

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal  
de Campina Grande

Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica

## Dissertação de Mestrado

Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada à Gestão  
de Linhas Transmissão Localizadas em Áreas de Ocupação  
Irregular de Faixa de Passagem

Antonio Carlos Vieira de Souza

Campina Grande – Paraíba - Brasil

Abril de 2014

**Antonio Carlos Vieira de Souza**

**Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada à Gestão  
de Linhas Transmissão Localizadas em Áreas de Ocupação  
Irregular de Faixa**

*Dissertação de Mestrado apresentada à Coordenação do  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento  
às exigências para obtenção do Grau de Mestre em Sistemas  
de Energia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Benemar Alencar de Souza, D.Sc.

Iony Patriota de Siqueira, D.Sc.

Orientadores

Campina Grande – Paraíba - Brasil

Abril de 2014

# Agradecimentos

A Deus nosso criador, a ele toda honra e glória por ter me dado capacidade e vigor para trabalhar.

Agradeço aos meus pais Luiz e Nair, pela minha vida, pelo exemplo de dedicação e perseverança, pela compreensão, carinho e amor.

Aos meus irmãos Carlos Augusto, José Carlos, Carlos Nazon, Carlos Samuel, Elias, Elizeu, Luzia, Luzinete e Nadir pela amizade, pelo companheirismo, pelo apoio e confiança.

Às minhas cunhadas Naide e Naize, que tanto se revezaram para suprir minhas ausências e à Naiaranize pelas contribuições na bibliografia.

À minha querida esposa Nadja e aos nossos amados filhos Noemi, Jemima e Calebe pelo amor, pela compreensão por minhas ausências em muitos momentos de suas vidas, pelo apoio, incentivo, dedicação e carinho.

Ao professores Benemar Souza e Iony Siqueira pela orientação, pelo incentivo e confiança em mim depositada.

Aos professores da UFCG pelo incentivo e direcionamento.

A todos os colegas de mestrado e, em especial, aos linheiros: Alexandre, Leonardo, Eduardo, Ricardo e Nicodemos pelo companheirismo na jornada.

A Chesf, onde destaco algumas pessoas: À GRS aos Eng. Sérgio Figueiredo, Roberto Muricy e Manuel San Martin pela oportunidade e confiança em mim depositada; AO DML ao Eng. Osveraldo Villar pela oportunidade e confiança em mim depositada; Aos amigos do SSLS, em especial Raimundo, Nailton, Luiz Carlos, Mauro, Cleuber, Cristina, Bruno, Josué e Jurandir pelas contribuições; À DAEC aos amigos José Roberto e Aline pelo imenso apoio.

Enfim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho.

*Antonio Carlos Vieira de Souza*

# Resumo

Este trabalho visa a aplicação da metodologia Manutenção Centrada na Confiabilidade – MCC, através de um projeto piloto em uma unidade de manutenção de linhas de transmissão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf. Devido às dificuldades da eliminação dos problemas da ocupação de faixa de linhas de transmissão, o objetivo desta aplicação é reduzir os riscos de acidentes com pessoas que ocupam estas áreas através da mudança no processo da manutenção de linhas transmissão. Inicialmente é feita a apresentação dos componentes mais críticos das linhas de transmissão, sobre a ótica da segurança, e a identificação dos seus principais modos de falha, assim como, sobre as metodologias de manutenção de linhas de transmissão usadas atualmente. O processo de implantação é feito de forma sistemática e seguindo a estratégia clássica e sequenciada que é a seleção do sistema e coleta de informações, a análise de modos de falhas e efeitos, a seleção das funções significantes, e das atividades aplicáveis, a avaliação das atividades, em seguida é realizada a seleção das atividades para finalmente ser definida a periodicidade das atividades. Verifica-se a eficácia da metodologia, pois após as realização das análises necessárias, conclui-se que é necessário uma metodologia diferenciada para a manutenção de linhas de transmissão, cujas faixas de passagem foram ocupadas irregularmente, certamente a aplicação da metodologia contribuirá para o objetivo maior que é a redução dos riscos existentes nestas linhas de transmissão.

**Palavras Chaves:** Linhas de Transmissão, Manutenção Centrada na Confiabilidade, Ocupação, Favelas.

# Abstract

This work aims at applying the methodology Reliability Centered Maintenance - RCM, through a pilot project in a maintenance unit transmission lines of the Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf. Due to the difficulties of eliminating the problems of occupation range of transmission lines, the objective of this methodology is to reduce the risk of injury to persons occupying these areas through the change process in the maintenance of transmission lines. Initially the presentation of the most critical components of the transmission lines on the viewpoint of security, and identification of their major failure modes is taken as well as the methodologies for maintenance of transmission lines used today. The deployment process is done systematically and following the classic strategy and sequenced that is the selection of the system and information collection, analysis of failure modes and effects, the selection of the significant functions and activities applicable to assessment effectiveness of activities, then the selection of effective activities is made the frequency of activities to finally be set. Verifies the effectiveness of the methodology, since after the requisite tests, it is concluded that a different methodology for the maintenance of transmission lines present in areas of irregular occupation of track is required in addition to application of Reliability Centered Maintenance brings us to our goal is the reduction of existing risks in these transmission lines.

**Keywords:** Transmission Lines, Reliability Centered Maintenance, Occupation, Irregular Housing

# Lista de Figuras

Figura 2.1: Formações de favelas no NE. Fonte IBGE Censo de 2010	24
Figura 2.2: Formações de favelas em Salvador. Fonte IBGE Censo de 2010.	25
Figura 2.3 Ocupação irregular de faixa em Salvador.	25
Figura 2.4. As gerações da manutenção. Adaptado de MOUBRAY, 1992.	26
Figura 2.5 – Correlação entre modo de falha e efeito. Fonte Sakurada.	32
Figura 3.1 – Produção de energia elétrica em 2012 – Fonte ONS	40
Figura 3.2 – Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro. Fonte ONS	41
Figura 3.3 – Disposição Triangular. Fonte FUCHS, 1979.	43
Figura 3.4 – Disposição vertical. Fonte FUCHS, 1979.	44
Figura 3.5 – Disposição Horizontal. Fonte FUCHS, 1979	44
Figura 3.6. Estrutura de suspensão – Foto Chesf Luiz Carlos	46
Figura 3.7 – Estrutura de ancoragem – Foto Chesf Luiz Carlos	47
Figura 3.8 – Estrutura em ângulo (ancoragem) – Foto Chesf Luiz Carlos	48
Figura 3.9 – Estrutura em ângulo (suspensão) – Foto Chesf Luiz Carlos	48
Figura 3.10 – Estrutura de derivação – Foto Chesf Luiz Carlos	49
Figura 3.11 – Estrutura de transposição – Foto Chesf Luiz Carlos	49
Figura 3.12 – Estruturas auportante (A) e estaiada (B)	50
Figura 3.13 – Estruturas autoportantes rígidas, semirrígidas e flexíveis.	51
Figura 3.14 – Estrutura estaiada. Foto Chesf Josué Joaquim.	52
Figura 3.15 – Estrutura estaiada. Fonte FUCHS,1979.	52
Figura 3.16 – Interferência de terceiros. Foto Chesf Cleuber	54

Figura 3.17 – Vandalismo em estrutura (roubo de peças). Foto Chesf Cleuber	54
Figura 3.18 – Interferência de terceiros. Foto LIMA, 2012	55
Figura 3.19 – Perda de massa em estrutura de LT – Foto Chesf Cleuber	55
Figura 3.20 – Pé de estrutura metálica oxidada – Foto Chesf Cleuber	56
Figura 3.21 – oxidação interna de ferragens – Fonte Chesf	58
Figura 3.22 – vandalismo com roubo de ferragens – Fonte Chesf.	58
Figura 3.23 – Isoladores de suspensão. Fonte FUCHS, 1979	60
Figura 3.24 – Isolador de porcelana. Foto LIMA, 2012.	60
Figura 3.25 – Isolador de vidro. Foto Chesf Antonio Carlos.	60
Figura 3.26 – Quebra de isoladores por vandalismos. Foto Chesf Josué.	61
Figura 3.27 – Quebra de isoladores por vandalismos. Foto Chesf Josué.	62
Figura 3.28 – Cadeia de isoladores poluídas. Foto CIGRÉ 2008	62
Figura 3.29– Cadeia de isoladores poluídas por fezes de aves. Foto CIGRÉ 2008	63
Figura 3.30 Isoladores oxidados. Foto CIGRÉ 2008	64
Figura 3.31 – Isolador polimérico. Fonte BEZERRA et all, 2010	65
Figura 3.32 – Isolador polimérico agredido por aves. Foto CIGRÉ 2008	67
Figura 3.33 – Isolador polimérico com núcleo exposto. Foto CIGRÉ 2008.	68
Figura 3.34 – Isolador polimérico que sofreu arco de potência. Foto CIGRÉ 2008.	68
Figura 3.35 – Isolador polimérico contaminado por fungos. Foto CIGRÉ 2008.	68
Figura 3.36– Isolador polimérico falha de fabricação. Foto CIGRÉ 2008.	69
Figura 3.37 – Isolador polimérico falha de fabricação. Foto CIGRÉ 2008.	69
Figura 3.38– Isolador polimérico rompimento por fratura frágil. Foto CIGRÉ 2008	69
Figura 3.39 – Isolador pol rompimento por esforço mecânico.	70

Figura 3.40 – Cabos de alumínio com alma de aço. NEXANS, 2014	71
Figura 3.41 – Cabos de alumínio com alma de aço. Fonte COSTA, 2009	72
Figura 3.42 – Cadeia desatrelada por erro de montagem. Foto Chesf Nailton.	73
Figura 3.43 – Cadeia desatrelada por erro de montagem. Foto Chesf Nailton.	73
Figura 3.44 – NCT em conexão de LT. Fonte Chesf	74
Figura 3.45 – Causa da NCT em conexão de LT. Foto Chesf Josué	74
Figura 3.46 – Rompimento de cabo por descarga atmosférica. Foto Chesf Josué	74
Figura 3.47 – Rompimento de cabo por descarga atmosférica. Foto Chesf Josué	75
Figura 3.48 – Rompimento de tento por vibração eólica. Foto Chesf Cleuber	75
Figura 3.49– Rompimento de tento por vibração eólica. Foto Chesf Josué	76
Figura 3.50 – Espaçador danificado. Foto Chesf Cleuber	76
Figura 3.51 – Cabo danificado por espaçador. Foto Chesf Nailton	77
Figura 3.52 – Cabo condutor com tentos partidos. Foto Chesf Cleuber	78
Figura 3.53 – Esferas de Sinalização aérea. Foto Chesf Luiz Carlos	78
Figura 3.54 – Cabo pararraio com tento partido. Foto Chesf Josué.	78
Figura 4.1 – Determinação largura da faixa de segurança. Fonte NBR 5422	80
Figura 4.2 Determinação largura da faixa de segurança. Fonte Chesf	81
Figura 4.3 – Ocupação de faixa em cenários internacionais. Foto LIMA, 2012	84
Figura 4.4 – Ocupação de faixa em cenários internacionais. Foto LIMA, 2012	85
Figura 4.5- Invasão de Faixa de Passagem. Foto CIGRÉ.	85
Figura 4.6- Invasão de Faixa. Foto Chesf Paulo Ivo.	86
Figura 5.1 – Termovisor. Foto CIGRÉ, 2008	91
Figura 5.2 – Filmagem de UV. Foto CIGRÉ, 2008	92



Figura 5.3 – Isolômetro. Foto CIGRÉ, 2008	92
Figura 5.4 – Garfo para teste de ruído. Foto CIGRÉ, 2008	93
Figura 5.5 – Pósitron. Foto CIGRÉ, 2008	93
Figura 5.6 – Inspeção Aérea. Foto Chesf	94
Figura 6.1– Estrutura Organizacional. Adaptado de Siqueira, 2012.	98
Figura 6.2– SGQ DML/Chesf	112
Figura 6.3– Tela inicial do SIGA.	113
Figura 6.4 – apuração IEPI. Fonte SGQ/DML	116
Figura 6.5 – apuração IRIT. Fonte SGQ/DML	116

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1: distribuição da população em aglomerados subnormais fonte IBGE Censo de 2010	21
Tabela 2.2 Distribuição por cidade e UF. Fonte IBGE Censo de 2012	22
Tabela 2.3 Fonte: Sistema Gestão Integrada de Ativos/Chesf	26
Tabela 2.4 – Formulário FMEA. Fonte Siqueira	33
Tabela 2.5– Formulário FMEA Preenchido	35
Tabela 2.6 – Definição dos valores de severidade – Fonte QS 9000	36
Tabela 2.7 – Definição dos valores de ocorrência – Fonte QS 9000	37
Tabela 2.8 – Definição dos valores de detecção – Fonte QS 9000	38
Tabela 4.1– Determinação largura da faixa de segurança. Fonte Chesf	81
Tabela 5.1: Classificação das falhas. Fonte ROHRS, 2008	87
Tabela 6.1 – LT Envolvidas no estudo. Fonte SIGA – Chesf.	97
Tabela 6.2 – formulário FMEA a ser usado. Fonte Siqueira.	99
Tabela 6.3 Características da LT 04L4	102
Tabela 6.4 Características da LT 04M8	102
Tabela 6.5 Características da LT 04M9	102
Tabela 6.6 Características da LT 02J5	103
Tabela 6.7 Características da LT 02J5	103
Tabela 6.8 Características da LT 04M7	103
Tabela 6.9 – FMEA de processo de isoladores cerâmicos	104
Tabela 6.10 – FMEA de processo de isoladores poliméricos	105

Tabela 6.11 – FMEA de processo de cabos condutores	106
Tabela 6.12 – FMEA de processo de cabos pararraios	107
Tabela 6.13 – FMEA de processo de Estruturas metálicas	108
Tabela 6.14 – FMEA de processo de Estruturas de Concreto	108
Tabela 6.15 – Plano de Ação do Programa de Inspeções	109
Tabela 6.16 – Plano de ação reforços e melhorias em isoladores	110
Tabela 6.17 – Plano de ação reforços e melhorias em componentes de LT	111
Tabela 6.18 – Inspeções minuciosas SSLS 2014. Fonte SGQ/DML	114
Tabela 6.19 – Inspeções expeditas SSLS 2014. Fonte SGQ/DML	115

# Lista de Abreviaturas

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABRATE – Associação Brasileira das Empresas Transmissoras de Energia Elétrica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNB – Banco do Nordeste do Brasil

CA – Cabo de Alumínio

CAA – Cabo de Alumínio com Alma de Aço

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CIGRÉ – Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

CU – Cabo de Cobre

DML – Departamento de Manutenção de Linhas de Transmissão

DODL – Divisão de Benfeitoria e Desempenho de Linhas de Transmissão

DOML – Divisão de Metodização de Linhas de Transmissão

FMEA – Failure Mode and Effect Analysis

FMECA – Failure Modes, Effects and Criticality Analysis

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEPI – Índice de Efetividade da Programação da Inspeção

IRIT – Índice de Efetividade da Execução das Inspeções Terrestres

ISO – International Organization for Standardization

LT – Linha de Transmissão

MCC – Manutenção Centrada na Confiabilidade

NBR – Norma Brasileira

NCT – Não Conformidade Térmica

NPR – Número de Probabilidade de Risco

ONS – Operador Nacional do Sistema

ONU – Organização das Nações Unidas

OPGW – Overhead Power Ground Wire

QS – Quality Standard

RCM - Reliability-Centered Maintenance

SGQ – Sistema de Gestão da Qualidade

SIGA – Sistema Integrado de Gestão de Ativos

SIN – Sistema Integrado Nacional

SRL – Serviço Regional de Manutenção de Linhas de Transmissão

SSLS – Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão de Salvador

SUDENE – Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste

TPM – Total Productive Maintenance

UFCG – Universidade Federal de Campina Grande

# Sumário

Agradecimentos .....	3
Resumo .....	4
Abstract.....	5
Lista de Figuras .....	6
Lista de Tabelas .....	10
Lista de Abreviaturas.....	12
Capítulo 1 .....	16
Introdução.....	16
1.1 Motivação .....	16
1.2 Objetivos e Contribuições .....	18
1.3 Organização do Trabalho.....	19
Capítulo 2 .....	20
Fundamentação Teórica sobre a Moradia e a Manutenção Centrada na Confiabilidade	20
2.1 A Situação da Moradia no Brasil.....	20
2.2 A Situação da Moradia em Salvador .....	23
2.3 Histórico da Manutenção.....	26
2.5 Manutenção Centrada na Confiabilidade .....	28
2.6 Análises dos Modos de Falhas e seus Efeitos – FMEA .....	31
Capítulo 3 .....	39
Linhas de Transmissão Conceitos e Manutenção.....	39
3.1 Sistema Integrado Nacional – SIN .....	39
3.2 Linhas de Transmissão - LT .....	42
3.3 Estruturas das Linhas de Transmissão.....	42
3.4 Isoladores de Linhas de Transmissão .....	59
3.5 Cabos Condutores e seus componentes .....	70
3.6 Cabos pararraios e seus componentes .....	77
Capítulo 4 .....	79

Faixa de Segurança de Linhas de Transmissão .....	79
4.1 Definições .....	79
4.2 Legislações Aplicável.....	82
4.3 Ocupações de Faixas .....	84
Capítulo 5 .....	87
Manutenção de Linhas de Transmissão.....	87
5.1 Classificação da Manutenção de Linhas de Transmissão.....	87
5.2 Inspeção de Linhas de Transmissão .....	88
5.3 Inspeção Terrestre Visual .....	89
5.4 Inspeção Terrestre Por Instrumento.....	91
5.5 Inspeção Aérea .....	94
Capítulo 6 .....	96
Metodologia Proposta.....	96
6.1 Identificação das LT Envolvidas no Problema.....	97
6.2 Implementação da Manutenção Centrada em Confiabilidade.....	98
6.3 Plano de Implementação.....	100
6.4 Sequência de Implantação .....	102
6.5 Recursos Computacionais.....	112
6.6 Processo de Integração .....	114
Capítulo 7 .....	117
Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros .....	117
7.1 Sugestões de Trabalhos Futuros .....	119
Referências Bibliográficas.....	120
Anexo I IT XXII SNPTEE .....	123
Anexo II Certificado Autor XXII SNPTEE .....	131

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação

O crescimento desordenado das cidades, a especulação imobiliária nos grandes centros urbanos aliado aos graves problemas sociais traz um sério problema às empresas transmissoras de energia elétrica: a ocupação irregular das faixas de passagem das linhas de transmissão.

Verifica-se que a população mundial, a partir de da década de 70, principalmente nos países em desenvolvimento, tem crescido a uma taxa média de 3,8% ao ano, por vezes, em patamar inferior ao crescimento da renda *per capita* e em valores muito superiores aos da urbanização, sendo este o principal fator para um elevado *déficit* de moradia, pois enquanto 6% da população da população dos países desenvolvidos vivem em favelas, nos países em desenvolvimento, este número é elevado para 78,2% da população, fato que obriga a cerca de um bilhão de pessoas a habitarem em condições precárias de moradia (DAVIS, 2006).

A falta de moradia tem levado as populações mais pobres dos países em desenvolvimento a habitarem em locais com condições inadequadas de fornecimento de serviços públicos, água potável, saneamento básico, segurança e luz elétrica, normalmente localizadas em regiões de topografia acidentada sujeitas a inundações e próximos a descarte de lixos, que é a definição clássica do termo favela aceita pela ONU (DAVIS, 2006).

O Brasil, por ser um país de dimensões continentais, possui, segundo dados da Associação Brasileira das Empresas Transmissoras de Energia Elétrica – ABRATE, um sistema elétrico interligado por cerca de 100.000 km de linhas de transmissão, muitas destas linhas cruzando por áreas urbanas, aliado ao fato de ter a terceira maior população de moradias irregulares do planeta, conduz ao surgimento de ocupação irregular em várias das faixas de passagem de linhas transmissão.



Economistas modernos definem o desenvolvimento de um país através do consumo *per capita* de energia elétrica, assim como os índices de crescimento deste consumo, por está diretamente ligado à produção industrial e ao aumento do poder aquisitivo da população. É um raciocínio comum entre economistas que a redução do crescimento de oferta deste insumo é um freio na economia de um país. A grande necessidade e desafio da engenharia elétrica é aumentar a produção e garantir a transmissão de energia elétrica, ainda vencendo os obstáculos ambientais e sociais. (FUCHS, 1979).

Os esforços para regularização das faixas de passagem de linhas de transmissão em áreas urbanas de grande densidade demográfica apresentam alto custo financeiro para retirada de moradias através de indenizações e construções de benfeitorias, os quais demandam grande esforço político das empresas nas negociações com as comunidades.

Diante deste cenário, as áreas responsáveis pela manutenção das linhas de transmissão convivem com a necessidade de manter estes ativos, atendendo aos requisitos de disponibilidade contratados, além de garantir a segurança das pessoas que ocupam estas áreas, pois a falha em determinados componentes das linhas de transmissão localizadas nestas áreas pode ter consequências muito graves à segurança das pessoas que vivem nas faixas de passagem destes ativos.

Buscando a convivência segura entre moradores em áreas de ocupação irregular de faixas de passagens de linhas de transmissão, o estudo aplica a metodologia de manutenção centrada na confiabilidade de forma a reduzir os modos de falha que possam ocasionar acidentes pessoais graves, dentre os quais destaca-se: queda de cabos condutores ao solo, queda de cabos parraios ao solo, colapso de estruturas metálicas, choque elétricos por potencial de passo e de toque e quedas de objetos metálicos sobre pessoas ou propriedades.

## 1.2 Objetivos e Contribuições

Este trabalho aplica os conceitos de manutenção centrada na confiabilidade (MCC) com vistas a reduzir os riscos de falhas em componentes das linhas de transmissão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, localizadas nos trechos cujas faixas de passagem estão irregularmente ocupadas e até densamente povoadas.

Após o mapeamento das linhas de transmissão objetos deste estudo, os objetivos específicos são:

- Identificação dos componentes destas linhas de transmissão que apresentam maior risco em caso de falhas do ponto de vista de segurança a terceiros;
- Aplicação da metodologia de MCC de forma a reduzir os riscos de falha em componentes de linhas de transmissão que possam pôr em risco a segurança de pessoas nestas áreas;
- Desenvolvimento de novos procedimentos de manutenção em linhas de transmissão localizadas em áreas de ocupação irregular de faixa de passagem visando à segurança de pessoas que habitem em áreas de ocupação irregular de faixa de passagem de linhas de transmissão

## 1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação está organizada em sete capítulos, assim distribuídos:

- No Capítulo 2 é apresentada uma fundamentação teórica sobre a problemática da moradia do Brasil e sobre a metodologia Manutenção Centrada na Confiabilidade a ser aplicada.
- No Capítulo 3 é apresenta linhas de transmissão, seus componentes mais críticos, tendo em vista a segurança de pessoas e os defeitos mais recorrentes nestes componentes.
- No Capítulo 4 é relatado o tema sobre faixas de linhas de transmissão, tanto nos aspectos técnicos, quanto em relação a legislação vigente.
- No Capítulo 5 são descritos os processos de manutenção de linhas de transmissão aplicados pelas empresas brasileiras e em especial a Chesf.
- No Capítulo 6 estão descritos todos os passos para implementação da metodologia em um projeto piloto na Chesf.
- Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e contribuições.

## Capítulo 2

# Fundamentação Teórica sobre a Moradia e a Manutenção Centrada na Confiabilidade

## 2.1 A Situação da Moradia no Brasil

A realidade econômica e social brasileira leva o país a possuir a terceira maior população de moradores em favela, só ficando atrás de Índia e China. (DAVIS, 2006).

O IBGE, no censo de 2010, afirma que o país possui 6.329 aglomerados subnormais (assentamentos irregulares conhecidos como favelas, invasões, grotas, baixadas, comunidades, vilas, ressacas, mocambos, palafitas, entre outros) em 323 dos 5.565 municípios brasileiros, os quais concentram 6,0% da população brasileira (11.425.644 pessoas), distribuídos em 3.224.529 domicílios particulares ocupados (5,6% do total).

A Tabela 2.1 apresenta a distribuição da população residente em aglomerados subnormais no Brasil. Verifica-se que os maiores percentuais estão nas cidades de Belém, Salvador, São Luiz e Recife.

20 Regiões Metropolitanas ou Regiões Integradas de Desenvolvimento com as maiores quantidades de domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais	População residente		Proporção de pessoas residentes em aglomerados subnormais em relação à população total (%)	Domicílios ocupados		Proporção de domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais em relação ao total de domicílios particulares ocupados (%)
	Total	Em domicílios ocupados em aglomerados subnormais		Total	Em aglomerados subnormais	
RM São Paulo	19.611.862	2.162.368	11,0	6.093.873	596.479	9,8
RM Rio de Janeiro	11.793.174	1.702.073	14,4	3.909.107	520.260	13,3
RM Belém	2.097.287	1.131.268	53,9	555.985	291.771	52,5
RM Salvador	3.564.343	931.662	26,1	1.130.625	290.488	25,7
RM Recife	3.676.067	852.700	23,2	1.111.660	248.432	22,4
RM Belo Horizonte	5.392.938	489.281	9,1	1.665.673	139.780	8,4
RM Fortaleza	3.608.442	430.207	11,9	1.029.603	118.105	11,5
RM Grande São Luís	1.329.154	325.139	24,5	359.521	85.797	23,9
RM Manaus	2.102.778	315.415	15,0	531.730	77.120	14,5
RM Baixada Santista	1.657.470	297.191	17,9	528.280	83.543	15,8
RM Porto Alegre	3.934.434	242.784	6,2	1.338.771	70.373	5,3
RM Curitiba	3.159.352	181.247	5,7	1.002.737	51.923	5,2
RM Grande Vitória	1.679.716	178.209	10,6	534.045	51.527	9,6
RM Campinas	2.784.877	160.670	5,8	872.201	43.508	5,0
RIDE da Grande Teresina	1.148.734	154.386	13,4	310.578	41.116	13,2
RIDE do DF e Entorno	3.702.312	137.072	3,7	1.109.167	37.356	3,4
RM Maceió	1.153.728	121.920	10,6	333.818	34.194	10,2
RM João Pessoa	1.193.892	101.888	8,5	346.315	28.435	8,2
RM Aracajú	834.738	82.208	9,8	244.520	23.225	9,5
RM Natal	1.347.631	80.774	6,0	389.731	22.561	5,8

Tabela 2.1: distribuição da população em aglomerados subnormais fonte IBGE Censo de 2010

A tabela 2.2 estratifica este problema das moradias em aglomerados subnormais por unidade da federação.

Ainda segundo o IBGE, a Região Sudeste concentrava 49,8% dos 3,2 milhões de domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais (23,2% em São Paulo e 19,1% no Rio de Janeiro). Os estados do Nordeste tinham 28,7% do total (9,4% na Bahia e 7,9% em Pernambuco). A Região Norte possuía 14,4% (10,1% no Pará). A ocorrência era menor nas regiões Sul (5,3%) e Centro-Oeste (1,8%).

