede Básica e parte do setor de 69 kV totalmente digitalizados. Os IEDs presentes na instalação são de fabricação AREVA, hoje incorporados pela SCHNEIDER, totalizando 39 unidades.

6.2 PESQUISA DE CAMPO

Como forma de identificar os principais componentes ou subsistemas que mais apresentam falhas e assim poder direcionar tarefas detectivas ou tarefas de busca de falha, foi realizado um levantamento de todas as anomalias registradas em IEDs nestas instalações. Entende-se por anomalia qualquer alteração nas condições normais, definidas pelo usuário, de um equipamento, podendo ser um defeito ou uma falha. Na SEMR, a família SIEMENS SIPROTEC 4 possui uma boa referência histórica com pouco mais de 15 anos em operação, enquanto a família SCHNEIDER possui 7 anos em operação e a SIEMENS SIPROTEC 5, 3 anos. Para a SELI a única família SCHNEIDER também possui um tempo de operação razoável para o levantamento, em torno de 10 anos.

Para a pesquisa foi utilizado o programa SAP R3, módulo PM, utilizado pela Eletrobras Eletronorte para gestão do processo de manutenção nas instalações, onde cada anomalia em cada equipamento da subestação é cadastrada para que sejam realizadas as devidas programações de manutenção para correção. Após este levantamento, cada registro de anomalia foi alocado para o subsistema devido no IED. Neste trabalho, foram utilizados sete subsistemas para efeitos de alocação dos registros:

- CPU
- Entradas/saídas digitais
- IHM
- Entradas analógicas
- Fonte de alimentação
- Sistema de comunicação
- Conexões

Após esta compilação foi montado o gráfico de pareto das anomalias com o objetivo de avaliar os subsistemas com maior quantidade de defeitos ou falhas. Na figura 6.6 é mostrado um resumo do processo.



Figura 6.6 – Processo de montagem do gráfico de pareto

Foram avaliados 832 registros de anomalias nos sistemas de proteção das referidas instalações. Para a SEMR foi considerado o período de 01 de maio de 2002 a 31 de dezembro de 2016. Para a SELI foi considerado o período de 01 de junho de 2007 a 31 de dezembro de 2016, intervalos que levaram em consideração a data de entrada em operação dos IEDs em cada instalação. A estratificação é apresentada na tabela 6.1.

Subestação	Quantidade de registros analisados	Quantidade de anomalias verificadas em IEDs
São Luís I	396	80
Miranda II	436	104
Total	832	184

Tabela 6.1 – Quantidade de registros e anomalias verificadas em IEDs nas subestações São Luís I e Miranda II

A seguir são mostrados os resultados desta avaliação que incluem as seguintes informações:

- Curva de falha;
- Pareto das anomalias;
- Principais ocorrências

6.2.1 Curvas de falha

Como citado no Capítulo 04, a evolução do número de falhas ao longo do tempo dá a exata noção do comportamento do equipamento durante toda sua vida útil. Uma vez que todo registro de anomalia nas instalações possui data de emissão, foi possível traçar a referida curva para as instalações avaliadas. Na figura 6.7 é apresentada a curva de falha desenhada para a subestação São Luís I.

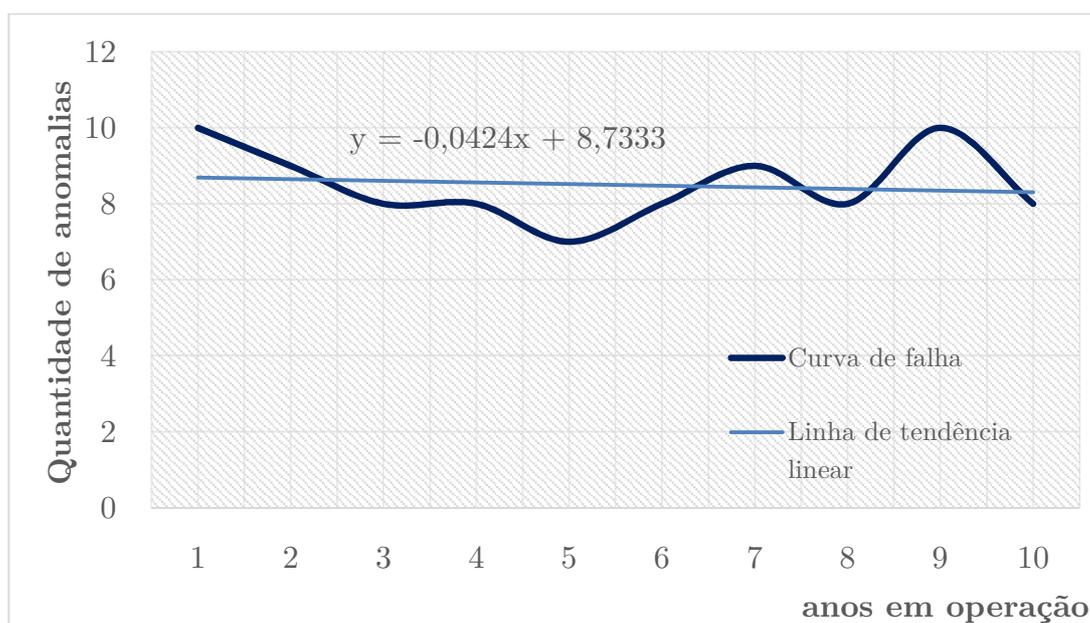


Figura 6.7 – curva de falha encontrada para a SE São Luís I

Pode ser observado que a quantidade de anomalias registradas nos IEDs da SE São Luís I não apresentou variação significativa relacionada à idade dos equipamentos. Para uma melhor visualização, foram utilizados os recursos de suavização de curva e de cálculo de linha de tendência linear, onde é possível verificar que o valor das ordenadas (quantidade de anomalias) apresenta pouca dependência do valor das abscissas (tempo em operação). Para composição do gráfico de uma forma mais fidedigna, o valor das anomalias encontradas no ano 1 foi duplicada, uma vez que os IEDs entraram em operação no mês de junho.

Já a curva de falha encontrada para a SE Miranda II é apresentada na figura 6.8.

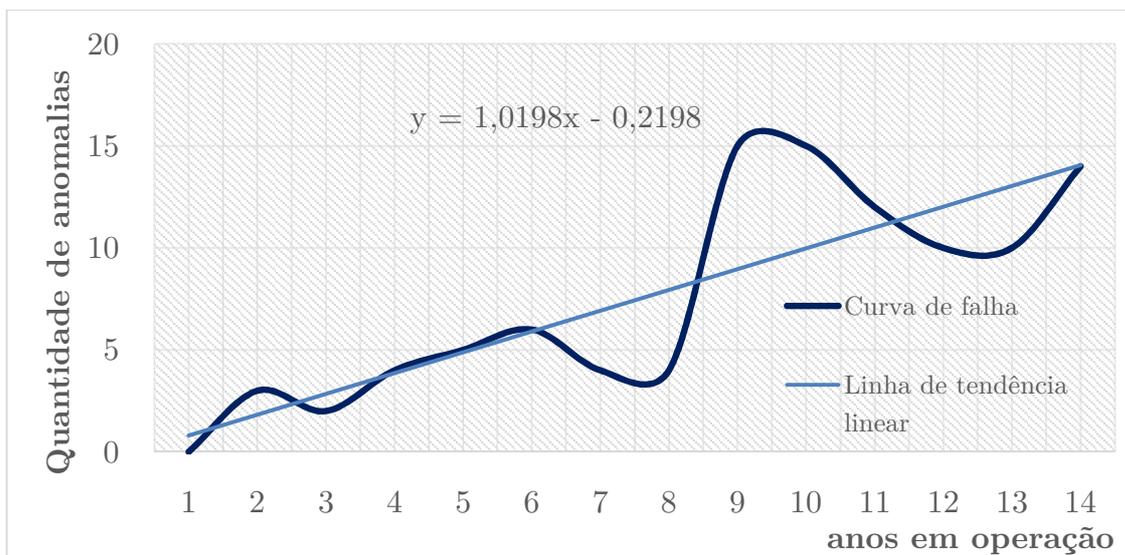


Figura 6.8 – Curva de falha encontrada para a SE Miranda II

A curva de falha encontrada para a SE Miranda II pode levar à conclusão que há uma relação entre a idade e o número de anomalias presentes nos IEDs. No entanto, há uma justificativa encontrada junto ao corpo técnico daquela empresa para tal comportamento: não havia planos de inspeção em IEDs para aquela instalação até o ano de 2011 de modo que só havia identificação de anomalia em caso de ocorrências ou alarmes oriundos do recurso de autoteste. Portanto, a curva de falhas para a SE Miranda II deve ser reavaliada, levando-se em consideração estes dois períodos, conforme é apresentada na figura 6.9.

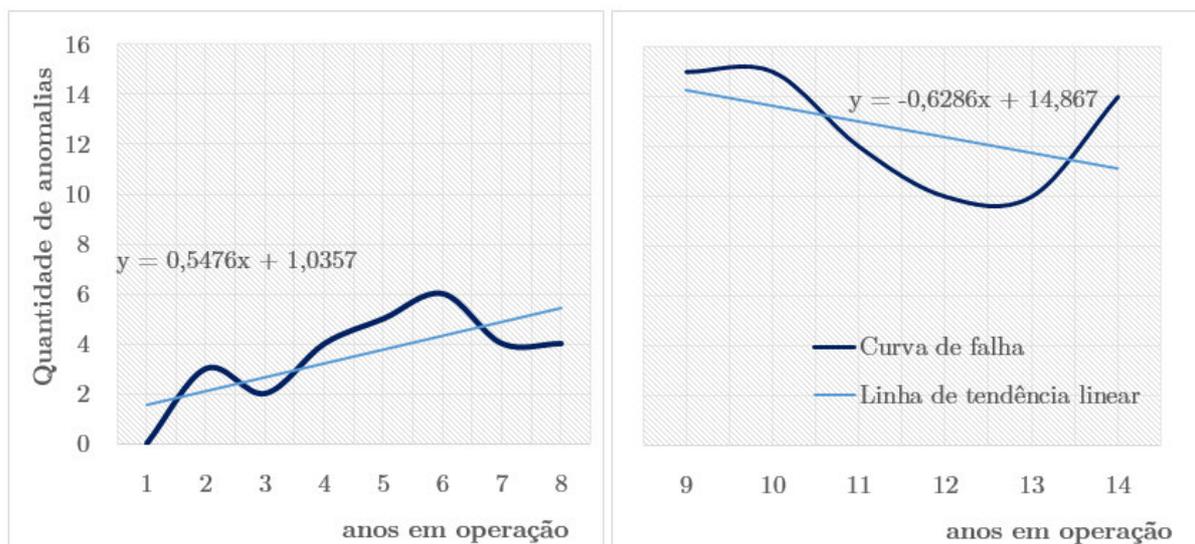


Figura 6.9 – Curva de falha nos dois períodos considerados para a SE Miranda II: antes e após implementação do plano de inspeções de IEDs.

