

**APLICAÇÃO DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE NA
FUNÇÃO TRANSMISSÃO A FIM DE REDUZIR O TEMPO DE
INDISPONIBILIDADE**

Alessandra da Costa Barbosa

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc. (UFRJ)
(Orientadora)

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D. (UFRJ)

Ricardo Wesley Salles Garcia, M.Sc. (CEPEL)

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
AGOSTO DE 2009

RESUMO

O presente trabalho apresenta a metodologia da Manutenção Centrada na Confiabilidade como ferramenta de manutenção a qual vem sendo adotada por concessionárias transmissoras de energia elétrica a fim de evitar perda de receita por indisponibilidade ou restrições operativas de ativos da Rede Básica.

Serão apresentados alguns pontos da Resolução Normativa N° 270 criada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que define as situações em que ocorrerá o desconto na remuneração mensal das concessionárias através da Parcela Variável. Em seguida, será apresentada a teoria da Manutenção Centrada na Confiabilidade, onde são definidos os termos utilizados pela metodologia e detalhadas as etapas do processo. Também serão apresentados alguns defeitos frequentes em linhas de transmissão que podem acarretar em cobrança de Parcela Variável.

Em seguida, o método de Manutenção Centrada na Confiabilidade será aplicado a um exemplo simples de Função Transmissão - Linha de Transmissão a fim de demonstrar que a implantação da metodologia seria capaz de identificar situações e estabelecer ações que evitariam a indisponibilidade do sistema.

Por fim, serão comparados os custos da implantação da nova metodologia de manutenção com o valor da Parcela Variável que seria descontada na remuneração mensal da concessionária.

Índice

<u>1. Introdução</u>	1
<u>1.1 Motivação e relevância do tema</u>	1
<u>1.2 Objetivo do trabalho</u>	1
<u>1.3 Estrutura do documento</u>	7
<u>2. Regulamentação da Qualidade do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica</u>	3
<u>2.1 A criação da Resolução Normativa N° 270 de 26 de junho de 2007</u>	3
<u>2.2 Parcela Variável – PV</u>	4
<u>2.2.1 Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação</u>	5
<u>2.2.2 Parcela Variável por indisponibilidade – PVI</u>	5
<u>2.2.3 Parcela Variável por Restrições Operativas – PVRO</u>	10
<u>2.2.5 Adicional à RAP</u>	12
<u>3. Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC</u>	13
<u>3.1 História da MCC</u>	14
<u>3.2 Classificação da Manutenção</u>	15
<u>3.2.1 Quanto à programação</u>	16
<u>3.2.2 Quanto aos objetivos</u>	16
<u>3.3 Metodologia aplicada na MCC</u>	17
<u>3.3.1 Definições</u>	18
<u>3.3.1.1 Funções</u>	18
<u>3.3.1.2 Falhas</u>	19
<u>3.3.1.3 Modos de falha</u>	20
<u>3.3.1.4 Causa da falha</u>	21
<u>3.3.1.5 Efeitos da falha</u>	21
<u>3.3.1.6 Consequências da falha</u>	21
<u>3.3.1.7 Severidade</u>	22
<u>3.3.1.8 Grau de Risco</u>	22
<u>3.3.2 Seqüência de Implementação</u>	22
<u>3.3.3 Ferramenta de suporte à MCC</u>	24
<u>3.3.3.1 Análise de Modos e Efeitos de Falha</u>	24
<u>3.3.3.2 Matriz de Riscos</u>	26
<u>3.3.3.3 Diagrama de decisão</u>	28

<u>4. Aplicação da MCC a uma Função Transmissão Linha de Transmissão</u>	31
<u>4.1 Características das Linhas de Transmissão</u>	31
<u>4.1.1 Acessos</u>	31
<u>4.1.2 Cadeia de Isoladores</u>	32
<u>4.1.4 Estruturas</u>	32
<u>4.1.5 Faixa de segurança</u>	34
<u>4.1.6 Fundações</u>	34
<u>4.1.9 Sistema de Aterramento</u>	36
<u>4.2 MCC genérica para uma Linha de Transmissão</u>	37
<u>5. Relação da MCC com a PVI</u>	58
<u>6. Conclusão</u>	63
6.1 Trabalhos Futuros	64
<u>Referências Bibliográficas</u>	65

Índice de Figuras

Figura 3.1: Evolução da Manutenção	14
Figura 3.2: Classificação da Manutenção.....	16
Figura 3.3: Classificação das Falhas	20
Figura 3.4: Classificação das Falhas para os objetivos da MCC	20
Figura 3.5: Hierarquização para análise do sistema	22
Figura 3.6: Fluxograma da implantação	24
Figura 3.7: Formulário FMEA.....	26
Figura 3.8: Diagrama de Decisão da MCC	29
Figura 3.9: Planilha de Decisão MCC	30
Figura 4.1: Linha de transmissão.....	31
Figura 4.2: Exemplos de torres de transmissão	33
Figura 4.3: Largura da faixa de segurança.....	34
Figura 4.4: Amortecedor do tipo <i>stock bridge</i>	35
Figura 4.5: Espaçador para um feixe de 4 condutores.....	36
Figura 4.6: Esfera de sinalização.....	36

Índice de Tabelas

Tabela 2.1: Padrão de Desligamentos, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores K_o e K_p	9
Tabela 2.2: Percentil de 25% da Duração de Desligamento	12
Tabela 3.01: Níveis de Detectabilidade de Riscos	27
Tabela 3.2: Níveis de Frequência de Modos de Falha	27
Tabela 3.3: Níveis de Severidade de Risco	27
Tabela 3.4: Níveis de Aceitabilidade de Riscos	27
Tabela 3.5: Matriz de Riscos	28
Tabela 4.1: FMEA para o subsistema Acessos.....	38
Tabela 4.2: FMEA para o subsistema Cadeia de Isoladores	39
Tabela 4.3: FMEA para o subsistema Condutores.....	40
Tabela 4.4: FMEA para o subsistema Estruturas	41
Tabela 4.5: FMEA para o subsistema Faixa de segurança.....	42
Tabela 4.6: FMEA para o subsistema Fundações	43
Tabela 4.7: FMEA para o subsistema Cabo Pára-raios.....	44
Tabela 4.8: FMEA para o subsistema Acessórios.....	45
Tabela 4.9: FMEA para o subsistema Sistema de aterramento	46
Tabela 4.10: Planilha de Decisão para o subsistema Acessos	48
Tabela 4.11: Planilha de Decisão para o subsistema Cadeia de Isoladores.....	49
Tabela 4.12: Planilha de Decisão para o subsistema Condutores	50
Tabela 4.13: Planilha de Decisão para o subsistema Estruturas.....	51
Tabela 4.14: Planilha de Decisão para o subsistema Faixa de segurança	52
Tabela 4.15: Planilha de Decisão para o subsistema Fundações.....	53
Tabela 4.16: Planilha de Decisão para o subsistema Cabo Pára-raios	54
Tabela 4.17: Planilha de Decisão para o subsistema Acessórios	55
Tabela 4.18: Planilha de Decisão para o subsistema Sistema de aterramento	56
Tabela 5.1: Número de ocorrências em 2008	59

1. Introdução

1.1 Motivação e relevância do tema

Com o intuito de garantir a qualidade, confiabilidade e continuidade dos serviços de transmissão de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) condicionou o pagamento pelos serviços prestados pelas empresas à disponibilidade das suas instalações através da Resolução Normativa Nº 270 [1].

Diante desse novo cenário acerca da remuneração mensal das concessionárias transmissoras de energia, onde a sua receita está atrelada a disponibilidade de suas instalações [12], os serviços de manutenção passaram a ser uma ferramenta estratégica das empresas transmissoras de energia que precisam conhecer todo o seu sistema minuciosamente para agir sobre seus componentes antes que esses venham a falhar, e caso a falha ocorra, agir de forma rápida e eficiente para que não se extrapole os limites de indisponibilidade permitidos na resolução, para que não ocorra o desconto da Parcela Variável.

Uma metodologia de manutenção que vem sendo adotada pelas concessionárias transmissoras de energia é a Manutenção Centrada na Confiabilidade - MCC, que será o objeto de estudo do presente trabalho.

1.2 Objetivo do trabalho

O objetivo desse trabalho é conhecer a metodologia da Manutenção Centrada na Confiabilidade e desenvolver essa metodologia para a Função Transmissão - Linha de Transmissão a fim de evitar a indisponibilidade desse sistema e garantir que as manutenções programadas sejam feitas de forma rápida e eficiente dentro dos limites aceitáveis pela regulamentação. Caso ocorram eventos que provoquem indisponibilidade que não foram programadas, as equipes de manutenção estarão preparadas para agir de forma rápida e segura novamente tentando não ultrapassar os limites aceitáveis pela regulamentação.

A regulamentação também prevê um adicional à Receita Anual Permitida para as empresas que não ultrapassarem um limite o estabelecido para as manutenções não programadas. Portanto, se a implantação da Manutenção Centrada na Confiabilidade for bem elaborada, as empresas terão condição de agir sempre no menor tempo possível e assim fazer jus a esse adicional.

1.3 Estrutura do documento

No capítulo 2 são abordados pontos da Resolução Normativa Nº 270 da ANEEL, mostrando a evolução do mercado de transmissão de energia elétrica e os motivos que levaram à criação dessa regulamentação. Então é apresentado o conceito de Parcela Variável, as suas diferentes classificações, as situações em que ocorrem sua cobrança e a forma como é calculada.

No capítulo 3 deste trabalho é abordada a teoria da Manutenção Centrada na Confiabilidade - MCC, mostrando a sua história e evolução, explicando-se os tipos de manutenção e detalhando-se cada etapa dessa metodologia.

Em seguida, no capítulo 4, são apresentadas resumidamente as características principais de uma linha de transmissão, que junto com os assuntos expostos anteriormente são utilizados para realizar uma MCC genérica para uma linha de transmissão.

O capítulo 5 tem por objetivo demonstrar, através de dados de indisponibilidade do sistema fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a efetividade da aplicação da Manutenção Centrada na Confiabilidade no planejamento da manutenção para controle da indisponibilidade da Função Transmissão – Linha de Transmissão.

E, finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões a respeito dos assuntos abordados e dos resultados encontrados.

2. Regulamentação da Qualidade do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica

2.1 A criação da Resolução Normativa N° 270 de 26 de junho de 2007

O segmento de Transmissão de Energia Elétrica é regulado técnica e economicamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O setor elétrico brasileiro vem migrando de um padrão monopolista vertical para um sistema desverticalizado e competitivo [4].

A concessão para a prestação do serviço de transmissão de energia elétrica se dá através de leilão realizado pelo agente regulador - ANEEL. A ANEEL publica com antecedência o edital do leilão com os dados técnicos dos lotes a serem leiloados, estabelecendo um teto para remuneração anual dos agentes, denominada Receita Anual Permitida – RAP. Fará jus à exploração da nova concessão o agente que admitir receber a menor RAP para o ativo em questão, tendo o dever de construí-lo, operá-lo e mantê-lo com os recursos advindos da RAP ofertada no leilão.

O agente de transmissão recebe pelos serviços prestados, mensalmente, um valor correspondente a 1 (um) duodécimo da RAP, esse pagamento é denominado Pagamento Base - PB. Esse tipo de remuneração, fixada pelo agente regulador, visa propiciar à transmissora uma adequada remuneração para seus ativos, bem como assegurar a recuperação dos custos incorridos de manutenção e operação.

Contudo, esta forma de remuneração, isoladamente, tende a comprometer a qualidade do serviço prestado. Uma vez que o agente transmissor visa à maximização dos seus lucros e a sua remuneração é fixa, a tendência será a redução de custos. Esta redução de custos pode levar à queda da qualidade do serviço com o aumento de falhas e de indisponibilidade dos ativos [5].

Para garantir a qualidade dos serviços prestados pelos agentes transmissores, e visando a maximização da disponibilidade dos equipamentos e instalações, a ANEEL homologou a resolução normativa n° 270/07 [1] estabelecendo disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada a disponibilidades das instalações integrantes da Rede Básica, penalizando quando houver indisponibilidade dos ativos.

2.2 Parcela Variável – PV

Em junho de 2007, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa N° 270, estabelecendo a regulamentação relativa à qualidade dos serviços de transmissão, associada a disponibilidade das instalações e seus impactos na remuneração dos agentes.

Com a Resolução surgiu a Parcela Variável – PV, que foi criada com o intuito de incentivar a qualidade dos serviços de transmissão prestados pelos agentes de transmissão conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Para isto, a ANEEL criou penalidades nos contratos celebrados com os agentes de modo a descontar de suas receitas o período em que ficaram desligadas. Segundo a ANEEL, a PV tem por objetivo incentivar a maximização da disponibilidade das instalações e consequentemente o aumento da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. Sendo assim, o agente regulador descontará do Pagamento Base o valor referente a Parcela Variável.