Número de aglomerados subnormais, de municípios com aglomerados subnormais e de domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais e população residente em domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais, segundo as Unidades da Federação				
Unidades da Federação	Número de aglomerados subnormais	Número de municípios com aglomerados subnormais	Número de domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais	População residente em domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais
<b>Brasil</b>	<b>6.329</b>	<b>323</b>	<b>3.224.529</b>	<b>11.425.644</b>
Rondônia	25	1	12.605	47.687
Acre	16	2	10.001	36.844
Amazonas	121	24	89.933	381.307
Roraima	3	1	303	1.157
Pará	248	13	324.596	1.267.159
Amapá	48	6	23.909	108.086
Tocantins	6	1	2.097	7.364
Maranhão	87	5	91.786	348.074
Piauí	113	1	35.127	131.451
Ceará	226	14	121.165	441.937
Rio Grande do Norte	46	2	24.165	86.718
Paraíba	90	5	36.380	130.927
Pernambuco	347	17	256.088	875.378
Alagoas	114	12	36.202	130.428
Sergipe	46	4	23.225	82.208
Bahia	280	10	302.232	970.940
Minas Gerais	372	33	171.015	598.731
Espírito Santo	163	10	70.093	243.327

Número de aglomerados subnormais, de municípios com aglomerados subnormais e de domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais e população residente em domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais, segundo as Unidades da Federação				
Unidades da Federação	Número de aglomerados subnormais	Número de municípios com aglomerados subnormais	Número de domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais	População residente em domicílios particulares ocupados em aglomerados subnormais
São Paulo	2.087	60	748.801	2.715.067
Paraná	192	13	61.807	217.233
Santa Catarina	74	15	21.769	75.737
Rio Grande do Sul	223	23	86.478	297.540
Mato Grosso do Sul	8	2	1.879	7.249
Mato Grosso	14	2	16.472	56.982
Goiás	12	4	2.431	8.823
Distrito Federal	36	1	36.504	133.556

Tabela 2.2 Distribuição por cidade e UF. Fonte IBGE Censo de 2012

## 2.2 A Situação da Moradia em Salvador

O crescimento da industrialização da cidade de Salvador, deu-se após a decadência do recôncavo e da região cacaeira, onde a potencialização deste processo, deu-se principalmente pela criação de importantes órgãos que impulsionaram o crescimento do Nordeste, como a SUDENE, O BNB, A Chesf e o Pólo Petroquímico de Camaçari, onde este crescimento econômico, fez surgir a Região Metropolitana de Salvador (RMS), e daí, também surgiram os problemas sócio econômicos decorrentes da falta de planejamento (CARVALHO, 2004).

Através da figura 2.1 verifica-se as áreas no nordeste brasileiro, onde estão as maiores concentrações de domicílios localizados em aglomerados subnormais, e um destaque especial é dado à cidade de Salvador através da figura 2.2.

O Complexo Hidro Elétrico de Paulo Afonso ampliou a oferta de energia elétrica para o consumo industrial no estado, eliminando um dos principais pontos de estrangulamento da

economia regional. As obras da primeira usina do complexo hidrelétrico foram iniciadas em 1949, após a criação efetiva da CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco, em 1948, e a entrada em operação das primeiras turbinas ocorreu em 1954, assegurando-se, a partir de então, mediante sucessivas ampliações, o abastecimento de Recife e Salvador (CARVALHO, 2004).

Devido às necessidades crescimento do sistema elétrico e políticas de expansão imobiliária, o problema agravou-se no Nordeste, e em especial, na cidade de Salvador, motivando a aplicação do estudo nas linhas de transmissão localizadas nesta capital, sob a gestão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf.



Figura 2.1: Formações de favelas no NE. Fonte IBGE Censo de 2010.





Figura 2.2: Formações de favelas em Salvador. Fonte IBGE Censo de 2010.

A figura 2.3 mostra um exemplo de ocupação irregular em faixas de passagem em linha de transmissão, localizada no bairro de Pernambués, na cidade de Salvador, onde se demonstra claramente os riscos que estas populações estão submetidas.



Figura 2.3 Ocupação irregular de faixa em Salvador. Foto Chesf - Paulo Ivo.

A tabela 2.3 relata as linhas de transmissão que cruzam as regiões em Salvador que passam por aglomerados subnormais.

LT	Km de linhas invadidas	Cidade
CAMACARI-MATATU,230 KV,C1	3,00	Salvador
CAMACARI-PITUACU,230 KV,C1	1,15	Salvador
CAMACARI-PITUACU,230 KV,C2	1,15	Salvador
COTEGIPE-MATATU,230 KV,C1	6,43	Salvador
MATATU-PITUACU,69 KV,C1	6,62	Salvador
MATATU-PITUACU,69 KV,C2	6,62	Salvador
PITUACU-COTEGIPE,69 KV,C1	1,24	Salvador

Tabela 2.3 Fonte: Sistema Gestão Integrada de Ativos/Chesf

## 2.3 Histórico da Manutenção

A história da manutenção pode ser dividida em três gerações distintas entre si: Primeira, Segunda e Terceira Geração (SIQUEIRA, 2012). A figura 2.4 apresenta uma síntese destas três gerações.

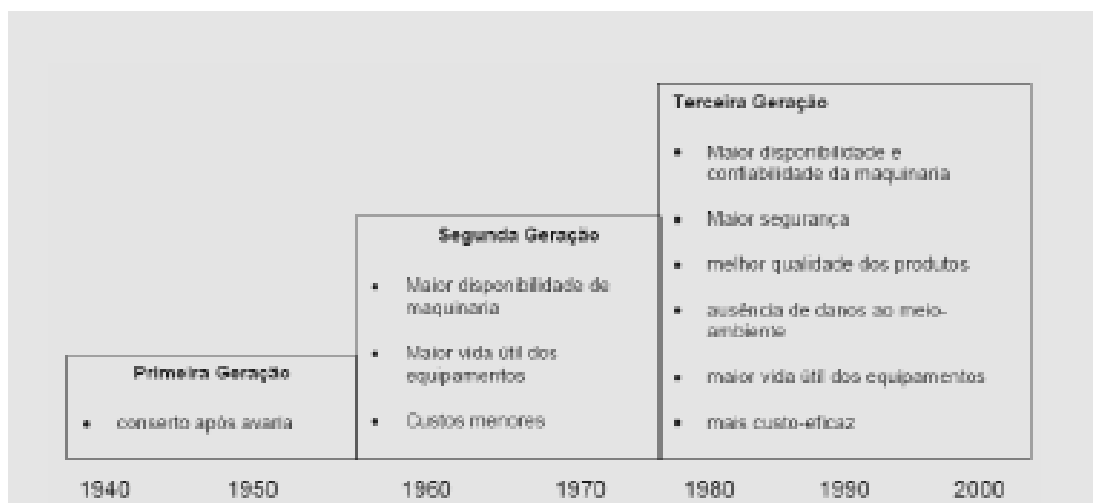


Figura 2.4. Adaptado de MOUBRAY, 1992.

## **Primeira Geração**

Compreende o período entre 1940 e 1950, coincidindo com o final da segunda guerra mundial, quando os processos industriais não possuíam significativa mecanização e eram compostos de equipamentos simples, sobre dimensionados e de fácil manutenção. Não havia planejamento de manutenção, a manutenção preventiva era limitada a limpeza e lubrificação e o gerenciamento da manutenção era focado na corretiva (SIQUEIRA, 2012).

## **Segunda Geração**

Compreende o período entre 1950 e 1975, devido a aumento da produção e maior necessidade de redução de custos com perdas de produção, coincidindo com o aumento da industrialização e redução da disponibilidade de mão de obra especializada, fez-se necessário o desenvolvimento de técnicas de manutenção preventivas. Nesta época desenvolveu-se e organizou-se a Manutenção Produtiva Total (*TPM - Total Productive Maintenance*), assim como as técnicas de Qualidade Total dos sistemas de produções japoneses, portanto, tudo isso contribuiu para as metodologias que vieram a surgir na terceira geração (SIQUEIRA, 2012).

## **Terceira Geração**

Compreende o período a partir de 1975 até os dias atuais, decorre do aperfeiçoamento da industrialização e do surgimento de processos de automação, tornado em obsoletas as técnicas de manutenção usadas nas gerações anteriores. Nesta fase a manutenção ganha importante destaque, para atender as necessidades provocadas pelo estreitamento das faixas operacionais dos equipamentos, fruto do redimensionamento dos equipamentos com vistas à redução dos custos, os quais aumentaram devido à escassez de insumos como mão de obra especializada e capital associado ao aumento da concorrência agora em escala mundial. (SIQUEIRA, 2012).

## 2.4 Classificação da Manutenção

A função manutenção pode ser classificada em: corretiva, preventiva, preditiva e proativa e detetive (SIQUEIRA, 2012).

- **Manutenção Corretiva:** Busca repor o equipamento ou sistema nas condições anteriores a um evento de quebra.
- **Manutenção Preventiva:** Busca eliminar ou reduzir a probabilidade de falha, realizando procedimentos a intervalos de tempo, ou número de operações, pré-estabelecidos.
- **Manutenção Preditiva:** Busca postergar a execução dos procedimentos de manutenção até um momento conveniente, anterior à quebra, através do monitoramento contínuo ou periódico.
- **Manutenção Proativa:** Busca eliminar a manutenção reativa. Toda falha é analisada em busca da causa raiz. A análise é utilizada na reengenharia do equipamento, removendo qualquer falha inerente.
- **Manutenção Detectiva:** Busca localizar e identificar uma falha que já ocorreu, mas que não fica evidente durante a operação normal do sistema. Esta falha oculta pode ser crítica para o sistema.

## 2.5 Manutenção Centrada na Confiabilidade

O desenvolvimento tecnológico e as mudanças sociais ocorridas a partir da segunda guerra mundial provocaram significativas mudanças no comportamento e consumo humanos originando exigências que impactaram na produção e manutenção dos sistemas industriais, fatos que motivaram o surgimento da metodologia Manutenção Centrada na Confiabilidade MCC (*RCM - Reliability-Centered Maintenance*). (SIQUEIRA, 2012).

Com o advento da automação, diversas outras áreas da sociedade passaram a depender de sistemas automáticos, o que elevou a exigência sobre a manutenção, pois falhas em equipamentos podem produzir efeitos além do que a avaliação econômica de custos pode

mensurar. Percebe-se, a partir de então, a evolução da consciência da humanidade sobre a preservação do meio ambiente, além das exigências sobre a qualidade e garantia dos produtos, fatos que motivaram o surgimento da metodologia MCC. (SIQUEIRA, 2012).

A manutenção centrada na confiabilidade – MCC teve sua origem nos Estados Unidos da América na década de 70, para atender a exigências da indústria aeronáutica, principalmente quando da entrada em produção do *Boeing 747*, que possuía níveis pioneiros de automação (SIQUEIRA, 2012).

Siqueira (2012) define que rapidamente os benefícios da MCC foram percebidos por outras áreas, como as indústrias elétrica e nuclear, assim como Moubray (1992) relata o uso da metodologia pela marinha americana desde 1978.

A MCC pode ser definida como um programa que reúne uma série de técnicas de engenharia para assegurar que um processo ou componente continue realizando as funções que a este foi determinado. Os programas de MCC têm sido reconhecidos como a forma mais eficiente de tratar as questões de manutenção, permitindo o alcance da excelência nas atividades de manutenção e garantindo a disponibilidade dos equipamentos, com redução de custos associados e acidentes, defeitos, reparos e substituições (FOGLIATTO e DUARTE, 2009).

## **As Oito Questões da Manutenção Centrada na Confiabilidade**

Segundo Moubray (1992), existem sete questões básicas a serem respondidas no emprego da metodologia MCC, sendo a oitava complementada por Siqueira (2012)

- i) Quais são as funções e os respectivos padrões de desempenho desejados para os ativos no atual contexto operacional (Funções)?
- ii) De que formas eles podem falhar e deixar de cumprir suas funções (Falhas Funcionais)?
- iii) Quais são as causas de cada falha funcional (Modos de Falha)?
- iv) O que acontece quando a falha ocorre (Efeitos da Falha)?

- v) Quais são os encargos derivados da ocorrência da falha (Consequências da Falha)?
- vi) O que deve ser feito para prever ou bloquear a falha (Tarefas Proativas e Periodicidades)?
- vii) O que deve ser feito se uma tarefa de bloqueio adequada não puder ser definida (Ações Compensatórias)?
- viii) Quais as frequências ideais das tarefas?

No capítulo 6 todas estas questões são respondidas na estratégia de implantação do processo.

## **Implementação da Manutenção Centrada na Confiabilidade**

A implementação da metodologia se dá através da adoção de uma sequência estruturada, composta de sete etapas, assim denominadas (SIQUEIRA, 2012)

- i) Seleção do Sistema e Coleta de Informações;
- ii) Análise de Modos de Falha e Efeitos;
- iii) Seleção das Funções Significantes;
- iv) Seleção de Atividades Aplicáveis;
- v) Avaliação da Efetivação das Atividades;
- vi) Seleção das Atividades Efetivas;
- vii) Definição da Periodicidade das Atividades.

No capítulo 6 todas estas questões são respondidas na estratégia de implantação do processo.

## 2.6 Análises dos Modos de Falhas e seus Efeitos – FMEA

A metodologia de Análise do Tipo e Efeito de Falha, conhecida como FMEA (do inglês *Failure Mode and Effect Analysis*), é uma ferramenta que tem por finalidade, evitar, utilizando técnicas de análise das falhas potenciais e propostas de ações de melhoria, a ocorrência de falhas no projeto do produto ou do processo. O objetivo básico desta ferramenta é reduzir a probabilidade do produto ou processo falhar durante sua operação, ou seja, busque-se aumentar a confiabilidade, que é a probabilidade de falha do produto/processo. (TOLEDO, 2006).

A norma ABNT NBR 5462, ano 1994, define FMEA como “*Método quantitativo de análise de confiabilidade que envolve o estudo dos modos de pane (falhas) que podem existir para cada subitem e a determinação dos efeitos de cada modo de pane sobre os outros subitens e sobre a função requerida do item*”.

A FMEA é uma técnica de confiabilidade que tem como objetivos: o reconhecimento e avaliação das falhas potenciais em produtos ou processos, identificar e tomar ações que possam eliminar ou reduzir a probabilidade de ocorrência destas falhas e documentar o estudo de forma a referenciar e auxiliar revisões e desenvolvimentos futuros do processo ou projeto. O FMEA pode ser classificado em FMEA de Projeto e FMEA de Processo, onde o sucesso da aplicação do FMEA está na localização temporal em que os estudos foram realizados, pois devem ser feitos antes do evento e não após a ocorrência da falha (FOGLIATTO e DUARTE, 2009).

Este estudo, devido à fase de projetos já ter sido concluída, o foco será no FMEA de processo.

Para o emprego da ferramenta é fundamental o pleno conhecimento do que é função do sistema, falha, defeito, modo de falha, criticidade, seus efeitos e causas.

O conceito de função, definido pelo dicionário *Houaiss, 2001* é “*uso a que se destina algo; utilidade, emprego, serventia*”. A função pode ser definida como a finalidade para qual o objeto foi construído. Siqueira (2012) classifica a função em: Principal, secundária, auxiliar e supérflua, assim como, define a ordem de priorização das funções em: Segurança pessoal dos

operadores e usuários, meio ambiente, operação da instalação, economia do processo e instrumentação e controle.

A NBR 5462 define defeito como “*Qualquer desvio de uma característica de um item em relação aos seus requisitos*”, classificando-os em defeitos críticos e não críticos, defeito maior e defeito menor. Falha é definida pela NBR 5462, como “*Término da capacidade de um item desempenhar a função requerida*”.

Em relação à criticidade a NBR 5462 também define as falhas como falha crítica e falha não crítica e define falha crítica como “*Falha que provavelmente resultará em condições perigosas e inseguras para pessoas, danos materiais significativos ou outras condições inaceitáveis*”. Na execução do FMEA a criticidade da falha é destacada, com o objetivo de aumentar os controles e reduzir a ocorrência destas falhas.

O modo de falha é a maneira ou a forma como o defeito se apresenta no sistema, enquanto que os efeitos do modo de falha são os resultados produzidos quando estes vêm a ocorrer, são as consequências do modo de falha. Em outras palavras, o efeito é a forma ou maneira de como o modo de falha se manifesta ou como é percebido em nível de sistema. O modo de falha ocorre internamente, em nível de componentes, subsistemas, gerando efeitos externos. Após identificação dos efeitos, segue-se a investigação do que ocorre após o modo de falha, ou seja, o que é perceptível ao cliente, ao meio ambiente ou ao sistema, conforme detalhado esquematicamente através da figura 2.5 (SAKURADA,2001).

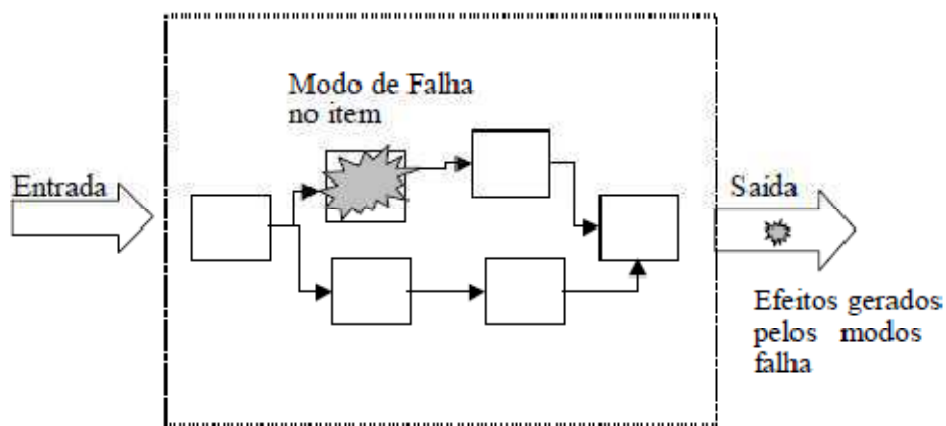


Figura 2.5 – Correlação entre modo de falha e efeito. Fonte Sakurada





de Risco – NPR, que é definido como o produtório entre (S) severidade, (O) ocorrência e (D) detecção de cada modo de falha, conforme expressão 2.2:

$$NPR = S.O.D \quad 2.2$$

Para a definição dos valores de S, O e D, deve-se recorrer aos parâmetros definidos pela norma QS 9000, encontrados nas tabelas 2.5 (S), tabela 2.6 (O) e tabela 2.7 (D), estas tabelas usam exemplos práticos para auxiliar a classificação dos modos de falha.

### **Severidade**

A severidade define o quanto catastrófico pode ser o efeito da falha, de acordo com a QS 9000, quanto maior for o valor da severidade descrito na tabela 2.6, mais danoso é o efeito da falha.

### **Ocorrência**

A ocorrência define a probabilidade de falhas de um determinado componente do sistema, neste caso a QS 9000 usa a taxa de falhas possíveis por número de peças para ajudar na classificação, sua graduação está descrita na tabela 2.7 e quanto maior esta probabilidade, maior será o número de O.

### **Detecção**

A detecção gradua o nível de dificuldade para encontrar defeitos, que podem levar o sistema à falha, neste caso a QS 9000 atribui os maiores valores aos casos com maior dificuldade de detecção e menor valor aos casos com mais perceptíveis, conforme detalhado na tabela 2.8, neste caso o uso de equipamentos no processo de inspeção, reduz os valores de D.

Após a realização do FMEA e a tomada das ações previstas, deve-se recalcular o novo NPR e verificar a razoabilidade da redução deste valor, o capítulo 6 trata da estratégia de implementação onde serão detalhadas as sequências do processo.

FMEA de Processo - Estruturas de Concreto												
Função	Modo de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	Severidade	Causas Potenciais das Falhas	Ocorrência	Detecção	NPR	Ações Recomendadas	Resultados das Ações Recomendadas			
									Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
Sustentação mecânica de todos os componentes da torre	Não sustentar	Queda de acessórios ou cabos condutores ou parrariais ao solo, ou sobre estruturas, danos materiais e pessoais	9	Oxidação de ferragens da estrutura e de sustentações de componentes	3	2	54	Inspeção Terrestre Visual	9	2	1	18
								Inspeção Analítica no sistema de aterramento de cadeias	9	2	1	18
								Inspeção Aérea Visual	9	2	1	18
				Oxidação de Conjuntos de Estaiamentos	3	2	54	Inspeção Terrestre Visual	9	2	1	18
				Vandalismo Roubo de peças	2	4	72	Inspeção Aérea Visual	9	2	3	54
				Ações de terceiros	2	3	54	Inspeção Aérea Visual	9	2	1	18
					3	4	108	Inspeção Terrestre Visual	9	1	1	9

Tabela 2.5– Formulário FMEA Preenchido

<b>Efeito</b>	<b>Característica</b>	<b>Consequências</b>	<b>Índice de Severidade</b>
Perigoso sem aviso prévio	Índice de severidade muito alto quando o modo de falha potencial afeta a segurança na operação do veículo e/ou envolve não-conformidade com a legislação governamental sem aviso prévio.	Ou pode pôr em perigo o operador (máquina ou montagem) sem aviso prévio.	10
Perigoso com aviso prévio	Índice de severidade muito alto quando o modo de falha potencial afeta a segurança na operação do veículo e/ou envolve não-conformidade com a legislação governamental com aviso prévio.	Ou pode pôr em perigo o operador (máquina ou montagem) com aviso prévio.	9
Muito alto	Veículo/Item inoperável (perda das funções primárias).	Ou 100% dos produtos podem ter que ser sucateados, ou o veículo/item reparado no departamento de reparo com um tempo de reparo maior que uma hora.	8
Alto	Veículo/Item operável, mas com níveis de desempenho reduzido. Cliente muito insatisfeito.	Ou os produtos podem ter que ser selecionados e uma parte (menor que 100%) sucateada, ou o veículo/item reparado no departamento de reparo com um tempo de reparo entre 0,5 hora e 1 hora.	7
Moderado	Veículo/item operável, mas item(s) de Conforto/Conveniência inoperável(is). Cliente insatisfeito.	Ou uma parte (menor que 100%) dos produtos podem ter que ser sucateados sem seleção, ou o veículo/item reparado no departamento de reparo com um tempo de reparo menor que 0,5 hora.	6
Baixo	Veículo/item operável, mas item(s) de Conforto/Conveniência operável(is) com níveis de desempenho reduzidos.	Ou 100% dos produtos podem ter que ser retrabalhados, ou veículo/item reparado fora da linha mas não vai para o departamento de reparo.	5
Muito baixo	Itens de Ajuste, Acabamento/Chiado e Barulho não-conformes. Defeito notado pela maioria dos clientes (mais que 75%).	Ou os produtos podem ter que ser selecionados, sem sucateamento, e uma parte (menor que 100%) ser retrabalhada.	4
Menor	Itens de ajuste, Acabamento/Chiado e Barulho não-conformes. Defeito evidenciado por 50% dos clientes.	Ou uma parte (menor que 100%) dos produtos podem ter que ser retrabalhados, sem sucateamento, na linha mas fora da estação.	3
Muito menor	Itens de Ajuste, Acabamento/Chiado e Barulho não-conformes. Defeito evidenciado por clientes acurados (menos que 25%).	Ou uma parte (menor que 100%) dos produtos podem ter que ser retrabalhados, sem sucateamento, na linha e dentro da estação.	2
Nenhum	Sem efeito identificado.	Ou pequena inconveniência no operador ou na operação, ou sem efeito.	1

Tabela 2.6 – Definição dos valores de severidade – Fonte QS 9000

<b>Probabilidade de Falha</b>	<b>Taxas de falha possíveis</b>	<b>Índice de Ocorrência</b>
<b>Muito Alta:</b> Falhas Persistentes	100 por mil peças	10
	50 por mil peças	9
<b>Alta:</b> Falhas frequentes	20 por mil peças	8
	10 por mil peças	7
<b>Moderada:</b> Falhas ocasionais	5 por mil peças	6
	2 por mil peças	5
	1 por mil peças	4
<b>Baixa:</b> Relativamente poucas falhas	0,5 por mil peças	3
	0,1 por mil peças	2
<b>Remota:</b> Falha é improvável	0,01 por mil peças	1

Tabela 2.7 – Definição dos valores de ocorrência – Fonte QS 9000

<b>Detecção</b>	<b>Critério</b>	<b>Faixas Sugeridas dos Métodos de Detecção</b>	<b>Índice de Detecção</b>
Quase impossível	Certeza absoluta da não detecção.	Não pode detectar ou não é verificado.	10
Muito remota	Controles provavelmente não irão detectar.	Controle é alcançado somente com verificação aleatória ou indireta.	9
Remota	Controles têm pouca chance de detecção.	Controle é alcançado somente com inspeção visual.	8
Muito Baixa	Controles têm pouca chance de detecção.	Controle é alcançado somente com dupla inspeção visual.	7
Baixa	Controles podem detectar.	Controle é alcançado com métodos gráficos, tais como CEP (Controle Estatístico do Processo).	6
Moderada	Controles podem detectar.	Controle é baseado em medições por variáveis depois que as peças deixam a estação, ou em medições do tipo passa/não-passa feitas em 100% das peças depois que deixam a estação.	5
Moderadamente alta	Controles têm boas chances para detectar.	Detecção de erros em operações subsequentes, OU medições feitas na preparação de máquina e na verificação da primeira peça (somente para casos de preparação de máquina).	4
Alta	Controles têm boas chances para detectar.	Detecção de erros na estação, ou em operações subsequentes por múltiplos níveis de aceitação: fornecer, selecionar, instalar, verificar. Não pode aceitar peça discrepante.	3
Muito alta	Controles quase certamente detectarão.	Detecção de erros na estação (medição automática com dispositivo de parada automática). Não pode passar peça discrepante.	2
Quase certamente	Controles certamente detectarão.	Peças discrepantes não podem ser feitas porque o item foi feito a prova de erros pelo projeto do processo/produto.	1

Tabela 2.8 – Definição dos valores de detecção – Fonte QS 9000

## Capítulo 3

# Linhas de Transmissão Conceitos e Manutenção

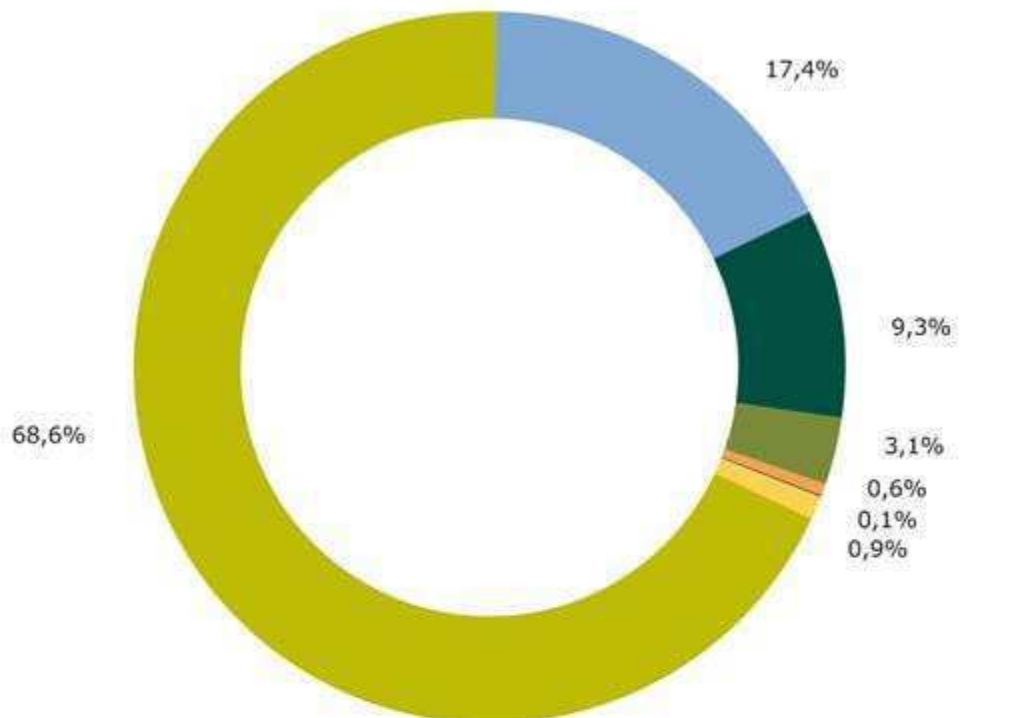
### 3.1 Sistema Integrado Nacional – SIN

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS o SIN possui tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

#### **Geração de Energia Elétrica no Brasil**

Segundo o ONS o SIN possui um parque de geração com uma potência total instalada de 106.441,4 MW, que permitiu a geração de 513.184,5 GWh em 2012, onde a produção de 68,6% desta energia foi realizada a partir de usinas hidroelétricas, conforme detalhado na figura 3.1, devido ao grande potencial que hidrelétrico brasileiro.