Para o primeiro período, de 2003 a 2010, pode ser observada uma clara tendência de aumento dos registros de anomalia para os IEDs nesta instalação. Ainda assim, após discussão com a equipe técnica da empresa, dois fatores podem contribuir decisivamente na análise. O primeiro é que, como já citado, a SEMR foi a primeira instalação com SPCS totalmente digitalizado da empresa e isto pode ter tido forte influência na capacidade da equipe técnica diagnosticar problemas nos IEDs por ser uma tecnologia totalmente nova. O segundo é que o sistema informatizado de manutenção, SAP R3, havia pouco tempo de implantação na companhia, fato que também pode ter corroborado para uma maior dificuldade na realização de registros.

Já para o segundo período, pode ser verificado uma tendência de queda no número de registros de anomalias. Isto pode ser explicado devido ao início da implantação do programa de inspeções em IEDs que resultou em um número maior de registros nos dois primeiros anos. Portanto, a avaliação da curva de falha para a SE Miranda II fica prejudicada devido a estes fatores.

No entanto, a pesquisa em campo na SEMR contribuiu com o trabalho pois foi atestado que o fato de terem sido cadastrados planos de inspeções em IEDs nesta instalação, sem entrar no mérito das tarefas e periodicidades, resultou em uma maior detecção de anomalias.

6.2.2 Pareto das anomalias

O gráfico ou diagrama de Pareto é um gráfico de barras que ordena as frequências das ocorrências, da maior para a menor, permitindo a priorização dos problemas. Para cada anomalia foi realizada a devida verificação em qual dos sete subsistemas que compõem o IED a mesma deveria ser alocada. Na figura 6.10 é mostrado o gráfico de Pareto das anomalias registradas para a SELI.

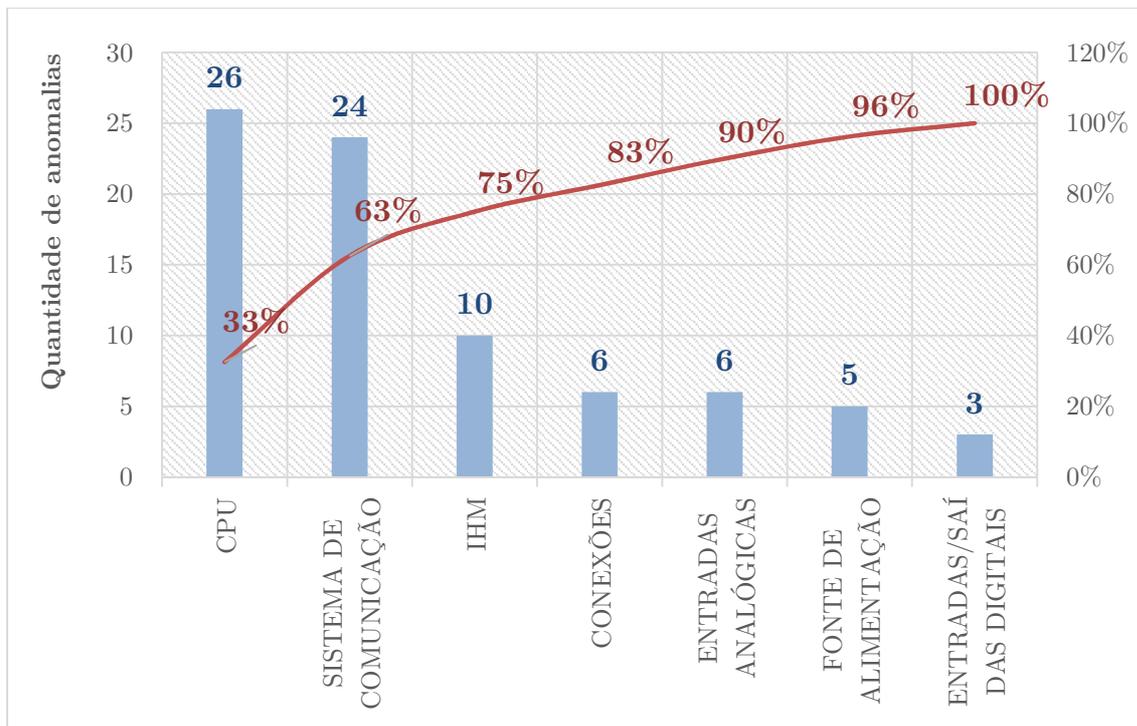


Figura 6.10 – Gráfico de Pareto das anomalias registradas na SELI

Pode ser observado que aproximadamente dois terços das anomalias registradas na SELI dizem respeito à defeitos imputados à CPU ou a sistemas de comunicação dos IEDs. Por outro lado, defeitos em entradas ou saídas digitais corresponderam à apenas 4% do total.

Na SEMR, conforme mostrado na figura 6.11, estes dois subsistemas também responderam pela grande maioria das anomalias registradas nos IEDs, sendo 85% das ocorrências, sendo mais da metade nos sistemas de comunicação. Em ambas as instalações, foi verificado que três subsistemas respondem por mais de 70% das anomalias em IEDs: CPU, comunicação e IHM.

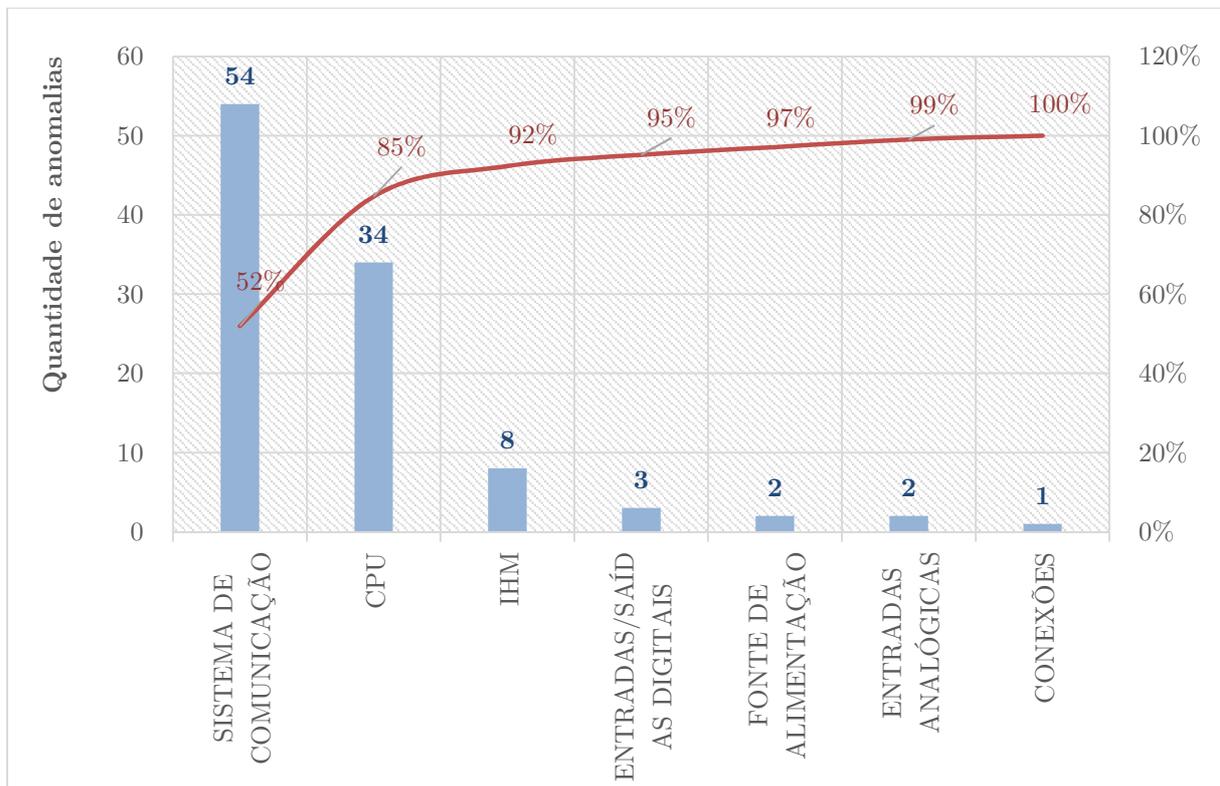


Figura 6.11 – Gráfico de Pareto das anomalias registradas na SEMR

6.2.3 Índice de Anomalias Total

Foram realizadas, ainda, outras estratificações com o objetivo de se obter maior clareza dos resultados. Primeiramente, foi questionado se havia alguma particularidade relacionado à algum dos fabricantes de IEDs nas instalações, de modo que pudesse mascarar o gráfico de pareto por subsistema supracitado.

O Índice de Anomalia Total (IAT), normalizado para 1000 equipamentos, foi calculado por família de acordo com a expressão (6.1) abaixo.

$$IAT = \frac{\Sigma \text{defeitos}}{\Sigma \text{IEDs} \times \text{tempo em operação}} \times 1000 \quad (6.1)$$

Assim, com este índice pode ser realizado o comparativo por família de IEDs independentemente da quantidade presente na instalação e do tempo de operação. Na tabela 6.2 são mostrados os referidos valores para as famílias de IEDs presentes nas instalações objeto desta pesquisa.

	SELI SCHNEIDER	SEMR SCHNEIDER	SEMR SIPROTEC 4	SEMR SIPROTEC 5
NUMERO DE IEDS	39	35	33	55
TEMPO EM OPERAÇÃO (anos)	10	7	15	3
QUANTIDADE DE DEFEITOS	80	30	68	6
IAT	205,13	122,45	137,37	36,36

Tabela 6.2 – Índice de Anomalia Total

A avaliação deste indicador é que quanto menor, melhor, pois significa que menos defeitos ocorreram naquela família de equipamentos. Pode ser observado que a família de IEDs presentes na SE São Luís I apresentou o maior IAT, enquanto a família SIEMENS SIPROTEC 5, presente na SE Miranda II, o menor. A partir desta constatação, para a SE Miranda II, os registros de anomalias foram estratificados por subsistema para as diferentes famílias presentes, sendo comprovado que os subsistemas CPU ou de comunicação são os que apresentaram maiores registros de anomalias, independente da família de IEDs. Na tabela 6.3 é apresentada tal estratificação.