Segundo a Resolução N° 270, existem 3 (três) tipos de Parcela Variável [1], são elas: a Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação, a Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI e a Parcela Variável por Restrições Operativas – PVRO.

Antes de explicar os tipos de Parcela Variável, algumas definições se fazem necessárias, são elas:

Função Transmissão - FT: conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na Resolução Normativa n° 191, de 12 de dezembro de 2005.

Desligamento Programado: indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede.

Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado.

Padrão de Duração de Desligamento: duração máxima admissível de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos de uma FT no período contínuo móvel de doze meses, até a qual não se aplica o desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade.

Padrão de Frequência de Outros Desligamentos: número máximo admissível de Outros Desligamentos de uma FT, no período contínuo de doze meses, até o qual não se aplica a penalidade associada à frequência.

2.2.1 Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação

O atraso na entrada em operação é o atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão – FT, estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivo direta ou indiretamente imputável à concessionária de transmissão.

O período de Atraso na Entrada em Operação de uma FT, a ser apurado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida, será considerado como indisponibilidade por Atraso na Entrada em Operação, resultando em desconto no correspondente Pagamento Base.

O valor do desconto relativo ao período de Atraso na Entrada em Operação de uma FT será calculado e aplicado à concessionária de transmissão de acordo com os seguintes critérios:

- o período de atraso será apurado em base mensal, limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;
- o valor por dia de atraso nos primeiros 30 (trinta) dias corresponderá ao valor “pro rata-dia” do Pagamento Base da FT;
- o valor por dia de atraso no período entre o 31º (trigésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia, corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do Pagamento Base da FT;
- o valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes, conforme detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede.

2.2.2 Parcela Variável por indisponibilidade – PVI

A Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI é a parcela a ser deduzida do Pagamento Base por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as condições definidas na Resolução.

Quando a soma das durações dos desligamentos de uma FT, apuradas no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, ultrapassar o correspondente Padrão de Desligamento, caberá a aplicação de desconto da PVI.

Não será considerada, para efeito de desconto da PVI de um FT, a ocorrência das seguintes situações:

- Desligamento para a Ampliação, Reforço e Melhorias, excetuadas aquelas definidas no inciso III do art. 3º da Resolução Normativa nº 158 de 2005, desde que conste do Programa Mensal de Intervenção definido nos Procedimentos de Rede;
- desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivos de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública, e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa do sistema;
- desligamento devido à contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da própria concessionária de transmissão;
- desligamento por atuação de Esquemas Especiais de Proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no item anterior;
- desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema;
- desligamento ocasionado por ação indevida do ONS;
- desligamento por falha na FT em decorrência de alteração no Programa Mensal de Intervenção, de responsabilidade do ONS, com base nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede;
- desligamento com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto;
- o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de FT – Transformação e Controle de Reativo (Reator), por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva;
- o período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de uma FT – Linha de Transmissão – Cabo isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trechos em cabo diretamente enterrado, podendo ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos

cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico;

- o período necessário ao religamento manual de uma FT – Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS.

Quando a duração real do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período inicialmente programado ou reprogramado, por responsabilidade da concessionária de transmissão, o período de atraso, após superado o correspondente Padrão de Duração de Desligamento (Tabela 2.1), será multiplicado pelo fator 1,5, para efeito de desconto da PVI, sendo a duração real do desligamento considerada no cômputo, conforme no art. 8º da Resolução.

A PVI a ser descontada do Pagamento Base de uma FT, será calculada por meio da seguinte fórmula:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} Kp \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i DVOD_i \right) \quad (1)$$

Onde:

$\sum DVDP$ e $\sum DVOD$: somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT, que correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada Desligamento Programado e de Outros Desligamentos da FT ocorridos durante o mês, consideradas as seguintes condições:

- se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos Desligamentos Programados ou dos Outros Desligamentos for igual ou superior que a duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor do respectivo somatório das durações ocorridas no mês;
- se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos Desligamentos Programados ou dos Outros Desligamentos for inferior que a duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor positivo da diferença entre a duração acumulada acrescida do respectivo somatório das durações ocorridas no mês e a duração do correspondente padrão.

Ou seja:

Se $\sum \text{DVDP}_{11 \text{ meses anteriores}} \geq \text{Padrão de Duração de Desligamentos Programados}$, então:

$$\sum \text{DVDP} = \sum \text{DVDP}_{\text{mês da ocorrência}}$$

Se $\sum \text{DVDP}_{11 \text{ meses anteriores}} < \text{Padrão de Duração de Desligamentos Programados}$, então:

$$\sum \text{DVDP} = \left| \sum \text{DVDP}_{\text{mês da ocorrência}} + \sum \text{DVDP}_{11 \text{ meses anteriores}} - \text{Padrão de Duração de Desligamentos Programados} \right|$$

O mesmo raciocínio é válido para o $\sum \text{DVOD}$ [6].

K_p : Fator multiplicador para Desligamento Programado

K_o : Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos. Nesta fórmula este fator será reduzido para K_p após o 300º minuto, observadas as condições descritas acima.

D : Número de dias do mês da ocorrência

N_p : Número de Desligamento Programado da FT ocorrido ao longo do mês

N_o : Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês

Tabela 2.1: Padrão de Desligamentos, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp [1]

Função Transmissão		Familia de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko		Fator Kp	
			Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2
LT		≤ 5km(*)	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10
		>5km e ≤50Km(*)	26,0	1,4	1				
		>50km - 230kV	21,0	2,5	4				
		345kV	21,0	1,5	3				
		440kV	38,0	2,8	3				
		500kV	38,0	2,3	4				
		750kV	38,0	2,3	4				
		Cabo Isolado(*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5
TR		≤345kV	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		>345kV	27,0	2,0	1				
CR	REA	≤345kV	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		>345kV	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5,0	7,5

(*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica.

(**) Período de 666 horas em 2 anos.

Onde:

LT = Linha de Transmissão

TR = Transformador

CR = Controle de Reativo

REA = Reator

CRE = Compensador Estático

CSI = Compensador Síncrono

BC = Banco de Capacitores

CSE = Compensador Série

Os valores dos padrões de desempenho das tabelas 2.1 e 2.2 foram obtidos através de estudos estatísticos de dados oferecidos pelo banco de dados do ONS, com valores de Outros Desligamentos no período de 1994 e 2001, e do banco de dados do CNOS, com valores de Desligamentos Programados e Outros Desligamentos no período de 2000 a 2003. Os dados foram tratados de forma a não considerar situações atípicas e chegar a valores de padrões que as concessionárias consigam atender.

Os parâmetros K_o e K_p foram estimados analisando-se o impacto da PVI nas receitas das FT. Foram variados esses parâmetros a fim de se chegar a um valor de redução de receita anual que se julgasse ter baixo impacto na receita das concessionárias de transmissão.

Esses parâmetros possuem valores diferentes para cada FT, pois foram levadas em consideração as características de cada equipamento e o número de ocorrência no período considerado para o estudo, os equipamentos com menor ocorrência de Outros Desligamentos possuem K_o menor.

Os padrões de desligamentos e os parâmetros mencionados acima serão reavaliados periodicamente a cada dois anos.

2.2.3 Parcela Variável por Restrições Operativas – PVRO

A Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO é a parcela a ser deduzida do Pagamento Base por restrição operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na redução da capacidade operativa da própria FT.

O valor do desconto da Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária será o resultante da multiplicação do Pagamento Base, expresso em moeda corrente nacional por minuto, pelo somatório do produto da redução proporcional da capacidade operativa de longa e de curta duração da FT pela duração das restrições operativas, expressa em minutos.

Será considerada a redução da capacidade operativa de curta duração e de longa duração da FT, em relação ao valor contratado, independente da necessidade operacional do sistema, observando-se a exceção disposta no art. 38 da Resolução.

O desconto da PVRO de uma FT cessará quando a concessionária de transmissão informar ao ONS que está em condições de eliminar a restrição operativa, ainda que não possa fazê-lo por questões sistêmicas.

Caso ocorra um novo evento que altere o valor da restrição operativa temporária da FT, a PVRO será calculada com base na nova condição, a partir do momento de ocorrência.

A PVRO não tem nenhum padrão relacionado e seu valor pode ser calculado da seguinte forma:

$$\text{PVRO} = \text{PB} \times \text{capacidade reduzida (\%)} \times \text{Duração da Restrição (min)} \quad (2)$$

2.2.4 Remuneração Mensal Final

Desta forma, desconsiderando a Parcela por Atraso de Entrada em Operação que somente é cobrada no início de sua operação, pode-se afirmar que a remuneração mensal dos agentes de transmissão é dada pela seguinte fórmula:

$$\text{Remuneração Mensal} = \text{PB} - (\text{PVI} + \text{PVRO}) \quad (3)$$

As parcelas variáveis serão apuradas pelo ONS nos termos da Resolução e dos Procedimentos de Rede, compondo a Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão, relacionada a cada concessionária.

A aplicação dos descontos está condicionada aos seguintes limites:

- A soma da PVI e PVRO de cada FT, dentro do mês de apuração, está limitada a 50% do valor do Pagamento Base da FT. Caso ultrapasse este percentual, o excedente é deslocado para o mês seguinte;
- O desconto dentro do mês de apuração está limitado a 25% do somatório dos Pagamentos Base da FT para o período de 12 meses anteriores ao da apuração;
- O desconto referente a todas as FT de concessão está limitado a 12,5% do valor da RAP da concessão, correspondente ao período de 12 meses anteriores.

Alcançando um dos limites dos descontos acima, a concessionária de transmissão estará sujeita a penalidade de multa, aplicada nos termos da Resolução Normativa nº 063, de 12 de maio de 2004, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão.

2.2.5 Adicional à RAP

O Adicional à RAP é um valor a ser adicionado à Receita Anual Permitida – RAP estabelecido pela ANEEL como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da PVI.

Sendo assim, a concessionária de transmissão receberá um Adicional à RAP vinculado a uma FT, quando a duração de Outros Desligamentos da FT, acumulada no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na tabela 2.2.

O valor do Adicional à RAP equivale ao valor da PVI correspondente, calculada segundo a equação 1, com o valor de $\sum DVDP$ e $\sum DVOD$ iguais aos da Tabela 2.2, com o número de dias igual a 30 (trinta) e em base anual. Este valor a ser creditado a todas as concessionárias de transmissão impactadas está limitado à 30% da soma das PVIs de todas as FT, liquidadas no período de apuração. Caso os 30% referentes à soma das PVIs seja inferior ao somatório dos Adicionais à RAP, este valor será rateado pelas concessionárias, de forma a cada uma receber valor proporcional a que teria direito.

Tabela 2.2: Percentil de 25% da Duração de Desligamento [1]

Função Transmissão	Familia de Equipamento	Percentil de 25% da Duração de Desligamento	
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)
LT	$\leq 5\text{km}^{(*)}$	4,3	0,1
	$>5\text{km e } \leq 50\text{Km}^{(*)}$	4,3	0,1
	$>50\text{km} - 230\text{kV}$	3,8	0,14
	345kV	3,8	0,15
	440kV	6,7	1,1
	500kV	6,7	0,36
	750kV	6,7	0,36
	Cabo Isolado ^(*)	23,5	0,7
TR	$\leq 345\text{kV}$	4,7	0,06
	$>345\text{kV}$	7,2	0,06
CR	REA	$\leq 345\text{kV}$	4,3
		$>345\text{kV}$	2,4
	CRE	^(*)	25,5
	CSI	^(*)	49,5
	BC	^(*)	5,0
	CSE	^(*)	0,15

^(*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica

3. Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC

Diante desta nova regulamentação no setor de Transmissão de Energia Elétrica, os agentes de transmissão devem buscar estratégias para evitar as penalizações e conseqüentemente a redução de suas receitas. Sendo assim, as empresas buscam nos departamentos de manutenção, os resultados positivos de desempenho do seu sistema que garantam ao mesmo tempo confiabilidade e custos competitivos.

Nesse cenário, a manutenção passa a ser uma função estratégica das empresas, aproveitando-se da legislação proposta pelo agente regulador, o qual estabelece uma franquia de tempo mediante a qual se podem executar as manutenções sem ser penalizado, para então minimizar a perda de receita devido a Parcela Variável.

Uma das práticas que vem sendo adotada pelas empresas de classe mundial, como forma de garantir a sua competitividade e a conseqüente perpetuação no mercado, é a prática da metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC.