## Produção e Exportação Verificada em 2012



<span style="color: #92d050;">●</span> Hidro Nacional	351.899,1 GWh	68,6%	Toda a produção hidrelétrica (dependente das condições hidrológicas e das políticas de otimização eletroenergética)
<span style="color: #6495ed;">●</span> Hidro Itaipu	89.205,0 GWh	17,4%	
<b>86,0%</b>			
<span style="color: #006400;">●</span> Térmica Convencional	47.686,7 GWh	9,3%	
<span style="color: #6aa84f;">●</span> Termonuclear	16.038,5 GWh	3,1%	
<b>14,0%</b>			
<span style="color: #ffa500;">●</span> Eólica	3.197,0 GWh	0,6%	
<span style="color: #ffa500;">●</span> Biomassa	697,0 GWh	0,1%	
<span style="color: #00008b;">●</span> Outros	4.461,2 GWh	0,9%	
<b>Total</b>	<b>513.184,5 GWh</b>	<b>100,0%</b>	
<b>Exportação</b>	<b>467,1 GWh</b>	<b>0,09%</b>	

(Intercâmbio líquido: Argentina, Uruguai e Paraguai)

Os valores de Produção e Exportação Verificada de energia referem-se à totalidade das usinas Tipo I e Tipo II A (despachadas e supervisionadas pelo ONS) e a uma parcela das usinas Tipo II B, correspondendo a uma potência total instalada de 106.441,4 MW.

Figura 3.1 – Produção de energia elétrica em 2012 – Fonte ON



## Transmissão de Energia Elétrica

O sistema elétrico brasileiro, por ser constituído de geração predominantemente hidro elétrica, contém em sua maioria, grandes blocos de geração de energia elétrica afastados dos centros consumidores, sendo necessária uma extensa malha de linhas de transmissão para atender esta configuração.

Por esta razão faz-se necessária a integração de todo este sistema, através de mais de 100.000 km de linhas de transmissão, com tensões iguais ou superiores a 230kV, segundo dados da ABRATE e detalhado na figura 3.2.

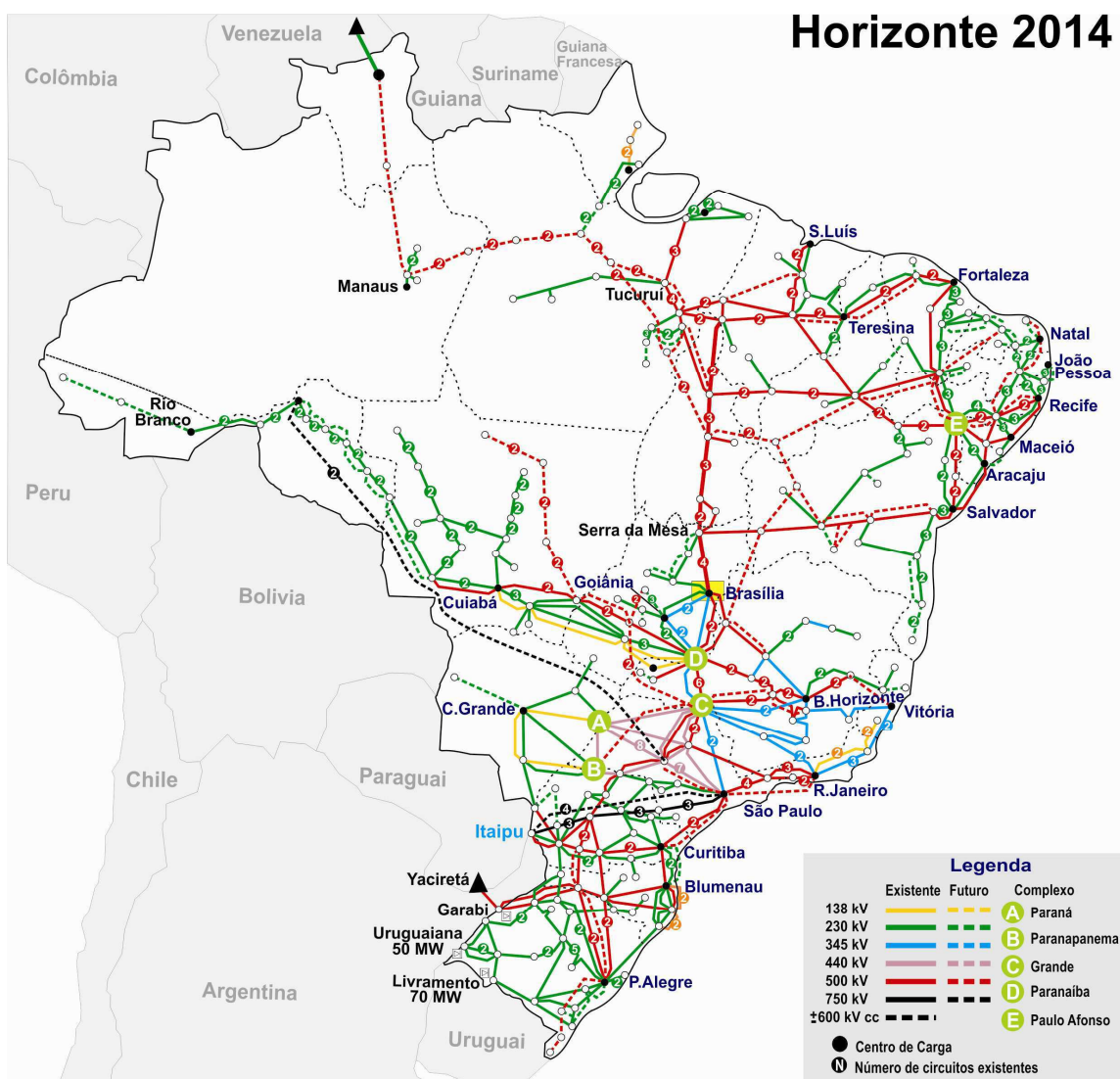


Figura 3.2 – Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro. Fonte ONS

## 3.2 Linhas de Transmissão - LT

As linhas de transmissão de energia elétrica são aquelas que operam com maior nível de tensão no sistema e são responsáveis pelo transporte de energia dos centros de produção aos centros de consumo, assim como a interligação entre sistemas isolados. As linhas de transmissão em geral terminam nas subestações abaixadoras regionais, onde inicia-se o processo de distribuição, ou subtransmissão. A depender das características do sistema as linhas de transmissão podem ter dois ou mais níveis de tensão neste sistema. (FUCHS, 1979).

O desempenho elétrico de uma linha de transmissão depende, de forma quase que exclusiva, de sua geometria, e essa de suas características físicas, daí a necessidade do conhecimento dos componentes de uma linha de transmissão. (FUCHS, 1979).

A seguir destacam-se os principais componentes para a garantia da continuidade da linha de transmissão, assim como a manutenção da segurança da faixa de segurança deste ativo do sistema elétrico.

## 3.3 Estruturas das Linhas de Transmissão

No século XX surgiram as primeiras linhas de transmissão de energia elétrica. Verifica-se que à medida em que aumentaram as distâncias entre os centros de carga e a geração, exigiu-se o aumento dos níveis de tensão e de potência a serem transportados pelas linhas de transmissão. As estruturas são parte importantes deste processo e em geral são construídas em concreto para tensões até 69kV ou aço para tensões superiores a este valor. (GONTIJO, 1994).

As estruturas constituem os elementos de sustentação dos cabos das linhas de transmissão, onde estes pontos são definidos em função dos cabos condutores e pararraios a serem suportados. Suas formas e dimensões são estabelecidas a partir de vários fatores, entre os quais destacam-se (FUCHS e ALMEIDA, 1982):

- Disposição dos condutores;
- Distância entre condutores;
- Dimensões e formas de isolamentos;

- Flechas dos condutores;
- Distâncias de segurança;
- Função mecânica;
- Forma de resistir;
- Materiais estruturais;
- Número de circuitos, etc.

**Disposição dos condutores:** A disposição dos condutores em linhas trifásicas se dá de 3 formas: Triangular (figura 3.3), horizontal (figura 3.4) e vertical (figura 3.5). (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

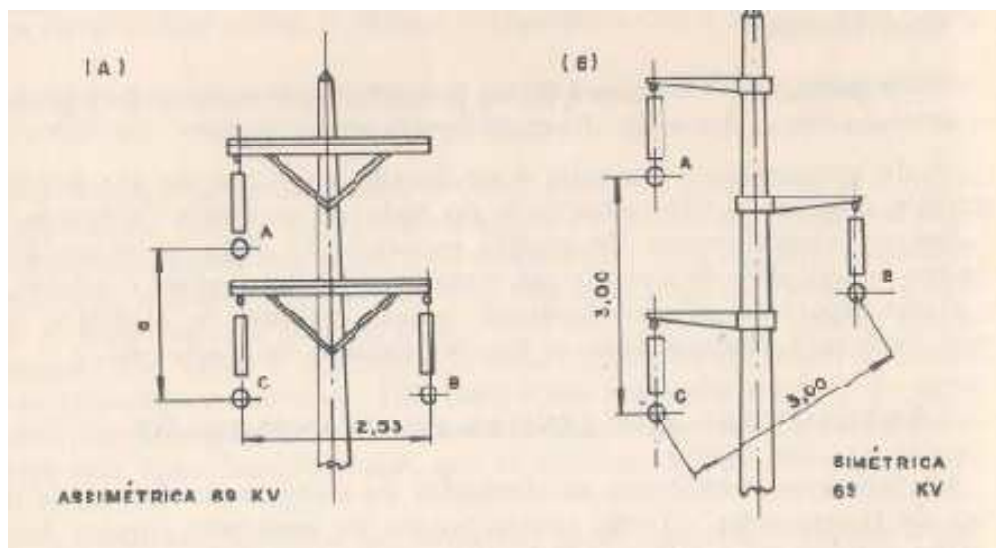


Figura 3.3 – Disposição Triangular. Fonte FUCHS, 1979.

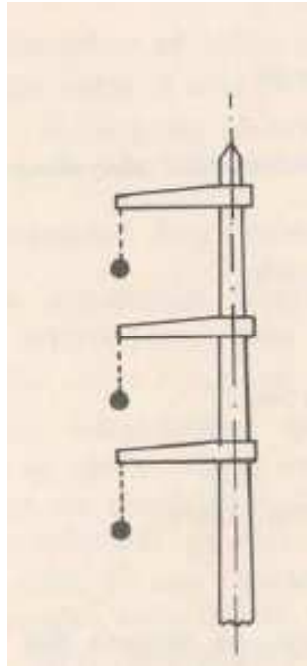


Figura 3.4 – Disposição vertical. Fonte FUCHS, 1979

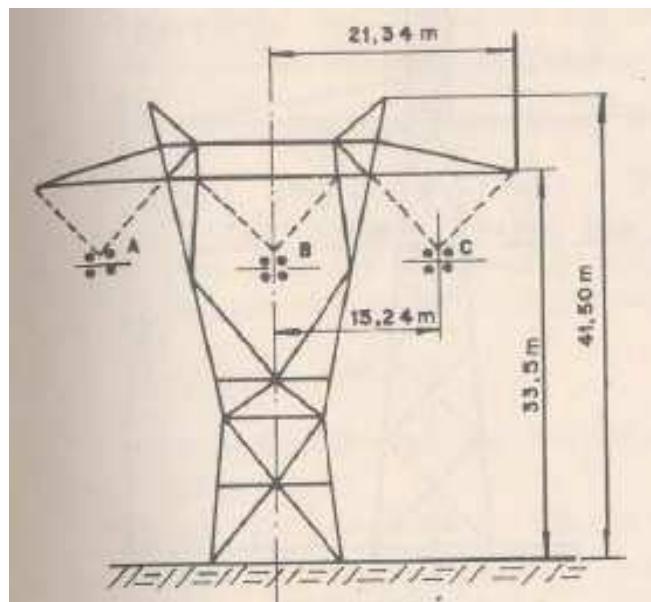


Figura 3.5 – Disposição Horizontal. Fonte FUCHS, 1979

**Distância entre condutores, dimensões e formas de isolamentos, flechas dos condutores e distâncias de segurança:** As principais dimensões das estruturas são determinadas principalmente pela tensão nominal e sobretensões previstas, sendo fatores secundários as flechas, as formas de sustentação e as dimensões dos condutores, para a partir daí serem definidas as distâncias entre condutores, as dimensões e formas de isolamentos e as distâncias de segurança. Todos esses elementos são tratados no Brasil normativamente pela Associação Brasileira de Normas técnicas – ABNT. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

## **Funções Mecânicas das Estruturas nas Linhas**

As cargas atuantes nas estruturas de linhas de transmissão, bem como suas hipóteses a serem consideradas nos projetos são: as cargas verticais, as cargas horizontais transversais e as cargas horizontais longitudinais. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As cargas verticais são devido às componentes verticais dos esforços de tração dos cabos condutores e pararraios, o peso dos acessórios de fixação dos cabos (ferragens e acessórios), o peso próprio do suporte e cargas eventuais, por exemplo estaiamento, além da sobrecarga de montagem. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As cargas horizontais transversais são devido às ações do vento sobre cabos e seus acessórios, sobre o suporte na direção normal ao eixo da linha, componentes horizontais, transversais dos esforços de tração dos cabos e eventuais esforços horizontais causados pelo estaiamento (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As cargas horizontais longitudinais são devido às componentes horizontais dos esforços dos cabos e eventuais esforços causados pelo estaiamento, na direção do eixo da linha. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

Todas as cargas citadas acima são consideradas normais, porém devem ser consideradas cargas excepcionais, para as quais as estruturas devem estar preparadas, como por exemplo o rompimento de um cabo. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

Além da função geral de suportar os cabos condutores, as estruturas de linhas de transmissão também possuem uma função que é marcante em seu dimensionamento e estão relacionadas

ao tipo de carga que devem suportar. Estas características definem as estruturas como sendo de suspensão ou ancoragem. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

Quanto à função, as estruturas ainda podem ser classificadas em estruturas de suspensão, estrutura em ângulo, estrutura de ancoragem, estrutura em derivação e estrutura de transposição, conforme a seguir. (GONTIJO, 1994).

## Estrutura de Suspensão

São dimensionadas para suportar cargas normais verticais devido ao peso do conjunto, as cargas normais horizontais transversais, em função da atuação de forças dos ventos sobre os cabos e as estruturas, além de suportar a ação do vento do vento no sentido longitudinal. Estas estruturas também são dimensionadas para resistir esforços excepcionais e esforços horizontais transversais, resultantes de componentes longitudinais em função de esforços de tração de cabos em ângulos pequenos, normalmente inferiores a  $5^{\circ}$  (cinco graus). (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

Estas estruturas são normalmente as mais usadas nas linhas de transmissão, com a principal função de sustentação de cabos em alinhamento reto. (GONTIJO, 1994).



Figura 3.6 Estrutura de suspensão – Foto Chesf Luiz Carlos

## Estruturas de Ancoragem

Existem dois tipos de estruturas de ancoragem: ancoragem total e ancoragem parcial. As ancoragens totais ou de “*fim de linha*” são usadas para suportar cargas normais e excepcionais unilateralmente, sendo as estruturas mais reforçadas da linha de transmissão. A ancoragem intermediária ou parcial é colocada entre estruturas de suspensão, servindo normalmente como pontos de tensionamento. Geralmente são menos reforçadas que as ancoragens totais e resistem aos esforços normais de tração vertical nas condições normais de operação, assim como às cargas verticais excepcionais. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As ancoragens intermediárias, por serem menos reforçadas que as totais, também funcionam como elo mais fraco da corrente, evitando o efeito cascata, em caso de quedas de estruturas ao longo da linha de transmissão. (GONTIJO, 1994).



Figura 3.7 – Estrutura de ancoragem – Foto Chesf Luiz Carlos

## Estruturas em Ângulo

Utilizadas em locais onde existe a necessidade de mudança de direção da linha de transmissão. (GONTIJO, 1994).

Estas estruturas são dimensionadas para resistir aos esforços normais, inclusive nestes, os esforços horizontais, causados pela presença de ângulos, também resistem às cargas excepcionais. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As estruturas em ângulos podem ser de ancoragem (figura 3.8) ou suspensão (figura 3.9).



Figura 3.8 – Estrutura em ângulo (ancoragem) – Foto Chesf Luiz Carlos



Figura 3.9 – Estrutura em ângulo (suspensão) – Foto Chesf Luiz Carlos



## Estruturas de Derivação

Utilizada para fazer uma derivação em uma linha de transmissão sem a necessidade de interrupção ou seccionamento neste ponto. (FUCHS, 1982).



Figura 3.10 – Estrutura de derivação – Foto Chesf Luiz Carlos

## Estrutura de Transposição

Devido as necessidades de manter a simetria elétrica de uma linha de transmissão, usam-se estruturas especiais para a realização de rotação ou transposição de fase. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).



Figura 3.11 – Estrutura de transposição – Foto Chesf Luiz Carlos

## Forma de Resistir das Estruturas de Linhas de Transmissão

Uma estrutura de linha de transmissão pode ser considerada como uma viga vertical engastada ao solo sofrendo solicitações nos sentidos axial vertical, horizontal transversal e horizontal longitudinal, onde as cargas verticais e horizontais transversais estão concentradas na parte superior desta estrutura. As cargas mais importantes no dimensionamento desta estrutura são as cargas horizontais, pois provocam momentos elevados no engastamento, em função disso, as estruturas são classificadas em dois grandes grupos: estruturas autoportantes (figura 3.12 A) e estruturas estaiadas (figura 3.12 B). (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

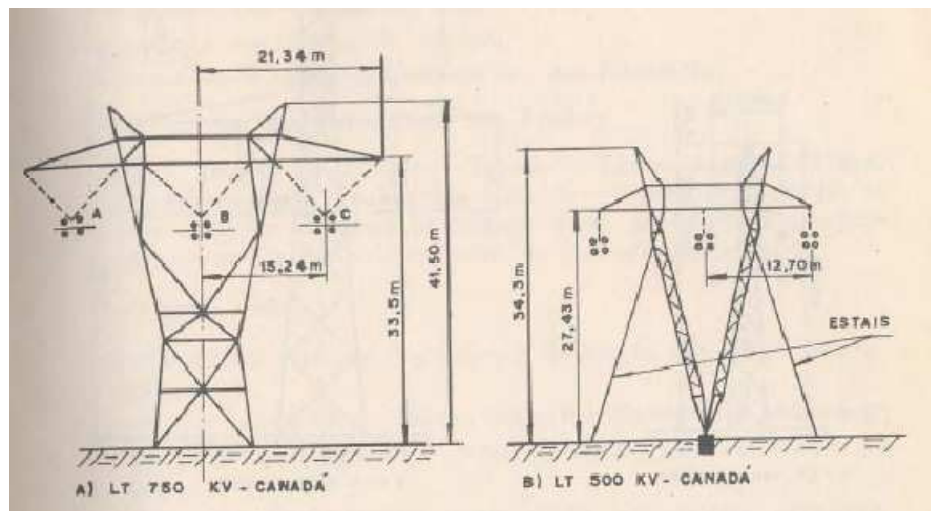


Figura 3.12 – Estruturas autoportante (A) e estaiada (B)

### Estruturas Autoportantes

São estruturas que transmitem todos os esforços diretamente para as suas fundações, apresentando comportamento semelhante a vigas engastadas, onde os momentos fletores são elevados junto à linha do solo. As estruturas autoportantes podem ser: rígidas, semirrígidas e flexíveis. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

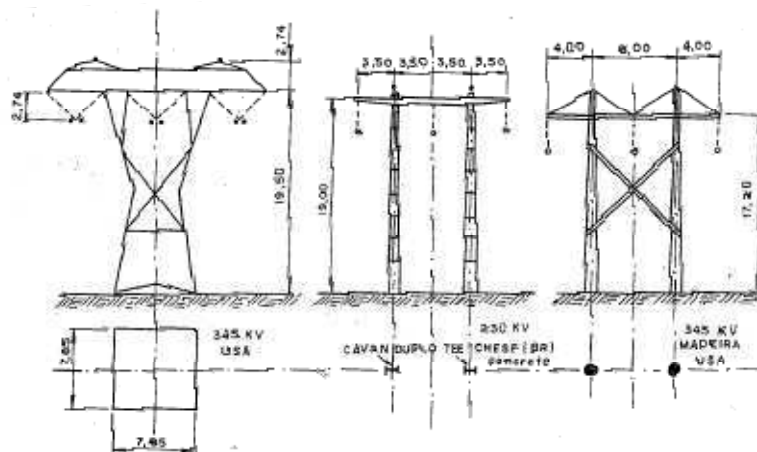


Figura 3.13 – Estruturas autoportantes rígidas, semirrígidas e flexíveis. Fonte FUCHS, 1979

As estruturas rígidas são dimensionadas para suportar esforços normais e sobrecargas sem causar deformações elásticas perceptíveis, e às cargas excepcionais sem causar deformações elásticas importantes; possuem aspecto geral simétrico, tanto longitudinal, quanto transversal. Apresentam grandes dimensões e são construídas em estruturas metálicas treliçadas. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As estruturas semirrígidas ou mistas são rígidas apenas em uma direção e flexíveis em outra, possuem aspecto assimétrico, com dimensões maiores na direção em que são rígidas e menores na direção na outra. Um exemplo deste tipo de estrutura são pórticos contraentados ou rígidos. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As estruturas flexíveis resistem apenas às cargas normais sem apresentar deformações perceptíveis, porém no caso de esforços excepcionais, apresentam deformações elásticas consideráveis. Apresentam simetria em ambos os lados são caracterizadas pela sua esbelteza. Um exemplo típico destas estruturas são os postes simples e os pórticos articulados. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

## Estruturas Estaiadas

As estruturas estaiadas são estruturas flexíveis ou mistas que são enrijecidas com o auxílio de estais ou tirantes. Os tirantes têm a função de absorver parte dos esforços horizontais e transmiti-los ao solo por fundações específicas (âncoras). (FUCHS,1979).



Figura 3.14 – Estrutura estaiada. Foto Chesf Josué Joaquim.

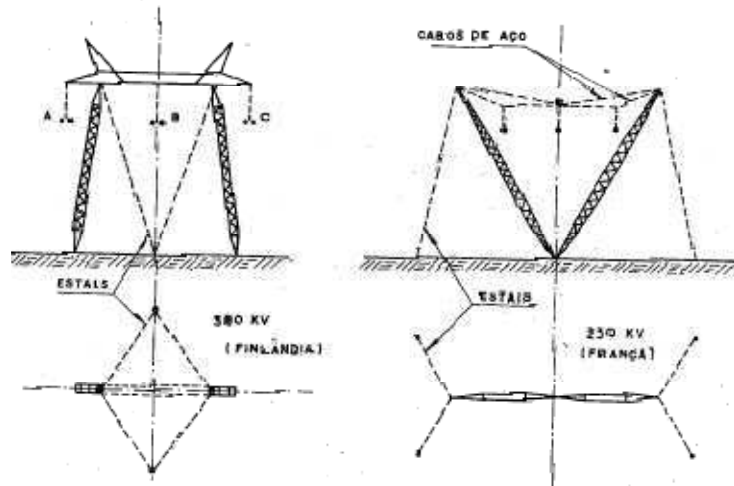


Figura 3.15 – Estrutura estaiada. Fonte FUCHS,1979.

## **Materiais Empregados**

Os materiais mais usados na fabricação de estruturas das linhas de transmissão são a madeira, o concreto e os metais. Ainda podem existir outras soluções mistas ou resinas armadas como epóxi e fibra de vidro. O tipo de material define as formas construtivas de cada estrutura. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As estruturas das linhas de transmissão que compõem este estudo são construídas com metais ou concreto, por esta razão são detalhados estes dois tipos de estruturas.

## **Estruturas Metálicas**

As estruturas metálicas têm sido as mais utilizadas para a construção de linhas de transmissão, dada a sua arquitetura padronizada e facilidade de transporte e montagem, tornando-se a solução mais econômica para o transporte de energia em grande distancias. (GONTIJO, 1994).

As estruturas metálicas normalmente são construídas em aço carbono, que podem ser normais ou de alta resistência, com formatos perfilados ou em tubos. Devido às intempéries que estas estruturas estão expostas, faz-se necessária a sua proteção contra a oxidação, sendo a zincagem a quente forma mais utilizada, pois permite um tempo médio de ausência de manutenção de até 25 anos. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

As principais causas de defeitos em estruturas metálicas são a oxidação, ações do ventos, interferência de terceiros e vandalismos (roubo de peças).

As ocupações irregulares de faixas de linhas de transmissão, são responsáveis por interferências nas estruturas (construções irregulares), como por exemplo na figura 3.16 e vandalismos (roubo de peças), como por exemplo nas figura 3.17 e 3.18.



Figura 3.16 – Interferência de terceiros. Foto Chesf Cleuber



Figura 3.17 – Vandalismo em estrutura (roubo de peças). Foto Chesf Cleuber





Figura 3.18 – Interferência de terceiros. Foto LIMA, 2012

Um problema recorrente para a manutenção de linhas de transmissão é a corrosão de estruturas metálicas, principalmente em atmosferas com alta umidade relativa do ar, chuvas, ventos e presença de substâncias poluentes como na cidade de Salvador, provocando acentuadas corrosões e conseqüente perda de massa, como por exemplo apresentado na figura 3.19.



Figura 3.19 – Perda de massa em estrutura de LT – Foto Chesf Cleuber

A presença de ocupação irregular nas faixas de LT dificulta o acesso das equipes de manutenção de linhas de transmissão, impedindo a realização de manutenção preventiva, além de prejudicar as drenagens superficiais. Isto pode provocar a retenção de umidade, e dessa forma, propicia o surgimento de oxidação em pés de estruturas metálicas. (LIMA,2012.)



Figura 3.20 – Pé de estrutura metálica oxidada – Foto Chesf Cleuber.

A manutenção de estruturas metálicas é feita através de tratamento anticorrosivo, com aplicação de camadas de tintas específicas, no caso de perda de galvanização e no caso de perda acentuada de massa, faz-se necessária a substituição das peças oxidadas. A detecção do processo corrosivo é feita através de inspeções técnicas, que podem ser visuais, com ou sem o auxílio de binóculos, telescópios, câmeras fotográficas ou filmadoras. (CIGRE,2008).