	SCHNEIDER	SIPROTEC 4	SIPROTEC 5
CPU	5 (16,7%)	24 (35,3%)	5 (83,3%)
SISTEMA DE COMUNICAÇÃO	22 (73,3%)	32 (47,1%)	
IHM	1 (3,3%)	6 (8,8%)	1 (16,7%)
CONEXÕES		1 (1,5%)	
ENTRADAS ANALÓGICAS		2 (2,9%)	
FONTE DE ALIMENTAÇÃO		2 (2,9%)	
ENTRADAS/SAÍDAS DIGITAIS	2 (6,6%)	1 (1,4%)	

Tabela 6.3 –Registros de defeitos por subsistema e por família de IED na SE Miranda II

6.2.4 Índice de anomalia por família

Uma outra informação necessária para que haja qualidade na interpretação dos resultados é saber a quantidade de IEDs que apresentarem defeito pois, se uma pequena quantidade de IEDs foi responsável pelos registros de anomalia, pode ser questionado se não seria um problema de fabricação específico daquelas unidades. Para que o tempo em operação não influenciasse na avaliação, foi acrescentada esta informação para composição de um índice chamado de Índice de Anomalias por Família (IAF), dado pela expressão (6.2) abaixo:

$$IAF = \frac{\Sigma IEDs \text{ que apresentou ao menos uma anomalia}}{\Sigma IEDs \times \text{tempo em operação}} \times 1000 \quad (6.2)$$

Os valores para cada família são apresentados na tabela 6.4 abaixo.

	SELI SCHNEIDER	SEMR SCHNEIDER	SEMR SIPROTEC 4	SEMR SIPROTEC 5
NUMERO DE IEDS	39	35	33	55
TEMPO EM OPERAÇÃO (anos)	10	7	15	3
NÚMERO DE IEDS QUE APRESENTOU AO MENOS UM REGISTRO DE ANOMALIA	26	18	24	4
IAF	66,67	73,47	48,48	24,24

Tabela 6.4 – Índice de Anomalia por Família

A interpretação deste indicador é que quanto menor, melhor, pois significa que mais equipamentos não apresentaram nenhum defeito ao longo do tempo em operação. Tanto o IAT quanto o IAF são utilizados para normalizar a base temporal e a base de equipamentos totais instalados para fins de comparação entre famílias. No entanto, cabe observar que estes índices não podem ser aplicados para qualquer tipo de equipamento uma vez que o aparecimento de defeitos ao longo do tempo pode não ser linear. Para o caso específico de IEDs, este conceito foi aplicado pois, como citado, estes equipamentos apresentaram uma probabilidade de falha constante ao longo do tempo.

Pode ser avaliado, portanto, que, com exceção da família SIPROTEC 5, uma boa parcela de IEDs apresentou alguma anomalia, ou seja, a estratificação de anomalias por subsistema pode ser aproveitada para fins de análise e adoção de medidas de manutenção.

Uma informação relevante não pôde ser levantada em virtude da limitação dos registros de anomalia estudados, os quais careciam destes dados: a quantificação do percentual destas anomalias que não foram sinalizadas pelo recurso de autoteste do IED, caracterizando como falha oculta, cuja identificação só foi possível graças à tarefa de busca de falha pelo mantenedor.

Outra questão a ser observada é que o tempo médio entre falhas (MTBF – *Medium Time Between Failure*), importante indicador na gestão de manutenção, não é recomendado de ser utilizado para equipamentos que podem apresentar falhas do tipo ocultas pois o tempo entre a efetiva falha e a sua detecção não é contabilizado, mascarando o indicador.

6.2.5 Principais ocorrências

Os principais registros de defeitos nos sistemas de comunicação, tanto na SELI quanto na SEMR, dizem respeito à ausência de comunicação entre o IED e o sistema SCADA. Na figura 6.12 mostra-se um exemplo de um registro deste tipo de defeito em um IED da SE São Luís I. Alguns dados do registro foram ocultados pois são de particularidade da companhia estudada e não são objeto deste trabalho.

Nota	10595245	EA	UPD PRIMÁRIA SEM COMUNICAÇÃO
Status da nota	MSEN ORDA TMEE	SOMD	PRO
Ordem	[Redacted]		
Objeto de referência			
Loc. instalação	[Redacted]	SISTEMA PROT., MED., CONT...	
Equipamento	[Redacted]	UPDP-BY UNIDADE DE PROTEÇÃO DIGITAL	
Datas-base			
Início desejado	03.08.2016	08:50:00	Prioridade: Urgência
Concl. desejada	03.08.2016	10:31:00	
Grau de Importância: 2 Grau de Importância-Medio			
Grau de Dificuldade: 3 Grau Dificuldade Baixo			

Figura 6.12 – Exemplo de registro de defeito mais frequente no sistema de comunicação de um IED na SELI.

A consequência para este tipo de defeito é a ausência de supervisão remota do circuito no qual o IED está instalado. Isto significa que se houver atuação de proteção, por exemplo, a informação de atuação da proteção, localização de defeito e abertura de disjuntor não estarão na tela do sistema SCADA para a equipe de operação, dificultando a avaliação e análise da ocorrência, bem como implicando em atrasos de recomposição. Portanto, são defeitos relevantes e que devem ser tratados com certa prioridade.

Já para os subsistemas CPU, as principais ocorrências verificadas dizem respeito à IEDs travados, identificados através de medições congeladas ou ausência de registros quando de alterações no SEP que deveriam provocar alguma sinalização do IED. Ou seja, o IED não reage às alterações em suas entradas, indicando que sua unidade de processamento se encontra com defeito. Este tipo de anomalia é de extrema gravidade pois o IED não irá atuar para um caso de curto-circuito e, caso o circuito protegido não possua redundância de IEDs, poderá ocorrer uma falha múltipla com atuação de proteções de retaguarda de outros circuitos e inclusive com possibilidade de danos à equipamentos.

Uma grave consequência deste tipo de ocorrência aconteceu na SE Miranda II. No dia 24 de março de 2010, durante forte chuva, houve o rompimento da isolação do ar próximo a um reator limitador série associado ao terciário de um transformador de 230/69/13,8 kV e capacidade de 100MVA, provocando um curto-circuito. A unidade de proteção diferencial do transformador não atuou, sendo o transformador desligado pelas proteções de retaguarda - unidades de sobrecorrente. Em virtude da não atuação da proteção principal, o tempo de eliminação de falta foi alto, aproximadamente 2 segundos, havendo evolução de uma falta inicialmente monofásica para uma do tipo trifásica e ocasionando ainda, a avaria completa dos reatores limitadores, conforme pode ser observado na figura 6.13 [78].



Figura 6.13 – Foto dos reatores limitadores avariados após curto-circuito na SEMR em que houve falha de um IED [78]

Na figura 6.14 é mostrado o registro da anormalidade bem como as providências adotadas pela equipe de manutenção para normalização. Na ocasião o referido IED foi substituído por outro de iguais características e ajustes.

No entanto, ao avaliar tanto os registros das anomalias de IEDs travados ou congelados, atribuídas ao subsistema CPU, quanto as falhas nos sistemas de comunicação, foi verificado que a providência de substituição do IED ou de um componente do mesmo é uma exceção. Via de regra, a solução adotada passa por uma simples reinicialização do dispositivo, conhecida com o termo *reset*. Na figura 6.15 são mostrados alguns exemplos das soluções adotadas pelas equipes de manutenção das Subestações São Luís I e Miranda II para estes tipos de defeitos.

Nota	10316574	EE	RELÉ NÃO OPEROU QUANDO DE CURTO-CIRCUIT...
Status da nota	MSEN ORDA TMEE	COMD	PRO
Ordem	[REDACTED]		

Objeto de referência

Loc. instalação: [REDACTED] SISTEMA DE PROTEÇÃO

Equipamento: [REDACTED] SISTEMA DE PROTEÇÃO

Datas-base

Início desejado: 24.03.2010 14:00:00 Prioridade: Urgência

Concl. desejada: 24.03.2010 17:00:00

Situação

Emissor/Exec: MP MP Manutenção Planejada

Txt.descr.situação

24.03.2010 13:29: [REDACTED]

DIFERENCIAL PARA A OCORRÊNCIA DO DIA 24/03/2010 ÀS 02:35H

Motivo da Condição do Equipamento

* 24.03.2010 [REDACTED]

FOI VERIFICADO QUE O RELÉ 87 NÃO ESTAVA OPERANDO, DESTA FORMA O MESMO FOI SUBSTITUÍDO POR OUTRO DE IGUAL CARACTERÍSTICA E AJUSTE, COM REALIZAÇÃO DE TESTE NO MESMO COM RESULTADOS SATISFATORIOS.

Figura 6.14 – Registro de anormalidade em IED na SEMR que culminou em falha múltipla

<p>Motivo da Condição do Equipamento</p> <p>* 05.05.2016 15:26:42 [REDACTED]</p> <p>-EFETUADO RESET GERAL DA UPD1, COM INIBICAO DOS TRIPS, POSTERIORMENTE NORMALIZADO.</p> <p>-NORMALIZANDO A COMUNICACAO COM O SAGE.</p>	<p>Motivo da Condição do Equipamento</p> <p>* 30.01.2015 18:55:13 [REDACTED]</p> <p>AS UPDS P632 FORAM RESEITADAS PARA NORMALIZAR COMUNICACAO COM AS OS P632 (DIFERENCIAL) DOS TRAFOS 1 E 3 DE 230KV APÓS VERIFICARMOS QUE NÃO HAVIA FALHA NOS EQUIPAMENTOS DE REDE.</p>
<p>Motivo da Condição do Equipamento</p> <p>15.03.2016 09:21:50 [REDACTED] 7 50</p> <p>FORAM FEITOS RESETS NAS SEGUINTE UPDS: UPD8-6FX, UPD1-6CY, UPD2-6AY E TODAS ELAS VOLTARAM A COMUNICAR LOGO EM SEGUIDA. FOI REPASSADO AO FABRICANTE A INFORMAÇÃO DAS FALHAS RECORRENTES NAS PLACAS DE COMUNICACAO.</p>	<p>Motivo da Condição do Equipamento</p> <p>* 12.03.2015 16:51:18 [REDACTED] 11</p> <p>FOI EXECUTADO RESET NO RELÉ DIGITAL (UPD3), NORMALIZANDO A COMUNICACAO ENTRE A UNIDADE DE BAY E UNIDADE CENTRAL DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BARRAS 230KV. A PROTEÇÃO DIFERENCIAL ENCONTRA-SE EM SERVIÇO E SEM</p>
<p>Motivo da Condição do Equipamento</p> <p>* 13.03.2015 11:28:22 [REDACTED]</p> <p>EFETUADO RESET GERAL DA UCD1, RECHAMANDO A SUPERVISÃO DO BAY À NORMALIDADE.</p>	<p>Motivo da Condição do Equipamento</p> <p>* 30.01.2015 18:55:13 [REDACTED]</p> <p>AS UPDS P632 FORAM RESEITADAS PARA NORMALIZAR COMUNICACAO COM AS OS P632 (DIFERENCIAL) DOS TRAFOS 1 E 3 DE 230KV APÓS VERIFICARMOS QUE NÃO HAVIA FALHA NOS EQUIPAMENTOS DE REDE.</p>

Figura 6.15 – Soluções adotadas pela equipe de manutenção.