A MCC teve sua origem na década de 60, na indústria aeronáutica americana [8]. Os resultados favoráveis da metodologia motivaram sua adoção crescente pelo setor elétrico mundial, expandindo-se para outros setores produtivos, entre eles: as usinas nucleares, a construção civil, a indústria química, de refino e extração de petróleo, indústrias de gás, instalações de bombeamento, siderúrgica, celulose, papel, alimentação, mineração, transporte e até hospitais.

A MCC é a aplicação de um método estruturado para estabelecer a melhor estratégia de manutenção para um dado sistema ou equipamento. Esta começa identificando a funcionalidade ou desempenho requerido pelo equipamento no seu contexto operacional, identifica os modos de falha e as causas prováveis e então detalha os efeitos e conseqüências da falha. Isto permite avaliar a criticidade das falhas e onde podemos identificar conseqüências significantes que afetam a segurança, a disponibilidade ou custo. A metodologia permite selecionar as tarefas adequadas de manutenção direcionadas para os modos de falha identificados.

As estratégias de manutenção em vez de serem aplicadas independentemente são integradas para tirarmos vantagens de seus pontos fortes de modo a aperfeiçoar a operacionalidade e eficiência da instalação e dos equipamentos, enquanto minimizamos o custo do ciclo de vida.

3.1 História da MCC

A origem da Manutenção Centrada em Confiabilidade está relacionada aos processos tecnológicos e sociais que se desenvolveram após a Segunda Guerra Mundial. No campo tecnológico, foram decisivas as pesquisas iniciadas pela indústria bélica americana, seguidas pela automação industrial em escala mundial, viabilizadas pela evolução da informática e telecomunicações, presentes em todos os aspectos da sociedade atual.

No campo social, este movimento resultou na dependência da sociedade contemporânea em relação aos métodos automáticos de produção. Sua dimensão atingiu níveis suficientes para afetar o meio ambiente e a própria segurança física dos seres humanos. Em paralelo, evoluiu a consciência mundial da importância da preservação dos recursos naturais, aliado a uma necessidade ascendente de garantia de segurança física. Na atualidade, exige-se que os processos de projeto e manutenção dos meios de produção não só atendam estes anseios, mas que sejam estruturados de forma transparente e auditável, permitindo a sociedade exercer seu papel de promotora e fiscalizadora.

Estes anseios originaram exigências prioritárias sobre a forma de projetar e manter os processos industriais, motivando o surgimento da metodologia da Manutenção Centrada na Confiabilidade.

A história da manutenção pode ser dividida em 3(três) gerações distintas, conforme mostrado na figura 3.1, são elas:

- Primeira Geração: Mecanização
- Segunda Geração: Industrialização
- Terceira Geração: Automação

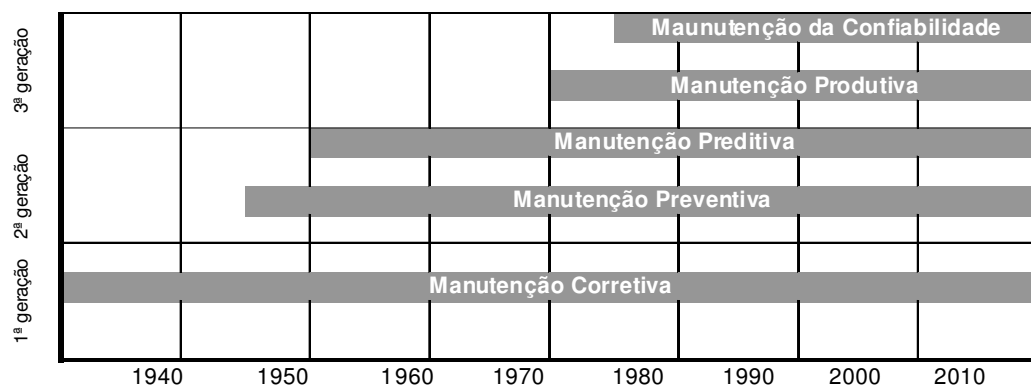


Figura 3.1: Evolução da Manutenção

Adaptação de [2]

A primeira geração tem origem no período da Segunda Guerra Mundial. Nesta época, a indústria não era altamente mecanizada e a disponibilidade operativa dos equipamentos não tinha tanta importância. Isto significa que a prevenção da falha dos equipamentos não era prioridade para a maioria dos administradores. Ao mesmo tempo, a maioria dos equipamentos eram simples e passíveis de serem montados e desmontados facilmente. Este fato propiciava equipamentos confiáveis e de fácil reparo. Como resultado, não existia necessidade de manutenção sistemática, mas somente tarefas de limpeza e lubrificação.

Com o fim da Segunda Guerra Mundial, a situação mudou. Aumentou-se a necessidade de diversos produtos enquanto a oferta de força de trabalho diminuía drasticamente. Isto levou ao aumento da mecanização. Em meados da década de 50, surgiram numerosas máquinas de todos os tipos e muito mais complexas. A partir deste momento, a indústria estava começando a depender delas.

Na segunda geração, como esta dependência cresceu, a disponibilidade operativa dos equipamentos tornou-se o foco principal. Isto levou a idéia de que as falhas dos equipamentos poderiam e deveriam ser prevenidas, levando aos primeiros conceitos de manutenção preventiva. Na década de 60, isto consistia principalmente em fazer uma revisão geral dos equipamentos em intervalos fixos de tempo. Essa geração esteve associada também ao surgimento de maiores exigências com relação a vida útil dos equipamentos e aos custos menores.

A terceira geração, que se refere aos tempos atuais, diz respeito aos requisitos característicos, como: disponibilidade, confiabilidade, segurança e vida útil, com ausência de danos ao meio ambiente e ações de manutenções eficazes, aliadas aos custos envolvidos.

3.2 Classificação da Manutenção

Tradicionalmente as atividades de manutenção têm sido classificadas de acordo com a forma de programação e o objetivo das tarefas executadas, conforme mostra a figura 3.2.

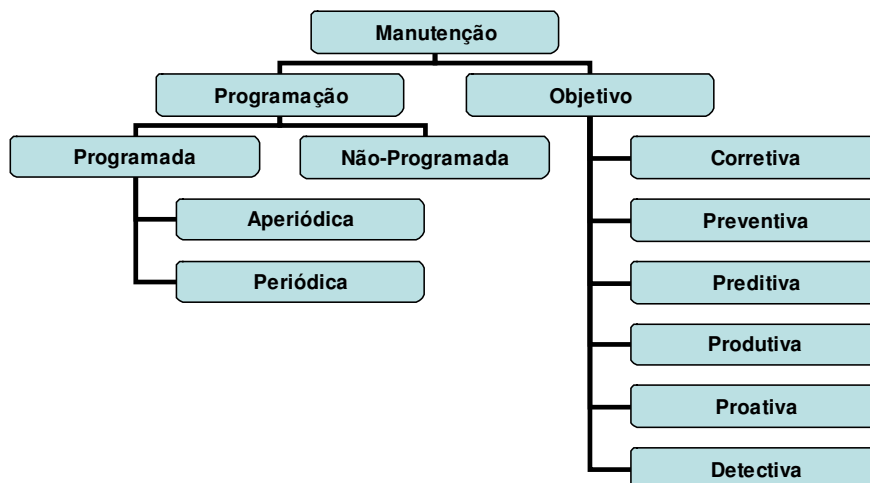


Figura 3.2: Classificação da Manutenção
Adaptação de [2]

3.2.1 Quanto à programação

Com relação à programação, a manutenção pode ser classificada como Manutenção Programada e Manutenção Não-programada.

Na Manutenção Programada, as atividades são executadas obedecendo a critérios de tempo e condições pré-definidas e podem ser Periódicas, quando são realizadas em intervalos fixos de tempo e Aperiódicas, quando realizadas em intervalos variáveis ou dependendo de oportunidades.

Na Manutenção Não-programada as atividades são executadas em função da necessidade.

3.2.2 Quanto aos objetivos

A manutenção pode também ser classificada de acordo com a atitude dos usuários em relação às falhas. Existem seis categoriais, são elas:

- Manutenção Corretiva ou Reativa: onde se deseja corrigir falhas que já tenham ocorrido.
- Manutenção Preventiva: tem o propósito de prevenir e evitar as consequências das falhas.
- Manutenção Preditiva: que busca a prevenção ou antecipação da falha, medindo parâmetros que indiquem a evolução de uma falha a tempo de serem corrigidas.

- Manutenção Detectiva: procura identificar falhas que já tenham ocorrido, mas que não sejam percebidas.
- Manutenção Produtiva: objetiva garantir a melhor utilização e maior produtividade dos equipamentos.
- Manutenção Proativa: a experiência é utilizada para otimizar o processo e o projeto de novos equipamentos, em uma atitude proativa de melhoria contínua.

3.3 Metodologia aplicada na MCC

A MCC é uma metodologia sistemática usada para otimizar as estratégias de manutenção. Esse processo procura obter resposta corretas e precisas a um conjunto de sete questões básicas, são elas:

- 1 – Quais são as funções e padrões de desempenho associados a um ativo físico no seu presente contexto operacional?
- 2 – De que modo este ativo físico falha em cumprir suas funções?
- 3 – O que causa cada falha funcional?
- 4 – O que acontece quando ocorre cada falha?
- 5 – De que forma cada falha importa?
- 6 – O que pode ser feito para prevenir cada falha?
- 7 – O que deve ser feito se não for encontrada uma tarefa proativa apropriada?

Para responder cada questão, a MCC utiliza muitos métodos e ferramentas de um conjunto aberto de soluções, algumas tradicionais, outras recentes e modernas, segundo uma seqüência estruturada e bem documentada.

3.3.1 Definições

O processo da Manutenção Centrada em Confiabilidade e a utilização das ferramentas de apoio exigem inicialmente um perfeito entendimento de uma série de definições associadas à falhas e desempenhos dos itens físicos. Portanto, serão apresentadas algumas definições fundamentais para o desenvolvimento da MCC, segundo [2].

3.3.1.1 Funções

Função é o que o usuário deseja que o item ou sistema faça dentro de um padrão de desempenho especificado. É o principal produto da primeira etapa da metodologia MCC, as definições das funções são necessárias à identificação das atividades de manutenção recomendadas para cada sistema.

Como regra geral, deve-se identificar as funções em sua ordem de importância, observando os seguintes aspectos:

- Segurança pessoal dos operadores e usuários
- Meio ambiente
- Operação da instalação
- Economia do processo
- Instrumentação e controle

A identificação das funções dos sistemas consiste, em geral, de uma descrição textual, que contém obrigatoriamente sua finalidade ou objetivo e, se possível, os limites aceitáveis de qualidade neste objetivo.

As funções podem ser classificadas em funções principais e funções secundárias e o processo da MCC será sempre iniciado pelas funções principais. A função principal de um item físico está associada, principalmente, à razão pela qual o ativo foi adquirido. O objetivo principal da manutenção é assegurar o desempenho mínimo das funções principais. Na maioria das vezes, os itens físicos realizam outras funções além das principais. Essas funções são chamadas funções secundárias e podem ser divididas nas seguintes categorias: integridade ambiental, segurança, integridade estrutural, controle, armazenamento, conforto, aparência, proteção, economia, eficiência, contenção, higiene, medição e supérfluos.

3.3.1.2 Falhas

Uma falha consiste na interrupção ou alteração da capacidade de um item desempenhar uma função requerida ou esperada. Prevenir e corrigir falhas constitui os objetivos principais da manutenção. Para isto é necessário conhecer as formas como os sistemas falham. As falhas podem ser classificadas sobre vários aspectos, conforme mostra a figura 3.3, tais como:

- Quanto à origem: as falhas podem ter origem primária, quando decorrem de deficiências próprias de um componente, dentro dos limites normais de operação; origem secundária, quando se derivam de operação fora dos limites normais, tais como descarga atmosférica, sobrecargas e etc; ou falhas de comando que se originam de ordens errôneas do operador ou uso inadequado pelo usuário.
- Quanto à extensão: de acordo com sua extensão as falhas podem ser parciais, quando resultam do desvio de alguma característica funcional do item, além dos limites especificados, mas sem perda total de sua funcionalidade; ou completas, quando provocam a perda total da função requerida do item.
- Quanto à velocidade: as falhas podem ser graduais, quando podem ser percebidas ou previstas por uma inspeção antes que ocorram; ou falhas repentinas, em caso contrário.
- Quanto à manifestação: pode ocorrer por degradação, quando ela ocorre simultaneamente de forma gradual ou parcial, podendo tornar-se completa ao longo do tempo, ao contrário das falhas catastróficas, que ocorrem simultaneamente de forma repentina e completa. E existem ainda as falhas intermitentes, que persiste por tempo limitado, após o qual o item aparentemente se recupera sem qualquer ação externa.
- Quanto à criticidade: as falhas críticas seriam aquelas que produzem condições perigosas ou inseguras para quem usa, mantém ou depende do item, ou que podem causar grandes danos materiais ou ambientais, caso contrário, as falhas serão classificadas como não-críticas.
- Quanto à idade: podem ser prematuras, quando ocorrem durante o período inicial de vida do equipamento; ou aleatórias, quando ocorrem de maneira imprevisível, durante todo o período de vida útil do equipamento e ainda as falhas podem ser progressivas, ocorrem durante o período de vida útil, como resultado de desgaste, deterioração e envelhecimento do item.