## Estruturas de Concreto

As estruturas de concreto sempre foram mais empregadas na Europa, com emprego no Brasil em sua maioria nos sistemas de distribuição, só havendo aumento do uso na transmissão a partir de 1940. Destacam-se os seguintes fatores, que permitiram a redução de custo, proporcionando este aumento do uso (FUCHS e ALMEIDA, 1982):

- Melhorias no processo e na tecnologia construtiva do concreto;
- Introdução de aço carbono de alto ponto de escoamento, permitindo a redução na dimensão das peças;
- Maior durabilidade do concreto e redução da manutenção;
- Melhoria no processo de manejo e montagem;
- Montagem relativamente simples.

O que mais dificulta o emprego deste tipo de estrutura é a montagem em campo, devido a dificuldades do processo de transporte, principalmente em terrenos acidentados e de difícil acesso. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

Na maioria das aplicações, as estruturas de concreto podem ser mais vantajosas economicamente, mesmo em tensões elevadas, neste caso a CHESF possui exemplos de linhas de transmissão, operando em 230 kV e 500kV com estruturas de concreto. (FUCHS e ALMEIDA, 1982).

Para a manutenção os principais problemas são a oxidação das estruturas de aço da armação interna (figura 3.21) e vandalismos (figura 3.22), onde o processo de detecção tal qual em estruturas metálicas é através de inspeção. Já o reparo da oxidação é feito com o tratamento destas ferragens e no caso de vandalismo, faz-se a recuperação do concreto.



Figura 3.21 – oxidação interna de ferragens – Fonte Chesf.



Figura 3.22 – vandalismo com roubo de ferragens – Fonte Chesf.

### 3.4 Isoladores de Linhas de Transmissão

Os isoladores são os componentes das linhas de transmissão responsáveis pelo isolamento e sustentação mecânica dos cabos condutores, por esta razão, devem suportar os esforços mecânicos e elétricos inerentes à suas funções em linhas de transmissão. (FUCHS, 1979).

O isolador é um componente do sistema de isolamento da linha de transmissão e a NBR 5032 define cadeia de isolador como *“um ou mais elementos conectados em cadeia, com a finalidade de suportar, de modo flexível, condutores de linhas aéreas e submetidos principalmente a esforços de tração”*.

Os tipos mais usados de isoladores em linhas de transmissão são os isoladores de suspensão de vidro ou porcelana e os isoladores poliméricos.

Os isoladores de suspensão (figura 2.23) são a parte mais vulnerável da cadeia, pois estão submetidos aos seguintes esforços (PAVLIK, 1989):

- Cargas mecânicas devido à pressão do vento e mudança de temperatura;
- Solicitações elétricas por surtos de sobtensões, distribuição do potencial, devido à disposição dos isoladores e poluição; correntes de fuga;
- Sobreaquecimento causados no entorno;
- Esforços térmicos causados por mudança de temperatura;
- Ruptura de isoladores por atos de vandalismo.

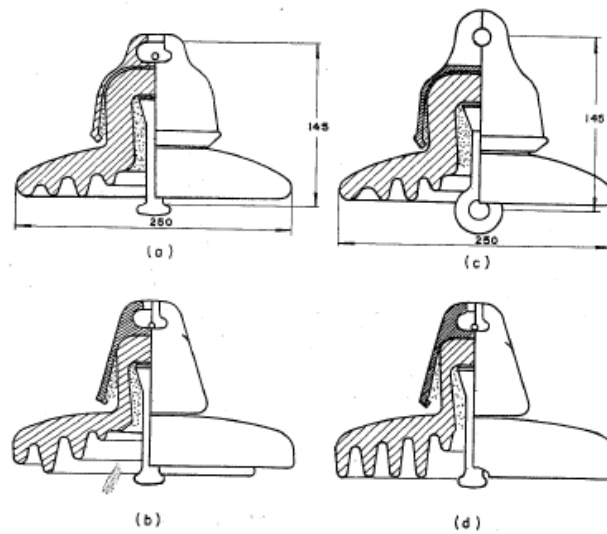


Figura 3.23 – Isoladores de suspensão. Fonte FUCHS, 1979

Os isoladores de suspensão podem ter suas partes isolantes construídas em vidro ou porcelana e o seu uso vai depender das necessidades da região em que estiver sendo empregado. (FUCHS, 1979)

Os isoladores de suspensão de porcelana, ver figura 3.24, são construídos com material de baixa porosidade e isento de bolhas de ar e impurezas, sendo externamente vitrificados com a finalidade de garantir a hidrofobicidade do isolante. Apresentam alta resistência mecânica a impactos e possuem rigidez dielétrica da ordem 6 a 6,5kV/mm. (FUCHS, 1979)



Figura 3.24 – Cadeia de isoladores de porcelana. Foto LIMA, 2012.

Os isoladores de suspensão de vidro, ver figura 3.25 são produzidos com vidros temperados, possuindo uma rigidez dielétrica de 14kV/mm, bem superior aos de porcelana, além de apresentar a mesma resistência mecânica. O inconveniente deste tipo isolador é apresentar baixa resistência a impactos, o que o torna mais vulnerável a atos de vandalismo.



Figura 3.25 – Isolador de vidro. Foto Chesf Antonio Carlos.

Para a manutenção os principais problemas destes tipos de isoladores são a oxidação dos pinos de sustentação, quebras por ações de vandalismo e poluição, quer por efeitos ambientais ou ações de animais. (CIGRÉ, 2008.)

Danos por vandalismo em isoladores de vidro estão ilustrados nas figura 3.26 e 3.27, as figuras 3.28 e 3.29 apresentam isoladores poluídos e a figura 3.30 mostra isoladores oxidados em diversos estágios de corrosão.

As empresas transmissoras de energia elétrica possuem seus programas para prevenir ocorrências envolvendo isoladores, sendo os mais importantes os de inspeções periódicas, usando, sempre que aplicável e possível, tecnologias desenvolvidas para facilitar estas inspeções. (CIGRÉ, 2008.)



Figura 3.26 – Quebra de isoladores por vandalismos. Foto Chesf Josué.



Figura 3.27 – Quebra de isoladores por vandalismos. Foto Chesf Josué.



Figura 3.28 – Cadeia de isoladores poluídas. Foto CIGRÉ 2008



Figura 3.29– Cadeia de isoladores poluídas por fezes de aves. Foto CIGRÉ 2008



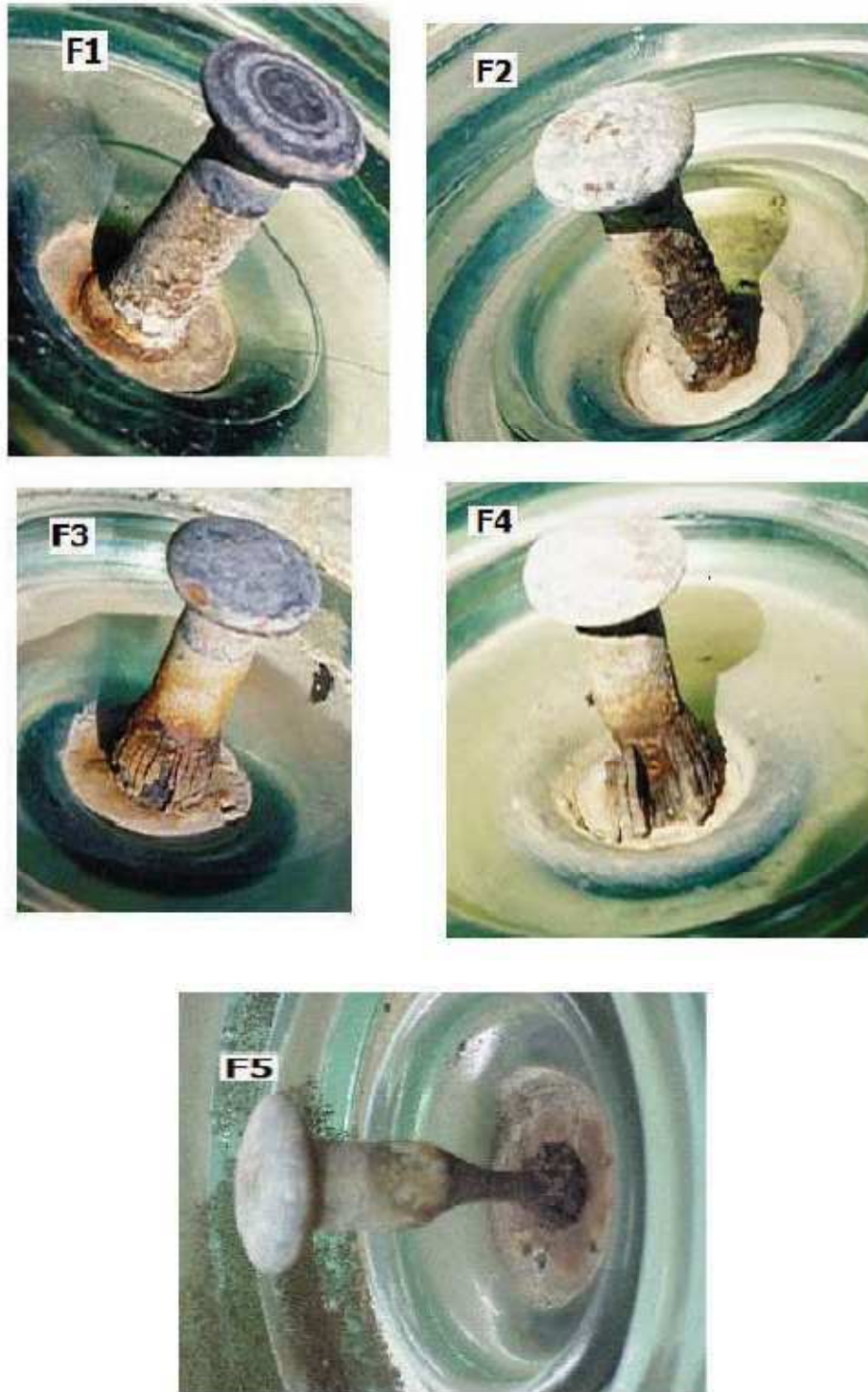


Figura 3.30 Isoladores oxidados. Foto CIGRÉ 2008



## Isoladores Poliméricos

Os isoladores poliméricos ou compostos surgiram no final dos anos cinquenta, como alternativa para reduzir o peso e melhorar a suportabilidade mecânica e elétrica quando comparados com os isoladores de vidro e porcelana para serem usados em linhas de transmissão de até 1000 kV. O primeiro isolador polimérico foi desenvolvido pela General Electric, entretanto falhas devidas a erosão e trilhamento impossibilitaram sua implantação na época. (BEZERRA *et al*, 2010).

A partir de 1963, com algumas melhorias no projeto e no processo de fabricação, uma nova geração de isoladores poliméricos foi desenvolvida. Estes novos isoladores possuíam núcleo de fibra de vidro coberto com polímeros tais como: borracha de silicone, politetrafluoretileno e EPDM (etileno propileno dieno monômero) equipado com encaixes de metal nas suas extremidades. (BEZERRA *et al*, 2010).

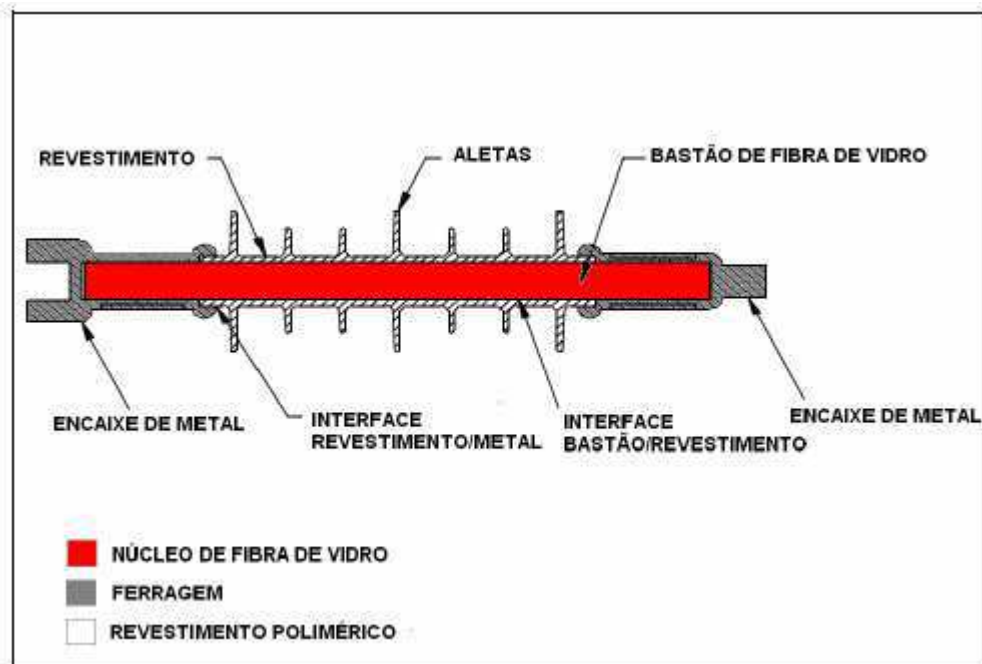


Figura 3.31 – Isolador polimérico. Fonte BEZERRA *et al*, 2010

Este tipo de isolador apresenta algumas vantagens em relação aos isoladores de vidro e porcelana, porém tanto PAVLIK, 1989, quanto o CIGRÉ através do trabalho técnico B2.03

recomendam cuidado especial na sua utilização, pois ainda não existe técnica precisa na detecção de defeitos neste componentes.

As principais vantagens deste tipo de isolador em relação aos de porcelana e vidro são (PAVLIK, 1989):

- Inquebráveis durante o manuseio e resistentes a vandalismos;
- Peso bem menor, correspondendo a cerca de 10% da penca em tensão equivalente;
- Ruptura mecânica progressiva, evitando queda do condutor;
- Reduzida área de exposição a o vento e à contaminação;
- Imperfuráveis eletricamente, devido à grande distância entre as extremidades metálicas;
- Boa distribuição de potencial elétrico, por não possuir componentes condutivos intermediários;
- Resistente à fadiga causada por vibrações eólicas.

As principais desvantagens deste tipo de isolador em relação aos de porcelana e vidro são (PAVLIK, 1989):

- Coeficiente 2 da relação carga de ruptura/trabalho contínuo;
- Baixa resistência ao calor;
- Calcinação da superfície devido ao sol;
- Reduzida resistência a torção,
- Vulnerabilidade a óleos e solventes;
- Elevado nível de RIV para tensões acima de 230kV, obrigando o uso de anéis;
- Inexistência de normas internacionais de inspeção.

A aplicação crescente de isoladores poliméricos exige das empresas uma maior atenção quanto sua manutenção, além de cuidados na armazenagem e no manuseio. As dificuldades de identificação de problemas nas partes constituintes exige mais atenção nas inspeções, normalmente realizadas com auxílio de instrumentos. (CIGRÉ, 2008).

O seu desempenho está relacionado à sua correta aplicação, sendo portanto necessário identificar a correta presença de anéis de equalização de potencial, quando indicados pelo fabricante. Faz-se necessário também considerar o impedimento de utilizá-los como acesso aos cabos condutores para qualquer tipo de serviço. (CIGRÉ, 2008).

A identificação de presença de trilhamento ou de núcleo exposto (figura 3.32) são motivos de ação imediata de substituição. Mudanças de natureza superficial, como presença de fungos (figura 3.35), poluição, “gizamento” etc. indicam a necessidade de acompanhamento. Normalmente a mudança de cor não caracteriza problema, mas faz parte do processo de envelhecimento, o que é natural para este tipo de isolador. (CIGRÉ, 2008).

Recomenda-se a imediata troca de isoladores que apresentam falhas visíveis, como: abas danificadas (figura 3.33), danos por arco de potência (figura 3.34), falhas de fabricação (figuras 3.36 e 3.37), esforço mecânico (figura 3.39) ou fraturas (figura 3.38).



Figura 3.32 – Isolador polimérico com núcleo exposto. Foto CIGRÉ 2008.



Figura 3.33 – Isolador polimérico agredido por aves. Foto CIGRÉ 2008.



Figura 3.34 – Isolador polimérico que sofreu arco de potência. Foto CIGRÉ 2008.



Figura 3.35 – Isolador polimérico contaminado por fungos. Foto CIGRÉ 2008.



Figura 3.36– Isolador polimérico falha de fabricação. Foto CIGRÉ 2008.

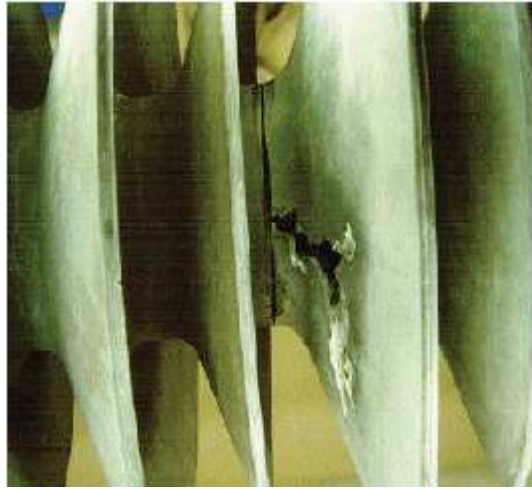


Figura 3.37 – Isolador polimérico falha de fabricação. Foto CIGRÉ 2008.



Figura 3.38– Isolador polimérico rompimento por fratura frágil Foto CIGRÉ 2008.



Figura 3.39 – Isolador polimérico rompimento por esforço mecânico inadequado. Foto CIGRÉ 2008.

### 3.5 Cabos Condutores e seus componentes

Os cabos condutores são os elementos ativos das linhas de transmissão e são os principais responsáveis pelo desempenho elétrico, mecânico e econômico das linhas de transmissão, daí a importância de seu dimensionamento (FUCHS,1979).

O transporte da energia pelas linhas de transmissão representa da ordem de 25 a 30%, dos investimentos da indústria da energia elétrica. Os condutores ideais para linhas aéreas de transmissão devem ter alta condutibilidade elétrica (para minimizar perdas), baixo custo, alta resistência mecânica, baixo peso, baixa oxidação e corrosão por poluentes. Dentre todos os materiais disponíveis, o alumínio e suas ligas apresentam o maior número dessas propriedades. (BARBOSA, 2011).

Um solução técnica bastante viável para a transmissão de energia elétrica com uso de cabos, foi a utilização de cabos, obtidos a partir do encordoamento de fios com diâmetros padronizados, permitindo assim grande variação de composições para uma seção de condutor. O encordoamento de um cabo condutor formado por fios de mesmo diâmetro é dada pela seguinte lei de formação (FUCHS,1979):

$$N = 3x^2 + 3x + 1$$

Onde:

N = número total de fios condutores



$x$  = número de camadas.

Assim, temos

Para 1 camada, 7 fios;

Para 2 camadas, 19 fios;

Para 3 camadas, 37 fios;

Para 4 camadas, 61 fios e assim por diante.

Na construção de linhas de transmissão no Brasil, podem ser utilizados cabos de cobre nu (CU), de alumínio (CA) ou alumínio com alma de aço (CAA) ou ainda condutores em ligas de alumínio. (FUCHS,1979)

### Encordoamento de cabos CAA

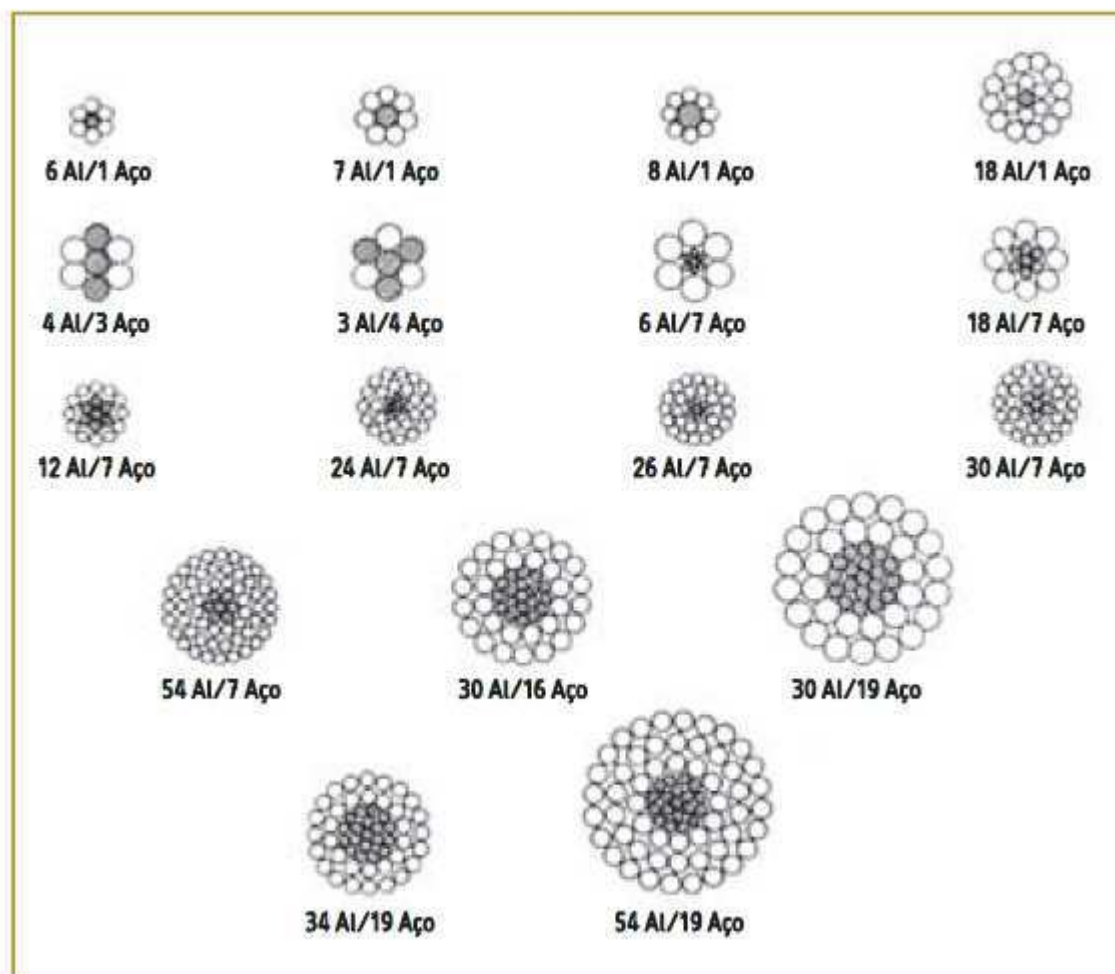


Figura 3.40 – Encordoamento de cabos de alumínio com alma de aço. Fonte NEXANS 2014



Figura 3.41 – Cabos de alumínio com alma de aço. Fonte COSTA, 2009

Para a manutenção de linhas de transmissão, os principais defeitos encontrados em cabos condutores são:

- Oxidação da alma de aço;
- Cisalhamento do cabo por ação de componentes, por exemplo espaçadores, figuras 3.51 e 3.52
- Cisalhamento do cabo por ação de vibração eólica, figuras 3.48 e 3.49
- Quebra dos cabos nas emendas, figuras 3.46 e 3.47
- Não conformidades térmicas – NCT, por má conexões figuras 3.44 e 3.45;
- Quebra dos fios (tentos) dos condutores figura 3.52.

Em todos os casos citados acima o efeito mais crítico destes defeitos é a queda do cabo ao solo, o que em áreas de ocupação irregular pode ser catastrófico. Faz-se necessário um plano específico de inspeção e manutenção para a detecção e eliminação destes defeitos.

Problemas na montagem na construção ou manutenção de linhas também levam a queda de cabos ao chão, por desatrelamento da cadeia de isoladores, como por exemplo nas figuras 3.49 e 3.49.





Figura 3.42 – Cadeia desatrelada por erro de montagem. Foto Chesf Nailton.



Figura 3.43 – Cadeia desatrelada por erro de montagem. Foto Chesf Nailton.

O transporte de corrente elétrica ao longo do tempo, provoca o aquecimento nos cabos e consequente perda de suas características mecânicas e elétricas, podendo provocar alongamento dos cabos e aumento de sua flecha ou ainda rompimento nas emendas, com severos danos ao sistema e a população.

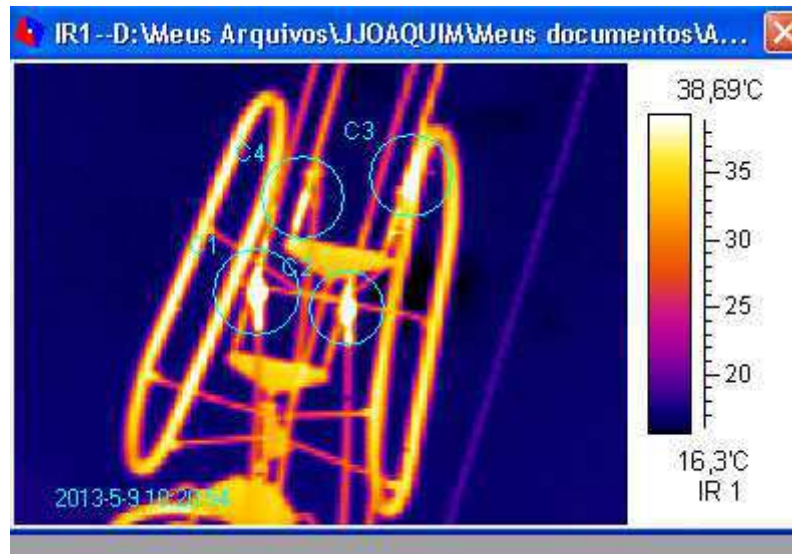


Figura 3.44 – NCT em conexão de LT. Fonte Chesf



Figura 3.45 – Causa da NCT em conexão de LT. Foto Chesf Josué



Figura 3.46 – Rompimento de cabo por descarga atmosférica. Foto Chesf Josué



Figura 3.47 – Rompimento de cabo por descarga atmosférica. Foto Chesf Josué



Figura 3.48 – Rompimento de tento por vibração eólica. Foto Chesf Cleuber



Figura 3.49– Rompimento de tento por vibração eólica. Foto Chesf Josué



Figura 3.50 – Espaçador danificado. Foto Chesf Cleuber



Figura 3.51 – Cabo danificado por espaçador. Foto Chesf Nailton

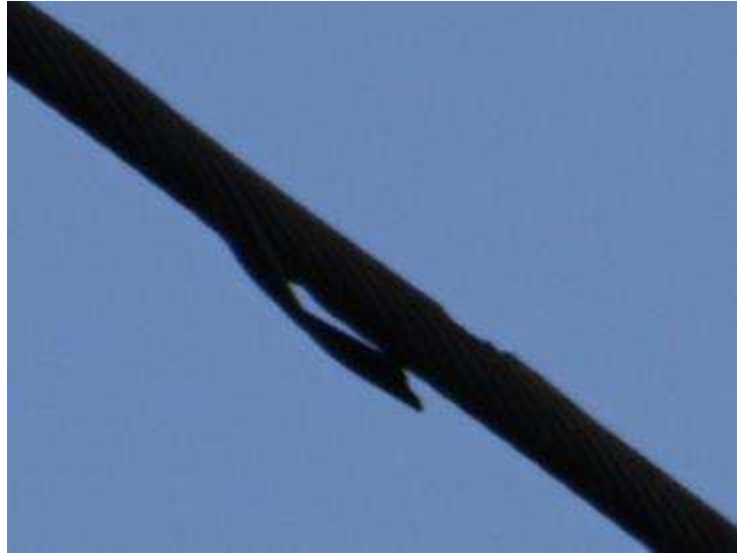


Figura 3.52 – Cabo condutor com tentos partidos. Foto Chesf Cleuber

### 3.6 Cabos pararraios e seus componentes

Os cabos pararraios ocupam a parte superior das estruturas das linha de transmissão e têm a função de fornecer a blindagem contra descargas atmosféricas, interceptando-as e descarregando-as ao solo através de um sistema de aterramento. É um item fundamental no desempenho das linhas de transmissão. Em geral são construídos de aço galvanizado, alumínio *aluminoweld*, cobre *copperweld* ou cabos CAA de alta resistência mecânica. (FUCHS, 1979).