Além do *reset*, da substituição da unidade ou de componentes de *hardware*, foi identificada também como solução a atualização de *firmware* de IEDs de uma mesma família como um caso pontual, necessária após avaliação dos problemas pelo fabricante.

As principais ocorrências registradas nos subsistemas IHM foram a falha dos *displays*, tornando ilegível a visualização e leitura da tela do IED pelo usuário. Em todos os casos, a solução adotada foi a substituição do *display*.

CAPÍTULO 07

7. PLANO DE INSPEÇÃO EM IEDS

A elaboração de um plano de inspeção em IEDs deve levar em consideração as características de falhas nestes equipamentos, através das análises de curvas de falha e das experiências dos agentes na operação destes ativos.

Por apresentarem padrões de curva para falhas aleatórias e ainda possibilidade de ocorrências de falhas ocultas, as tarefas de manutenção nestes equipamentos não podem se enquadrar no modelo de manutenção preventiva ou preditiva, sob a ótica da teoria de gestão de manutenção, ainda que a adoção de um plano possa prevenir a existência de situações graves às concessionárias.

As tarefas aplicadas devem ser, portanto, do tipo detectivas ou também chamadas de tarefas de busca de falha. O objetivo fundamental de um programa de inspeção para IEDs deve ser responder ao questionamento: o equipamento e seus componentes ainda estão funcionando da maneira correta como o usuário deseja?

7.1 TAREFAS

Foram apresentados ao longo do trabalho, diversas abordagens sobre inspeções em IEDs ou em equipamentos cujas características são semelhantes à IEDs. A partir das recomendações dos fabricantes, das normas internacionais, da teoria da RCM e do histórico de defeitos avaliados em duas instalações da Rede Básica do SIN, foi elaborada uma proposta de plano de inspeção nestes dispositivos, o qual pode ser dividido em duas categorias. A primeira refere-se a atividades que podem ser realizadas com o IED em operação normal, sem interferir no SEP, chamadas de tarefas de 1º nível. A segunda categoria de inspeção exige a disponibilização do IED para a equipe de manutenção, retirando-o de operação.

7.1.1 Tarefas de 1º nível

Tais quais definidos no guia CIGRE WG34.10, as manutenções aqui chamadas de 1º nível caracterizam-se por um conjunto de verificações que podem ser realizadas com o IED em pleno funcionamento na instalação. Na tabela 7.1 são apresentadas as tarefas a serem realizadas com os respectivos subsistemas a serem avaliados em cada uma delas.

<i>TAREFAS DE 1º NÍVEL</i>	<i>SUBSISTEMA A SER TESTADO</i>
1 Acesso remoto e verificação de comunicação com o sistema supervisório	Comunicação, CPU
2 Verificar sinais da placa de rede	Comunicação, CPU
3 Coleta e análise de logs de eventos	Todos
4 Realização de trigger manual no sistema de oscilografia	Entradas Analógicas, CPU
5 Inspeção visual e navegação através das teclas e display	IHM, CPU
6 Teste de LEDs	IHM
7 Termovisão nas borneiras, especificamente circuito de corrente	Conexões

Tabela 7.1 – Plano de Inspeção em IEDs - tarefas de 1º nível

Todas as verificações propostas são manutenções detectivas e, como pode ser observado, todos os subsistemas podem ser inspecionados mesmo que indiretamente.

O acesso remoto e verificação de comunicação com o sistema supervisório (1) caracteriza-se pelo usuário realizar uma conexão direta, via rede de comunicação, com o IED, além de avaliar no próprio sistema supervisório se a ligação com o IED está ativa e funcional. A simples verificação dos status dos LEDs nas placas de comunicação do IED, quando disponíveis, também pode ser uma eficiente tarefa na verificação se a comunicação está adequada naquele momento.

A coleta e avaliação de logs é, seguramente, uma das principais tarefas de 1º nível a ser realizada. Isto porque todos os registros do IED poderão ser verificados, incluindo sinalizações anormais que não estejam configurados para a supervisão no sistema SCADA. Na figura 7.1 é mostrado um trecho de log de eventos coletado de um IED.

Indication	Value	Date and time
Paralelismo_Selecao Comando	ON	08.04.2017 18:07:23.251
6TR2 em Paralelo - B03	ON	08.04.2017 18:07:23.251
6ATR2_Individual	OFF	08.04.2017 18:07:23.251
Comando 6ATR2 Paralelismo	ON	08.04.2017 18:07:23.252
Comando 6ATR2 Paralelismo	OFF	08.04.2017 18:07:23.403
UCD2_Chave 43LR em Local- BI23	ON	08.04.2017 18:09:20.977
Paralelismo_Selecao Comando	OFF	08.04.2017 18:09:21.118
6TR2 em Paralelo - B03	OFF	08.04.2017 18:09:21.118
6ATR2_Individual	ON	08.04.2017 18:09:21.118
UCD2_Chave 43LR em Local- BI23	OFF	08.04.2017 23:55:12.026
UCD2_Chave 43LR em Local- BI23	ON	08.04.2017 23:55:21.950
UCD2_Chave 43LR em Local- BI23	OFF	08.04.2017 23:55:26.547
Paralelismo_Selecao Comando	ON	08.04.2017 23:55:31.537
6TR2 em Paralelo - B03	ON	08.04.2017 23:55:31.537
6ATR2_Individual	OFF	08.04.2017 23:55:31.537
Comando 6ATR2 Paralelismo	ON	08.04.2017 23:55:31.538
Comando 6ATR2 Paralelismo	OFF	08.04.2017 23:55:31.703
ext_Falha Paralelismo TR1 Vem UCD1-14BX	ON	16.04.2017 12:28:17.210
valid_Falha Paralelis TR1 Vem UCD1-14BX	ON	16.04.2017 12:28:17.407
Paralelismo_Selecao Comando	OFF	16.04.2017 12:28:17.408
6TR2 em Paralelo - B03	OFF	16.04.2017 12:28:17.408
6ATR2_Individual	ON	16.04.2017 12:28:17.408
ext_Falha Paralelismo TR1 Vem UCD1-14BX	OFF	16.04.2017 12:28:18.188
valid_Falha Paralelis TR1 Vem UCD1-14BX	OFF	16.04.2017 12:28:18.306
UCD2_Chave 43LR em Local- BI23	ON	16.04.2017 13:02:33.449
UCD2_Chave 43LR em Local- BI23	OFF	16.04.2017 13:02:36.867
Paralelismo_Selecao Comando	ON	16.04.2017 13:03:04.716

Figura 7.1 – Exemplo de log de eventos em um IED

Neste exemplo, há uma série de variáveis registradas no log de eventos e a equipe de manutenção, conhecedora do projeto e da configuração do IED, tem capacidade de avaliar os referidos registros, identificando e investigando possíveis anormalidades.

Testes em botões frontais, navegação pelo menu do IED e testes dos LEDs de sinalização também são atividades importantes para assegurar a funcionalidade da IHM ou até mesmo da CPU, certificando que o IED não esteja travado.

Avaliar as medições analógicas, analisando criticamente com a situação do SEP é uma tarefa que deve ser realizada para certificar o correto funcionamento das entradas analógicas e dos conversores A/D presentes no dispositivo. Um trigger manual no sistema de oscilografia, avaliando as formas de onda e os fasores de corrente e tensão, completam o teste. Na figura 7.2 é apresentado um registro de oscilografia, oriundo de um trigger manual.

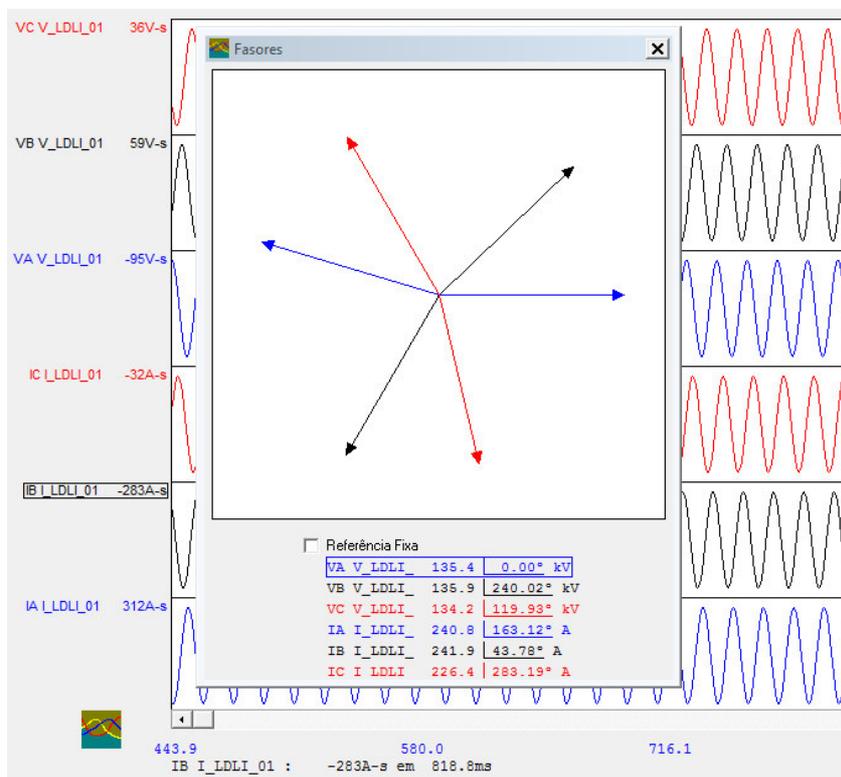


Figura 7.2 – Registro de oscilografia de um IED

Podem ser verificados os registros de corrente e tensão lidos pelo IED. Neste caso específico uma fonte de questionamento por parte da equipe de manutenção deveria ser a corrente elétrica da fase C (IC), uma vez que possui uma diferença maior que 5% (para menos) em relação às outras fases. Ou seja, a equipe de manutenção, ao detectar esta situação iria avaliar se tal valor se dava por um desequilíbrio de carga no SEP ou por um defeito em qualquer componente do sistema de medição, podendo ser inclusive no próprio IED.