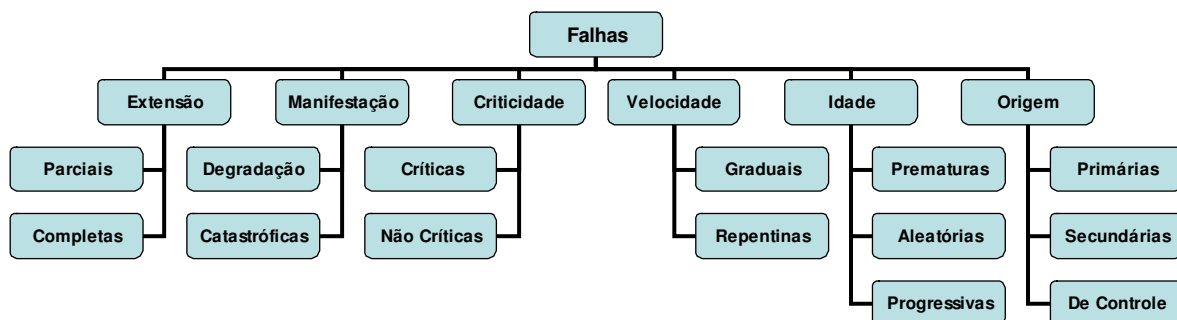


Figura 3.3: Classificação das Falhas
Adaptação de [2]

Para os objetivos da MCC, as falhas são classificadas de acordo com a figura 3.4.

- Falha Funcional: definida pela incapacidade de um item desempenhar uma função específica dentro de limites desejados de desempenho. As falhas funcionais podem ser classificadas em:

- Falha Evidente: detectada pela equipe de operação durante o trabalho normal;
- Falha Oculta: não pode ser detectada pela equipe de operação durante o trabalho normal;
- Falha Múltipla: combinação de uma falha oculta mais uma segunda falha, ou evento, que a torne evidente.

- Falha Potencial: definida como uma condição identificável e mensurável que indica uma falha funcional pendente ou em processo de ocorrência

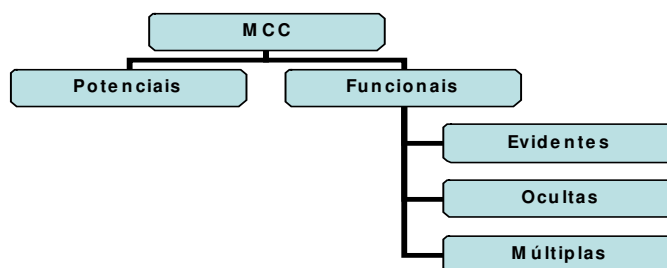


Figura 3.4: Classificação das Falhas para os objetivos da MCC
Adaptação de [2]

3.3.1.3 Modos de falha

Um modo de falha é definido como qualquer evento que causa uma falha funcional, ou seja, modos de falha são eventos que levam, associados a eles, uma diminuição parcial ou total da função do produto e de suas metas de desempenho.

A identificação dos modos de falha de um item físico é um dos passos mais importantes no desenvolvimento de qualquer programa que pretenda assegurar que o ativo continue a executar suas funções previstas. Quando em um sistema ou processo cada modo de falha foi identificado, torna-se possível verificar suas consequências e planejar ações para corrigir ou prevenir a falha. Na prática, dependendo da complexidade de um item físico, do contexto operacional e do nível em que está sendo feita a análise, normalmente são listados vários modos de falha como causas da falha funcional. Alguns dos modos de falha típicos que podem gerar falha funcional são: fratura, separação, deformação, desgaste, abrasão, desbalanceamento, rugosidade, desalinhamento, trincamento, deficiências da manutenção, etc.

3.3.1.4 Causa da falha

A causa da falha representa os eventos que geram o aparecimento do modo da falha e pode ser detalhada em diferentes níveis para diferentes situações. A causa da falha pode ser associada a: falha de projeto, defeito do material, deficiências durante o processamento ou fabricação dos componentes, defeitos de instalação e montagem, condições de serviço não previstas ou fora de projeto, erro de montagem ou operação indevida.

3.3.1.5 Efeitos da falha

Os efeitos da falha é o que acontece quando um modo de falha ocorre. Esta definição evidencia a finalidade do estudo dos efeitos das falhas: pesquisar os impactos dos modos de falha nas funções do sistema e na instalação. Através desse estudo, será possível definir as consequências das falhas.

3.3.1.6 Consequências da falha

As falhas podem afetar a produção, a qualidade do serviço ou do produto, a segurança e o meio ambiente, podendo incorrer em aumento do custo operacional e do consumo de energia. A natureza e a severidade dessas consequências orientam a maneira como será vista a falha.

A combinação do contexto operacional, dos padrões de desempenho e dos efeitos, indica que cada falha tem um conjunto específico de consequências a ela associadas. Se tais consequências forem muito severas, grandes esforços deverão ser realizados para evitar ou reduzir a falha. Porém, falhas que provocam pequenas consequências não requerem que medidas proativas sejam tomadas, nesses casos, é mais sensato corrigir a falha após a ocorrência.

A análise da manutenção por essa ótica sugere que as conseqüências da falha são mais importantes do que suas características técnicas. Dessa forma, qualquer tarefa só deve ser aplicada se tratar com sucesso as conseqüências da falha e os meios de evitá-las. A análise das conseqüências da falha requer que essas sejam divididas em falhas evidentes e ocultas.

3.3.1.7 Severidade

O critério de severidade quantifica a gravidade da falha potencial, analisando a conseqüência da falha e seu impacto no sistema.

3.3.1.8 Grau de Risco

O grau de risco é um índice que prioriza as ações a serem tomadas sobre os modos de falha. Esse índice permite uma hierarquização dos modos de falhas, que podem ser classificadas em ordem decrescentes de criticidade.

3.3.2 Seqüência de Implementação

A metodologia MCC adota uma seqüência estruturada, composta de sete etapas, conforme mostra o fluxograma da figura 3.6.

1- Seleção do Sistema e Coleta de Informação

Nesta etapa procura-se identificar o sistema ou processo que será submetido à análise, conforme mostra a figura 3.5.

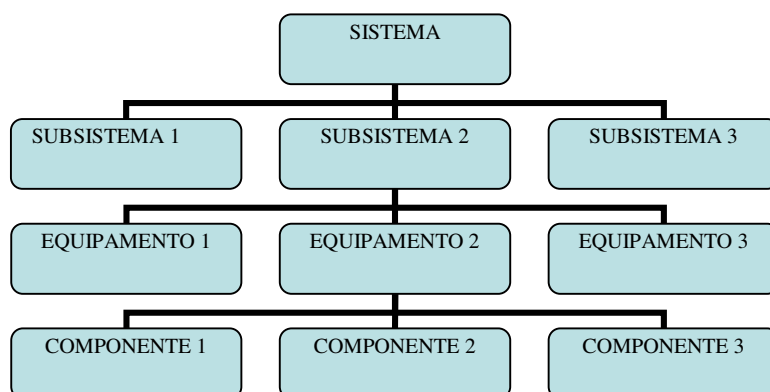


Figura 3.5: Hierarquização para análise do sistema

Adaptação de [2]

2- Análise de Modos de Falha e Efeitos

Nesta etapa são identificadas todas as funções e seus modos de falha, assim como os efeitos adversos produzidos por elas, investigam-se os seguintes aspectos da instalação:

- Funções desempenhadas pelo sistema
- Falhas associadas a cada função
- Modos como as falhas se originam
- Efeitos provocados pelas falhas
- Severidade de cada efeito

3- Seleção de Funções Significantes

Esta etapa utiliza um processo estruturado para analisar cada função identificada na etapa anterior e determinar se uma falha tem efeito significativo, levando em conta os impactos nos aspectos pilares da MCC: segurança, meio ambiente, operação e economia do processo.

4- Seleção de Atividades Aplicáveis

Esta etapa determina as tarefas de manutenção que sejam tecnicamente aplicáveis, para prevenir ou corrigir cada modo de falha, ou amenizar suas consequências, a partir de um diagrama de decisão.

5- Avaliação de Efetividade das Atividades

Esta etapa constitui-se de um processo estruturado para determinar se uma tarefa de manutenção preventiva é efetiva para reduzir, a um nível aceitável, as consequências previstas para uma falha.

6- Seleção das Tarefas Aplicáveis e Efetivas

Nesta etapa utiliza-se um processo estruturado para determinar a melhor tarefa, baseada em:

- Resultados do Processo
- Impactos Operacionais
- Segurança Física
- Impactos Ambientais

7- Definição da Periodicidade das Atividades

Por fim, são estabelecidos os métodos e critérios para a definição da periodicidade ou frequência de execução das atividades selecionadas, assim como o planejamento e estruturação do processo de implementação da metodologia.

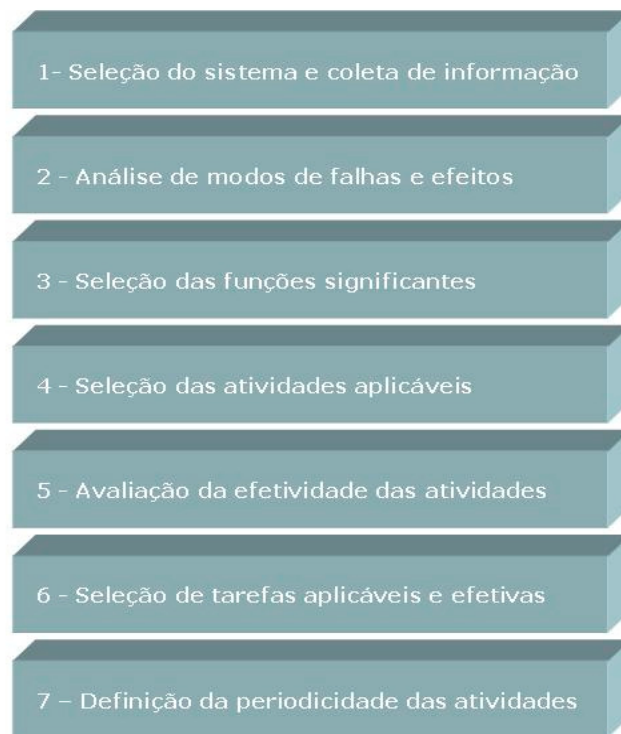


Figura 3.6: Fluxograma da implantação

3.3.3 Ferramenta de suporte à MCC

3.3.3.1 Análise de Modos e Efeitos de Falha

A Análise de Modos e Efeitos de Falhas, traduzido do inglês FMEA (Failure Mode and Effects Analysis) é uma técnica de análise que foi desenvolvida para ser aplicada principalmente a componentes, cujo objetivo primordial é detalhar cada um dos componentes de um sistema a fim de levantar todas as maneiras pelas quais o componente possa vir a falhar e avaliar quais os efeitos que estas acarretam sobre os demais componentes e sobre o sistema. Como o próprio nome da técnica diz, é um método útil para documentar de forma organizada os modos e os efeitos de falhas de componentes. Ou seja, investiga-se o componente a fim de levantar todos os elementos, incluindo as

ações inadequadas do ser humano, que possam interromper ou degradar o seu funcionamento ou do sistema ao qual o componente pertença.

Apesar de ser uma técnica de análise essencialmente qualitativa, uma extensão da FMEA, denominada Análise de Modos, Efeitos e Criticidade de Falhas, do inglês FMECA, pode fornecer também estimativas para as frequências de ocorrência dos modos de falhas, bem como, o grau de severidade dos seus efeitos. O modelo não provê cálculo da confiabilidade total do sistema, mas pode servir como entrada de outras análises de confiabilidade.

Numa FMEA/FMECA podem ser enfocados tanto os aspectos relacionados com a confiabilidade do sistema como com a segurança da instalação. Assim pode ser avaliada a gravidade dos efeitos das falhas sobre a continuidade operacional do sistema, sobre a segurança dos operadores, da população circunvizinha ou dos demais equipamentos. Entre os objetivos da FMEA/FMECA estão:

- Identificação dos modos de falha dos componentes de um sistema;
- Avaliação das causas, efeitos e riscos das falhas;
- Aumentar a segurança funcional, operacional e ambiental;
- Aumentar a confiabilidade;
- Melhorar a comunicação interna;
- Como detectar, como corrigir, etc.