São utilizados também para transporte de dados, quando substituídos por fibra ótica OPGW, e para sinalização na segurança da navegação aérea. (figura 3.53)





Figura 3.53 – Esferas de Sinalização aérea em cabos pararraios. Foto Chesf Luiz Carlos

Na manutenção de linhas de transmissão os defeitos que surgem em cabos pararraios são semelhantes aos dos cabos condutores (figura 3.54) e devem ser incluídos no plano de manutenção, com o mesmo nível de atenção, principalmente em áreas de ocupação de faixas, pois a queda de cabos pararraios, além dos danos mecânicos, pode levar a uma energização indesejada de áreas ocupadas por pessoas.



Figura 3.54 – Cabo pararraio com tento partido. Foto Chesf Josué.

## Capítulo 4

# Faixa de Segurança de Linhas de Transmissão

Este capítulo trata das definições técnicas e legais, assim como os principais problemas existentes nas faixas de segurança de linhas de transmissão.

### 4.1 Definições

A ANEEL define **faixa de segurança** como *a faixa de terra ao longo do eixo da LT, necessária para garantir seu bom desempenho e a segurança das instalações e de terceiros. Ainda nesse conceito, se inclui o espaço de terra transversal ao eixo da LT e determinado em função de suas características elétricas e mecânicas, necessário para garantir o bom desempenho, sua inspeção e manutenção e a segurança das instalações.*

A seguir estão transcritos alguns conceitos adotados por LIMA (2012) em seu estudo *Análise e Gestão de Riscos das Ocupações de Faixas de Linhas de Transmissão: Estudo de Caso da Vila Alta Tensão*:

**Faixa de segurança** *é a área ou faixa necessária a ser mantida desocupada sob uma LT, que promova a segurança de pessoas e instalações em relação à transmissão de energia elétrica, bem como o controle de todo e qualquer risco, em relação aos aspectos eletromagnéticos e de balanço dos cabos condutores.*

**Faixa de domínio** *é a faixa de terra ao longo do eixo da LT aérea, declarada de utilidade pública, adquirida pelo expropriante por meio de acordo, por instrumento público extrajudicial, decisão judicial ou prescrição aquisitiva, devidamente inscritos no cartório de registro de imóveis.*

**Faixa de Servidão** *é a faixa de terra, ao longo do eixo da LT aérea, cujo domínio permanece com o proprietário, com restrições ao uso, declarada de utilidade pública e instituída através de instrumento público extrajudicial, decisão judicial ou prescrição aquisitiva, inscritos no cartório de registro de imóveis.*

*Faixa de Passagem* é a faixa de passagem é uma área ao longo da LT onde são estabelecidos limites para o seu uso e ocupação com o intuito de minimizar riscos, garantir a segurança da sua operação e manutenção e a convivência harmoniosa com o meio ambiente.

A ABNT através da NBR 5422 estabelece a que a determinação da largura da faixa de segurança deve considerar os seguintes fatores:

- Balanço dos cabos em função da ação dos ventos e feitos elétricos;
- Posicionamento das fundações de suportes;
- Posicionamento dos estais.

Esta mesma norma define a largura pela seguinte expressão:

$$L = 2(b + d + D) \quad (4.1)$$

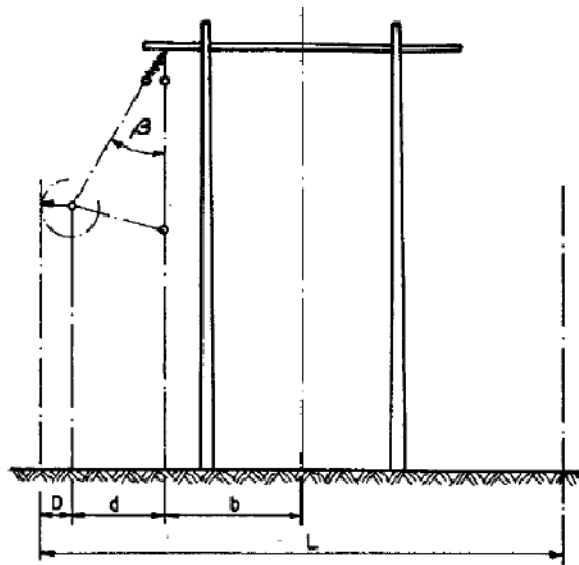


Figura 4.1 – Determinação largura da faixa de segurança. Fonte NBR 5422

Onde:

L = largura da faixa de segurança;

b = distância horizontal do eixo do suporte ao ponto de fixação do condutor mais afastado deste eixo, em metros;

d = soma das projeções horizontais da flecha do condutor e do comprimento da cadeia de isoladores, em metros, após seu deslocamento angular  $\beta$  devido à ação do vento;



$D = D_{11}/150$ , em metros, no mínimo igual à 0,5m;

$\beta$  = ângulo de balanço da cadeia e do condutor.

Para efeitos de definição será usar o conceito de faixa de passagem por ser o que mais se adéqua ao tema de estudo.

A Chesf baseada nos critérios estabelecidos pela NBR 5422 estabelece a largura das faixas de passagem das linhas de transmissão de acordo com o nível de tensão de operação da LT, descrevendo-a através da figura 4.2 e tabela 4.1.

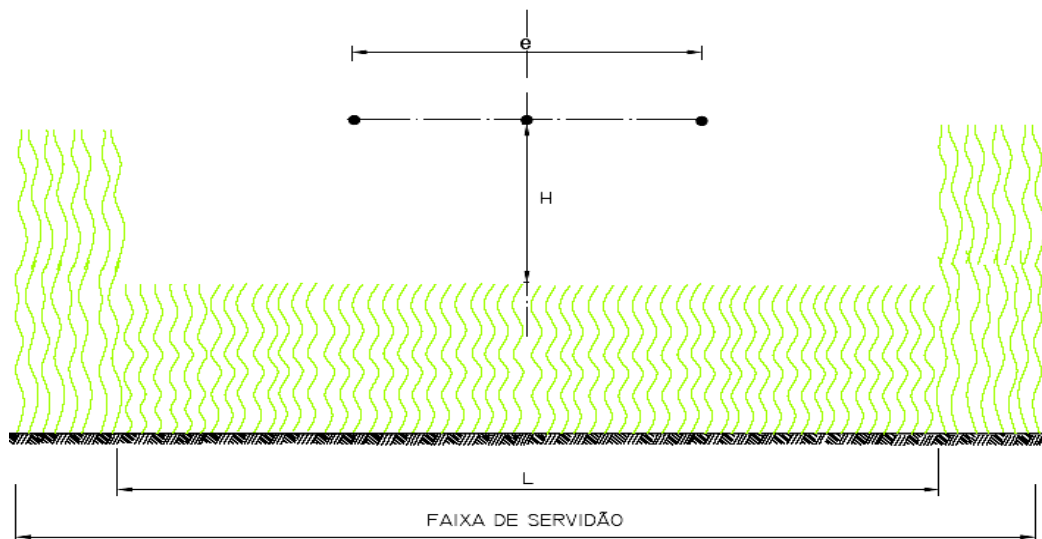


Figura 4.2 Determinação largura da faixa de segurança. Fonte Chesf

TENSÃO DA LT	L (m)	H (m)
69 kV	20	6,5
230 kV	30	8,0
500 kV	50	10,0

Tabela 4.1– Determinação largura da faixa de segurança. Fonte Chesf

**L**= largura da Zona faixa

**H** = distância de segurança

## 4.2 Legislações Aplicável

No Brasil não existe uma legislação específica para as ocupações de faixa de linhas de transmissão, sendo que a faixa de servidão e demais aspectos que envolvem as LT, são instituídas e caracterizadas por documentos tais como: normas, leis estaduais, federais e decretos. (LIMA,2012).

A seguir estão transcritas uma compilação feita por LIMA (2012) sobre os aspectos legais envolvendo o tema:

*O “Código de Águas”, assim também nomeado, constitui a base das exigências as quais as concessionárias e empresas transmissoras de energia elétrica no âmbito nacional devem seguir este estabelecido: O DECRETO N.º 35.851, DE 16 DE JULHO DE 1954. Estabelece por este Decreto que as concessões para o aproveitamento industrial das quedas d’água, ou, de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, conferem aos seus titulares o direito de constituir as servidões administrativas permanentes ou temporárias, exigidas para o estabelecimento das respectivas linhas de transmissão e de distribuição.*

*- Regulamenta o art. 151, alínea c, do Código de Águas (Decreto n.º 24.643, de 10 de julho). O Presidente da República, usando da atribuição que lhe confere o art. 87, inciso I, da Constituição, e atendendo ao disposto no art. 151, alínea c do Decreto n.º 24.643, de 10 de julho de 1934, art. 1º.*

*O tema do estudo de caso deve assim atender a Lei n.º 8.987/95 - Regime de concessão e Serviços Públicos. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências que estão descritos resumidamente aqui no art. 31.*

*Art. 31. Incumbe à concessionária: Prestar serviço adequado, na forma prevista nesta Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato. Promover e permitir a fiscalização segundo critérios normativos legais e operacionais, dos sistemas, materiais e equipamentos. E este será regido por essa Lei.*

*A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, também estabelece como Nota Técnica nº 075/2004, que: “Sempre que ocorrer a invasão de faixa de linha de transmissão, a concessionária responsável pela rede, deve emitir o parecer técnico, em face da legislação*

*em vigor e recomenda que seja declarada de utilidade pública, para fins de instituição de servidão administrativa necessária à passagem da LT.”*

*Atribui ainda a ANEEL, regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização dos serviços de energia elétrica concedidos, fiscalizando, permanentemente, a sua prestação e definir as condições para o compartilhamento de infraestrutura do Setor de Energia Elétrica, conforme o parágrafo único, art. 73 da Lei nº. 9.472 de 16 de julho de 1997.*

*As referências normativas existentes no país são:*

*A NBR - 5422 (ABNT) - Dispõe sobre Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, para as faixas de segurança sobre as torres e ao longo das redes das LT. Dentre alguns temas desta norma citam-se os “Procedimentos para projeto de LT” ... a sua extensão varia em função da tensão da Linha, do balanço dos cabos, dos efeitos eletromagnéticos, do posicionamento das fundações e estais e da vegetação do entorno.*

*A NBR – 5676 – Dispõe sobre a Avaliação de Imóveis Urbanos. As diversas etapas de desenvolvimento do processo de delimitação da faixa de segurança estão descritas nesta norma, no caso de terrenos titulados, em que constem as restrições de uso ou ocupação do solo à área delimitada, ou contrato particular de servidão.*

Fatores físicos levam a falta de presença *full time* de pessoal nas faixas de linhas de transmissão, levando a surgir diversos problemas provenientes da ocupação irregular e fatores inerentes a região, tais como:

- Vandalismos (roubo de peças e quebra de isoladores);
- Impedimento de acesso das equipes de manutenção;
- Ocupação irregular de espaços;
- Acidentes com terceiros;
- Violência;
- Erosões no Trajeto.

## 4.3 Ocupações de Faixas

A concentração de atividades humanas em núcleos urbanos é motivada pela perspectiva de oportunidades econômicas, sociais e culturais. Nesses locais, onde perspectivas positivas e conflitos se estabelecem, as empresas transmissoras de energia elétrica, as quais prestam um serviço essencial, utilizam e disputam espaços físicos e econômicos, interferindo com o meio ambiente. Processos de melhoria continuada para gerir e mitigar essas interferências, dentre as quais as melhorias da qualidade ambiental e da qualidade da distribuição de energia elétrica são, hoje, requisitos básicos em economias competitivas e em núcleos urbanos onde se pretende melhorar a qualidade de vida da população. (NETO, 2005).

Pesquisa realizada por LIMA (2012) em cenários internacionais verifica que há também invasão da faixa de LT por residências e atividades comerciais irregulares na operação de concessão de transmissão de energia elétrica, em países como México (figura 4.3) e no Peru (figura 4.4), com a presença de benfeitorias não permitidas sobre a faixa de servidão de Linha de Transmissão.



Figura 4.3 – Ocupação de faixa em cenários internacionais. Foto LIMA, 2012



Figura 4.4 – Ocupação de faixa em cenários internacionais. Foto LIMA, 2012

No Brasil, verifica-se que o problema da ocupação irregular de faixas de linhas de transmissão (figuras 4.5 e 4.6) estende-se a todo o país, conforme já verificado no Encontro Nacional de Invasão de Faixa –ENIF, promovido pelo CIGRÉ em 2010 no Recife, onde diversas concessionárias de energia elétrica apresentaram seus problemas e soluções e levou a ABRATE a emitir nota técnica sobre os procedimentos de religamento de linhas de transmissão em áreas de ocupação irregular de faixa de passagem, visando a segurança de pessoas.

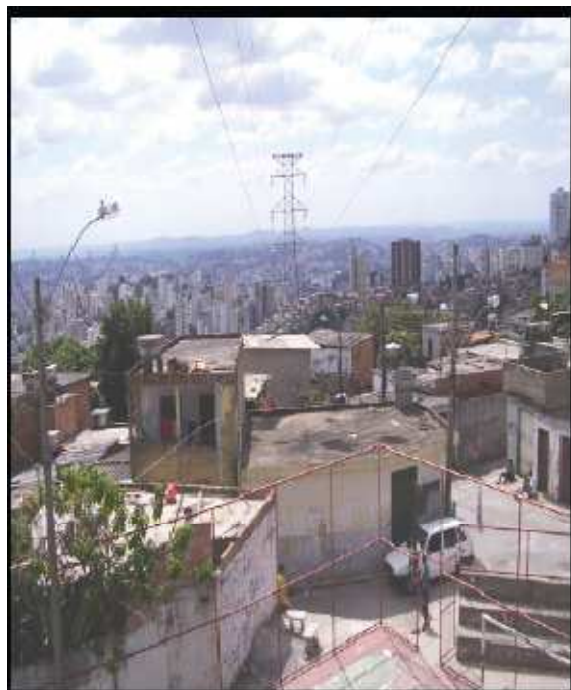


Figura 4.5- Invasão de Faixa de Passagem. Foto CIGRÉ.



Figura 4.6- Invasão de Faixa. Foto Chesf Paulo Ivo.

Diante da pressão exercida pela explosão demográfica, o êxodo rural, a escassez de áreas urbanas para moradia, verifica-se que, esgotando-se as alternativas judiciais, o problema só faz agravar-se e leva as concessionárias a buscarem soluções para a convivência pacífica com o problema, onde destacam-se algumas soluções:

- Estabelecer parceria com as comunidades no intuito de estabelecer atividades permitidas, dentre as quais destaca-se o incentivo ao plantio de vegetações rasteiras.
- Delimitar os espaços das faixas das linhas de transmissão, através de construções evitando o aumento de novos casos;
- Usar soluções técnicas de LT compatíveis com a ocupação de faixa de linhas de transmissão;
- Aplicar reforços nas linhas de transmissão, buscando o aumento da confiabilidade destes sistemas (duplicação de cadeias de isoladores, uso de grampos de suspensão reforçados, isoladores reforçados, isoladores poliméricos, *back up* em cabos pararraios e reforço no sistema de aterramento).
- Buscar um plano de manutenção específico para a região.

# Capítulo 5

## Manutenção de Linhas de Transmissão

### 5.1 Classificação da Manutenção de Linhas de Transmissão

Considerando-se o sistema elétrico como um processo produtivo, analisando as características das falhas das linhas de transmissão de e sua importância de acordo com a tabela 5.1, podemos classificá-las em sua grande maioria como de fácil detecção, aleatórias e pouco frequentes. (ROHRS, 2008)

<b>Detecção da Falha ↑</b>	<b>Intervalo de Ocorrência</b>		<b>Frequência ↓</b>
	<b>Periódica ↑</b>	<b>Aleatória ↓</b>	
Fácil e/ou barata →	<b>Periódica Detecção Fácil</b>	<b>Aleatória Muito Frequente</b>	<b>← Muito</b>
Difícil e/ou onerosa →	<b>Periódica Detecção Difícil</b>	<b>Aleatória Pouco Frequente</b>	<b>← Pouco</b>

Tabela 5.1: Classificação das falhas. Fonte ROHRS, 2008

A política de manutenção das linhas de transmissão no sistema elétrico brasileiro é feita de forma preditiva e preventiva com base na condição dos componentes destes ativos.



## 5.2 Inspeção de Linhas de Transmissão

O CIGRÉ através do grupo de trabalho B2.03 define as inspeções de linhas de transmissão em dois grandes grupos: as **inspeções terrestres**, que podem ser **visuais e por instrumentos** e as **inspeções aéreas**, onde basicamente a função da inspeção é encontrar defeitos, que em curto ou longo prazo podem acarretar em sua indisponibilidade.

Tem sido uma prática das empresas transmissoras de energia elétrica a classificação destes defeitos, para que seja possível a priorização de eliminação através da programação da manutenção, daí verifica-se a importância desta etapa no processo da manutenção de linhas de transmissão.

O CIGRÉ através do grupo de trabalho B2.03 classifica defeitos de linhas de transmissão em:

***Defeito de Evolução Lenta** - originado geralmente pelo envelhecimento natural, ou com aceleração por fatores externos, dos elementos constituintes das estruturas e pode aparecer entre médio e longo prazos após a energização da instalação. A detecção prematura permite a intervenção antes que atinja um grau que coloque a instalação em risco. Como exemplo: poluição em isoladores, oxidação em ferragens, fissuras e ou deterioração da cimentação.*

***Defeito de Evolução Rápida** - causado principalmente por atuações humanas e/ou causas pontuais. Em geral as consequências podem ocorrer em um prazo curto. Requer uma intervenção mais rápida. Como exemplo: árvore próxima dos cabos e isoladores danificados por vandalismo.*

A Chesf (2011) define que *o marco inicial da manutenção de linhas de transmissão é a inspeção e sua importância é fundamental na determinação da confiabilidade e dos custos da manutenção do sistema elétrico. O processo de inspeção é feito de forma periódica e padronizada, onde os defeitos são detectados em campo a partir da comparação com padrões estabelecidos em normativos e transportados para uma base de dados, para em seguida ser processada a sistemática de programação.*

Do ponto de vista conceitual a inspeção é uma técnica preditiva pois esta técnica busca postergar a execução dos procedimentos de manutenção até um momento conveniente, anterior à quebra, através do monitoramento contínuo ou periódico.



## 5.3 Inspeção Terrestre Visual

As inspeções terrestres são executadas por equipes de inspetores, utilizando veículos, que tenham condições de transitar em condições fora de estrada. As inspeções terrestres são de dois tipos básicos: visual e por instrumento. (CIGRÉ, 2008).

As inspeções visuais variam conforme o detalhamento necessitado e as características da instalação, podendo ser divididas em três tipos: Inspeção Minuciosa, Inspeção Expedita e Inspeção Específica ou de Pontos Críticos. (CIGRÉ, 2008).

### Inspeção Minuciosa

Tem por objetivo aferir o estado dos componentes da estrutura, faixa de servidão, vegetação, estradas de acesso, cadeia de isoladores, cabos condutores e sistema de proteção (cabos pararraios, fios terra e contrapeso). É realizada escalando-se todas as torres da linha de transmissão e visa à detecção de defeitos que comprometem a vida útil da LT, a curto, a médio e longo prazo. IM-MN-LT-M-055

Na Chesf, a periodicidade desta inspeção é definida no plano de manutenção de cada ativo através do Sistema Integrado de Gestão de Ativos – SIGA da Chesf, tomando-se como entradas para esta definição as seguintes características de cada linha de transmissão:

- Importância da linha de transmissão para o sistema elétrico
- Idade da linha de transmissão
- Histórico de falhas da linha de transmissão

Outra característica importante a ser considerada deve ser a localização da linha de transmissão, levando-se em conta a presença de invasões de faixa, cruzamentos com outras linhas de transmissão, cruzamentos com estradas e linhas férreas, travessias navegáveis e outros obstáculos que podem pôr em risco a segurança de terceiros.

## **Inspeção Expedita**

Segundo a CHESF (2011) o objetivo deste tipo de inspeção é identificar o estado geral das LT, principalmente a: integridade das cadeias de isoladores, estabilidade das estruturas, situação dos estais, altura da vegetação, possibilidade de queimadas e invasões da faixa de servidão. É realizada sem a obrigatoriedade de escalar todas as torres. Visa à detecção de defeitos que comprometem a confiabilidade da LT, em curto prazo. As inspeções expeditas mais rápidas são definidas como Inspeção de Patrulhamento e objetivam identificar interferências de terceiros, tais como: vandalismo, invasões e plantios. A inspeção expedita é realizada em trechos da linha de transmissão. Pode ser realizada com o uso de helicóptero e se caracteriza por não requerer instrumentação especial de apoio ao inspetor.

## **Inspeção Específicas ou de Pontos Críticos**

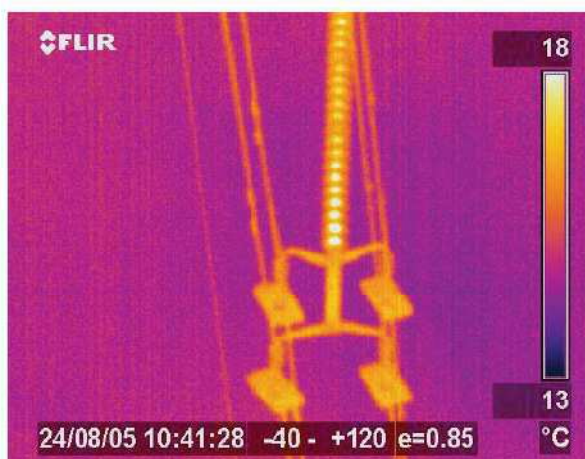
Na Chesf é denominada inspeção analítica. É realizada com o propósito específico de analisar a presença de determinado tipo de defeito (oxidação de grelhas, estado de parafusos de sustentação de cadeias, danificação de condutores internos a grampos de suspensão ou espaçadores, danificação de isoladores de pedestal, etc.). Quando a inspeção analítica visa observar o centelhamento em isolamentos, ela é denominada de inspeção noturna. IM-MN-LT-M-055

O CIGRÉ (GT B2.03, 2008) não define periodicidade para este tipo de inspeção, recomendando-o para investigação de defeitos repetitivos em linhas de transmissão.

## 5.4 Inspeção Terrestre Por Instrumento

Este tipo de inspeção deve ser utilizada com finalidades específicas, sendo definidos pelo CIGRÉ (GT B2.03, 2008) os seguintes instrumentos utilizados em inspeção:

- Termovisor (figura 5.1);
- Detector de Ultravioleta (figura 5.2);
- Isolômetro (figura 5.3);
- Garfo para teste de ruído (figura 5.4);
- Pósitron (figura 5.5);
- Binóculos de visão noturna;
- Ultrassom;
- Raios-X.



(a)



(b)

Figura 5.1 – Termovisor. Foto CIGRÉ, 2008



(a)



(b)

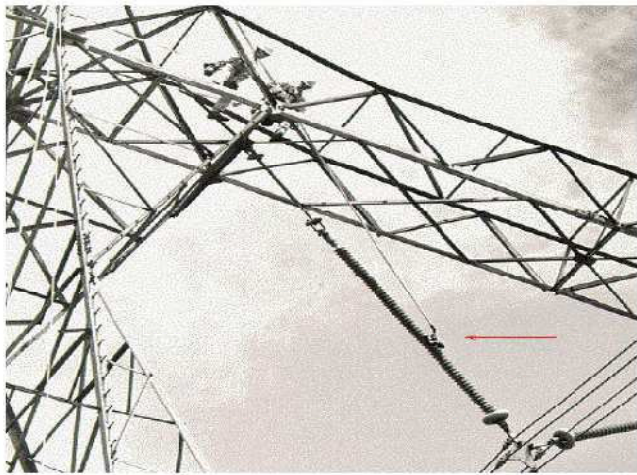
Figura 5.2 – Filmagem de UV. Foto CIGRÉ, 2008



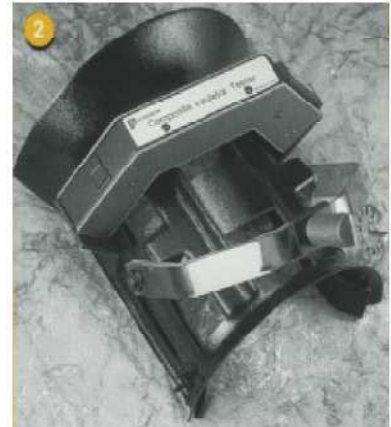
Figura 5.3 – Isolômetro. Foto CIGRÉ, 2008



Figura 5.4 – Garfo para teste de ruído. Foto CIGRÉ, 2008



(a)



(b)

Figura 5.5 – Pósitron. Foto CIGRÉ, 2008

## 5.5 Inspeção Aérea

Esta inspeção é realizada com o emprego do helicóptero para detecção de defeitos do tipo: quebra de isoladores, invasão de faixa, queimadas, rompimento de cabos condutores, cabos pararraios, estais, etc. (CIGRÉ, 2008).

Este tipo de inspeção pode ser **visual** ou por **instrumento**.



Figura 5.6 – Inspeção Aérea. Foto Chesf

### Inspeção Aérea Visual

O uso do helicóptero para a manutenção de linhas de transmissão tem se mostrado cada vez mais eficiente e necessária para as empresas transmissoras de energia elétrica. O que pode ser detectado pela inspeção visual aérea é equivalente ao que se percebe na inspeção terrestre expedita, com a vantagem do tempo de execução. A velocidade normal da inspeção visual é de 60 km/h. Na média a velocidade fica um pouco menor variando com a quantidade de defeitos encontrados (é normal solicitar uma redução na velocidade ou um retorno para

observar melhor um provável defeito). O uso de binóculo e máquina fotográfica digital são auxílios suplementares que devem ser levados em conta. CIGRÉ, 2008)

## **Inspeção Aérea por Instrumentos**

Os instrumentos usados nas inspeções aéreas são: termovisor, detector de *UV*, os mesmos utilizados nas inspeções terrestres, e câmera de filmagem.

Pode-se usar uma associação de câmara de filmagem de alta resolução e termovisor, ambos instalados na fuselagem do helicóptero em um equipamento denominado *Gimbal*, que garante a estabilidade das imagens e permite diferentes graus de liberdade de movimentação dos equipamentos. Um *software* que acompanha os equipamentos grava e estoca as imagens, com os dados georeferenciados. CIGRÉ, 2008)



# Capítulo 6

## Metodologia Proposta

Este capítulo apresenta o plano de implantação da Manutenção Centrada em Confiabilidade em linhas de transmissão em ocupação irregular de faixas de passagem no município de Salvador, sob a gestão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf.

O sistema de transmissão da Chesf é composto por cerca de 20.000 km de Linhas de Transmissão responsáveis por transmitir e interligar os diversos estados do nordeste brasileiro, além de permitir intercâmbios energéticos com o resto do país, integrando o SIN - Sistema Interligado Nacional.