A tarefa de termovisão nas borneiras do circuito de corrente é interessante principalmente para IEDs instalados em campo em armários de transformadores ou disjuntores, pois a vibração mecânica pode provocar a folga da fiação com consequente centelhamento ou até mesmo a abertura do circuito de corrente do TC. Durante a pesquisa de defeitos descrita no Capítulo anterior, foi identificado um registro referente a este fato, conforme mostrado na figura 7.3.



Figura 7.3 – Registro de anormalidade em conexão de um IED na SELI

7.1.2 Tarefas de 2º nível

As tarefas de 2º nível são representadas por um conjunto de atividades que só podem ser realizadas se o IED for disponibilizado para a equipe de manutenção, ou seja, o mesmo deve ser retirado de operação para que não haja nenhum acidente no SEP. Na tabela 7.2 são apresentadas as tarefas propostas de 2º nível a serem realizadas nos IEDs.

<i>TAREFAS DE 2º NÍVEL</i>	<i>SUBSISTEMA A SER TESTADO</i>
1 Testes de entradas e saídas digitais	Entradas e saídas digitais
2 Testes de entradas analógicas	Entradas Analógicas
3 Verificação de fiação e aperto das conexões	Conexões
4 Levantamento de características de funções de proteção	CPU
5 Realização de limpeza de placas e hardware	Todos
6 Provocar um trip com atuação real no(s) disjuntor(es)	Todos

Tabela 7.2 - Plano de Inspeção em IEDs - tarefas de 2º nível

Os testes em todas as entradas e saídas digitais são importantes para certificar que não há nenhum problema nestes subsistemas que podem comprometer funções de proteção e controle. Geralmente associadas à lógicas ou esquemas especiais, há entradas digitais que podem passar um período muito longo, de anos, sem serem energizadas e, portanto, cabe à equipe de manutenção a tarefa de busca de falha. Para realizar o teste em entradas digitais, é necessária que as mesmas sejam *setadas* através de aplicação de tensão em seus terminais, realizada pela equipe de manutenção por meio de *jumpers*. Na figura 7.4 é apresentado um esquemático simplificado de teste em uma entrada digital.

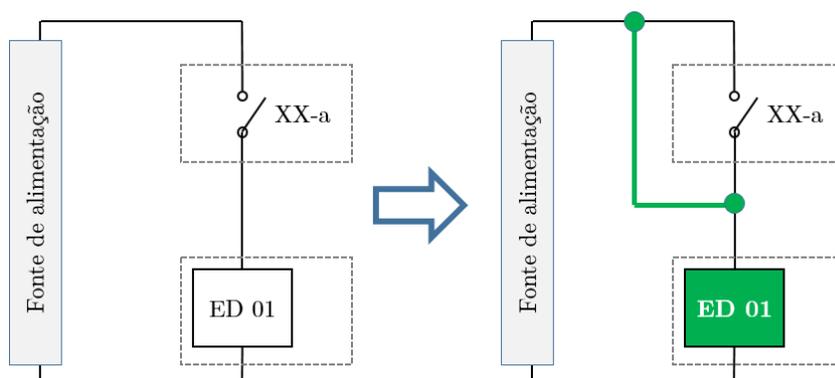


Figura 7.4 – Teste em entrada digital de um IED

Os testes em saídas digitais podem ser realizados de duas formas. A primeira, mais simples, está disponível em algumas versões de IEDs que permitem, através do *software* de configuração e teste no dispositivo, mudar o estado das saídas digitais como forma de teste de *hardware*. A segunda, quando a funcionalidade de teste não está disponível, é mais complexa pois exige que a equipe de manutenção tenha conhecimento dos projetos e lógicas implantadas, simulando todas as situações que culminam no *set* da saída digital.

Os testes nas entradas analógicas caracterizam-se por aplicar corrente e tensão diretamente ao IED e analisar as leituras e registros, certificando que as medições estão corretas para vários valores, bem como os eventuais cálculos de potência ativa, reativa, aparente, fator de potência etc.

A verificação da fiação e realização de reaperto é extremamente recomendado para IEDs instalados em painéis de transformadores ou reatores, por exemplo. Existem conexões que, mesmo mal conectados, não irão ser detectados por termovisão pois não irão causar centelhamento. É possível que esta tarefa seja alocada como de 1º nível. No entanto, é necessário que a equipe de manutenção tenha plena ciência de todas as

conexões para que não haja acidentes. Como esta tarefa é simples e não é demorada, a proposta é que seja incluída como de 2º nível, evitando riscos desnecessários.

O levantamento de características de proteção é uma atividade considerada como optativa. Conforme avaliado nos manuais dos fabricantes e guias internacionais, esta tarefa não é exigida e pode ser descartada, uma vez que se trata de algoritmo do IED que não sofre variação ao longo do tempo. No entanto, deve ser avaliado pela concessionária a necessidade de incluí-la no programa de manutenção como forma de manter os mantenedores em contato com o equipamento, no que diz respeito a conhecer seus ajustes e configurações, facilitando eventuais análises e agilizando tomadas de decisões quando de ocorrências no SEP. Logicamente, a melhor alternativa em termos práticos seria a utilização de IEDs em laboratórios de treinamento.

Considera-se que a realização de limpeza de placas e *hardware* também é uma tarefa optativa a ser avaliada pelo usuário. Deve ser levado em consideração o ambiente em que o IED está instalado e as situações as quais o mesmo está exposto. Além disto, é preciso que seja avaliado se há possibilidade de entrada de sujeira e umidade pois há IEDs totalmente fechados bem como IEDs que possuem ventoinhas, propiciando acúmulo de sujeira interna.

A realização de um desligamento real nos disjuntores que o IED comanda é um teste crucial para verificação de todo o circuito de proteção. Além do IED, é testado o cabo de controle e proteção, as bobinas dos disjuntores e as sinalizações.

7.1.3 Tarefas complementares

As tarefas de 1º e 2º nível supracitadas focam quase que exclusivamente em verificações no próprio IED. No entanto, existem alguns fatores que devem ser avaliados pela equipe de manutenção e que influenciam diretamente no desempenho destes equipamentos. São as certificações do ambiente ao qual o IED está instalado, notadamente a temperatura e a qualidade da energia elétrica responsável pelo funcionamento do dispositivo.

É necessário que seja consultado o manual do fabricante para verificação dos dados de placa sobre as condições de instalação do IED. Na tabela 7.3 são resumidas as duas tarefas complementares aqui propostas.

TAREFAS COMPLEMENTARES	
1	Garantir que a temperatura do ambiente esteja sempre de acordo com a suportabilidade do IED
2	Garantir que a tensão de alimentação esteja sempre de acordo com a suportabilidade do IED

Tabela 7.3 - Plano de Inspeção em IEDs - tarefas complementares

A definição da periodicidade é um ponto chave em um plano de inspeção de equipamentos. Neste trabalho, foi proposto um método de avaliação que levasse em consideração as consequências da falha através de uma análise multicritério.

7.2 ANALISE MULTICRITÉRIO

A análise multicritério surgiu enquanto instrumento de apoio à tomada de decisão. É aplicada na análise comparativa de situações com critérios heterogêneos. Os critérios, por sua vez, são atributos que podem ser quantificados ou avaliados e que contribuem para a decisão. A busca da solução de um problema frequentemente ocorre em ambiente onde os critérios são conflitantes, ou seja, o ganho de um critério poderá causar uma perda em outro. Em um problema multicritério é necessário, em primeiro lugar, estabelecer claramente qual o objetivo da análise [79][80].

O objetivo nesta etapa é quantificar a consequência caso um IED venha a falhar para que então sejam estabelecidas as periodicidades de inspeção de modo que, quanto maior a consequência da falha, maior deve ser a frequência de inspeção. Para isto, foi utilizada a metodologia AHP (*Analytic Hierarchy Process*), uma técnica desenvolvida na década de 1970 por Thomas L. Saaty e extensivamente estudado a partir desta época [81].

Os passos para quantificação da falha utilizando o método AHP envolvem as seguintes etapas: (i) definição dos critérios; (ii) atribuição de peso a cada critério; (iii) avaliação de consistência e (iv) atribuição de valores. A definição dos critérios tem como objetivo responder ao seguinte questionamento: Que fatores mensuráveis podem determinar o grau de uma falha?

Estes critérios são fundamentais para o sucesso da metodologia e devem ser fruto de discussão entre os profissionais da área. Cada organização desenvolve e estrutura

seu próprio conjunto de critérios, que, por sua vez, estarão alinhados aos seus objetivos estratégicos organizacionais [81].

Neste trabalho foram estabelecidos quatro critérios para a quantificação das falhas, os quais estão detalhados na tabela 7.4, utilizando como base os dados das subestações São Luís I e Miranda II de propriedade da Eletrobras Eletronorte.

Nº	Critério	Justificativa
1	RECEITA DA FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO À QUAL O IED FAZ PARTE (receita)	Quanto maior a receita da função de transmissão maior será a consequência da falha, tendo em vista maiores multas por indisponibilidade.
2	EXISTÊNCIA DE REDUNDÂNCIA (redundância)	Caso haja redundância de IEDs, há de se esperar menor consequência de uma eventual falha, tendo em vista existência de outro IED com iguais configurações.
3	TEMPO DE DESLOCAMENTO PARA REPARO (tempo)	O tempo para deslocamento da equipe de manutenção à instalação para resolução de um eventual problema foi incluído como um critério tendo em vista que, quanto mais demorada for a atuação da manutenção, maior será a consequência de uma falha.
4	DEMANDA DE ATUAÇÃO DE PROTEÇÃO DO IED (demanda)	Quanto mais um IED é solicitado, mais ele é testado e mais informações há disponíveis pelo seu registro de log.

Tabela 7.4 – critérios para quantificação da falha de um IED

7.2.1 Estabelecimento de pesos

Após a definição dos critérios, foram definidos os pesos para cada critério, como forma de mensurar a contribuição daquele item na consequência da falha. A primeira etapa deste processo é a comparação par a par entre os critérios, a qual é apresentada por meio de uma matriz quadrada $n \times n$, onde as linhas e colunas correspondem aos n critérios escolhidos [79]. O estabelecimento destas comparações exige, anteriormente, a definição da escala de comparação, mostrada na tabela 7.5.

Valor	Definição	Explicação
1	Igual importância	Os dois critérios contribuem de forma idêntica para o objetivo
3	Pouco mais importante	A análise e a experiência mostram que um critério é um pouco mais importante que o outro
5	Muito mais importante	A análise e a experiência mostram que um critério é claramente mais importante que o outro
7	Bastante mais importante	A análise e a experiência mostram que um critério é predominante para o objetivo
9	Extremamente mais importante	A análise e a experiência mostram que um critério é absolutamente predominante para o objetivo

Tabela 7.5 – escala de comparação entre os critérios. Adaptado de [79].