A FMEA/FMECA pode ser aplicada em vários níveis, ou seja, componentes, equipamentos ou sistemas, dependendo do grau de detalhamento desejado. Esta técnica pode ser usada na fase de projeto de sistemas visando detectar possíveis falhas e melhorar a confiabilidade do sistema, na revisão de segurança do sistema em operação procurando verificar a propagação das falhas sobre os outros componentes do sistema e as implicações para a segurança das instalações, e no contexto de uma análise global de riscos, tanto de sistemas na fase de projeto, como de sistemas em operação ou em fase de ampliação.

A FMEA/FMECA é muito útil para avaliar um projeto, pois identifica os efeitos de cada modo de falha sobre os demais componentes e sobre o sistema e estabelece sugestões de melhorias do projeto no sentido de evitar ou mitigar os efeitos das falhas, critérios para realização de testes, programas de manutenção e elaboração de rotinas operacionais.

A figura 3.7 mostra um exemplo de como são registradas as informações obtidas da Análise de Modos e Efeitos de Falhas.

MCC	PLANILHA DE ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS									
	SISTEMA				Sistema N ^o	Equipe	Data		Folha N ^o	
	SUBSISTEMA				Subsistema N ^o	Analista	Data		de	
Equipamento	Função	Modo de Falha	Causa da Falha	Efeitos da Falha	Consequências da Falha	Fatores:				
						S	O	D	R	

Figura 3.7: Formulário FMEA
Adaptação de [3]

3.3.3.2 Matriz de Riscos

A matriz de riscos é uma combinação dos níveis de frequência dos modos de falha com os níveis de severidade e aceitabilidade de riscos.

O efeito de um modo de falha pode ser medido por uma avaliação de risco. Em geral, o risco de um modo de falha pode ser definido como:

$$Risco = Severidade \times Frequência \tag{4}$$

É comum acrescentar à equação de risco [10] uma parcela adicional referente a dificuldade de detecção do risco, ou seja:

$$Risco = Severidade \times Frequência \times Detectabilidade \tag{5}$$

Os níveis de detectabilidade estão associados a atividade necessária para a detecção da falha e pode ser classificados conforme a tabela 3.1:

Tabela 3.1: Níveis de Detectabilidade de Riscos [2]

<i>NÍVEL</i>	<i>DETECTABILIDADE</i>	<i>DESCRIÇÃO</i>
1	Fácil	Falha detectável por procedimento operacional
2	Razoável	Falha detectável por inspeção operacional
3	Difícil	Falha detectável por ensaio funcional
4	Muito difícil	Falha detectável apenas por desligamento
5	Impossível	Falha totalmente oculta

Na matriz de riscos também utilizamos os níveis de frequência, severidade e aceitabilidade do risco que são classificados conforme as tabelas 3.2, 3.3 e 3.4, respectivamente.

Tabela 3.2: Níveis de Frequência de Modos de Falha [2]

<i>FREQÜÊNCIA</i>	<i>DESCRIÇÃO</i>
Frequente	Falha ocorrerá continuamente
Provável	Falha ocorrerá com frequência
Ocasional	Falha ocorrerá ocasionalmente
Remoto	Falha razoavelmente esperada
Improvável	Falha ocorrerá excepcionalmente
Inacreditável	Falha praticamente não ocorrerá

Tabela 3.3: Níveis de Severidade de Risco [2]

<i>CATEGORIA</i>	<i>SEVERIDADE</i>
I	Catastrófico
II	Crítico
III	Marginal
IV	Mínimo
V	Insignificante

Tabela 3.4: Níveis de Aceitabilidade de Riscos [2]

<i>ACEITABILIDADE</i>	<i>DESCRIÇÃO</i>	<i>AÇÃO</i>
Intolerável	Inaceitável	Deve ser eliminado
Indesejável	Impraticável reduzir	Exige aprovação
Tolerável	Permite controle adicional	Exige aprovação
Desprezível	Permite controle adicional	Não exige aprovação

Depois de definidos os níveis de frequência, severidade e aceitabilidade dos riscos podemos construir a Matriz de Riscos, mostrada na tabela 3.5.

Tabela 3.5: Matriz de Riscos [2]

SEVERIDADE FREQUÊNCIA	INSIGNIFICANTE	MÍNIMA	MARGINAL	CRÍTICA	CATASTRÓFICA
FREQUENTE	INDESEJÁVEL	INDESEJÁVEL	INTOLERÁVEL	INTOLERÁVEL	INTOLERÁVEL
PROVÁVEL	TOLERÁVEL	INDESEJÁVEL	INDESEJÁVEL	INTOLERÁVEL	INTOLERÁVEL
OCASIONAL	TOLERÁVEL	TOLERÁVEL	INDESEJÁVEL	INDESEJÁVEL	INTOLERÁVEL
REMOTO	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL	TOLERÁVEL	INDESEJÁVEL	INDESEJÁVEL
IMPROVÁVEL	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL	TOLERÁVEL	TOLERÁVEL
INACREDITÁVEL	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL

Com a Matriz de Riscos fica fácil visualizar o grau de risco de cada modo falha e assim adotar ações para sua eliminação ou redução.

3.3.3.3 Diagrama de decisão

Depois de respondidas as sete questões básicas da MCC é necessário integrar todas as informações obtidas durante o processo e definir as atividades de manutenção correspondentes para cada modo de falha.

Essa etapa é feita com o auxílio do Diagrama de Decisão da MCC, mostrado na figura 3.8, que permite que as estratégias ou tarefas de manutenção sejam selecionadas para cada modo de falha identificado, considerando o seu contexto operacional e as consequências da falha.

Nesta etapa é definido o procedimento, frequência e responsável pela manutenção e quais as falhas mais graves que necessitam de um re-projeto.

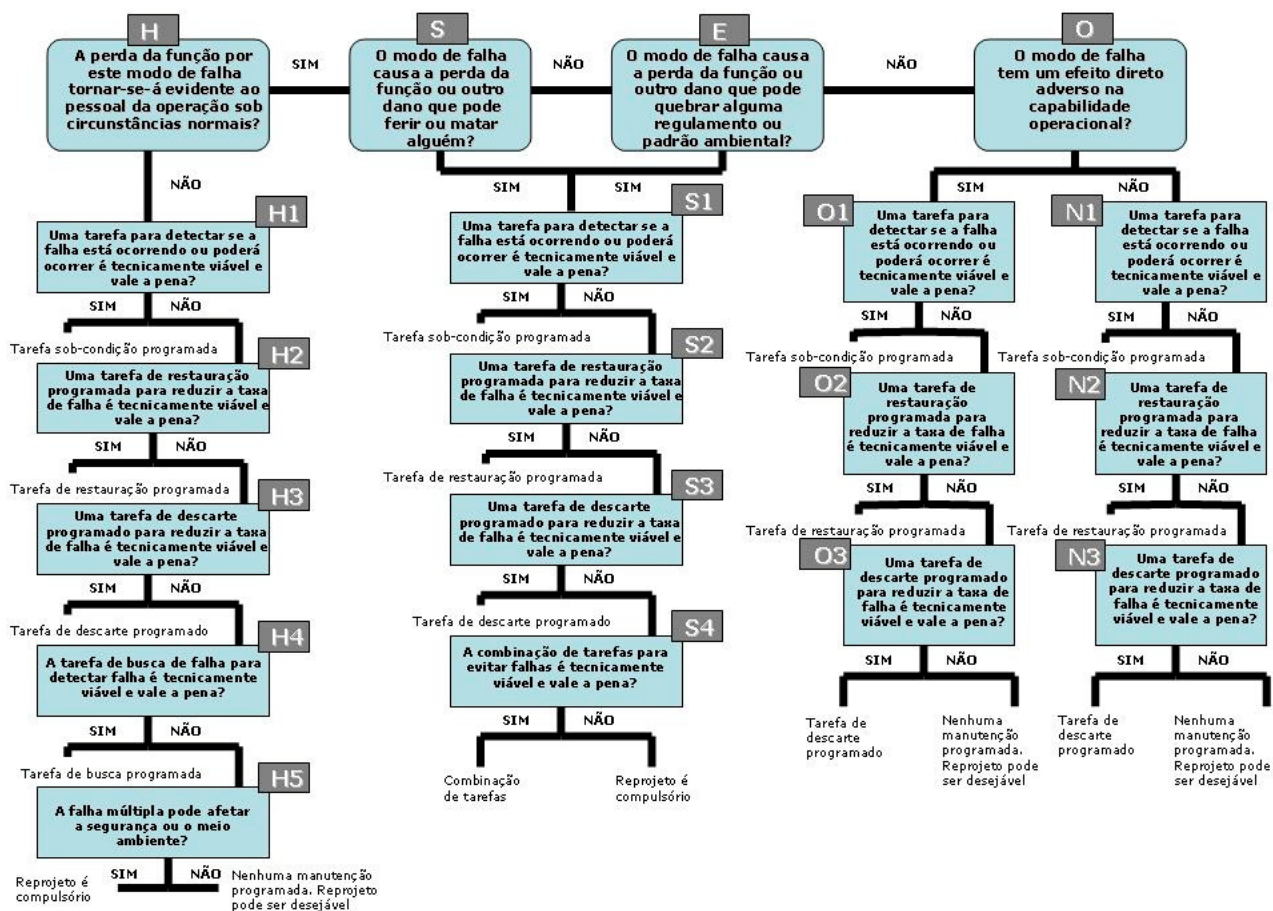


Figura 3.8: Diagrama de Decisão da MCC
Adaptação de [3]

As respostas do Diagrama de Decisão da MCC são registradas na Planilha de Decisão da MCC, conforme a figura 3.9.

Esta planilha está dividida em 16 (dezesseis) colunas. As colunas F, FF e FM identificam o modo de falha em consideração e são a Função, Falha Funcional e Modo Falha, respectivamente.

As colunas H, S, E, O se referem às consequências de cada modo falha, onde: a coluna H identifica se a falha é evidente ou não; a coluna S identifica se a falha afeta a segurança das pessoas e do sistema; a coluna E identifica se a falha afeta o meio ambiente e a coluna O identifica se falha tem consequências operacionais, afetando a produção ou qualidade do serviço.

As colunas seguintes H1, H2 e H3 etc registram se uma tarefa pró-ativa foi selecionada e as colunas H4, H5 e S4 se referem às questões default. As últimas 3 (três) colunas registram a tarefa que foi selecionada, a frequência a ser realizada e o responsável pela execução.

SISTEMA							Sistema nº					Facilitador:			Data		Folha nº	
SUB-SISTEMA							Sub-sistema nº					Auditor:			Data		de	
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta			Frequência inicial		Pode ser feito por
F	FF	FM	H	S	E	O				H4	H5	S4						

Figura 3.9: Planilha de Decisão MCC

Adaptação de [3]

4. Aplicação da MCC a uma Função Transmissão Linha de Transmissão

4.1 Características das Linhas de Transmissão



Figura 4.1: Linha de transmissão [13]

Uma linha de transmissão é composta por uma série de componentes, mas para o nosso estudo iremos citar apenas aqueles que podem levar a indisponibilidade da transmissão de energia elétrica ou dificultar a agilidade da sua manutenção. A figura 4.1 mostra um trecho de uma linha de transmissão.

4.1.1 Acessos

Embora o acesso a um sistema de transmissão não seja um componente físico, ele deve ser considerado para efeitos de manutenção, pois muitas vezes a manutenção deverá ser feita em locais de difícil acesso.

A manutenção da estrada que dá acesso ao sistema de transmissão e do terreno onde a linha de transmissão está situada é de suma importância, pois é importante que a vegetação local não interfira no bom funcionamento da linha de transmissão e para que os acessos aos componentes da linha estejam livres, em condições que permitam o trânsito dos veículos de manutenção que transportam pessoal, ferramentas e instrumentos.[14]

4.1.2 Cadeia de Isoladores

O papel dos isoladores nas linhas de transmissão é o de sustentar os cabos e isolá-los eletricamente das torres, evitando assim a passagem de corrente entre condutores e a terra. As principais características desejadas de um isolador são: elevada resistividade, rigidez dielétrica capaz de suportar tensões superiores a sua tensão de operação evitando danos de sobretensão, forma adequada que diminua ao máximo a corrente de fuga e que evite descargas de contornamento.

Os isoladores podem ser de porcelana, vidro ou poliméricos e são agrupados formando uma cadeia de isoladores. O número de isoladores que formam uma cadeia depende da tensão em que a linha opera.

4.1.3 Cabos condutores

Os cabos condutores têm a função de transportar a energia elétrica.