O Sistema Organizacional de Manutenção de Linhas de Transmissão é composto pelos órgãos normativos DML, DODL e DOML, além de 13 Serviços Regionais de Manutenção - SRL.

DML – Departamento de Manutenção de Linhas de Transmissão

DOML – Divisão de Metodização de Linhas de Transmissão

DODL – Divisão de Desempenho de Linhas de Transmissão

No caso específico do estudo, o SRL é o SSLS – Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão de Salvador.



## 6.1 Identificação das LT Envolvidas no Problema

Através de um cadastro específico da Chesf no seu Sistema Integrado de Gestão de Ativos – SIGA, destacam-se as linhas de transmissão envolvidas com ocupação irregular de faixas de passagem, conforme descrito na tabela 6.1 abaixo:

LT	Km de Estruturas invadidas	Cidade
CAMACARI-MATATU,230 KV,C1	3,00	Salvador
CAMACARI-PITUACU,230 KV,C1	1,15	Salvador
CAMACARI-PITUACU,230 KV,C2	1,15	Salvador
COTEGIPE-MATATU,230 KV,C1	6,43	Salvador
MATATU-PITUACU,69 KV,C1	6,62	Salvador
MATATU-PITUACU,69 KV,C2	6,62	Salvador
PITUACU-COTEGIPE,69 KV,C1	1,24	Salvador

Tabela 6.1 – LT Envolvidas no estudo. Fonte SIGA – Chesf.

Estas LT estão localizadas em regiões bastante próximas a centros comerciais, *shoppings* e bairros nobres, facilitando o acesso destas populações a boas oportunidades de trabalho, com um tempo mínimo de percurso, razão pela qual, torna-se bastante atrativo a moradia no local.

## 6.2 Implementação da Manutenção Centrada em Confiabilidade

O sucesso da implementação da Manutenção Centrada em Confiabilidade em uma organização depende da experiência prática e fundamentação teórica de seu processo, assim como de sua estruturação organizacional e planejamento. Faz-se necessário uma compatibilidade com os processos administrativos e de suporte, sob pena haver comprometimento nos resultados esperados. (SIQUEIRA, 2012).

### Organização e Responsabilidades

Visando atender aos níveis adequados de organização e responsabilidades, propostos por SIQUEIRA (2012), o trabalho visa implantar uma unidade piloto na unidade de manutenção de linhas de transmissão da Chesf de Salvador/BA, utilizando sua estrutura organizacional e adequando-o às necessidades da metodologia, conforme figura 6.1.

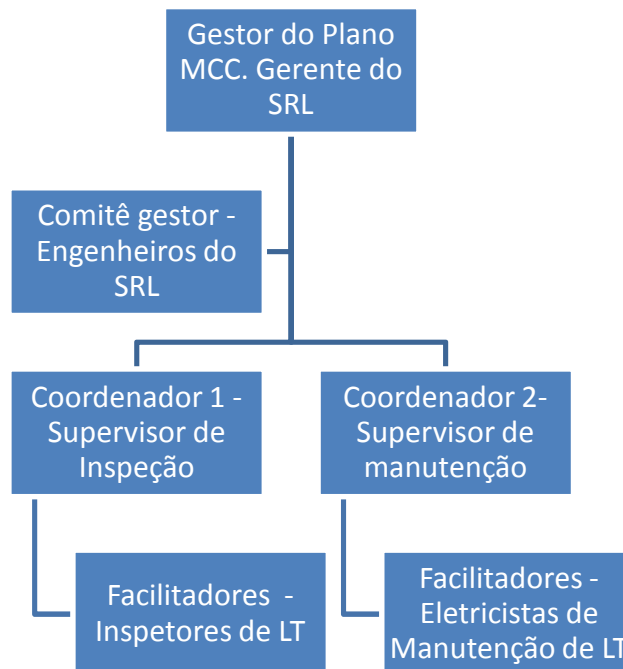


Figura 6.1– Estrutura Organizacional. Adaptado de Siqueira, 2012.

Os critérios de severidade, detecção e probabilidade de ocorrência são definidos de acordo com estabelecido na norma *QS 9000* e descritos no capítulo 2 deste trabalho, o processo de análise é realizado de acordo com a metodologia de análise FMEA, detalhada no mesmo capítulo.

Cadeia de Isoladores													
Função	Modos de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	S E V E R	Causas Potenciais das Falhas	O C O R	D E T E C	N P R	Ações recomendadas	Resultado das				
									S e v e	O c o r	D e t e	N P R	
Sustentar os cabos condutores	Não Sustentar os cabos condutores	Queda de cabo ao solo	10	Quebra do pino do isolador por oxidação	3	4	120	Inspeção Minuciosa	9	1	2	18	
			10		3	4	120	Duplicação da cadeia	8	2	4	64	
			10		3	4	120	Substituição por cadeia mais resistente e a oxidação - poliméricos	9	1	4	36	
			10		3	4	120	Verificação após montagem	9	1	1	9	
			10		3	2	60	Inspeção Minuciosa	9	2	1	18	
Isolar eletricamente os cabos condutores	Não isolar eletricamente os cabos condutores	Energização indesejada da torre de transmissão	10	Poluição	3	5	150	Inspeção Noturna	9	2	2	36	
			10	Poluição	3	5	150	Substituição por cadeia mais resistente e a poluição - poliméricos	9	1	2	18	
			8	Quebra do isolador por vandalismo	4	2	64	Inspeção Patrulhada	9	1	1	9	

Tabela 6.2 – formulário FMEA a ser usado. Fonte Siqueira.

## 6.3 Plano de Implementação

O plano de implementação a ser usado, por se tratar-se de um projeto piloto, está apenas no plano tático, pois as estratégias a serem usadas não visam de início impactar o negócio da Organização, dessa forma não está no plano estratégico.

A estratégia de implementação definida por Siqueira (2012) é o método de Projeto Piloto no método seletivo de instalações críticas, onde são escolhidas as LT da tabela 6.1.

Conforme definido por Siqueira (2012), o plano tático foi desenvolvido pelo comitê gestor e define todos os processos e procedimentos necessários para a implantação da MCC, onde destacam-se:

**Pressupostos e hipóteses:** garantir a confiabilidade de LT em áreas de ocupação irregular de faixas, onde falhas de componentes críticos são catastróficas. Para isto deve-se atender ao descrito nas Normas ABNT vigentes, que tratam do assunto, a legislação específica e os procedimentos operacionais da ANEEL e da Chesf. As fontes de dados serão os registros de manutenção de LT da Chesf e a metodologia de análise será o FMEA.

**Necessidades de Recursos:** Aumento de homens horas disponíveis nas atividades de inspeção, disponibilização de recursos para implementação de novos projetos. Verifica-se que a maior parte dos recursos estão disponíveis na própria organização, ou podem ser relocados para tal finalidade.

**O escopo do trabalho** serão as linhas de transmissão descritas na tabela 6.1, e o objeto de análise serão os componentes das linhas de transmissão que apresentam maior risco em caso de falhas do ponto de vista de segurança a terceiros, que são:

- Isoladores e ferragens de sustentação;
- Estruturas Metálicas;
- Estruturas de Concreto, estais e seus componentes;
- Cabos Condutores e seus componentes;
- Cabos pararraios e seus componentes.

**Os procedimentos de manutenção** já estão definidos na estrutura de manutenção da Chesf, sendo necessário apenas os ajustes pertinentes quanto a periodicidade.

**As medidas administrativas e recursos de treinamento** podem usadas as mesmas da organização que constam com o seu sistema de gestão da manutenção certificado nas Normas ISO 9001:2008.

**O suporte/interface de contratantes** não foi utilizado pois a atividades necessárias de manutenção são realizadas pela equipe descrita no item 6.1.

**Os relatórios necessários** estão disponíveis no ambiente do SIGA e demais relatórios necessários podem ser desenvolvidos de acordo com a necessidade.

**Os recursos financeiros** estão os disponíveis no plano de trabalho do órgão e em caso de necessidade de aportes, pode-se justificar de acordo com os ganhos de receita em caso de indisponibilidade, conforme descrito por SOUZA (2013).

**Os planos de ação e marcos** estão disponíveis nos próprios FMEAS, detalhados nas sequências de implementação da MCC.

**Os produtos esperados** são as reduções de riscos de falhas catastróficas nas LT descritas neste trabalho.

## 6.4 Sequência de Implantação

### Seleção do Sistema e Coleta de Informações

As tabelas a seguir apresentam as características das LT envolvidas no estudo.

LT COTEGIPE - MATATÚ, 230 KV, 04L4 – 30,0 km

Parâmetros Básicos	
Classe de Tensão	230kV
Tipo de LT	Aérea Convencional Estruturas de Concreto Circuito simples horizontal
Cabo Condutor	2 x 636 MCM Grosbeak/Fase
Cabos Pára-raios	1 x Alumoweld + 1 x Alumoweld
Limite Térmico da LT	Longa duração: 874 A   Curta duração: 1241 A

Tabela 6.3 Características da LT 04L4

LT CAMAÇARI II - PITUAÇÚ, 230 KV, C1 (04M8) - 39,2 km

Parâmetros Básicos	
Classe de Tensão	230 kV
Tipo de LT	Aérea convencional – circuito duplo vertical estruturas metálicas
Cabo Condutor	2 x 636 MCM Grosbeak / Fase
Cabos Pára-raios	1 x Dotterel (1 x 39,2 km) / 1 x OPGW (1 x 39,2 km)
Limite Térmico da LT	Longa duração: 1262 A   Curta duração: 1590 A

Tabela 6.4 Características da LT 04M8

LT CAMAÇARI II - PITUAÇÚ, 230 KV, C2 (04M9) - 39,2 km

Parâmetros Básicos	
Classe de Tensão	230 kV
Tipo de LT	Aérea convencional – circuito duplo vertical estruturas metálicas
Cabo Condutor	2 x 636 MCM Grosbeak / Fase
Cabos Pára-raios	1 x Dotterel (1 x 39,2 km) / 1 x OPGW (1 x 39,2 km)
Limite Térmico da LT	Longa duração: 1262 A   Curta duração: 1590 A

Tabela 6.5 Características da LT 04M9

## LT MATATU - PITUAÇÚ, 69KV 02J5 – 7,5 km

<b>Parâmetros Básicos</b>	
Classe de Tensão	69kV
Tipo de LT	Aérea Convencional – Estruturas de Concreto e aço circuito duplo vertical
Cabo Condutor	1 x 397,5 MCM Ibis/Fase
Cabos Pára-raios	1 x Aço EHS 3/8” + 1 x Aço EHS 3/8”
Limite Térmico da LT	Longa duração: 558 A   Curta duração: 733 A

Tabela 6.6 Características da LT 02J5

## LT COTEGIPE- PITUAÇÚ, 69 KV 02J5 – 22,1 km

<b>Parâmetros Básicos</b>	
Classe de Tensão	69kV
Tipo de LT	Aérea Convencional – Estruturas de aço circuito duplo vertical
Cabo Condutor	1 x 397,5 MCM Ibis/Fase
Cabos Pára-raios	1 x Aço EHS 3/8” + 1 x Aço EHS 3/8”
Limite Térmico da LT	Longa duração: 558 A   Curta duração: 733 A

Tabela 6.67Características da LT 02J5

## LT CAMAÇARI- MATATÚ, 230 KV 04M7 – 47,0 km

<b>Parâmetros Básicos</b>	
Classe de Tensão	230kV
Tipo de LT	Aérea Convencional Circuitos simples horizontal estruturas metálicas
Cabo Condutor	1 x 636 MCM Grosbeak/Fase
Cabos Pára-raios	1 x Aço EHS 3/8” + 1 x Aço EHS 3/8”
Limite Térmico da LT	Longa duração: 631 A   Curta duração: 795 A

Tabela 6.8 Características da LT 04M7

## Análise de Modos de Falha e Efeitos

A seguir os FMEA de processo dos componentes tidos como mais críticos em caso de falhas, levando-se em conta a segurança de pessoas na faixa de passagem e os planos de ação associados para realização das ações recomendadas.

FMEA de Processo - Cadeias de Isoladores Cerâmicos												
Função	Modo de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	Severidade	Causas Potenciais das Falhas	Ocorrência	Detecção	NPR	Ações Recomendadas	Resultados das Ações Recomendadas			
									Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
Sustentação mecânica dos cabos condutores	Não sustentar os cabos	Queda do cabo ao solo, ou sobre estruturas, danos materiais e pessoais	10	Oxidação do pino dos isoladores	3	4	120	Duplicação das cadeias de isoladores	9	1	4	36
								Utilização de isoladores com maior capacidade mecânica	9	2	4	72
								Utilização de isoladores poliméricos	10	2	4	80
				Inspeção Minuciosa	9	1	1	9				
				Desatrelamento de cadeia por erro de montagem	2	4	80	Inspeccionar após manutenção	9	1	1	9
Oxidação das ferragens de sustentatação	3	4	120	Inspeção Minuciosa	9	1	1	9				
Isolar eletricamente os cabos condutores das estruturas	Não isolar	Energização indesejada das estruturas das LT, danos materiais e pessoais	9	Quebra de isoladores por vandalismos	4	2	72	Substituição por isoladores resistentes a impactos - poliméricos	9	1	2	18
								Inspeção aérea visual	9	4	1	36
								Inspeção expedita patrulhada	9	4	1	36
				Poluição	3	5	135	Substituição por isoladores antipoluição - poliméricos	9	1	2	18
								Inspeção Analítica - Noturna	9	4	3	108
Inspeção aérea por instrumentos	9	4	2	72								

Tabela 6.9 – FMEA de processo de isoladores cerâmicos



FMEA de Processo - Cadeias de Isoladores Poliméricos												
Função	Modo de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	Severidade	Causas Potenciais das Falhas	Ocorrência	Detecção	NPR	Ações Recomendadas	Resultados das Ações Recomendadas			
									Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
Sustentação mecânica dos cabos condutores	Não sustentar os condutores	Queda do cabo ao solo, ou sobre estruturas, danos materiais e pessoais	10	Desatrelamento de cadeia por erro de montagem	2	4	80	Inspeccionar após manutenção	9	1	1	9
				Quebra do pino por fratura frágil	2	4	80	Inspeção Minuciosa	10	2	3	60
				Oxidação das ferragens de sustentação	3	4	120	Inspeção Minuciosa	9	1	1	9
Isolar eletricamente os cabos condutores das estruturas	Não isolar os condutores	Energização indesejada das estruturas das LT, danos materiais e pessoais	10	Falha do isolador na montagem ou defeitos de fabricação	2	5	100	Inspeção aérea por instrumentos	9	4	2	72
								Inspeção Minuciosa	9	4	3	108

Tabela 6.10 – FMEA de processo de isoladores poliméricos

### Constatações

Verifica-se que as ações tomadas não são suficientes para reduzir a severidade dos modos de falha, pois os seus efeitos não podem ser reduzidos, sendo considerados perigosos, porém pode-se reduzir a graduação devido a possibilidade de aviso prévio.

Deve-se priorizar as ações que apresentam baixo custo, assim como as ações que reduzem significativamente o NPR, como por exemplo, as inspeções e as verificações após montagens.

A realização das atividades de inspeção, atuam na redução do NPR, pois reduzem os valores de detecção e ocorrências.

A utilização de isoladores poliméricos, apesar de serem bastante eficazes nos casos de redução de ocorrência de vandalismo e poluições, não garantem a detectabilidade de defeitos de quebra de isoladores, devido às dificuldades de monitoramento e diagnóstico apresentadas por Bezerra *et al.* (2010).

FMEA de Processo - Cabos Condutores												
Função	Modo de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	Severidade	Causas Potenciais das Falhas	Ocorrência	Detecção	NPR	Ações Recomendadas	Resultados das Ações Recomendadas			
									Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
Transporte de Energia Elétrica	Não Transportar Energia Elétrica por Quebra dos Cabos	Danos à pessoas e às propriedades	10	Não Conformidades Térmicas - NCT	3	4	120	Inspeção aérea por instrumentos	9	2	4	72
								Inspeção terrestre por instrumentos	9	2	3	54
								Aplicação de reforço nas conexões	10	1	4	40
				Cisalhamento do cabo por ação de espaçadores	4	5	200	Inspeção aérea por instrumentos	10	3	2	60
								Inspeção terrestre por instrumentos	10	3	1	30
								Inspeção Terrestre visual	10	3	2	60
								Inspeção aérea visual	10	3	2	60
				Vibração Eólica	2	5	100	Instalação de grampos anti vibração - AGS	10	2	2	40
								Instalação de Amortecedores de Vibração	10	3	2	60
								Análise de vibração	10	2	1	20
				Fadiga do cabo	1	5	50	Inspeção Análítica	10	3	1	30
				Ações de Terceiros	1	4	40	Inspeção aérea visual	9	3	1	27
								Instalação de sinalização aérea	7	1	1	7
								Inspeção Terrestre Expedita	9	2	1	18
Oxidação do Cabo	2	4	80	Inspeção Análítica	9	1	1	9				
Transporte de Energia Elétrica	Transportar parcialmente a energia elétrica	Queda de cabos ou aproximação de pessoas e veículos, provocando acidentes pessoais ou ao sistema	10	Não Conformidades Térmicas - NCT	3	4	120	Inspeção aérea por instrumentos	9	2	4	72
								Inspeção terrestre por instrumentos	9	2	3	54
								Aplicação de reforço nas conexões	10	1	4	40
				Cabo baixo em relação ao solo e ou travessias e obstáculos	1	3	30	Inspeção Terrestre por instrumentos	10	1	4	40
								Recapitação da LT: Eliminação de fatores limitantes.	5	1	3	15

Tabela 6.11 – FMEA de processo de cabos condutores

FMEA de Processo - Cabos Pararraios												
Função	Modo de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	Severidade	Causas Potenciais das Falhas	Ocorrência	Detecção	NPR	Ações Recomendadas	Resultados das Ações Recomendadas			
									Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
Blindar Eletricamente contra descargas atmosféricas	Não Blindar Eletricamente contra descargas atmosféricas por Quebra dos Cabos	Danos à pessoas e às propriedades	10	Não Conformidades Térmicas - NCT	3	4	120	Inspeção aérea por instrumentos	9	2	4	72
								Inspeção terrestre por instrumentos	9	2	3	54
								Aplicação de reforço nas conexões	10	1	4	40
				Vibração Eólica	2	5	100	Instalação de grampos anti vibração - AGS	10	2	2	40
								Instalação de Amortecedores de Vibração	10	3	2	60
								Análise de vibração	10	2	1	20
				Fadiga do cabo	1	5	50	Inspeção Análítica	10	3	1	30
								Inspeção aérea visual	9	3	1	27
				Ações de Terceiros	1	2	20	Instalação de sinalização aérea	7	1	1	7
								Inspeção Terrestre Expedita	9	2	1	18
				Oxidação dos pontos de fixação à estrutura	3	3	90	Inspeção aérea visual	10	2	4	80
								Inspeção Terrestre Visual	10	2	2	40
								Aplicação de reforços mecânicos nos pontos	10	2	2	40
								Inspeção aérea por instrumentos	10	2	2	40
				Oxidação do Cabo	3	3	90	Inspeção Análítica	10	1	1	10

Tabela 6.12 – FMEA de processo de cabos pararraios

FMEA de Processo - Estruturas Metálicas												
Função	Modo de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	Severidade	Causas Potenciais das Falhas	Ocorrência	Detecção	NPR	Ações Recomendadas	Resultados das Ações Recomendadas			
									Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
Sustentação mecânica de todos os componentes da torre	Não sustentar	Queda de acessórios ou cabos condutores ou parraraios ao solo, ou sobre estruturas, danos materiais e pessoais	9	Oxidação de ferragens da estrutura e de sustentações de componentes	3	2	54	Inspeção Terrestre Visual	9	2	1	18
								Inspeção Aérea Visual	9	2	1	18
				Vandalismo Roubo de peças	2	4	72	Inspeção Aérea Visual	9	2	3	54
				Ações de terceiros	2	3	54	Inspeção Aérea Visual	9	2	1	18
					3	4	108	Inspeção Terrestre Visual	9	1	1	9

Tabela 6.13 – FMEA de processo de Estruturas metálicas

FMEA de Processo - Estruturas de Concreto												
Função	Modo de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	Severidade	Causas Potenciais das Falhas	Ocorrência	Detecção	NPR	Ações Recomendadas	Resultados das Ações Recomendadas			
									Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
Sustentação mecânica de todos os componentes da torre	Não sustentar	Queda de acessórios ou cabos condutores ou parraraios ao solo, ou sobre estruturas, danos materiais e pessoais	9	Oxidação de ferragens da estrutura e de sustentações de componentes	3	2	54	Inspeção Terrestre Visual	9	2	1	18
								Inspeção Analítica no sistema de aterramento de cadeias	9	2	1	18
								Inspeção Aérea Visual	9	2	1	18
				Oxidação de Conjuntos de Estaiamentos	3	2	54	Inspeção Terrestre Visual	9	2	1	18
				Vandalismo Roubo de peças	2	4	72	Inspeção Aérea Visual	9	2	3	54
				Ações de terceiros	2	3	54	Inspeção Aérea Visual	9	2	1	18
					3	4	108	Inspeção Terrestre Visual	9	1	1	9

Tabela 6.14 – FMEA de processo de Estruturas de Concreto

Quanto à continuidade das ações definidas por Siqueira (2012), que são: seleção das funções significantes, seleção de atividades aplicáveis, avaliação da efetivação das atividades, seleção das atividades efetivas e definição da periodicidade das atividades, todas estas ações serão realizadas através de plano de ação específico, contemplando todas estas atividades de forma a concluir o processo de implantação da MCC.

<b>Plano Anual de Inspeções</b>			
Ação	Como	Quem	Quando
Modificar o plano anual de inspeções minuciosas das LT em área de invasão.	Atualizar o cadastro das estruturas existentes em áreas de invasão	Supervisão de Inspeção	31/12/2014
	Criar lotes de OS no SIGA, formados pelas estruturas localizadas em áreas de invasão detalhando por LT	Supervisão de Inspeção	31/12/2014
	Avaliar periodicidade do plano anual de inspeções para os trechos localizados em áreas de invasão de faixa	Engenharia de Manutenção	31/12/2014
	Alterar a periodicidade das inspeções no SIGA, conforme solicitação proveniente da avaliação	Engenharia de Manutenção	31/12/2014
	Avaliar a eficácia das ações tomadas.	Gestor do Plano	31/12/2015

Tabela 6.15 – Plano de Ação da Programa de Inspeções

<b>Plano de Ação - Aplicação de Reforços e Melhorias Isoladores</b>			
<b>Ação</b>	<b>Como</b>	<b>Quem</b>	<b>Quando</b>
Verificar Encaixe Após Montagem	Atualizar OS no SIGA implantando as ações de verificação das cadeias de isoladores após montagem	Engenharia de Manutenção	31/07/2014
	Atualizar OS no SIGA implantando as ações de verificação de engates nos pontos de fixação das cadeias de isoladores após montagem	Engenharia de Manutenção	31/07/2014
	Internalizar as ações de verificação pós montagem na equipe	Supervisão de Manutenção	31/08/2014
Utilização de isoladores reforçados e duplicação de cadeias de isoladores	Levantar pontos de cruzamentos importantes e atualizar o cadastro de LT no SIGA	Supervisão de Inspeção	31/07/2014
	Avaliar a viabilidade técnica das estruturas para instalação de cadeia duplas.	Engenharia de Manutenção	31/08/2014
	Orçar os custos necessários para a realização do processo de duplicação de cadeias de isoladores	Engenharia de Manutenção	30/09/2014
	Orçar os custos necessários para a realização do processo de reforço de cadeias de isoladores	Engenharia de Manutenção	30/09/2014
	Avaliar a viabilidade técnica e econômica do uso de ferragens com proteção anticorrosiva especial.	Gestor do Plano	31/12/2014
	Emitir processo para utilização de isoladores reforçados e duplicação de cadeias de isoladores	Engenharia de Manutenção	31/12/2015
Utilização Isoladores Poliméricos	Levantar pontos de ocorrência de vandalismos e atualizar o cadastro de LT no SIGA	Supervisão de Inspeção	31/07/2014
	Orçar os custos necessários para a realização do processo de substituição de isoladores cerâmicos por poliméricos	Engenharia de Manutenção	31/08/2014
	Avaliar técnica e economicamente a viabilidade de uso de isoladores poliméricos	Gestor do Plano	31/12/2014
	Emitir processo para substituição de isoladores	Engenharia de Manutenção	31/12/2015

Tabela 6.16 – Plano de ação reforços e melhorias em isoladores

<b>Plano de Ação - Aplicação de Reforços e Melhorias Componentes</b>			
<b>Ação</b>	<b>Como</b>	<b>Quem</b>	<b>Quando</b>
Aplicação de reforços em conjuntos de estais e tirantes	Orçar os custos necessários para a aplicação de reforços em conjuntos de estais e tirantes de estruturas de concreto	Engenharia de Manutenção	31/08/2014
	Avaliar técnica e economicamente aplicação de reforços em conjuntos de estais e tirantes de estruturas de concreto	Gestor do Plano	31/12/2014
	Emitir processo para aplicação de reforços em conjuntos de estais e tirantes de estruturas de concreto	Engenharia de Manutenção	31/12/2015
Aplicação de reforços em pararraios e sistemas de aterramento	Inserir no plano de manutenção procedimentos para medir resistências de pés de torres das estruturas localizadas em áreas de invasão	Supervisão de Manutenção	30/08/2014
	Avaliar tecnicamente a adequação das resistências de pés de torres de modo a reduzir tensão de passo e tensão de toque	Engenharia de Manutenção	31/12/2014
	Emitir processo para aplicação de reforços em conjuntos fixação de pararraios em cruzamentos importantes	Engenharia de Manutenção	31/12/2015
Aplicação de reforços e verificação de altura de cabos condutores	Inserir no plano de manutenção procedimentos para instalação de vibrógrafos nos cabos condutores de LT	Engenharia de Manutenção	31/12/2014
	Inserir no plano de manutenção procedimentos para medição de alturas cabos solo em LT	Engenharia de Manutenção	31/12/2014
	Avaliar tecnicamente a adequação das alturas cabo solo à luz da NBR 5422	Engenharia de Manutenção	31/12/2014
	Avaliar tecnicamente as vibrações eólicas em cabos condutores e projetar amortecedores de vibração	Engenharia de Manutenção	31/12/2015
Avaliar a eficácia das ações tomadas.		Gestor do Plano	Anualmente

Tabela 6.17 – Plano de ação reforços e melhorias em componentes de LT

## 6.5 Recursos Computacionais

Conforme descrito por Siqueira (2012) a metodologia MCC não exige grandes recursos de informática, no caso serão utilizados planilhas eletrônicas para elaboração de FMEAS e a documentação do processo será em processadores de textos comerciais.

As documentações das reuniões e dos planos de ação podem ser emitidas no Sistema de Gestão da Qualidade – SGQ da Chesf, usado na gestão da manutenção de linhas de transmissão, que atendem aos requisitos da Norma ABNT ISO 9001:2008.