A matriz comparativa é apresentada na tabela 7.6, onde são confrontados critérios aos pares como forma de comparação de maior ou menor contribuição no grau de consequência da falha.

	RECEITA	REDUNDÂNCIA	TEMPO	DEMANDA
RECEITA	1	3	5	5
REDUNDÂNCIA	1/3	1	5	5
TEMPO	1/5	1/5	1	1
DEMANDA	1/5	1/5	1	1

Tabela 7.6 – Matriz comparativa de critérios

Pode ser observado que o critério RECEITA é considerado aquele de maior relevância pois foi considerado mais importante que todos os outros critérios quando comparados par a par. Quando comparado por exemplo com o critério TEMPO, foi definido que a RECEITA é muito mais importante na quantificação da consequência da falha e, por isso, foi atribuída a escala 5. Na comparação inversa, o TEMPO recebeu a escala 1/5 quando comparada à RECEITA.

Para determinação dos pesos, é necessário que a matriz comparativa seja normalizada, por meio da divisão de cada valor pela soma total dos valores de cada critério [79]. A matriz normalizada é apresentada na tabela 7.7.

	RECEITA	REDUNDÂNCIA	TEMPO	DEMANDA
RECEITA	1	3	5	5
REDUNDÂNCIA	1/3	1	5	5
TEMPO	1/5	1/5	1	1
DEMANDA	1/5	1/5	1	1
SOMA	1,73	4,40	12,00	12,00

RESULTADO

RECEITA	$(1/1,73) = 0,57$	0,68	0,42	0,42
REDUNDÂNCIA	$(1/3)/(1,73) = 0,19$	0,23	0,42	0,42
TEMPO	$(1/5) / (1,73) = 0,11$	0,05	0,08	0,08
DEMANDA	$(1/5)/(1,73) = 0,11$	0,05	0,08	0,08

Tabela 7.7 – Matriz normalizada de comparação entre critérios

A determinação da contribuição de cada critério na meta organizacional é calculada a partir do vetor prioridade ou vetor de Eigen. O vetor de Eigen apresenta os pesos relativos entre os critérios e é obtido de modo aproximado através da média aritmética dos valores de cada um dos critérios. Observa-se que o somatório dos valores do vetor sempre totaliza 1 (um) [79]. Na tabela 7.8 são apresentados, portanto, os pesos em percentual de cada critério.

RECEITA	$(0,57 + 0,68 + 0,42 + 0,42)/4 = 52,30\%$
REDUNDÂNCIA	$(0,19 + 0,23 + 0,42 + 0,42)/4 = 31,32\%$
TEMPO	$(0,11 + 0,05 + 0,08 + 0,08)/4 = 8,19\%$
DEMANDA	$(0,11 + 0,05 + 0,08 + 0,08)/4 = 8,19\%$

Tabela 7.8 – Pesos de cada critério para quantificação da consequência da falha

7.2.2. Avaliação de consistência

Antes de utilizar os valores percentuais de cada critério, é necessário que seja realizada uma verificação de consistência das avaliações comparativas realizadas. Esta avaliação tem como objetivo verificar se não há inconsistências nas comparações realizadas. Se, por exemplo, o critério REDUNDÂNCIA foi definido como mais

importante que o critério TEMPO e o critério TEMPO foi definido como mais importante que o critério DEMANDA, seria uma inconsistência na comparação se fosse afirmado que o critério DEMANDA é mais importante que o critério REDUNDÂNCIA. Se $A > B$ e $B > C$, seria inconsistente afirmar que $A < C$).

O índice de consistência é obtido a partir do número principal de Eigen (λ_{max}), que por sua vez é calculado como o somatório do produto do peso de cada critério pelo valor da soma de cada critério na matriz comparativa. Na expressão (7.1) é obtido o valor do número principal de Eigen [81].

$$\lambda_{max} = [(0,5230*1,73)+(0,3132*4,40)+(0,0819*12)+(0,0819*12)] = 4,24 \quad (7.1)$$

Na expressão (7.2) é apresentado o cálculo para o índice de consistência (CI), em que n é o número de critérios utilizados, no caso quatro.

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{4,24 - 4}{4 - 1} = 0,08 \quad (7.2)$$

Visando verificar se o valor encontrado é adequado, Saaty propõe que seja determinada a taxa de consistência (CR), determinada pela razão entre o valor do índice de consistência e uma constante (RI) que depende do número de critérios (n), conforme demonstrado na tabela 7.9. As avaliações são consideradas coerentes quando a taxa de consistência encontrada é menor que 10% [79].

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0	0,58	0,9	1,12	1,14	1,32	1,41	1,45	1,49

Tabela 7.9 – constante RI em função do número de critérios

Na expressão (7.3) é apresentado o cálculo da referida taxa, indicando que as comparações realizadas entre os critérios foram consistentes e, portanto, os pesos para cada critério podem ser utilizados.

$$CR = \frac{CI}{RI} = \frac{0,08}{0,9} = 8,89 \% \quad (7.3)$$

Na figura 7.5 são resumidos os critérios com seus respectivos pesos.

Critério	Peso	
RECEITA	52,30%	
REDUNDÂNCIA	31,32%	
TEMPO	8,19%	
DEMANDA	8,19%	

Figura 7.5 – critérios e respectivos pesos para quantificação consequência da falha

7.2.3 Matriz de consequência da falha e periodicidade

Após a definição dos pesos de cada critério utilizando a metodologia *AHP*, foi definida a pontuação para cada critério em uma tabela de decisão, conforme apresentado na tabela 7.10.

CRITÉRIO	<i>PESO DO CRITÉRIO</i>	<i>ALTO IMPACTO (10)</i>	<i>MÉDIO IMPACTO (5)</i>	<i>BAIXO IMPACTO (1)</i>
RECEITA	0,52	Receita da Função protegida representa mais de 40% da receita da instalação	Receita da Função protegida representa entre 5% e 40% da receita da instalação	Receita da Função protegida representa menos de 5% da receita da instalação
REDUNDÂNCIA	0,31	Não há redundância de IEDs	-	Existe IED principal e alternado (redundantes) com as mesmas funções e parametrizações
TEMPO	0,08	Atuação da manutenção acima de 3h	Atuação da manutenção de 1h a 3h	Atuação da manutenção com menos de 1h.
DEMANDA	0,08	Média de solicitação \leq 1x a cada 6 meses	1x a cada 6 meses < Média de solicitação < 1x por mês	Média de solicitação \geq 1x por mês

Tabela 7.10 – Matriz de quantificação da consequência da falha

Para o critério DEMANDA foi considerado que, quanto menos solicitações há em um IED, maior é a probabilidade de existirem falhas ocultas pois os mesmos não são testados e não possibilitam à equipe de manutenção uma avaliação de logs mais profunda, conforme determina uma das tarefas de 1º nível. Isto contrasta com a sugestão de periodicidade citada no RCM pois, de acordo com esta metodologia, quanto

maior é a solicitação de um dispositivo de proteção, maior é a probabilidade de haver falhas múltiplas. Isto é, mesmo que um IED esteja com falha oculta, o fato de não haver solicitações para ele, ou haver poucas, diminui a probabilidade de ocorrência de falhas múltiplas. Embora isto seja verdadeiro, é necessário que seja levado em consideração a funcionalidade dos IEDs que não são descritas no RCM: o fato de registrarem todas as alterações, estados e situações que permitem ao usuário uma avaliação relevante do dispositivo. Por este motivo, foi decidido que aqueles IEDs que possuem históricos frequentes de registros e atuações são considerados de menor impacto no que diz respeito à detecção de problemas. Conseqüentemente, por este único critério a frequência de inspeção nestes IEDs será menor que em IEDs com pouca solicitação.

A consequência da falha (CF) é calculada como a soma dos produtos dos impactos pelo peso do critério, conforme definido na expressão (7.4)

$$CF = \sum \text{peso do critério} \times \text{impacto} \quad (7.4)$$

Como exemplo, são mostradas na tabela 7.11 as características de um IED em relação a cada critério, incluindo suas pontuações e valores das consequências das falhas.

Critério	Peso do critério	Característica	Pontuação	Produto
RECEITA	0,52	Receita da Função protegida maior que 40% da instalação	10	5,2
REDUNDÂNCIA	0,31	Possui IED redundante	1	0,31
TEMPO	0,08	Atuação em 2h	5	0,4
DEMANDA	0,08	Média solicitação > 1x a cada 6 meses	1	0,08
Consequência da Falha (CF)				5,99

Tabela 7.11 – Exemplo de cálculo da consequência da falha para um IED

Uma vez definido o método de quantificação da falha, foi realizado o referido cálculo para os IEDs de cada família de Função de Transmissão das duas instalações avaliadas.

Cada família reúne as mesmas características definidas nos critérios de quantificação da falha, permitindo o agrupamento de IEDs. As classificações para a SE São Luís I foram:

- Linhas de Transmissão de 230 kV;
- Transformadores de Potência de 230 kV;
- Barramentos de 230 kV;
- Linhas de Transmissão de 69 kV;
- Transformadores de Potência de 69 kV;

Todos os IEDs desta instalação pertencem obrigatoriamente a uma destas famílias de Função de Transmissão. Já para a SE Miranda II, foram definidas as seguintes classificações:

- Linhas de Transmissão de 500 kV;
- Transformadores de Potência de 500 kV;
- Reatores de 500 kV;
- Barramentos de 500 kV;
- Linhas de Transmissão de 230 kV;
- Transformadores de Potência de 230 kV;
- Reatores de 230 kV;
- Bancos de Capacitores de 230 kV;
- Barramentos de 230 kV;
- Linhas de Transmissão de 138 kV;
- Linhas de Transmissão de 69 kV;
- Linhas de Transmissão de 13,8 kV;

Foram avaliadas as características de cada família das Funções de Transmissão destas instalações, de modo que a consequência da falha foi calculada individualmente, conforme demonstrado na tabela 7.12.