Atualmente, os cabos condutores de alumínio são os mais utilizados, isto porque se comparados com os de cobre, eles apesar de terem um diâmetro maior, são bem mais leves e têm um custo financeiro menor.

Os cabos condutores são formados por fios condutores torcidos de maneira a uniformizar a seção reta do cabo. Esses fios podem ser de alumínio, liga de alumínio ou de aço. Os fios de alumínio garantem uma boa condutividade enquanto que os fios de aço garantem uma boa resistência mecânica.

4.1.4 Estruturas

As torres são estruturas de suporte necessárias para carregar cabos condutores e cabos guarda, devendo suportar todas as forças aplicadas a ela, e ao mesmo tempo satisfazer todos os requisitos necessários para o funcionamento ideal da linha, como por exemplo a distância entre os cabos e o solo, e a distância dos cabos entre si.

Os comprimentos do vão entre as torres e a arquitetura utilizada em cada torre são determinados por um estudo que define a maior economia com a maior segurança, levando em conta todas as variáveis envolvidas no projeto.

A figura 4.2 mostra alguns exemplos de torres de transmissão.

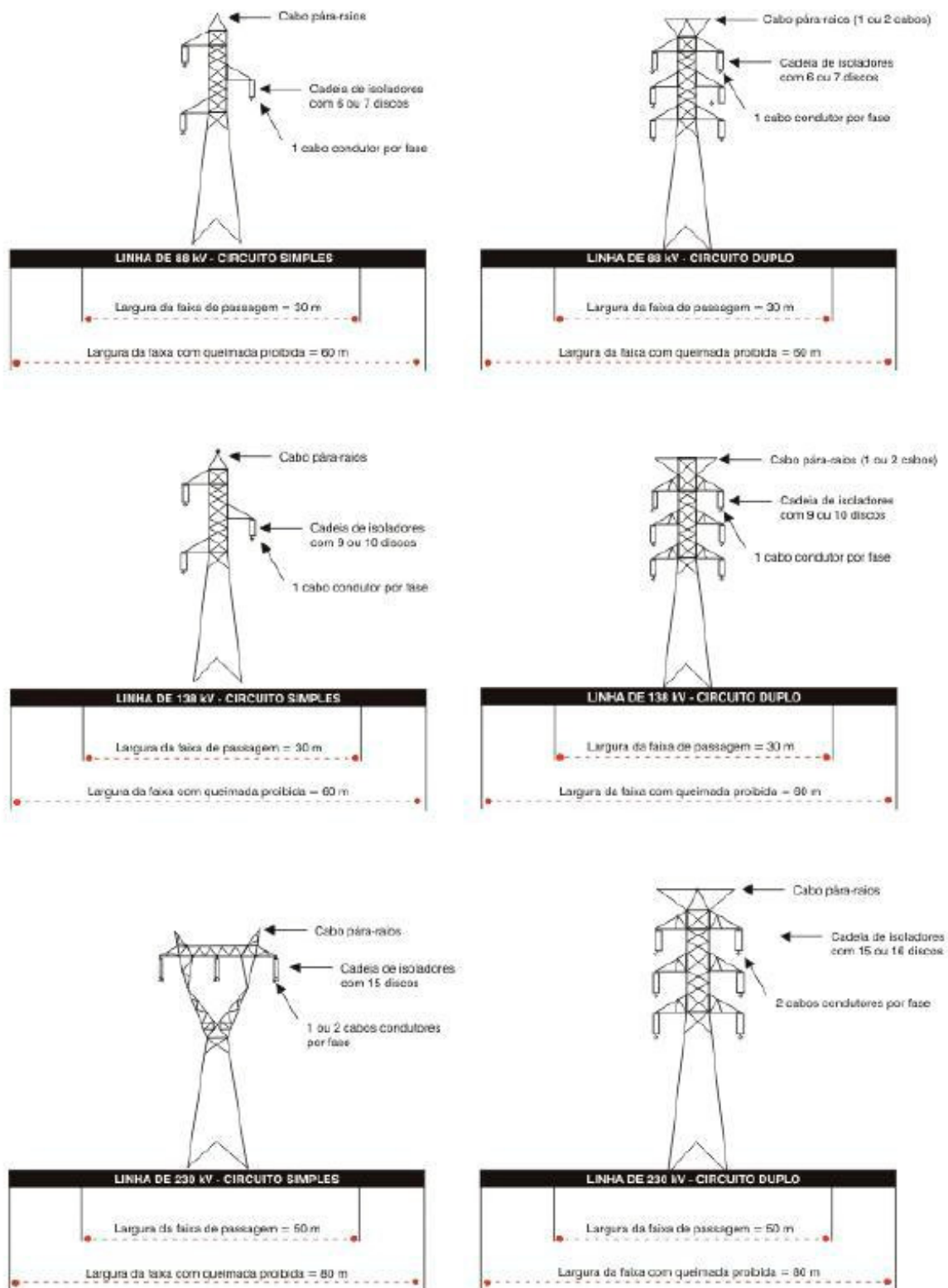


Figura 4.2: Exemplos de torres de transmissão

Fonte: [11]

4.1.5 Faixa de segurança

Segundo Normas Brasileiras específicas sobre Linhas de Transmissão de Energia Elétrica que regulam o uso e a ocupação do solo, devem-se preservar as áreas próximas às torres e um corredor limitado por linhas paralelas às linhas de transmissão. Esta área é chamada de Faixa de Segurança. O tamanho da faixa de segurança varia de acordo com a tensão da linha de transmissão, quanto maior a tensão maior a largura da faixa de segurança, conforme mostra a figura 4.3.

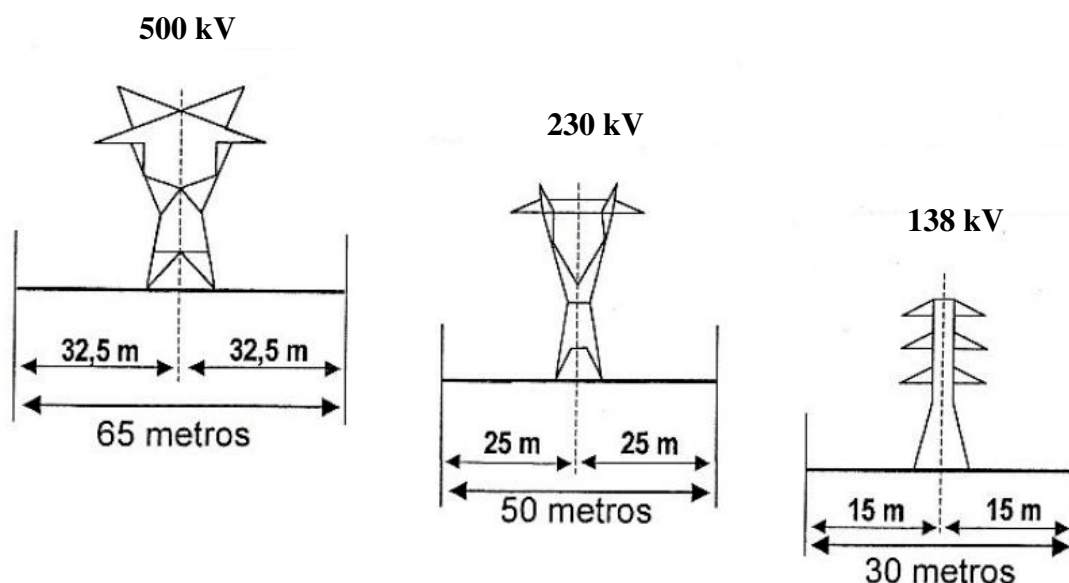


Figura 4.3: Largura da faixa de segurança [7]

4.1.6 Fundações

O projeto de fundações das estruturas de uma linha de transmissão depende do tipo de terreno e da forma ou configuração das estruturas.

Basicamente existem cinco tipos de fundações: em grelha de aço, em sapata de concreto, em brocas de concreto, ancoragem em rochas e em estacas [15].

4.1.7 Cabos Pára-raios

Os cabos pára-raios, também chamados de cabos de terra ou cabos guarda, são cabos que se localizam normalmente acima dos cabos condutores e têm como função proteger os cabos condutores de descargas atmosféricas.

Os cabos guardas por não terem a necessidade de conduzir energia elétrica, são normalmente feitos de fios de aço torcidos, assim é possível obter cabos com grande resistência mecânica.

4.1.8 Acessórios

São dispositivos utilizados nos cabos condutores e nos cabos pára-raios com funções definidas, conforme indicadas abaixo:

Amortecedores:

Têm como objetivo principal manter a estabilidade dinâmica dos cabos principalmente sob a ação de ventos, evitando situações que possam causar o rompimento mecânico dos mesmos. A figura 4.4 mostra um amortecedor do tipo stock bridge.



Figura 4.4: Amortecedor do tipo *stock bridge*

Espaçadores:

São dispositivos utilizados em linhas de transmissão onde existe mais de um condutor por fase. São colocados a distâncias especificadas garantindo o constante espaçamento entre os subcondutores. A figura 4.5 abaixo mostra um espaçador para um feixe de quatro subcondutores. Normalmente a distância entre os subcondutores é a mesma no caso de linhas convencionais, da ordem de 45 cm.



Figura 4.5: Espaçador para um feixe de 4 condutores

Esferas de sinalização:

As esferas de sinalização, mostrada na figura 4.6, são utilizadas em linhas aéreas de transmissão são destinadas à sinalização visual para equipamentos de vôo, tais como helicópteros, aviões e balões, evitando-se assim a colisão desses aparelhos com sistemas de transmissão de energia elétrica.

Esses dispositivos são construídos visando possibilitar a instalação nas linhas, sem causar danos às mesmas, levando-se em consideração sua correta fixação ao cabo, seu tamanho e sua coloração para maior visibilidade, seu peso e durabilidade. Devem ser resistentes à ação dos raios ultravioletas, chuvas, calor, eletrólise, vibrações harmônicas, movimentos giratórios e deslocamentos, poluição e outras intempéries.



Figura 4.6: Esfera de sinalização

4.1.9 Sistema de Aterramento

O sistema de aterramento pode ser definido como um conjunto de condutores interligados entre si e diretamente enterrados no solo aos quais são conectadas todas as partes metálicas não energizadas: carcaças, neutro dos circuitos, cabos pára-raios, terminais de terra dos pára-raios, ferragens das cadeias de isoladores, estruturas metálicas e etc..

Tem por objetivo escoar as correntes elétricas em condições normais e de falta envolvendo a terra, garantindo o bom funcionamento do sistema e equipamentos, sem comprometer a continuidade de serviço e assegurar que não haja risco de choques elétricos perigosos em pessoas que circulem na área de instalação e suas circunvizinhanças, ou que estejam em contato com alguma parte metálica não energizada.

4.2 MCC genérica para uma Linha de Transmissão

Agora iremos realizar uma MCC para uma Função Transmissão Linha de transmissão, seguindo os conceitos explicados no capítulo 3. Identificando os subsistemas, funções, falhas funcionais, componentes, modos falha e efeito da falha, para o preenchimento do formulário Análise de Modos e Efeitos da Falha – FMEA, conforme a figura 3.7.

De posse das informações do FMEA, iremos preencher a Planilha de Decisões da MCC, figura 3.9, onde iremos propor ações de manutenção e a periodicidade de realização dessas ações.

A MCC será realizada identificando apenas os modos de falha mais relevantes dos principais componentes de forma a simplificar o estudo e facilitar o entendimento da metodologia.