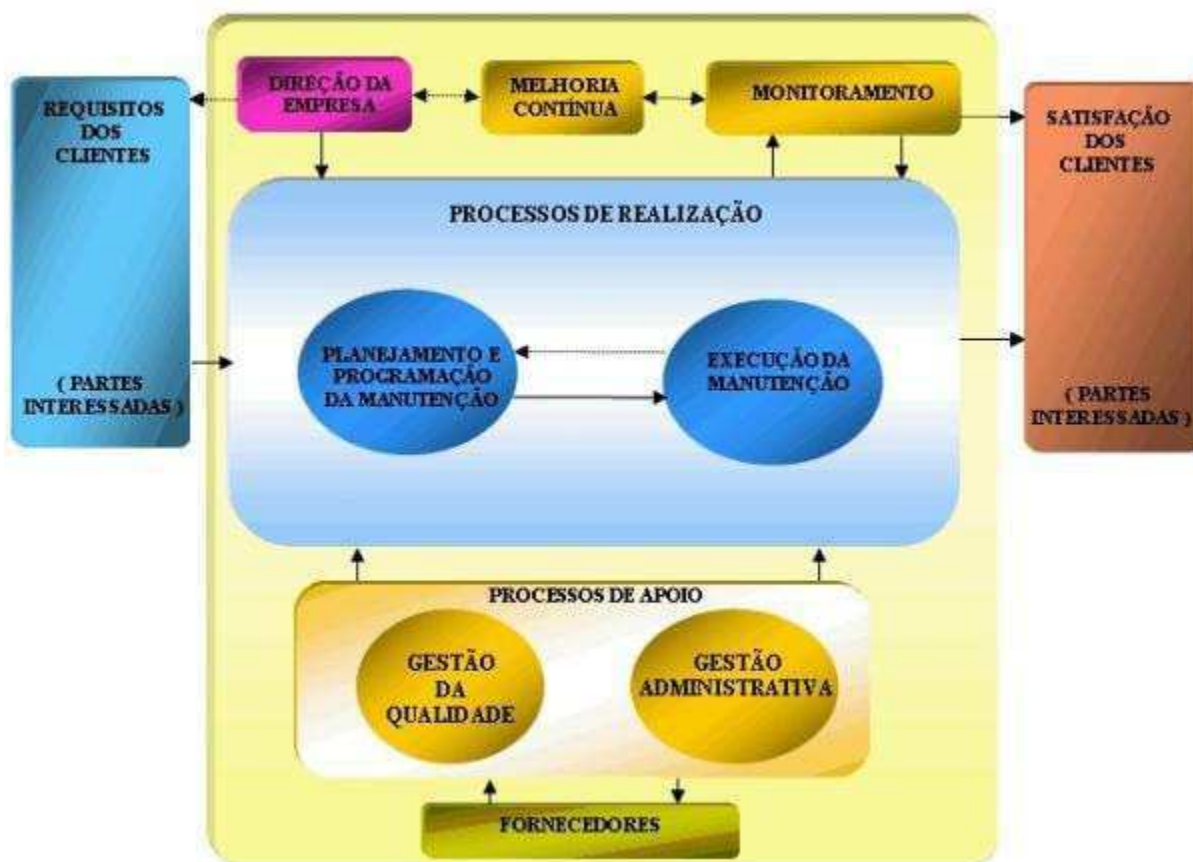


Figura 6.2 – SGQ DML/Chesf

Os dados referentes à manutenção de linhas de transmissão estão disponíveis no SIGA, com interface com o SGQ, permitindo o gerenciamento de indicadores de manutenção, planos de ação e planos de manutenção.



## Sistema Integrado de Gestão de Ativos – SIGA

O Sistema Integrado de Gestão de Ativos – SIGA é o *software* usado para a gestão da manutenção dos ativos da transmissão da Chesf, é através deste *software* que são gerados os planos de manutenção de LT da Chesf, nos indicadores de manutenção, são mantidos e atualizados os cadastros das LT da Chesf.



Figura 6.3– Tela inicial do SIGA.

Através do SIGA será possível

- Implementar a mudança no plano de manutenção de linhas de transmissão através da redução da frequência das inspeções da seguinte forma:
  - Inspeções minuciosas no trecho de um ano para seis meses;
  - Inspeções expeditas no trecho de seis para três meses.
- Verificar o comportamento dos pontos observáveis (defeitos), através da evolução da graduação do seu estado, por exemplo grau de oxidação de isoladores.
- Criar indicadores de gerenciamento de manutenção específicos para o trecho.

## 6.6 Processo de Integração

Conforme descrito no capítulo 5, a inspeção é o marco inicial da manutenção de LT na Chesf, onde a periodicidade desta atividade é definida de acordo com as características da LT e lançadas no plano de trabalho, definindo o planejamento anual de inspeções de cada LT. O SIGA programa estas inspeções e gera as ordens de serviço – OS de inspeções, as quais serão executadas pelas equipes de manutenção de LT.

A tabelas 6.18 e 6.19 detalham as inspeções minuciosas e expeditas para as LT que abastecem Salvador para o ano de 2014.

INSPEÇÕES MINUCIOSAS							period.	2014												IV TRIM	2014			
Equipe	Cod.Op	tensão	Extensão	esquema	Instalação	tipo	meses	jan	fev	mar	I TRIM	abr	mai	jun	II TRIM	jul	ago	set	III TRIM	out	nov	dez		
SSLS	04L2	230	68,1	EIMU	CCDCTU1	M	24	68,1			68,1				0,0				0,0				0,0	68,1
SSLS	04L3	230	69,4	EIMU	CCDCTU2	M	24	69,4			69,4				0,0				0,0				0,0	69,4
SSLS	02J6	69	1,4	EIMR	CMDCMDR2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04C8	230	3,2	EIMU	CMDCMEU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04C9	230	7,2	EIMU	CMDCQRU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04M6	230	22,9	EIMU	CMDCTGU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04M5	230	23,5	EIMU	CMDCTGU2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04C7	230	83,7	EIMU	CMDGVMU1	M	24	83,7			83,7				0,0				0,0				0,0	83,7
SSLS	04S1	230	83,7	EIMU	CMDGVMU2	M	24	83,7			83,7				0,0				0,0				0,0	83,7
SSLS	04C3	230	19,2	EIMU	CMDJCRU1	M	24				0,0	19,2			19,2				0,0				0,0	19,2
SSLS	04C4	230	19,2	EIMU	CMDJCRU2	M	24				0,0	19,2			19,2				0,0				0,0	19,2
SSLS	04M7	230	47	EIMU	CMDMTTU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04M8	230	39,2	EIMU	CMDPTU1	M	24				0,0				0,0				0,0	39,2			39,2	39,2
SSLS	04M9	230	39,2	EIMU	CMDPTU2	M	24				0,0				0,0				0,0	39,2			39,2	39,2
SSLS	05L6	500	0,3	EIMW	CMQCMDW1	M	24				0,0				0,0	0,3			0,3				0,0	0,3
SSLS	02J5	69	48,7	EIMR	CTGCTUR1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	02J6	69	48,7	EIMR	CTGCTUR2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04L3	230	15,2	EIMU	CTGJCRU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04L4	230	30	EIMU	CTGMTTU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04M1	230	25	EIMU	CTUCMDU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04M2	230	25	EIMU	CTUCMDU2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04M3	230	77,2	EIMU	CTUGVMU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04C2	230	22,5	EIMU	GVMSPU2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04C3	230	22,6	EIMU	GVMSPU3	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04L1	230	98,8	EIMU	ITHCTU1	M	24				0,0				0,0				0,0	98,8			98,8	98,8
SSLS	04N5	230	1,8	EIMU	JCRALCU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04N3	230	7,9	EIMU	JCRDOWU1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04N4	230	7,8	EIMU	JCRDOWU2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	05V7	500	127,0	EIMW	JDMCMQW1	M	24				0,0				0,0	127,0			127,0				0,0	127,0
SSLS	02J5	69	7,5	EIMR	MTTPTUR1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	02J5	69	7,4	EIMR	MTTPTUR2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	05L4	500	95,7	EIMW	OLDCMDW1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	05L5	500	91,8	EIMW	OLDCMDW2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	02J2	69	22,1	EIMR	PTUCTGR1	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	02J2	69	21,9	EIMR	PTUCTGR2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04L5	230	3,6	EIMU	PTUNRBU1	M	24	3,6			3,6				0,0				0,0				0,0	3,6
SSLS	04L6	230	3,6	EIMU	PTUNRBU2	M	24	3,6			3,6				0,0				0,0				0,0	3,6
SSLS	04I4	230	7,0	EIMU	PTUPTU11	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04F1	230	33,1	EIMU	SPUFNLU1	M	24	33,1			33,1				0,0				0,0				0,0	33,1
SSLS	04C1	230	23,5	EIMU	SPUGVMU1	M	24	23,5			23,5				0,0				0,0				0,0	23,5
SSLS	04L2	230	32	EIMU	SPUSTJU2	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
SSLS	04F3	230	32,0	EIMU	SPUSTJU3	M	24				0,0				0,0				0,0				0,0	0,0
TOTAL								368,7	0,0	0,0	368,7	38,4	0,0	0,0	38,4	127,3	0,0	0,0	127,3	177,2	0,0	0,0	177,2	711,6

Tabela 6.18 – Inspeções minuciosas SSLS 2014. Fonte SGQ/DML

INSPETIÇÕES EXPEDITAS							period.	2014																
Equipe	Cod.Op	tensão	Extensão	esquema	Instalação	tipo	meses	jan	fev	mar	I TRIM	abr	maio	jun	II TRIM	jul	ago	set	III TRIM	out	nov	dez	IV TRIM	2014
SSLS	04L2	230	68,1	EIEU	CCDCTUU1	E	12				0,0				0,0	68,1			68,1				0,0	68,1
SSLS	04L3	230	69,4	EIEU	CCDCTUU2	E	12				0,0				0,0	69,4			69,4				0,0	69,4
SSLS	02J6	69	1,4	EIER	CMDCMDR2	E	12				0,0				0,0	1,4			1,4				0,0	1,4
SSLS	04C8	230	3,2	EIEU	CMDCMEU1	E	6	3,2			3,2				0,0	3,2			3,2				0,0	6,4
SSLS	04C9	230	7,2	EIEU	CMDCQRU1	E	6	7,2			7,2				0,0	7,2			7,2				0,0	14,4
SSLS	04M6	230	22,9	EIEU	CMDCGTU1	E	6				0,0	22,9			22,9				0,0	22,9			22,9	45,8
SSLS	04M5	230	23,5	EIEU	CMDCGTU2	E	6				0,0	23,5			23,5				0,0	23,5			23,5	47,0
SSLS	04C7	230	83,7	EIEU	CMDCGVMU1	E	12				0,0				0,0	83,7			83,7				0,0	83,7
SSLS	04S1	230	83,7	EIEU	CMDCGVMU2	E	12				0,0				0,0	83,7			83,7				0,0	83,7
SSLS	04C3	230	19,2	EIEU	CMDCJCRU1	E	12				0,0				0,0				0,0	19,2			19,2	19,2
SSLS	04C4	230	19,2	EIEU	CMDCJCRU2	E	12				0,0				0,0				0,0	19,2			19,2	19,2
SSLS	04M7	230	47	EIEU	CMDCMTTU1	E	6				0,0	47,0			47,0				0,0	47,0			47,0	94,0
SSLS	04M8	230	39,2	EIEU	CMDCPTUU1	E	12				0,0	39,2			39,2				0,0				0,0	39,2
SSLS	04M9	230	39,2	EIEU	CMDCPTUU2	E	12				0,0	39,2			39,2				0,0				0,0	39,2
SSLS	05L6	500	0,3	EIEW	CMDCMDW1	E	12	0,3			0,3				0,0				0,0				0,0	0,3
SSLS	02J5	69	48,7	EIER	CTGCTUR1	E	12				0,0	48,7			48,7				0,0				0,0	48,7
SSLS	02J6	69	48,7	EIER	CTGCTUR2	E	12				0,0	48,7			48,7				0,0				0,0	48,7
SSLS	04L3	230	15,2	EIEU	CTGJCRU1	E	12				0,0				0,0	15,2			15,2				0,0	15,2
SSLS	04L4	230	30	EIEU	CTGMTTU1	E	6				0,0	30,0			30,0				0,0	30,0			30,0	60,0
SSLS	04M1	230	25	EIEU	CTUCMDU1	E	12				0,0				0,0				0,0	25,0			25,0	25,0
SSLS	04M2	230	25	EIEU	CTUCMDU2	E	12				0,0				0,0				0,0	25,0			25,0	25,0
SSLS	04M3	230	77,2	EIEU	CTUGVMU1	E	12				0,0				0,0	77,2			77,2				0,0	77,2
SSLS	04C2	230	22,5	EIEU	GVMSPUU2	E	12				0,0				0,0	22,5			22,5				0,0	22,5
SSLS	04C3	230	22,6	EIEU	GVMSPUU3	E	12				0,0				0,0	22,6			22,6				0,0	22,6
SSLS	04L1	230	98,8	EIEU	IIHCIIUU1	E	6				0,0	98,8			98,8				0,0				0,0	98,8
SSLS	04N5	230	1,8	EIEU	JCRALCU1	E	12	1,8			1,8				0,0				0,0				0,0	1,8
SSLS	04N3	230	7,9	EIEU	JCRDOWU1	E	6	7,9			7,9				0,0	7,9			7,9				0,0	15,8
SSLS	04N4	230	7,8	EIEU	JCRDOWU2	E	6	7,8			7,8				0,0	7,8			7,8				0,0	15,6
SSLS	05V7	500	127,0	EIEW	JDMCMQW1	E	6	127,0			127,0				0,0				0,0				0,0	127,0
SSLS	02J5	69	7,5	EIER	MTTPTUR1	E	6				0,0	7,5			7,5				0,0	7,5			7,5	15,0
SSLS	02J5	69	7,4	EIER	MTTPTUR2	E	6				0,0	7,4			7,4				0,0	7,4			7,4	14,8
SSLS	05L4	500	95,7	EIEW	OLDCMDW1	E	6	95,7			95,7				0,0	95,7			95,7				0,0	191,4
SSLS	05L5	500	94,8	EIEW	OLDCMDW2	E	6	94,8			94,8				0,0	94,8			94,8				0,0	189,6
SSLS	02J2	69	22,1	EIER	PTUCTGR1	E	12				0,0				0,0	22,1			22,1				0,0	22,1
SSLS	02J2	69	21,9	EIER	PTUCTGR2	E	12				0,0				0,0	21,9			21,9				0,0	21,9
SSLS	04L5	230	3,6	EIEU	PTUNRBU1	E	12				0,0				0,0	3,6			3,6				0,0	3,6
SSLS	04L6	230	3,6	EIEU	PTUNRBU2	E	12				0,0				0,0	3,6			3,6				0,0	3,6
SSLS	04L4	230	2,0	EIEU	PTUPTUU1	E	6				0,0	2,0			2,0				0,0	2,0			2,0	4,0
SSLS	04F1	230	33,1	FIFU	SPUIFNU1	F	12				0,0				0,0	33,1			33,1				0,0	33,1
SSLS	04C1	230	23,5	EIEU	SPUGVMU1	E	12				0,0				0,0	23,5			23,5				0,0	23,5
SSLS	04L2	230	32	EIEU	SPUSTJU2	E	12				0,0				0,0				0,0	32,0			32,0	32,0
SSLS	04F3	230	32,0	EIEU	SPUSIJU3	E	12				0,0				0,0				0,0	32,0			32,0	32,0
TOTAL								345,7	0,0	0,0	345,7	414,9	0,0	0,0	414,9	768,2	0,0	0,0	768,2	292,7	0,0	0,0	292,7	1621,5

Tabela 6.19 – Inspeções expeditas SSLS 2014. Fonte SGQ/DML

Este processo é medido através de dois indicadores gerencias:

**Índice de Efetividade da Programação da Inspeção – IEPI**, que avalia o desempenho do planejamento e programação das inspeções, através da relação entre as OS planejadas e executadas no mês, conforme exemplo na figura 6.4.

**Índice de Realização das Inspeções – IRIT** que avalia o desempenho da realização das inspeções programadas, através da relação entre as OS previstas e as OS executadas, conforme exemplo na figura 6.5

Vale salientar que os indicadores medem aspectos relacionadas a inspeção, porém o SGQ também possui indicadores de monitoramento de planejamento e execução, com vistas a eliminação dos defeitos provenientes da inspeção.

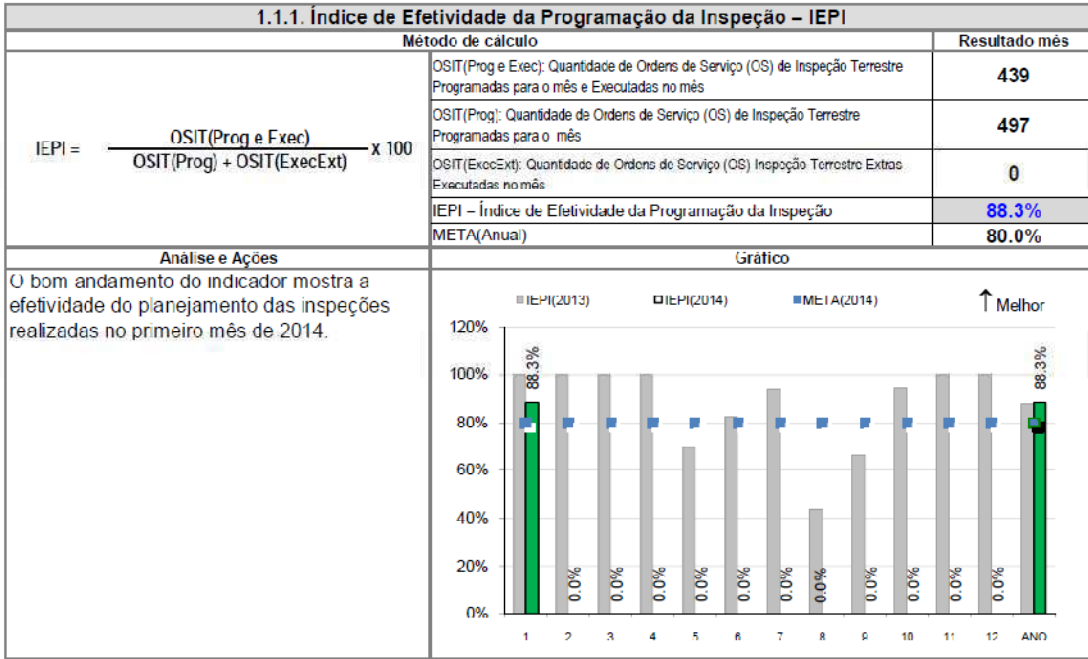


Figura 6.4 – apuração IEPI. Fonte SGQ/DML

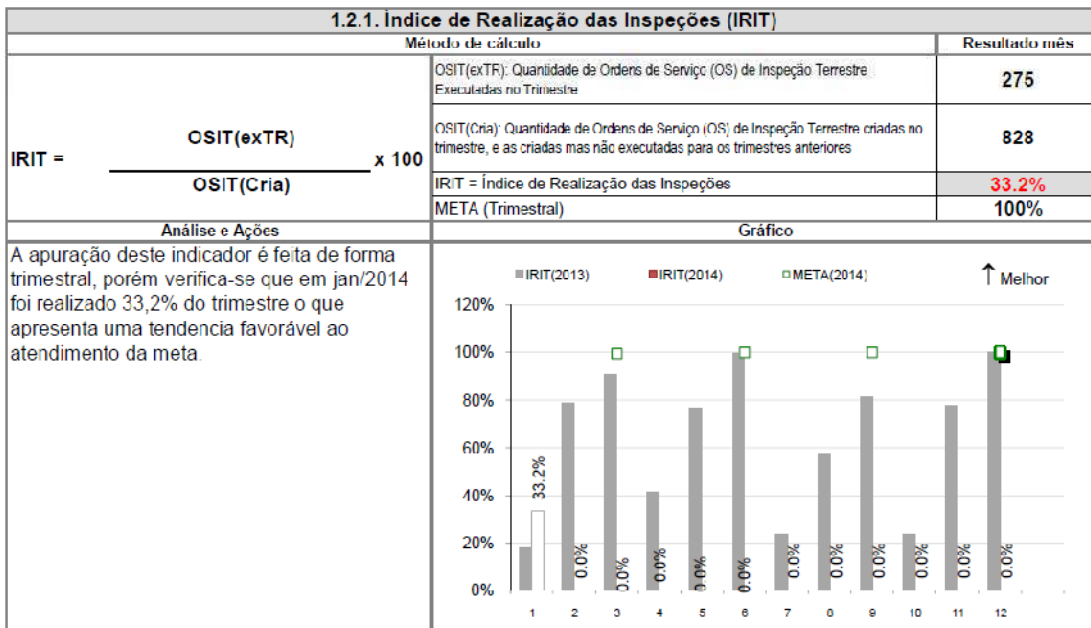


Figura 6.5 – apuração IRIT. Fonte SGQ/DML

Um recurso importante no SIGA é a programação das inspeções por estruturas das LT, pois através deste recurso, pode-se variar a frequência de inspeções em trechos de LT, atendendo dessa forma, as regiões mais críticas, no caso, aquelas que possuem faixas ocupadas irregularmente.

# Capítulo 7

## Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros

Neste trabalho foi apresentado o planejamento da implantação da Metodologia Manutenção Centrada na Confiabilidade – em trechos específicos de linhas de transmissão, na Cidade de Salvador, trechos estes que possuem um problema que é recorrente nas grandes cidades, a ocupação irregular de faixas de linhas de transmissão.

Através das pesquisas nas bibliografias pertinentes, verifica-se que:

- a) A falta de planejamento nas cidades de países, e a má distribuição de renda, principalmente naqueles com baixo índice de desenvolvimento, são as principais causas do surgimento das habitações irregulares, as quais possuem diversas denominações, porém a mais conhecida é o termo favela.
- b) O Brasil, por possuir dimensões continentais, e características singulares em seu SIN – Sistema Integrado Nacional, com grandes centros consumidores e grandes blocos produtores de energia afastas por milhares de quilômetros, tem um sistema de transmissão bastante extenso, e isto, aliado aos problemas de moradia produz o fenômeno das ocupações irregulares de faixa.
- c) O Brasil não possui uma regulamentação específica que conduza a eliminação dos problemas de ocupação de faixas de linhas de transmissão pelas vias judiciais e o processo indenizatório, além de extremamente dispendioso, não demonstra a eficácia necessária, por isso faz-se necessária a busca por esta regulamentação.
- d) As empresas transmissoras de energia elétrica têm buscado diversas alternativas para a eliminação do problema, entretanto a convivência com um ente com elevado poder de dano às pessoas, como a eletricidade e pessoas, apresentam uma criticidade de extrema severidade ao assunto.
- e) Devido aos impedimentos de acesso e questões relacionadas à segurança, a manutenção de LT em áreas de ocupação irregular de faixa é bastante

prejudicada, tanto nas rotinas preventivas, quanto no atendimento de contingências, sendo neste último aspecto um fator de maior agravo à receita das empresas, à segurança das pessoas e ao sistema elétrico.

Tendo em vista a existência do problema, torna-se evidente que o processo de manutenção de linhas de transmissão não pode manter os mesmos critérios para as LT em diferentes localizações e faz-se necessário a implantação de um plano de manutenção, que leve em conta além dos fatores técnicos, como a importância da LT para o sistema, custos de parcela variável, tempo de vida da LT, nível de tensão e taxas de falhas da LT, a questão da segurança de pessoas, como um novo elemento cada vez mais presentes.

Verifica-se através da MCC, que as LT localizadas em áreas de ocupação irregular de faixas devem passar por profundas modificações em seu plano de manutenção, podendo-se adotar procedimentos que sejam capazes de:

- Identificar os componentes e modos de falha que apresentem alta criticidade para a segurança de pessoas.
- Alterar a periodicidade do plano de inspeções destas LT:
  - Inspeções minuciosas no trecho de um ano para seis meses;
  - Inspeções expeditas no trecho de seis para três meses.
- Introduzir novas tecnologias de forma a tornar mais eficiente a detecção de defeitos em LT em áreas de ocupação de faixa.
- Aumentar a confiabilidade de componentes críticos com sistema de reforços ou *back up*.
- Promover uma sistemática avaliação dos critérios de manutenção de LT em áreas de ocupação de faixa.

A implantação da metodologia torna-se amplamente favorável às empresas transmissoras de energia elétrica, pois através dos FMEAS realizados, nota-se que a mudança de rotinas de inspeção, proporcionam uma redução nos riscos de falhas de componentes críticos, falhas estas que além da possibilidade de causar acidentes à pessoas, podem ainda causar impactos enormes à receita das empresas através de perdas por indisponibilidades e restrições, custo de manutenção e fatores não facilmente mensuráveis como indenizações e danos à imagem.

## 7.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

O trabalho aqui apresentado apresenta uma proposta de implantação, através da implantação da metodologia em um projeto piloto em trecho de 30km de linhas de transmissão. Como o trecho escolhido é bastante pequeno em comparação com a realidade e a dimensão do problema, ainda não existem resultados conclusivos para validação do estudo, para tanto sugere-se a continuidade do estudo através dos trabalhos sugeridos a seguir:

- Implantação da metodologia em outras áreas, que apresentam problemas semelhantes, visando a redução dos riscos decorrentes de falhas em componentes críticos, que possam resultar em danos severos à segurança de pessoas;
- Estudos sobre proposição de novos arranjos de componentes de linhas de transmissão que apresentam alta severidade para a segurança de pessoas em áreas de ocupação irregular de faixa de passagem, visando a redução de riscos;
- Análise da viabilidade técnico econômica de isoladores poliméricos para uso em região de invasão de faixas de LT;
- Estudos sobre formas alternativas de transmissão em região de invasão de faixa de LT: linhas subterrâneas, linhas compactas, linhas com maior número de fases de forma a reduzir a faixa de segurança;
- Estudos com a utilização de outras técnicas, visando a redução dos riscos presentes em áreas de invasão de faixas de LT:
  - Análise por Listas de Verificações
  - Análise Preliminar de Riscos - APR
  - Matriz de Riscos
  - Análise de Perigos e Operacionalidade - HAZOP (Hazard and Operability Analysis)
  - PDCA – (Plan, Do, Check, Act)
  - Análise por Árvore de Falhas FTA - (Fault Tree Analysis).

## Referências Bibliográficas

ABNT NBR 5032. *Isoladores para Linhas Aéreas com Tensões acima de 1.000V – Isoladores de Porcelana ou Vidro para Sistemas de Corrente Alternada*. 2004.

ABNT NBR 5462. *Confiabilidade e Manutenibilidade*. 1994.

ABNT NBR 5422. *Projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica*. 1995.

ABNT 5676. *Avaliação de Imóveis Urbanos*. 2011.

BARBOSA, Carlos David Franco. *Impactos do desempenho das emendas dos cabos de linhas de transmissão na confiabilidade de redes elétrica*. Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo – Unicamp (Tese de Doutorado), 2011.

BEZERRA, R.; TOSTES, J.; TEIXEIRA, J. e LEITE, C. *Estudo para Aumento da Confiabilidade de Isoladores Poliméricos nas Linhas de Transmissão da Eletronorte*. SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Florianópolis, 2010.

CARVALHO, I. M. M.; PEREIRA, Gilberto Corso. *Como anda Salvador*. Rio de Janeiro: Letra Capital: Observatório das Metrôpoles, 2009.

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. *INSPEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E BARRAMENTOS DE SUBESTAÇÕES ENERGIZADAS*. Recife: 11ª Edição, 2011.

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. *MANUTENÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO E BARRAMENTOS ENERGIZADOS*. Recife: 8ª Edição, 2011.

CIGRÉ, *Technical Brochure 175. Management of Existing Overhead Transmission Lines*. Working Group 22.13. 2000.