SE	Família de Funções de Transmissão	CF	REDUN-			
			RECEITA	DÂNCIA	TEMPO DEMANDA	
SELI	Linhas de Transmissão de 230 kV;	6,44	10	1	1	10
	Transformadores de Potência de 230 kV;	6,44	10	1	1	10
	Barramentos de 230 kV;	6,65	5	10	1	10
	Linhas de Transmissão de 69 kV;	3,82	1	10	1	1
	Transformadores de Potência de 69 kV;	3,82	1	10	1	1
SEMR	Linhas de Transmissão de 500 kV;	7,18	10	1	10	10
	Transformadores de Potência de 500 kV;	7,18	10	1	10	10
	Reatores de 500 kV;	7,18	10	1	10	10
	Barramentos de 500 kV;	7,38	5	10	10	10
	Linhas de Transmissão de 230 kV;	4,16	5	1	10	5
	Transformadores de Potência de 230 kV;	4,57	5	1	10	10
	Reatores de 230 kV;	4,57	5	1	10	10
	Bancos de Capacitores de 230 kV;	4,57	5	1	10	10
	Barramentos de 230 kV;	7,38	5	10	10	10
	Linhas de Transmissão de 138 kV	2,06	1	1	10	5
	Linhas de Transmissão de 69 kV	4,88	1	10	10	5
	Linhas de Transmissão de 13,8 kV;	4,56	1	10	10	1

Tabela 7.12 – Consequência da Falha para cada família de Função de Transmissão

Os valores da CF para estas instalações variaram de 2,06 a 7,38, valores correspondentes às linhas de transmissão de 138 kV da SE Miranda II e dos barramentos de 230 e 500 kV desta mesma instalação, respectivamente.

O próximo passo foi estabelecer faixas da CF a partir das quais fossem definidas as periodicidades de inspeção para cada IED. Vale ressaltar que quanto maior o número de faixas, maior a complexidade de controle da equipe de manutenção com cadastramentos específicos de planos de manutenção. Além disso, é necessário que sejam definidas a frequência máxima e mínima de inspeção, o que deve ser avaliado por cada concessionária levando-se em consideração a disponibilidade de homem x hora, os custos destas inspeções, bem como recomendações normativas e de fabricantes.

Como proposta, foram estabelecidos neste trabalho três faixas para a CF e conseqüentemente para a periodicidade de inspeção. As periodicidades foram definidas para que houvesse maiores aproveitamentos de desligamentos previstos nas Resoluções Normativas da ANEEL nº 669/2015 e nº 729/2016 [82]. Esta última estabelece franquias de desligamento de Funções de Transmissão sem incidência de multas por indisponibilidade para fins de execução de manutenções preventivas, sendo vinte horas

em um período de três anos para Funções de Transformação e controle de reativo e em um período de seis anos para Funções Linhas de Transmissão.

As faixas e as respectivas periodicidades definidas estão detalhadas na tabela 7.13.

CF	Tarefas de 1ª nível	Tarefas de 2ª nível
1 a 4	6 meses	9 anos
4 a 7	6 meses	6 anos
Acima de 7	3 meses	3 anos

Tabela 7.13 – Periodicidades das inspeções nos IEDs

Desta forma, quanto maior é a consequência da falha, menor é a periodicidade de inspeção. Na tabela 7.14 é mostrada a compilação das periodicidades de inspeção para as famílias de funções de transmissão estudadas.

SE	Família de Funções de Transmissão	CF	Periodicidade	
			1º nível (meses)	2º nível (anos)
SELI	Barramentos de 230 kV;	6,65	6	6
	Linhas de Transmissão de 230 kV;	6,44	6	6
	Transformadores de Potência de 230 kV;	6,44	6	6
	Linhas de Transmissão de 69 kV;	3,82	6	9
	Transformadores de Potência de 69 kV;	3,82	6	9
	Barramentos de 500 kV;	7,38	3	3
	Barramentos de 230 kV;	7,38	3	3
	Linhas de Transmissão de 500 kV;	7,18	3	3
SEMR	Transformadores de Potência de 500 kV;	7,18	3	3
	Reatores de 500 kV;	7,18	3	3
	Linhas de Transmissão de 69 kV	4,88	6	6
	Transformadores de Potência de 230 kV;	4,57	6	6
	Reatores de 230 kV;	4,57	6	6
	Bancos de Capacitores de 230 kV;	4,57	6	6
	Linhas de Transmissão de 13,8 kV;	4,56	6	6
	Linhas de Transmissão de 230 kV;	4,16	6	6
	Linhas de Transmissão de 138 kV	2,06	6	9

Tabela 7.14 – periodicidades de inspeção em IEDs definidas para as Subestações São Luís I e Miranda II

CAPÍTULO 08

8. CONCLUSÃO

8.1 CONCLUSÕES GERAIS

Os aspectos de manutenções em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, IEDs, ainda carecem de padronização e entendimento por boa parte de profissionais e entidades do setor elétrico brasileiro. Isto pôde ser constatado por meio de (i) pesquisa em campo com grandes empresas e (ii) ausência de normativo a respeito, especificamente o não detalhamento de atividades e periodicidades exigidas na Resolução Normativa nº 669/2015 da ANEEL.

Mesmo que presente em alguns guias e normas internacionais ou nas próprias recomendações dos fabricantes, as atividades de inspeção em IEDs não estão bem aprofundadas e detalhadas, o que pode provocar divergências de entendimentos entre os profissionais de manutenção. Foi verificado, ainda, que as periodicidades recomendadas nestes documentos não levam em consideração a consequência da falha e, assim como adotado pela maioria das empresas pesquisadas, uma periodicidade única de inspeção é adotada para todo e qualquer tipo de IED, contrariando a teoria da Manutenção Centrada em Confiabilidade, RCM.

Mais grave ainda, foi o fato de que, por possuírem padrões de falhas aleatórias e recursos de autoteste, algumas empresas pesquisadas consideram ineficientes a existência de planos de inspeção para IEDs. Além da teoria do RCM desmistificar este tipo de crença, no presente trabalho pôde-se concluir que a simples existência de inspeções, mesmo que não totalmente adequadas, contribui significativamente para a detecção de anormalidades pois, em alguns casos, só poderão ser detectadas por uma tarefa de busca de falha. Isto ficou claro na avaliação de curva de falha da subestação Miranda II em que há nitidamente dois momentos: no primeiro, quando não havia planos de inspeção cadastrados, houve pouco registros de anomalias. Já no segundo, após o cadastramento de planos de inspeção, o número de anomalias registradas cresceu consideravelmente, indicando que existiam anormalidades, porém não eram detectadas. Detectar problemas antecipadamente significa aumentar a possibilidade de evitar a ocorrência de falhas múltiplas.

Foram avaliados dados de defeitos em IEDs de duas subestações do Sistema Interligado Nacional, sendo observada a característica de não dependência do tempo para a ocorrência de falhas, conforme previsto na teoria da RCM. Foi constatado nesta pesquisa que os subsistemas CPU e Comunicação, são os que tem apresentado maiores taxas de defeitos, podendo ser um importante *feedback* para os fabricantes. Estes, por sua vez, necessitam aprimorar cada vez mais o recurso de autoteste dos IEDs, diminuindo a ocorrência de falhas ocultas e permitindo reduzir as tarefas ou aumentar a periodicidade de inspeção.

A proposição de um plano de inspeção para os IEDs levou em consideração às consequências da falha, as quais foram quantificadas utilizando a metodologia AHP. Os critérios estabelecidos podem ser mudados e aprimorados por cada concessionária, bem como a definição dos pesos, pontuações, faixas e períodos. Importante, no entanto, é que estejam detalhadas as tarefas e a periodicidade leve em consideração o grau de risco a que a empresa aceita estar submetida. Quanto menor o risco aceito, maior deve ser a periodicidade das manutenções detectivas.

Portanto, esta dissertação de mestrado contribuiu com os seguintes aspectos:

- Avaliação de normas e guias internacionais sobre inspeção em IEDs como forma de verificação das orientações de agências reguladoras ou institutos de engenharia fora do Brasil;
- Esclarecimentos sob a ótica da Manutenção Centrada em Confiabilidade das estratégias a serem adotadas para equipamentos que possuem características semelhantes aos IEDs;
- Elucidação sobre como empresas do setor elétrico nacional tem tratado o tema, através de uma pesquisa em campo;
- Análise e compilação de dados sobre defeitos em IEDs de duas subestações do Sistema Interligado Nacional, como forma de confrontar as características encontradas com a literatura existente;
- Sugestão de um plano de inspeção em IEDs, adotando uma metodologia para definição de periodicidade que leve em conta a consequência da falha;
- Finalmente, o trabalho pode ser utilizado como referência para elaboração de uma norma técnica brasileira sobre inspeções em IEDs, de forma a contribuir para o aumento da confiabilidade do SIN com diminuição da frequência de interrupção de energia elétrica e, conseqüentemente, dos seus impactos à sociedade.

8.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como proposta de trabalhos futuros, são sugeridas as seguintes atividades:

- Testes de sensibilidade com alterações dos critérios e seus respectivos pesos para que seja verificada se a periodicidade sugerida para um IED pode sofrer grandes alterações;
- Inclusão de análise de custos para definição dos planos de manutenção em IEDs, uma vez que é um fator importante na tomada de decisão nas empresas;
- Expandir a avaliação estatística para outras instalações e outras famílias de equipamentos como forma de verificação dos subsistemas que mais apresentam defeitos;

REFERÊNCIAS

- [1] SILVA, D; RODRIGUES, M. **Análise da Eficiência no Consumo de Energia dos Estados Brasileiros**. Planejamento e Políticas Públicas. No 46. Brasil. 2016.
- [2] UNDP. **Human Development Report 2015**. Disponível em: <www.report.hdr.undp.org>. Acesso em: 10 de dezembro de 2016.
- [3] DALE, B. **Growing Poor Slowly: Why We Must Have Renewable Energy**. Disponível em: <www.ourenergypolicy.org>. Acesso em: 10 de dezembro de 2016.
- [4] BRASIL. **Lei 10.847, de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 11 de dezembro de 2016
- [5] BRASIL. **Lei 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 11 de dezembro de 2016.
- [6] BRASIL. **Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.camara.leg.br>>. Acesso em: 11 de dezembro de 2016.
- [7] CCEE. **Onde Atuamos**. Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 11 de dezembro de 2016.
- [8] BRASIL. **Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 11 de dezembro de 2016.
- [9] EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 11 de dezembro de 2016.
- [10] ONS. **Relatório Anual 2012 do ONS**, p. 42 e 43. Disponível em: <www.ons.com.br>. Acesso em: 11 de dezembro de 2016.