Tabela 4.1: FMEA para o subsistema Acessos

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Acessos			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Promover acesso à linha	1.1	Perda ou dificuldade de acesso à linha	A	Estrada	A.1	Danificado	Dificuldade e/ou bloqueio de acesso
						A.2	Obstruída	Bloqueio de acesso
				B	Mato	B.1	Fechado no acesso	Bloqueio de acesso
				C	Ponte	C.1	Obstruída	Bloqueio de acesso
						C.2	Danificada	Bloqueio de acesso

Tabela 4.2: FMEA para o subsistema Cadeia de Isoladores

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Cadeia de Isoladores			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Manter o isolamento elétrico	1.1	Perda do isolamento elétrico	A	Cadeia de isoladores de vidro ou porcelana	A.1	Danificada	Redução ou perda do isolamento e indisponibilidade da LT
						A.2	Com poluição excessiva	Redução ou perda do isolamento e indisponibilidade da LT
						A.3	Arco de potência	Perda do isolamento e indisponibilidade da LT
				B	Isolador Polimérico	B.1	Danificado	Perda do isolamento e indisponibilidade da LT
		1.2	Redução do isolamento elétrico	C	Isolador de vidro	C.1	Com poluição excessiva	Redução do isolamento
						C.2	Quebrado	Redução do isolamento
				D	Isolador de porcelana	D.1	Com poluição excessiva	Redução do isolamento
						D.2	Quebrado ou perfurado	Redução do isolamento
2	Sustentar cabos	2.1	Não sustenta os cabos	E	Acessórios da cadeia	E.1	Corroído	Queda da cadeia ao solo e indisponibilidade da LT
						E.2	Danificado	

Tabela 4.3: FMEA para o subsistema Condutores

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Condutores			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Transportar bloco de energia atendendo a demanda	1.1	Não transporta energia ou transporta energia abaixo da demanda	A	Condutor	A.1	Tento rompido	Criação de pontos quentes que comprometam a operação do cabo
						A.2	Danificado	Queda do cabo ao solo e indisponibilidade da LT
				B	Grampo de suspensão	B.1	Corroído	Queda do cabo ao solo e indisponibilidade da LT
						B.2	Danificado	
				C	Grampo de ancoragem	C.1	Corroído	Queda do cabo ao solo e indisponibilidade da LT
						C.2	Danificado	
				D	Contrapino do grampo	D.1	Corroído	Queda do cabo ao solo e indisponibilidade da LT

Tabela 4.4: FMEA para o subsistema Estruturas

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Estruturas			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Sustentar cabos, cadeias, ferragens e acessórios	1.1	Não sustenta cabos, cadeias, ferragens e acessórios	A	Estai	A.1	Danificado	Tombamento da estrutura e indisponibilidade da LT
				B	Peças da estrutura	B.1	Falta	Tombamento da estrutura e indisponibilidade da LT
						B.2	Danificada	
						B.3	Corroída	
						B.4	Ferragem exposta (estrutura de concreto)	Tombamento da estrutura e indisponibilidade da LT
				C	Parafusos	C.1	Frouxo	Tombamento da estrutura e indisponibilidade da LT
						C.2	Falta	

Tabela 4.5: FMEA para o subsistema Faixa de segurança

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Faixa de segurança			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Promover a segurança a LT e a terceiros	1.1	Não oferece segurança a LT e a terceiros	A	Árvore	A.1	Crescimento rápido próximo a faixa de segurança	Indisponibilidade da LT
				B	Mato alto	B.1	Crescimento rápido	Indisponibilidade da LT
				C	Edificações	C.1	Proximidade da faixa ou na faixa	Indisponibilidade da LT
				D	Cercas	D.1	Aterramento danificado	Comprometimento da segurança a terceiros ou animais
						D.2	Falta de aterramento	
						D.3	Falta de seccionamento	
						D.4	Seccionamento danificado	

Tabela 4.6: FMEA para o subsistema Fundações

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Fundações			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Manter a estabilidade da estrutura	1.1	Perda da estabilidade da estrutura	A	Base	A.1	Erosão	Tombamento da estrutura e indisponibilidade da LT
						A.2	Deslizamento de terra	
						A.3	Retirada excessiva de terra	
				B	Fundação em grelha ou stubs	B.1	Corroída	Tombamento da estrutura e indisponibilidade da LT

Tabela 4.7: FMEA para o subsistema Cabo Pára-raios

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Cabo Pára-raios			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Proteger a linha contra descargas atmosféricas	1.1	Não oferece proteção a linha contra descargas atmosféricas	A	Cabos	A.1	Tento rompido	Criação de pontos quentes que comprometem a operação do cabo
						A.2	Danificado	Queda do cabo sobre as fases e indisponibilidade da LT
						A.3	Corroído	
						A.4	Reparo ou emenda danificada	
2	Promover o escoamento da corrente de curto-circuito	2.1	Promover o escoamento da corrente de curto-circuito		A		A.1, A.2, A.3 e A.4	
3	Sustentar cabos de fibra ótica do sistema de comunicação	3.1	Não sustenta os cabos de fibra ótica do sistema de comunicação		A		A.1, A.2, A.3 e A.4	

Tabela 4.8: FMEA para o subsistema Acessórios

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Acessórios			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Promover à segurança a inspeção aérea e a terceiros	1.1	Não oferece segurança à inspeção aérea e a terceiros	A	Esfera de sinalização	A.1	Danificada	Perda da identificação
						A.2	Falta	Perda da identificação, rompimento do cabo por abalroamento de aeronave
						A.3	Parafuso folgado	Rompimento do cabo por fadiga
				B	Sinalização luminosa	B.1	Danificada	Perda da identificação
2	Promover a estabilidade dinâmica do cabo	2.1	Não promove a estabilidade dinâmica do cabo	C	Amortecedores	C.1	Danificado	Rompimento do cabo por fadiga
						C.2	Parafuso folgado	
						C.3	Falta	Rompimento do cabo por vibração
3	Promover o espaçamento de subcondutores	3.1	Não promove o espaçamento de subcondutores			D.1	Danificado	Rompimento do cabo por fadiga
						D.2	Parafuso folgado	

Tabela 4.9: FMEA para o subsistema Sistema de aterramento

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE								
ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS - FMEA								
Sistema: Linha de Transmissão					Subsistema: Sistema de aterramento			
	Função		Falha Funcional		Componente		Modo de Falha	Efeito da Falha
1	Escoar a corrente de descarga atmosférica para a terra	1.1	Não promove o escoamento da corrente de descarga atmosférica para a terra	A	Contrapeso	A.1	Desconectado	Descontinuidade do escoamento e indisponibilidade da LT
						A.2	Corroído	
						A.3	Rompido	
						A.4	Aflorado	
				B	Cabo de descida	B.1	Desconectado	Descontinuidade do escoamento e indisponibilidade da LT
						B.2	Danificado	
2	Escoar a corrente de curto-circuito para a terra	2.1	Não promove o escoamento da corrente de curto-circuito para a terra		A e B		A.1, A.2, A.3, A.4, B.1e B.2	Descontinuidade do escoamento

Podemos ver que com o preenchimento do formulário FMEA, conseguimos identificar para o sistema Linha de Transmissão, os seus principais subsistemas. E de acordo com as funções de cada subsistema, identificamos as suas falhas funcionais, os componentes associados a cada falha funcional, os modos falha de cada componente e se essa falha provocará a indisponibilidade do sistema.

Essas informações permitem que se conheça detalhadamente o sistema e cada modo de falha que provoca a indisponibilidade. De posse dessas informações e de acordo com o Diagrama de Decisão da MCC, mostrado na figura 3.8, agora iremos elaborar as Planilhas de Decisão da MCC para cada subsistema, que definirão as tarefas e a rotina de manutenção.

Tabela 4.10: Planilha de Decisão para o subsistema Acessos

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO								SUBSISTEMA: ACESSOS							
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
1	1.1	A.1	X			X	N1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	UTs
1	1.1	A.2	X			X	N1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	UTs
1	1.1	B.1	X			X	N1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	UTs
1	1.1	C.1	X			X	N1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	UTs
1	1.1	C.2	X			X	N1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	UTs

Tabela 4.11: Planilha de Decisão para o subsistema Cadeia de Isoladores

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO										SUBSISTEMA: CADEIA DE ISOLADORES					
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
1	1.1	A.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada ou de patrulhamento	Quinzenal ou anual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.3				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.2	C.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.2	C.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Quinzenal ou anual (depende da LT)	STs
1	1.2	D.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.2	D.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Quinzenal ou anual (depende da LT)	STs
2	2.1	E.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	E.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs

Tabela 4.12: Planilha de Decisão para o subsistema Condutores

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO								SUBSISTEMA: CONDUTORES							
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
1	1.1	A.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Mensal ou anual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	C.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	C.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	D.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs

Tabela 4.13: Planilha de Decisão para o subsistema Estruturas

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO										SUBSISTEMA: ESTRUTURAS					
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
1	1.1	A.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.3				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.4				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	C.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	C.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs

Tabela 4.14: Planilha de Decisão para o subsistema Faixa de segurança

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO								SUBSISTEMA: FAIXA DE SEGURANÇA							
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
1	1.1	A.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Mensal ou anual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Mensal ou anual (depende da LT)	STs
1	1.1	C.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Mensal ou anual (depende da LT)	STs
1	1.1	D.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	D.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	D.3				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	D.4				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs

Tabela 4.15: Planilha de Decisão para o subsistema Fundações

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO										SUBSISTEMA: FUNDAÇÕES					
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
										H4	H5	S4			
1	1.1	A.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.3				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs

Tabela 4.16: Planilha de Decisão para o subsistema Cabo Pára-raios

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE																
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC																
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO										SUBSISTEMA: CABO PÁRA-RAIOS						
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por	
										H4	H5	S4				
1	1.1	A.1				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Mensal ou anual (depende da LT)	STs	
1	1.1	A.2				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs	
1	1.1	A.3				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs	
1	1.1	A.4				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs	
2	2.1	A.1, A.2, A.3, A.4				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs	
3	3.1	A.1, A.2, A.3, A.4				X	O1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs	

Tabela 4.17: Planilha de Decisão para o subsistema Acessórios

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO										SUBSISTEMA: ACESSÓRIOS					
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
1	1.1	A.1	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.2	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.3	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.1	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	C.1	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	C.2	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	C.3	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
3	3.1	D.1	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
3	3.1	D.2	X	X	X	X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs

Tabela 4.18: Planilha de Decisão para o subsistema Sistema de aterramento

MCC – MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE															
PLANILHA DE DECISÃO DA MCC															
SISTEMA: LINHA DE TRANSMISSÃO										SUBSISTEMA: SISTEMA DE ATERRAMENTO					
Referência Informação			Avaliação de consequência				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Ação default			Tarefa Proposta	Frequência inicial	Pode ser feito por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
1	1.1	A.1	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.2	X			X							Manutenção corretiva	-	STs
1	1.1	A.3	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	A.4	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.1	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
1	1.1	B.2	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	A.1	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	A.2	X			X							Manutenção corretiva	-	STs
2	2.1	A.3	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	A.4	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	B.1	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs
2	2.1	B.2	X			X	H1						Inspeção terrestre detalhada	Anual ou plurianual (depende da LT)	STs

As Planilhas de Decisão das tabelas 4.10 a 4.18,, nada mais são do que as respostas para o Diagrama de Decisão, mostrado na figura 3.8, referentes a cada modo de falha identificado nos formulários FMEA (Tabelas 4.1 a 4.9). Nelas são definidas as melhores estratégias e tarefas de manutenção, sua periodicidade e os responsáveis pela sua execução.

Nesta etapa de definição das tarefas de manutenção, a matriz de risco apresentada na tabela 3.5 é de fundamental importância, pois através dela é possível visualizar os modos de falha com consequências mais severas e de maior ocorrência, de forma a priorizar as atividades de manutenção de acordo com os casos mais críticos.

Cabe ressaltar que a inspeção terrestre detalhada, que foi mencionada como tarefa proposta nas Planilhas de Decisão (Tabelas 4.10 a 4.18), consiste na observação minuciosa de uma LT, visando identificar seus defeitos e/ou anormalidades porventura existentes. Assim os inspetores devem percorrer a faixa da linha escalando todas as estruturas. A periodicidade dessa inspeção depende do desempenho, localização geográfica, importância operativa e da tensão de isolamento.

A inspeção terrestre de patrulhamento consiste no levantamento de possíveis ocorrências na LT, visando identificar seus defeitos e/ou anomalias porventura existentes. Assim os inspetores devem percorrer a faixa da linha, não sendo necessária a escalada das estruturas. Essa modalidade poderá ser realizada parcialmente na LT, dependendo da necessidade. A periodicidade é de acordo com as características de cada LT, sendo recomendada pelo menos uma inspeção por ano.

5. Relação da MCC com a PVI

A metodologia utilizada na MCC, quando bem elaborada, consegue identificar as principais falhas que podem ocorrer no sistema de transmissão de energia. Seguindo as ações propostas pela Planilha de Decisão da MCC, é possível evitar a ocorrência de falhas já identificadas pela metodologia, o que minimiza a possibilidade de indisponibilidade do sistema e conseqüentemente o desconto da Parcela Variável.

Para verificar a eficácia dessa política de manutenção iremos analisar dados reais disponibilizados pelo ONS [9] no período de 01/01/2008 a 31/12/2008.

Nessa análise serão consideradas apenas as indisponibilidades consideradas como Outros Desligamentos, visto que os Desligamentos Programados não sofrem penalidades quando são cumpridas as metas estabelecidas pela ANEEL.

Para o cálculo da PVI utilizaremos a equação 1. No entanto, como não estamos considerando os Desligamentos Programados, a equação 1 se reduz a equação abaixo.

$$PVI = \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i DVOD_i \right) \quad (6)$$

Outra consideração importante é que para o cálculo da PVI, estamos considerando que a empresa já tenha uma duração acumulada de Outros Desligamentos igual ou superior a duração do correspondente padrão durante o período contínuo de onze meses anteriores ao mês da ocorrência da indisponibilidade.