CIGRÉ, *Brochura Técnica 002. Critérios de Avaliação de Isoladores em Serviço*. Grupo de Trabalho B2.03. 2008.

COSTA, Eduardo Coelho Marques. *Um Modelo para condutores múltiplos considerando a distribuição de corrente nos subcondutores*. São Paulo: UNESP. (Dissertação de mestrado), 2009.



- DAVIS, Mike. *Planeta Favela*: Tradução de Beatriz Medina - São Paulo: Boitempo Editora. 2006.
- FOGLIATTO, F. S.; DUARTE, J. L. *Confiabilidade e manutenção industrial* – Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.
- FUCHS, Rubens Dario. *Transmissão de Energia Elétrica. Linhas aéreas; teoria da linhas em regime permanente* – Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1979.
- FUCHS, Rubens Dario e ALMEIDA, Marcio. *Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão*. São Paulo: Edgar Blücher, 1982.
- GONTIJO, Carlos Roberto. *Cálculo de torres para linhas de transmissão*. Belo Horizonte: Instituto de Engenharia Aplicada, 1994.
- HOUAISS, Antonio; VILLAR, Mauro de Salles. *Dicionário Houaiss de Língua Portuguesa*. Rio de Janeiro: Editora Objetiva, 2001.
- IBGE. CENSO Demográfico 2010: *Aglomerados subnormais - Primeiros resultados* - Rio de Janeiro, p.1-259, 2010.
- IBGE. CENSO Demográfico 2010: *Base territorial: manual de delimitação dos setores* - Rio de Janeiro: IBGE, 2009. 60 p.
- LIMA, A. R. *Análise e Gestão dos Riscos das Ocupações de faixa de Passagem das Linhas de Transmissão. Estudo de Caso da Vila Alta tensão*. Ouro Preto: NUGEO/UFOP. (Dissertação de Mestrado), 2012.
- MOUBRAY, John: *Reliability-centered maintenance* – New York: Industrial Press INC. 1992.
- NETO, Renato de Arruda Penteado. *Sistemas para Detecção de Falta de Alta Impedância e de Rompimento de Condutores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Curitiba: PIPE/UFPR. (Tese de Doutorado), 2005.
- PAVLIK, B. L. *Manual de ferragem para linhas de transmissão* - São Paulo: SADE. 1974
- PAVLIK, B. L. *Tecnologia de ferragem para linhas de AT e EAT* – São Paulo: DAG Gráfica. 1989.

PINTO, Alan Kardec; XAVIER, Júlio Nascif. *Manutenção - Função Estratégica* - Rio de Janeiro: editora Quality Mark. 1a edição 1998.

QS 9000 - *Quality System Requirements*. Chrysler Corporation, Ford Motor Company, General Motors Corporation. Third Edition, March, 1998.

ROHRS, Marcelo. *Políticas de Manutenção. Apostila da Disciplina Técnicas de Monitoramento do MBA em Gestão de Manutenção*. Salvador: Unifacs, 2008.

SAKURADA, Eduardo Yuji. *As técnicas de Análise dos Modos de Falhas e seus Efeitos e Análise da Árvore de Falhas no desenvolvimento e na avaliação de produtos*. Florianópolis: Eng. Mecânica/UFSC, (Dissertação de mestrado), 2001.

SIQUEIRA, Iony Patriota. *Manutenção Centrada na Confiabilidade: Manual de Implementação* - Rio de Janeiro: Qualimark Editora. 2012.

SOUZA, Antonio C. V. *Manutenção Centrada na Confiabilidade Aplicada à Gestão de Linhas de Transmissão em Áreas de Ocupação Irregular de Faixas de Passagem*. XXII SNPTEE. Brasília, outubro de 2013.

TOLEDO, José Carlos de; AMARAL, Daniel Capaldo. *FMEA: Análise do Tipo e Efeito de Falha*. Disponível em: < <http://www.gepeq.dep.ufscar.br/arquivos/FMEA-APOSTILA.pdf>. Acesso em 15/02/2014.

# Anexo I IT XXII SNPTEE



**XXII SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GLT/01  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

## GRUPO – III

### GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

#### MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE APLICADA À GESTÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO LOCALIZADAS EM ÁREAS DE OCUPAÇÃO IRREGULAR DE FAIXAS DE PASSAGEM

Souza, A. C. V. (\*)  
Chesf

#### RESUMO

O crescimento desordenado das cidades, a especulação imobiliária nos grandes centros urbanos aliado aos graves problemas sociais brasileiros traz um sério problema às empresas transmissoras de energia elétrica: a ocupação irregular das faixas de passagem das linhas de transmissão.

Este trabalho visa aplicar conceitos da MCC na gestão de linhas de transmissão localizadas em áreas de grande concentração urbana e com ocupação irregular de faixa de passagem com o intuito de evitar os modos de falhas em componentes que possam resultar em danos a segurança de pessoas nestas áreas.

#### PALAVRAS-CHAVE

Linhas de Transmissão, Confiabilidade, Áreas de Invasão, Manutenção, Segurança

#### 1. INTRODUÇÃO

Verifica-se que a população mundial, a partir de da década de 70, principalmente nos países em desenvolvimento, tem crescido a uma taxa média de 3,8% ao ano, na contramão do crescimento da renda per capita e em valores muito superiores a urbanização, sendo este o principal fator para um elevado déficit de moradia, pois enquanto 6% da população dos países desenvolvidos vivem em favelas, este número é elevado para 78,2% da população, fato que obriga a cerca de um bilhão de pessoas a habitarem em condições precárias de moradia (DAVIS, 2006).

A realidade econômica e social brasileira leva o país a possuir a terceira maior população de moradores em favela, só ficando atrás de Índia e China. (DAVIS, 2006). O IBGE, no censo de 2010, afirma que o país possui 6.329 aglomerados subnormais (assentamentos irregulares conhecidos como favelas, invasões, grotas, baixadas, comunidades, vilas, ressacas, mocambos, palafitas, entre outros) em 323 dos 5.565 municípios brasileiros, os quais concentram 6,0% da população brasileira (11.425.644 pessoas), distribuídos em 3.224.529 domicílios particulares ocupados (5,6% do total).

Verifica-se que as cidades de Salvador e Recife figuram entre as cidades no Brasil com maior concentração de Domicílios Particulares Ocupados em Aglomerados Subnormais, sendo as cidades com maiores problemas no assunto na região Nordeste conforme detalhes ver Tabela 01 e a Figura 01.

TABELA 1 – distribuição da população em aglomerados subnormais fonte IBGE Censo de 2010

	População Total	População residente em domicílios em favelas	Proporção entre a população total e a população residente em favelas

(\*) Rodovia BA 093, km 21 S/Nº - Dias D'Ávila, BA, – Brasil  
Tel.: (+55 71) 3281-2880 – Fax: (+55 71) 3281-2884 – Email: avsouza@chesf.gov.br

2

RM São Paulo	19.611.862	2.162.368	11,0
RM Rio de Janeiro	11.793.174	1.702.073	14,4
RM Belém	2.097.287	1.131.268	53,9
RM Salvador	3.564.343	931.662	26,1
RM Recife	3.676.067	852.700	23,2
RM Belo Horizonte	5.392.938	489.281	9,1
RM Fortaleza	3.608.442	430.207	11,9



FIGURA 1 – Formações de favelas no NE. Fonte IBGE Censo de 2010

Entre os anos 40 e 50, o complexo hidro elétrico de Paulo Afonso ampliou a oferta de energia elétrica para o consumo industrial no Nordeste, as obras da primeira usina do complexo hidrelétrico foram iniciadas em 1949, após a criação efetiva da CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco, em 1948, e a entrada em operação das primeiras turbinas ocorreu em 1954, assegurando-se, a partir de então, mediante sucessivas ampliações, o abastecimento de Recife e Salvador (CARVALHO, 2004).

Diante deste cenário, as áreas responsáveis pela manutenção das linhas de transmissão convivem com a necessidade de manter estes ativos, atendendo aos requisitos de disponibilidade contratados, além de garantir a segurança das pessoas que ocupam estas áreas. Em função disto, o objetivo deste estudo é a aplicação de conceitos da MCC para a redução de riscos de falhas em componentes que possam provocar acidentes pessoais à população residente nestas áreas.

## 2. LINHAS DE TRANSMISSÃO DA CHESF LOCALIZADAS EM FAVELAS

Devido às necessidades crescimento do sistema elétrico e políticas de expansão imobiliária, o problema agravou-se no Nordeste nas cidades de Salvador e Recife, motivando a aplicação do estudo nas linhas de transmissão localizadas nestas capitais, sob a gestão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf.

Os esforços para regularização das faixas de passagem de linhas de transmissão em áreas urbanas de grande densidade demográfica apresentam alto custo financeiro com indenizações e construções de benfeitorias e demandam grande esforço político das empresas nas negociações com as comunidades.

As linhas de transmissão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf que cruzam as áreas ocupadas por favelas, nas quais existem moradias sob as faixas de servidão destes ativos, foram identificadas e classificadas totalizando 32,03 km de áreas ocupadas irregularmente por residências ver Tabela 2.

TABELA 2 – LTs localizadas em favelas em SSA e REC. Fonte: Sistema Gestão Integrada de Ativos/Chesf



3

LT	Km de Estruturas invadidas	Cidade
CAMACARI-MATATU, 230 KV, C1	3,00	Salvador
CAMACARI-PITUACU, 230 KV, C1	1,15	Salvador
CAMACARI-PITUACU, 230 KV, C2	1,15	Salvador
COTEGIPE-MATATU, 230 KV, C1	6,43	Salvador
MATATU-PITUACU, 69 KV, C1	6,62	Salvador
MATATU-PITUACU, 69 KV, C2	6,62	Salvador
PITUACU-COTEGIPE, 69 KV, C1	1,24	Salvador
BONGI-ACONORTE, 230 KV, C1	0,78	Recife
RECIFE II-JOAIRAM, 230 KV, C1	2,9	Recife
JOAIRAM-BONGI, 230 KV, C2	0,42	Recife
JOAIRAM-BONGI, 230 KV, C3	1,72	Recife

A Figura 2 mostra exemplo claro de ocupação irregular em faixas de passagem de linhas de transmissão onde se demonstra claramente os riscos a que estas populações estão submetidas.



FIGURA 2 – Ocupação irregular de faixa em Salvador.

### 3. MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE

A manutenção centrada na confiabilidade – MCC teve sua origem nos Estados Unidos da América na década de 70, para atender a exigências da indústria aeronáutica, principalmente quando da entrada em produção do *Boeing 747*, que possuía níveis pioneiros de automação. Os benefícios da MCC foram rapidamente percebidos por outras áreas, como as indústrias elétrica e nuclear, em seguida o uso da metodologia foi incorporada pela marinha americana desde 1978. (SIQUEIRA, 2002) e (MOUBRAY, 1992).

A MCC pode ser definida como um programa que reúne uma série de técnicas de engenharia para assegurar que um processo ou componente continue realizando as funções que a este foi determinado. Os programas de MCC têm sido reconhecidos como a forma mais eficiente de tratar as questões de manutenção, permitindo o alcance da excelência nas atividades de manutenção e garantindo a disponibilidade dos equipamentos, com redução de custos associados e acidentes, defeitos, reparos e substituições (FOGLIATTO, 2009).

Segundo Moubray (1992), existem sete questões básicas a serem respondidas no emprego da metodologia MCC, sendo a oitava complementada por Siqueira (2012):

- i) Quais são as funções e os respectivos padrões de desempenho desejados para os ativos no atual contexto operacional (Funções)?
- ii) De que formas eles podem falhar e deixar de cumprir suas funções (Falhas Funcionais)?
- iii) Quais são as causas de cada falha funcional (Modos de Falha)?

4

- iv) O que acontece quando a falha ocorre (Efeitos da Falha)?
- v) Quais são os encargos derivados da ocorrência da falha (Conseqüências da Falha)?
- vi) O que deve ser feito para prever ou bloquear a falha (Tarefas Pró-ativas e Periodicidades)?
- vii) O que deve ser feito se uma tarefa de bloqueio adequada não puder ser definida (Ações Compensatórias)?
- viii) Quais as freqüências ideais das tarefas?

A implementação da metodologia se dá através da adoção de uma seqüência estruturada, composta de sete etapas, assim denominadas (SIQUEIRA, 2012):

- i) Seleção do Sistema e Coleta de Informações;
- ii) Análise de Modos de Falha e Efeitos;
- iii) Seleção das Funções Significantes;
- iv) Seleção de Atividades Aplicáveis;
- v) Avaliação da Efetividade das Atividades;
- vi) Seleção das Atividades Aplicáveis e Efetivas;
- vii) Definição da Periodicidade das Atividades.

Neste estudo os conceitos da MCC foram aplicados nos componentes, em que as falhas apresentam danos severos à segurança dos ocupantes destas áreas e são, portanto, considerados componentes críticos.

### 3.1 Identificação dos componentes críticos das LTs localizadas em áreas de invasão

Os componentes das linhas de transmissão que o efeito de uma eventual falha pode ser catastrófico, pois podem causar sérios danos à segurança dos terceiros, são:

- i) Isoladores
- ii) Cabos Condutores e seus componentes
- iii) Cabos Guarda e seus componentes;

### 3.2 Manutenção de Linhas de Transmissão

A política de manutenção das linhas de transmissão no sistema elétrico brasileiro é feita de forma preventiva com base na condição dos componentes destes ativos. O marco inicial da manutenção de linhas de transmissão é a inspeção e sua importância é fundamental na determinação da confiabilidade e dos custos da manutenção do sistema elétrico.

O processo de inspeção é feito de forma periódica e padronizada, onde o objetivo é a detecção de defeitos em campo a partir da comparação com padrões estabelecidos em normativos e transportados para uma base de dados, para em seguida ser processada a sistemática de programação de modo a eliminar os defeitos antes de sua evolução de forma a evitar a falha destes componentes.

A Chesf classifica os tipos de Inspeção em: Minuciosa, Expedita, de Patrulhamento, Analítica e Aérea.

**INSPEÇÃO MINUCIOSA:** Tem por Objetivo aferir o estado dos componentes da estrutura, faixa de servidão, vegetação, estradas de acesso, cadeia de isoladores, cabos condutores e sistema de proteção (cabos pára-raios, fios terra e contrapeso). É realizada escalando-se todas as torres da linha de transmissão e visa à detecção de defeitos que comprometem a vida útil da LT, a curto, a médio e longo prazo.

**INSPEÇÃO EXPEDITA:** Objetiva identificar o estado geral da instalação no que tange principalmente a: integridade das cadeias de isoladores, estabilidade das estruturas, situação dos estais, altura da vegetação, possibilidade de queimadas e invasões da faixa de servidão. É realizada sem a obrigatoriedade de escalar todas as torres. Visa à detecção de defeitos que comprometem a confiabilidade da LT, em curto prazo.

**INSPEÇÃO DE PATRULHAMENTO:** Objetiva identificar interferências de terceiros, tais como: vandalismo, invasões e plantios. É realizada em trechos da linha de transmissão. Pode ser realizada com o uso de helicóptero e se caracteriza por não requerer instrumentação especial de apoio ao inspetor.

**INSPEÇÃO ANALÍTICA:** É realizada com o propósito específico de analisar a presença de determinado tipo de defeito (oxidação de grelhas, estado de parafusos de sustentação de cadeias, danificação de condutores internos a grampos de suspensão ou espaçadores, danificação de isoladores de pedestal, etc.). Quando a inspeção analítica visa observar o centelhamento em isolamentos, ela é denominada de inspeção noturna.

**INSPEÇÃO AÉREA:** É a inspeção que se utiliza do helicóptero para detecção de defeitos do tipo: quebra de isoladores, invasão de faixa, queimadas, rompimento de cabos condutores/pára-raios, estais, etc.

### 3.2 Failure Mode and Effects Analysis – FMEA

A FMEA é uma técnica de confiabilidade que tem como objetivos: o reconhecimento e avaliação das falhas potenciais em produtos ou processos, identificar e tomar ações que possam eliminar ou reduzir a probabilidade de ocorrência destas falhas e documentar o estudo de forma a referenciar e auxiliar revisões e desenvolvimentos futuros do processo ou projeto. O FMEA pode ser classificado em FMEA de Projeto e FMEA de Processo, onde o sucesso da aplicação do FMEA está na localização temporal em que os estudos foram realizados, pois devem ser feitos antes do evento e não após a ocorrência da falha (FOGLIATTO, 2009).

A aplicação da metodologia nos componentes selecionados resultou em valor para risco, definido como NPR, que é definido como o produto entre (S) severidade, (O) ocorrência e (D) detecção de cada modo de falha, conforme expressão abaixo:

$$NPR = S * O * D$$

A partir deste valor foram tomadas ações no processo de manutenção, de forma a reduzir os valores de S, O, e D, dentre estas ações, destacam-se: alterar a frequência da inspeção das linhas, introdução de novas técnicas de inspeção, como radiografia digital, termovisão com uso de aeronave e *gimbal*, uso de câmeras de alta resolução para processamento de imagens, assim como se verifica a necessidade de mudanças nos projetos de linhas de transmissão nestas áreas, através dos reforços de pontos de fixação, mudanças no isolamento, introdução de retaguarda mecânica em pontos de fixação.

Ver na Figura 03 a 06 os FMEAs para os componentes: cadeia de isoladores, cabos condutores e cabos pararraios.

FIGURA 03 – Formulário FMEA para as cadeias de isoladores

Cadeia de Isoladores												
Função	Modos de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	S E V E R	Causas Potenciais das Falhas	O C O R	D E T E C	N P R	Ações recomendadas	Resultado das			
									S e v e	O c o r	D e t e	N P R
Sustentar os cabos condutores	Não Sustentar os cabos condutores	Queda de cabo ao solo	10	Quebra do pino do isolador por oxidação	3	4	120	Inspeção Minuciosa	9	1	2	18
			10					Duplicação da cadeia	8	2	4	64
			10					Substituição por cadeia mais resistente a oxidação - poliméricos	9	1	4	36
			10					Desatrelamento por erro de montagem	9	1	1	9
			10					Quebra das ferragens de fixação por oxidação	9	2	1	18
Isolar eletricamente os cabos condutores	Não isolar eletricamente os cabos condutores	Energização indesejada da torre de transmissão	10	Poluição	3	5	150	Inspeção Noturna	9	2	2	36
			10	Poluição	3	5	150	Substituição por cadeia mais resistente a poluição - poliméricos	9	1	2	18
			8	Quebra do isolador por vandalismo	4	2	64	Inspeção Patrulhada	9	1	1	9



6

FIGURA 05 – Formulário FMEA para os cabos condutores

Cabos Condutores												
Função	Modos de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	S E V E R	Causas Potenciais das Falhas	O C C O R	D E T E C	N P R	Ações recomendadas	Resultado das			
									S e v e	O c o r	D e t e	N P R
Transporte de Energia Elétrica	Não Transportar Energia Elétrica	Queda de cabo ao solo	10	Quebra do cabo por vibração eólica	3	4	120	Inspeção Minuciosa	9	1	2	18
			10	Quebra do cabo por vibração eólica	3	4	120	Instalação de Grampos AGS e Amortecedores de Vibração	9	1	4	36
			10	Quebra do condutor por oxidação da alma	1	5	50	Inspeção por raio x	9	2	1	18
			10	Quebra do cabo por NCT	3	4	120	Inspeção Termográfica	9	1	1	9

FIGURA 06 – Formulário FMEA para os cabos pararraios

Cabos Pararraios												
Função	Modos de Falha Potencial	Efeitos Potenciais da Falha	S E V E R	Causas Potenciais das Falhas	O C C O R	D E T E C	N P R	Ações recomendadas	Resultado das			
									S e v e	O c o r	D e t e	N P R
Blindagem elétrica	Não realizar a blindagem elétrica	Queda de cabo ao solo	10	Quebra do cabo por vibração eólica	3	4	120	Inspeção Minuciosa	9	1	2	18
			10	Quebra do cabo por vibração eólica	3	4	120	Instalação de Grampos AGS e Amortecedores de Vibração	9	1	4	36
			9	Quebra do condutor por oxidação	1	5	45	Inspeção Minuciosa	9	1	1	9
			9	Oxidação das ferragens de fixação	3	4	108	Inspeção Minuciosa	9	1	1	9

#### 4.3 Análises de Custos e Riscos

Dentre os efeitos da ocorrência de falhas em linhas de transmissão, está a penalização na receita da empresa por efeito da PVI - Parcela Variável por Indisponibilidade, implantada através da resolução 270 da ANEEL, cuja fórmula de cálculo é dada pela expressão abaixo:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} Kp \left( \sum_{i=1}^{NP} DVDPi \right) + \frac{PB}{1440D} \left( \sum_{i=1}^{NO} KOiDVODi \right)$$

Onde,

PB – Pagamento base da LT

$\sum DVDP$  e  $\sum DVDO$  – Somatórios da duração verificada de desligamento programado e de outros desligamentos da Função Transmissão – FT.



7

Kp – Fator Multiplicador para desligamentos programados = 10  
 Ko – Fator Multiplicador para outros desligamentos =150  
 D – número de dias da ocorrência  
 Np – número de desligamentos programados e ocorridos da FT corrida ao longo do mês  
 Nq – número de outros desligamentos ocorridos da FT corrida ao longo do mês

Verifica-se que a penalização por indisponibilidade de FTs não programada é muito superior aos demais casos, e no caso de LTs localizadas em áreas de invasão, são tratadas como LTs de alto risco e, neste caso, têm seus religadores automáticos desativados, só sendo permitida uma nova tentativa de reenergização após realização de inspeção patrulhada nos vãos em que ocorrem invasões de faixa. Devido à localização destas LTs em áreas urbanas com trechos de difícil acesso, esta inspeção tem sua duração muito maior que uma inspeção em trechos normais, penalizando ainda mais a PVI da transmissora.

Considerando os dados médios de MTTR= 4h (tempo de inspeção) e taxa de falhas = 0,71 falha/100km\*ano para desligamentos transitórios para as LTs em estudo, excluindo-se as LTs não pertencentes que a rede básica, em 10 anos a provável perda de receita é dada na Tabela 03:

TABELA 03 – Perda de receita em 10 anos

LT	Comprimento	PVI - OD	Custo Provável em 10 anos
CAMACARI-MATATU, 230 KV, C1	47 km	R\$ 11.949,47	R\$ 334.585,16
CAMACARI-PITUACU, 230 KV, C1	39,2 km	R\$ 2.082,01	R\$ 49.968,24
CAMACARI-PITUACU, 230 KV, C2	39,2 km	R\$ 5.205,23	R\$ 124.925,52
COTEGIPE-MATATU, 230 KV, C1	30 km	R\$ 11.992,13	R\$ 239.842,60
RECIFE II-JOAIRAM, 230 KV, C1	7,4 km	R\$ 5.159,35	R\$ 41.274,80
JOAIRAM-BONGI, 230 KV, C2	7,4 km	R\$ 5.419,79	R\$ 43.358,32
JOAIRAM-BONGI, 230 KV, C3	7,4 km	R\$ 5.159,35	R\$ 41.274,80
<b>CUSTO TOTAL</b>			<b>R\$ 875.229,44</b>

A aplicação de ações que possam reduzir os riscos de falhas catastróficas pode ser levada em consideração na tomada de decisão de se permitir um primeiro religamento automático destas LTs e com isto reduzir o MTTR, possibilitando redução nos custos com PVI em caso de ocorrências nestas áreas.

Outro custo associado à falha de LTs em áreas de ocupação irregular de faixa é o custo com indenizações por danos causados a terceiros, como acidentes pessoais, perdas de patrimônio e outros danos previstos na esfera jurídica, os quais são impossíveis de serem calculados e neste caso, a MCC aplicada a gestão de manutenção de LTs nestas áreas atuaria na redução dos riscos de falhas em componentes que podem ter efeitos catastróficos.

#### 4. CONCLUSÃO

A aplicação da metodologia aos componentes das LTs selecionados para o estudo apresenta resultados satisfatórios, inicialmente através da análise qualitativa dos riscos de falhas por meio das ações verificadas após o desenvolvimento dos FMEAs, assim como, apresenta uma possibilidade de redução de custos por indisponibilidade das LTs nestas áreas, fato que já nos dá subsídios para garantirmos o sucesso na implantação da metodologia na gestão da manutenção de linhas de transmissão em áreas de ocupação irregular de faixa, pois poderemos obter a previsão de retorno para os investimentos necessários, além da real possibilidade da redução de riscos de acidentes a terceiros, que é o objetivo maior do estudo.

Os próximos passos do estudo será a conclusão das análises dos demais componentes das LTs através da metodologia FMEA, selecionar e introduzir novas atividades, definir periodicidade e introduzir as mudanças no programa de manutenção.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf. **IM-MN-LT-M-055 - INSPEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E BARRAMENTOS DE SUBESTAÇÕES ENERGIZADAS**. Recife, 2012.
- (2) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf. **NM-MN-LT-M-002 - MANUTENÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO E BARRAMENTOS ENERGIZADOS**. Recife, 2009.r
- (3) DAVIS, Mike. **Planeta Favela**: Tradução de Beatriz Medina - São Paulo: Boitempo Editora. 2006.
- (4) FOGLIATTO, F. S.; DUARTE, J. L. **Confiabilidade e manutenção industrial** – Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.
- (5) IBGE. **CENSO Demográfico 2010: Aglomerados subnormais - Primeiros resultados** - Rio de Janeiro, p.1-259, 2010.
- (6) IBGE. **CENSO Demográfico 2010: Base territorial: manual de delimitação dos setores** - Rio de Janeiro: IBGE, 2009. 60 p.
- (7) MOUBRAY, John: **Reliability-centered maintenance** – New York: Industrial Press INC. 1992.
- (8) Planilha de FMEA de processo, coleta na url: <http://www.siqueiracampos.com/downloads/FMEA.xls> em 28 de abril de 2013.
- (9) SIQUEIRA, Iony Patriota. **Manutenção Centrada na Confiabilidade: Manual de Implementação** - Rio de Janeiro: Qualimark Editora. 2012.

## 6. DADOS BIOGRÁFICOS

Antonio Carlos Vieira de Souza, natural de Feira de Santana, Bahia – Nascido em 03/11/1971  
Formação: Engenharia Elétrica Opção Eletrotécnica – UFBA/1996, Especialista em Gestão de Recursos Humanos pela Unifacs/2004, Especializando em Gestão de Manutenção pela Unifacs, Mestrando em Engenharia Elétrica pela UFCG.  
Engenheiro Eletricista na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, desde 2004, atua como gerente do Serviço de manutenção de Linhas de Transmissão desde 2009.

# Anexo II Certificado Autor XXII SNPTEE



## CERTIFICADO

CONFERIMOS O PRESENTE CERTIFICADO A **ANTONIO CARLOS VIEIRA DE SOUZA** PELA AUTORIA DO INFORME TÉCNICO, **MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE APLICADA À GESTÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO LOCALIZADAS EM ÁREAS DE OCUPAÇÃO IRREGULAR DE FAIXAS DE PASSAGEM**, APRESENTADO NO XXII SNPTEE, REALIZADO NO PERÍODO DE 13 A 16 DE OUTUBRO DE 2013, EM BRASÍLIA - DF.

*Antonio Vares de Góty*  
**Antonio Vares de Góty**  
 Presidente do Cigré-Brasil

*José Henrique M. Fernandes*  
**José Henrique M. Fernandes**  
 Coordenador Geral do XXII SNPTEE

Promoção:



**cigré-Brasil**

Coordenação:



**Eletrobras**  
 Eletronorte