- [11] MME. **Portaria 576, de 31 de outubro de 2012**. Estabelece as diretrizes para realização de avaliação dos sistemas de proteção das instalações do SIN. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 12 de dezembro de 2016.
- [12] PERIM, *et al.* **Resultados da Aplicação do Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção**. XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015.
- [13] ANEEL. **Resolução Normativa 669, de 14 de julho de 2015**. Regulamenta os Requisitos Mínimos de Manutenção e dá outras providências. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 de dezembro de 2016.
- [14] MONSEU, *et al.* **Evaluation of Characteristics and Performance of Power System Protection Relays and Protective Systems**. CIGRE WG 34-04. 1986.
- [15] IEEE. **Organization about IEEE**. Disponível em: <www.ieee.org>. Acesso em: 13 de dezembro de 2016.
- [16] CIGRE. **What is CIGRE**. Disponível em: <www.cigre.org>. Acesso em: 13 de dezembro de 2016.
- [17] NERC. **About NERC**. Disponível em: <www.nerc.com>. Acesso em: 13 de dezembro de 2016.
- [18] JUNIOR, G; GOMES, J. **Política de Manutenção de Relés Digitais da CEMIG**. XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2007.
- [19] ULYSSEA, M; BEZ, H. **Nova Sistemática de Manutenção Preventiva Para os Relés de Tecnologia Digital**. XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015.
- [20] CIGRE. **Analysis and Guidelines For Testing Numerical Protection Schemes, WG 34-10**. 1999.

- [21] CIGRE. **Maintenance Strategies For Digital Substation Automation Systems, WG B5.06**. 2011.
- [22] CIGRE. **Working Group Lists**. Disponível em: <www.cigre.org>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.
- [23] IEEE. **Guide for Power System Protection Testing, C37.233**. 2009.
- [24] NERC. **Protection System Maintenance, PRC-005-2**. 2013
- [25] SIEMENS. **ANUAL REPORT 2016**. Disponível em: <www.siemens.com.br>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.
- [26] SIEMENS. **Distance Protection, Line Differential Protection and Overcurrent Protection SIPROTEC 5, Operation Manual**. Disponível em: <www.siemens.com.br>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.
- [27] SCHNEIDER. **About Us**. Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com>>. Acesso em: 19 de janeiro de 2017.
- [28] SCHNEIDER. **Feeder Management Relay, Micom P14X, Operation Manual**. Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com>>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.
- [29] SCHNEIDER. **Feeder and Motor Manager, Vamp 40, Operation Manual**. Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com>>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.
- [30] ABB. **About**. Disponível em: <abb.com>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.
- [31] ABB. **Distributed Busbar Protection, REB 500, Comissioning Manual**. Disponível em: <www.abb.com>. Acesso em: 19 de janeiro de 2017.
- [32] ABB. **Line Differential Protection, RED 670, Comissioning Manual**. Disponível em: <www.abb.com>. Acesso em: 19 de janeiro de 2017.

- [33] SCHWEITZER. **Visão Geral da Empresa**. Disponível em: <selinc.com>. Acesso em: 19 de janeiro de 2017.
- [34] SCHWEITZER. **Current Differential Relay, SEL-587, Instruction Manual**. Disponível em: <selinc.com>. Acesso em: 19 de janeiro de 2017.
- [35] SCHWEITZER. **Protection System, SEL-351, Instruction Manual**. Disponível em: <selinc.com>. Acesso em: 19 de janeiro de 2017.
- [36] CODECHECK. **A Ridiculously Brief History of Electricity**. Disponível em: <<http://www.codecheck.com/cc/Briefhistory6.html>>. Acesso em: 20 de janeiro de 2017
- [37] WOODWORTH, C. **Early Electrification of Buffalo: The Beginning of Central Station Service**. Disponível em: <http://ethw.org/Early_Electrification_of_Buffalo>. Acesso em: 20 de janeiro de 2017.
- [38] SEIFER, M.J. **Wizard: The Life and Times of Nikola Tesla: Biography of a Genius**. Edição: Reprint. 2016.
- [39] SCHOSSIG, W. **History: the Start of Protection. PAC History**, p.68-74. 2007.
- [40] ISOTRAFO. **Produtos, Chaves Elo e Porta Fusíveis**. Disponível em: <www.isotrafo.com.br>. Acesso em: 21 de janeiro de 2017.
- [41] MARDEGAN, C. **Dispositivos de Proteção – Parte I**. Revista O Setor Elétrico, Ed. 50, p. 28 a 39. 2010.
- [42] WESTINGHOUSE. **Electromecanical Relays**. Disponível em: <westinghouse.com>. Acesso em: 21 de janeiro de 2017.
- [43] SATO, F. **Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. Apostila UNICAMP 3ª versão. 2005

- [44] BRANDÃO, A.F; SENGER, E.C. **Reability of Digital Relays with Self-Checking Methods**. Electric Power and Energy System, São Paulo. p. 59-63 – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 1993.
- [45] KOMM, J.J; WEBER, M.S; SCHWEITZER, E.O; HOU, D. **Philosophies for Testing Protective Relays**. 48th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta. 1994
- [46] PRICE, et al. **Operation and Maintenance of Protective Relays and Associated Circuits**. Report of Bureau of Reclamation. Denver. 2006
- [47] SERTEC. **Different Electromecanical Relays**. Disponível em: <<http://www.protectiverelayspecialists.com/>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2017.
- [48] PARMAR, J. **The Solid State Relay (Static Relay) Overview**. Disponível em: <<http://electrical-engineering-portal.com/the-solid-state-relay-static-relay-overview>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2017.
- [49] ABB. **Solid State Relay**. Disponível em: <www.abb.com>. Acesso em: 23 de janeiro de 2017.
- [50] ECM. **Solid State Protective Relay Maintenance**. Disponível em: <<http://ecmweb.com/content/solid-state-protective-relay-maintenance>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2017.
- [51] STUTVOET, H. **Intelligent Electronic Device (IED)**. Disponível em: <<http://www.svri.nl/en/>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2017.
- [52] SIEMENS. **Products**. Disponível em: www.siemens.com. Acesso em: 23 de janeiro de 2017.
- [53] SCHWEITZER. **SEL Moderniza e Reduz Custos em Subestação de 500 kV da EVN**. Disponível em: <<http://www3.selinc.com.br/news/?tag=reducao-de-cabos>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2017.

- [54] MARTINS, D.L. **Estudo de Caso na Automação, Proteção e Supervisão de uma Subestação de Classe 69 kV**. Monografia. São Carlos – SP. USP. 2012.
- [55] GUREVICH, V. **Reliability of Microprocessor-based Protective Devices**. Energize Magazine, Ed. August 2009. p. 41 a 45. Israel. 2009.
- [56] ABDELMOUMENE, A. **A Review of Protective Relays' Developments and Trends**. Journal of Energy in Southern Africa, Vol 25 No 2. Algeria. 2014. Disponível em:
<http://www.erc.uct.ac.za/sites/default/files/image_tool/images/119/jesa/25-2jesa-abdelmoumene-bentarzi.pdf>. Acesso em: 24 de janeiro de 2017.
- [57] NETO, W. **A Importância e Aplicabilidade da Manutenção Produtiva Total nas Indústrias**. Monografia. Juiz de Fora – MG. UFJF. 2008
- [58] MOUBRAY, J. **Manutenção Centrada em Confiabilidade, RCM II**. Edição brasileira – Aladon, Tradução de Kleber Siqueira. 2000.
- [59] BARROSO, O.M. **Procedimentos de Manutenção Baseados na Técnica de Confiabilidade – RCM: um Caso Prático em Equipamentos de Subestações**. Dissertação de mestrado. Brasília-DF. UNB. 2003.
- [60] SOARES, R. **RCM: uma Abordagem Prática**. Disponível em:
<manutenabilidade.blogspot.com.br>. Acesso em: 25 de janeiro de 2017.
- [61] CADICKCORP. **What is Reliability Centered Maintenance**. Disponível em:
<www.cadickcorp.com>. Acesso em: 27 de janeiro de 2017.
- [62] SOUSA, E. **Aplicação da Metodologia de RCM II ao Sistema de Proteção, Comando e Controlo de uma Subestação Numérica AT/MT**. Dissertação de Mestrado. Porto-POR. FEUP. 2013.
- [63] NOWLAN, F; HEAP, H. **Reliability Centered Maintenance**. Report to United Airlines. San Francisco –USA. 1978.

- [64] NASA. **Reliability Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment**. NASA's Report. Washington-USA. 2000.
- [65] ALLEN, T. **U.S. Navy Analysis of Submarine Maintenance Data and the Development of Age and Reliability Profiles**. SUBMEPP's Report. Portsmouth-USA. 2001.
- [66] NASA. **RCM Guide: Reliability Centered Maintenance Guide**. National Aeronautic and Space Administration's Report. USA. 2008.
- [67] RAPOSO, J. **Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos: uma Proposta para Uso de Análise de Risco no Diagrama de Decisão**. Dissertação de mestrado. Salvador-BA. UFBA. 2004.
- [68] POSSAMAY, O; NUNES, E. **Falhas Ocultas e a Manutenção Centrada em Confiabilidade**. Disponível em: www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2001_tr25_0390.pdf. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.
- [69] ELETRONORTE. **A Empresa**. Disponível em: <eletronorte.gov.br>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.
- [70] CHESF. **A Empresa**. Disponível em: <chesf.gov.br>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.
- [71] ITAIPU. **Nossa História**. Disponível em: <itaipu.gov.br>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.
- [72] GERAMARANHAO. **Quem Somos**. Disponível em: <geramaranhao.com.br>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.
- [73] CEMAR. **Conheça a CEMAR**. Disponível em: <cemar116.com.br>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.

- [74] ELECENOR. **Conheça-nos**. Disponível em: <elecnor.com.br>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.
- [75] JAURU TRANSMISSORA. **Perfil da Empresa**. Disponível em: <jaurutransmissora.com.br>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.
- [76] ALCOA. **Who We Are**. Disponível em: <alcoa.com>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2017.
- [77] ONS. **Relatório de Análise Estatística de Desligamentos Forçados Referente ao Ano de 2014, ONS RE 03/0105/2015**. Disponível em: <ons.com.br>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2017.
- [78] ONS. **Submódulo 23.6 dos Procedimentos de Rede: Critérios para Identificação das Instalações e Componentes Estratégicos do Sistema Interligado Nacional**. Brasília-DF. 2011.
- [78] GERUDE, B; SILVA, P. **Árvore de Falhas e Defeitos do Sistema Digital de Proteção e Controle da Subestação Miranda II ao Longo de Uma Década em Operação**. XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis-SC. 2011.
- [79] ZAMBON, *et al.* **Análise de Decisão Multicritério na Localização de Usinas Termoelétricas Utilizando SIG**. Pesquisa Operacional, v. 25, p. 183-199. 2005.
- [80] MELLO, J; GOMES, E; LINS, M. **Análise Multicritério da Presença da Universidade Federal Fluminense com o Uso do Método Macbeth**. Revista Produção, v.11 n.2, abril de 2002.
- [81] VARGAS, R. **Using the Analytic Hierarchy Process (AHP) to Select and Prioritize Projects in a Portfolio**. PMI Global Congress. Washington-USA. 2010.
- [82] ANEEL. **Resolução Normativa 729, de 28 de junho de 2016**. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 de maio de 2017.