O valor do fator de multiplicação Ko será fornecido pela tabela 2.1.

A tabela 5.1 mostra a quantidade de ocorrências de Outros Desligamentos de acordo com os dados do Boletim de Operação do ONS no período considerado.

Tabela 5.1: Número de ocorrências em 2008

TRANSMISSORA	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS
CHESF	8
ELETRONORTE	21
FURNAS	7
ELETROSUL	2
CTEEP	12
COPEL	2
CEMIG	4
CEEE	7
CEMAT	1
CELG	2
	66

Agora vamos analisar algumas dessas ocorrências:

Caso 1:

No dia 28/01/2008, às 11h12, ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Porto Alegre9/Eldorado/Guaíba2/Camaquã(CEEE).

Em consequência, houve a interrupção de 64 MW de cargas da CEEE, atingindo consumidores dos municípios de Guaíba e Eldorado do Sul, no Estado do Rio Grande do Sul.

Às 11h23 foram restabelecidos 20 MW de cargas via sistema de distribuição, sendo totalmente normalizadas às 12h17.

A causa do desligamento e o motivo da demora para recomposição, foi a queda de uma árvore sobre a fase 'A' da LT, no trecho entre as SEs Guaíba 2 e Camaquã.

Essa ocorrência provocou a indisponibilidade do sistema por 65 minutos.

O PB dessa função transmissão, disponibilizado pelo ONS, é R\$ 275.920,46. Portanto, de acordo com a equação 6, a CEEE teria um desconto de PVI de R\$ 60.264,88, o que equivale a 21,8% do PB mensal dessa função transmissão.

Porém, esse modo de falha foi identificado pela MCC, como podemos ver pelas tabelas 4.5 e 4.14. Portanto, se a tarefa proposta pela MCC tivesse sido implementada poderia ter evitado essa ocorrência e consequentemente o desconto da PVI.

Caso 2:

No dia 08/02/2008, às 16h34, ocorreu o desligamento automático das LTs 230 kV Messias/Maceió C-1 e C-2, interrompendo o suprimento à SE Maceió (Chesf).

Em consequência, houve a interrupção de 220 MW de cargas da Chesf, atingindo os consumidores da região metropolitana da cidade de Maceió, no Estado de Alagoas.

Às 16h49 foi iniciada a normalização das cargas interrompidas, sendo concluída às 17h10.

A causa do desligamento foi a queimada de canavial sob as LTs, no município de Rio Largo, no Estado de Alagoas.

Essa ocorrência provocou a indisponibilidade do sistema por 36 minutos.

O PB da função transmissão Messias/Maceió C-1, disponibilizado pelo ONS, é R\$ 71.475,03 e o PB da função transmissão Messias/Maceió C-2 é R\$ 71.475,03. Portanto, de acordo com a equação 6, a CHESF teria um desconto de PVI de R\$ 19.145,10, o que equivale a 13,4% da soma PB mensal dessas duas funções transmissão.

Esse modo de falha não foi identificado pela MCC realizada, portanto, neste caso a concessionária seria penalizada com o desconto da PVI.

Caso 3:

No dia 08/04/2008, às 15h00, ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Cachoeira Dourada / Anhangüera C-1. A partir daí, ocorreram os seguintes desligamentos automáticos: às 15h19, das LTs 230 kV Bandeirantes/ Anhangüera C-1 e C-2 e Xavantes / Bandeirantes C-2; às 15h24, da LT 230 kV Xavantes / Bandeirantes C-1; às 15h26, das LTs 230 kV Cachoeira Dourada/ Anhangüera C-2, Anhangüera / Firminópolis e Pirineus / Xavantes.

Em consequência, houve a interrupção de 660 MW de cargas da Celg, atingindo a região metropolitana de Goiânia e outros 114 municípios do Estado de Goiás.

Às 15h32, foi iniciada a normalização dos equipamentos, sendo finalizada às 17h55, com exceção da LT 230 kV Cachoeira Dourada / Anhangüera C-1, que foi normalizada à 00h22 do dia 09/04/2008.

Às 15h19, foi iniciada a normalização das cargas interrompidas sendo concluída às 15h55. As causas dos desligamentos estão sendo pesquisadas pelos agentes Celg. Houve rompimento de cabo pára-raios e queda sobre a fase A da LT 230 kV Cachoeira Dourada / Anhangüera C-1.

Essa ocorrência provocou a indisponibilidade do sistema por 55 minutos.

O PB dessa função transmissão, disponibilizado pelo ONS, é R\$ 330.669,37. Portanto, de acordo com a equação 6, a CELG deveria ter um desconto de PVI de R\$ 63.148,66, o que equivale a 19,1% do PB mensal dessa função transmissão.

Esse modo de falha foi identificado pela MCC, como podemos ver pelas tabelas 4.7 e 4.16. Portanto, se as tarefas propostas pela MCC tivessem sido de fato implementadas poderiam ter evitado essa ocorrência e consequentemente o desconto da PVI.

Observação: Segundo [1], quando uma função transmissão – linha de transmissão contiver equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão, aplicar-se-ão a essa FT os dispositivos desta Resolução, sendo os descontos das parcelas variáveis da FT imputados às concessionárias de transmissão responsáveis pelos eventos associados a tais descontos, cabendo ao ONS coordenar a apuração dos referidos eventos.

Caso 4:

No dia 23/09/2008, às 18h46, ocorreu o desligamento automático geral da SE Quinta - 230/138/69 kV, da CEEE-GT.

Em consequência houve interrupção de 102 MW de cargas da CEEE-D, atingindo a região das cidades de Pelotas, Rio Grande, Taim e Marmeleiro, no Estado do Rio Grande do Sul.

A normalização das cargas (10 MW) foi iniciada às 19h01, após recomposição do AT1 de 230/138 kV. O restante das cargas (92 MW) foi normalizado às 19h54, após recomposição do TR2 de 230/69 kV.

A causa do desligamento foi devido a curto-circuito causado pelo rompimento do cabo da fase A da chave seccionadora 89-60 de 69 kV, da SE Quinta.

Essa ocorrência provocou a indisponibilidade do sistema por 68 minutos.

O PB dessa função transmissão, disponibilizado pelo ONS, é R\$ 193.192,94. Portanto, de acordo com a equação 6,, a CEEE-GT deveria ter um desconto de PVI de R\$ 45.614,99, o que equivale a 23,6% do PB mensal dessa função transmissão.

Esse modo de falha foi identificado pela MCC, como podemos ver pelas tabelas 4.3 e 4.12. Portanto, se as tarefas propostas pela MCC tivessem sido de fato implementada poderia ter evitado essa ocorrência e consequentemente o desconto da PVI.

6. Conclusão

Este trabalho apresentou a Resolução Normativa nº 270 da ANEEL, que regulamenta a qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica. Com o objetivo de minimizar o tempo de indisponibilidade dos serviços de transmissão da rede básica, a resolução prevê penalidades para diversas situações.

Outro conceito apresentado foi o da Manutenção Centrada em Confiabilidade - MCC. Foram mostrados os elementos principais dessa metodologia e as etapas para a sua implementação. A metodologia foi aplicada a um caso genérico de Linha de Transmissão, identificando os principais subsistemas, funções, falhas funcionais, componentes, modo de falha e efeitos da falha. E com isso podemos estabelecer tarefas periódicas de manutenção capazes de evitar que a falha aconteça.

A criação da Parcela Variável foi positiva para o sistema de transmissão de energia elétrica uma vez que está incentivando o desenvolvimento do setor. Para evitar a redução de sua receita anual, as empresas de transmissão de energia elétrica estão investindo cada vez mais em suas linhas de transmissão a fim de atender à demanda total de energia dos consumidores dentro dos padrões de continuidade, qualidade e segurança aceitáveis, garantindo a confiabilidade do sistema.

No intuito de diminuir as perdas financeiras devido a este novo cenário do setor elétrico, as concessionárias têm voltado suas atenções para o setor de manutenção que passou a ter uma função estratégica dentro das organizações.

A forma de manutenção conhecida como Manutenção Centrada em Confiabilidade vem sendo adotada por empresas desse setor, pois se trata de um método estruturado para estabelecer a melhor estratégia de manutenção para um dado sistema ou equipamento e permitir selecionar as tarefas adequadas de manutenção direcionada para os modos de falha identificados.

É importante que a MCC seja realizada por uma equipe formada por pessoas de diferentes áreas da empresa, com experiência no sistema ou equipamento analisado, capazes de identificar os principais modos de falha, de forma a elaborar uma rotina de manutenção viável, de acordo com os objetivos técnicos e econômicos da empresa. Uma MCC muito detalhada eleva o custo da implementação dessa metodologia e das rotinas de manutenção que deverão ser executadas.

A eficácia da MCC dependerá do comprometimento das pessoas da equipe e da própria empresa. A MCC tende a modificar a rotina de manutenção da empresa e, portanto, a MCC prevista deverá ser de fato implementada e as atividades propostas executadas de acordo com a periodicidade definida.

Analisando o Boletim de Operação disponibilizado pelo ONS podemos perceber que as principais ocorrências do sistema podem ser identificadas pela MCC e com medidas simples pode-se evitar as falhas e conseqüentemente o desconto da PVI.

6.1 Trabalhos Futuros

A MCC realizada foi simplificada considerando apenas a Função Transmissão Linha de Transmissão, no entanto o sistema de transmissão de energia elétrica é muito mais complexo e para efeito de apuração de indisponibilidade decorrentes de desligamentos também são consideradas a Função Transmissão Transformação e a Função Transmissão Controle de Reativos.

Portanto, um estudo complementar desse trabalho seria a realização de uma MCC para a Função Transmissão Transformação, que compreende os transformadores e seus equipamentos auxiliares e a Função Transmissão Controle de Reativos, que compreende os bancos de capacitores, compensadores estáticos, compensadores síncronos, reatores, compensadores série e os equipamentos auxiliares.

Outro trabalho que poderia ser realizado seria a aplicação da MCC em uma Linha de Transmissão existente, com dados próprios da concessionária, avaliando os aspectos técnicos e econômicos da implementação dessa metodologia.

Referências Bibliográficas

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 270 de 26 de JULHO DE 2007*.
- [2] Siqueira, I.P. *Manutenção Centrada na Confiabilidade – Manual de Implementação*. Editora QualityMark, 1ª edição. 2009
- [3] Moubray, J. *Manutenção Centrada em Confiabilidade*. Edição brasileira, traduzido por Kleber Siqueira, Aladon Ltd, 2000.
- [4] Toledo, C.C, Rolim, J.G *Avaliação do impacto da Parcela Variável na política de manutenção do sistema de transmissão da Copel*. XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE. Rio de Janeiro, RJ – Brasil. Outubro de 2007.
- [5] Tondello, C.J *Gestão econômica das intervenções em linhas de transmissão com foco na Parcela Variável*. XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE. Rio de Janeiro, RJ – Brasil. Outubro de 2007.
- [6] Jesus, L.S *Avaliação da Parcela Variável para apuração da qualidade do serviço de transmissão no Brasil segundo conceitos de confiabilidade*. Projeto final de graduação, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ – Brasil. Setembro de 2008.
- [7] Cucco, J., Boscatto, F., Oliveira, F.H., Santos, M.A. *Modelo de Avaliação de Potencial de Risco a Invasão em Faixas de Servidão de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica*. Laboratório de Geoprocessamento – GeoLab – UDESC – Itacorubi, Florianópolis, Santa Catarina.
- [8] Souza, S.S., Lima, C.R.C. *Manutenção Centrada em Confiabilidade como ferramenta estratégica*. XXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção – ENEGEP. Ouro Preto, MG – Brasil. Outubro de 2003.
- [9] Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. www.ons.org.br, acessado em junho de 2009.
- [10] Selitto, M.A., Borchardt, M., Araújo, D.R.C. *Manutenção Centrada em Confiabilidade: aplicando uma abordagem quantitativa*. XXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção – ENEGEP. Curitiba, PR – Brasil. Outubro de 2002.
- [11] Site da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP. www.ctEEP.com.br, acessado em junho de 2009.
- [12] Workshop sobre perspectivas para o segmento da transmissão de energia elétrica no setor elétrico brasileiro. Tema: Parcela Variável. Agosto de 2008
- [13] Silva, J.L.R. *Sistema de gestão de manutenção orientado à confiabilidade*. Simpósio Internacional de Confiabilidade – Salvador - BA, 2006.

[14] Santos, S.R. *Manutenção das linhas de transmissão de energia elétrica: um estudo de caso na COTESA Engenharia*. 2006

[15] Fuchs, R.D., Almeida, M.T. *Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão*. Editora Edgard Blucher LTDA. 1ª edição - 1982