



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Aplicação da Inspeção Baseada em Risco em Linhas Aéreas de Subtransmissão de Energia Elétrica

Beline Quintino de Araújo Fonseca	Carlos Alberto Cimini Júnior
Cemig Distribuição	Universidade Federal de Minas Gerais
beline@cemig.com.br	carlos.cimini@gmail.com

Palavras-chave

Linha Aérea de Subtransmissão de Energia Elétrica
Inspeção Baseada em Risco
Manutenção preditiva

Resumo

O objetivo deste trabalho é sistematizar a análise de risco em Linhas Aéreas de Subtransmissão de Energia Elétrica através de uma metodologia de manutenção preditiva empregando-se a Inspeção Baseada em Risco (IBR). Desta forma, identificam-se os componentes críticos da Linha e através de um programa de inspeção eficiente concentram-se esforços nestes pontos, de modo a reduzir o risco de falha e garantir a confiabilidade das instalações, evitando-se assim, a indisponibilidade e a perda de receita. A metodologia foi desenvolvida nas seguintes etapas: (i) divisão das Linhas em sistemas, conjunto e componentes; (ii) análise do Banco de Dados de Manutenção e Inspeção; (iii) determinação da Frequência de Ocorrência de Falhas (FOF) e da Consequência Ocorrência de Falhas (COF) referente à interrupção do fornecimento de energia; (iv) determinação da Matriz de Risco quantitativa através do enquadramento dos componentes nos diversos níveis de COF e FOF; e (v) determinação dos componentes críticos. A metodologia é aplicável às manutenções preditivas e na definição de tempo para intervenção e inspeção das Linhas de Subtransmissão.

1. INTRODUÇÃO

Uma Linha Aérea de Subtransmissão de Energia Elétrica – LT é utilizada para o transporte de energia elétrica no intervalo de tensões desde 34,5 kV e abaixo de 230 kV. Os principais elementos de uma LT, conforme estudos⁵ e ⁶, são:

- Cabo condutor de energia: principal elemento de uma linha de transmissão, define as características elétricas (perdas por efeito Joule ou por efeito Corona e dimensionamento das estruturas) e mecânicas (aplicação das estruturas);
- Cabo pára-raio: responsável pela “blindagem” da linha de transmissão, reduzindo a exposição direta dos cabos condutores às descargas atmosféricas;
- Estruturas e suas fundações: são responsáveis pela sustentação dos cabos condutores e pela sua manutenção a uma distância de segurança do solo. São divididas em estruturas de suspensão, ancoragem e transposição, As fundações são responsáveis pela fixação da estrutura ao solo;

- Cadeias de isoladores e suas ferragens: são responsáveis pelo isolamento elétrico dos cabos condutores em relação a seus suportes (estruturas) e ao solo. São divididas em suspensão e ancoragem;
- Sistema de aterramento: tem o objetivo de permitir o escoamento de correntes do sistema elétrico causadas por induções, curtos-circuitos e descargas atmosféricas, e em alguns casos, manter os potenciais de passo e de toque dentro de limites aceitáveis pelo ser humano.

A metodologia da Inspeção Baseada em Risco – IBR consiste na estimativa da frequência de falha e na determinação da consequência dessa falha, calculando-se o risco através do par [frequência, consequência], conforme norma4. A frequência, quando não conhecida com exatidão, é estimada através de frequência de falhas genéricas e aplicação de fatores modificadores. A consequência considera a segurança, perdas econômicas e o impacto ambiental.

O risco poderá ser aplicado de forma qualitativa, quantitativa ou combinado. A aplicação qualitativa requer menor quantidade de informações e a quantitativa fornece o risco por cada equipamento de uma unidade, podendo ser utilizadas em conjunto. A qualitativa definindo a unidade/sistema com o equipamento que possui o risco mais alto e a quantitativa para uma análise dos itens mais críticos nessa unidade/sistema.

A seguir, é apresentado o desenvolvimento da metodologia e mostrados os resultados obtidos. A metodologia é aplicável às manutenções preditivas e na definição de tempo para intervenção e inspeção de LT.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1. MODELO DE APLICAÇÃO DA INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO PARA LT

A IBR foi aplicada quantitativamente em uma família de 115 LT, conforme Tabela 1. As informações de falhas e frequência foram coletadas no período entre jan/2002 e dez/2006.

Tabela 1. Extensão e características das LTs de 69 e 138 kV.

Classe de Tensão	Total de LTs	Total (km)	Tipo de Estrutura					
			Metálica		Madeira		Concreto	
69	58	2.707	434	16%	1.793	66%	481	18%
138	57	3.507	2.727	78%	481	14%	299	9%

A Tabela 2 descreve os tipos de ocorrências que ocasionaram falhas nas LT, ou seja, desligamentos permanentes que são caracterizados como um evento onde a LT só retorna à operação quando uma equipe de manutenção faz uma inspeção “in loco” e, se necessário, intervem para restabelecer as condições originais da linha.

Tabela 2. Lista de Códigos de ocorrências nas LT.

Descrição	Código
Abalroamento - carro, caminhão, trator, avião, asa delta, balão, etc	1
Agressividade do meio - salinidade, umidade, altas temperaturas, etc	2
Animais - eletrocussão de animais - cobra, gambá, pássaros, etc	3
Apodrecimento - postes ou cruzetas de madeira	4
Causa externa - não relativo ao sistema elétrico. Exemplos: objetos jogados pelo vento como galhos de árvores, folhagens, pipas, lonas, etc	5
Corrosão, oxidação	6
Descarga atmosférica	7
Desgaste - perda de material por atrito	8
Efeito capacitivo - queima de estruturas de madeira por correntes capacitivas de 60 Hz	9
Em estudo - classificação temporária, alterada após conclusão do estudo	10
Enchente	11
Erosão/recalque do solo	12
Execução inadequada de manutenção	13
Envelhecimento - perda gradual das propriedades iniciais dos materiais	14
Fabricação - processo de fabricação do equipamento/componentes	15
Fadiga	16
Indeterminada - utilizada exclusivamente em duas situações: estudos não conclusivos ou por ser antieconômico investigar a causa	17
Material (matéria prima que compõe o componente)	18
Montagem - em fábrica ou anterior ao início da operação comercial do equipamento	19
Pássaros - desligamentos causados por excrementos de pássaros	20
Poluição – poluição do ar ou da água	21
Projeto - concepção, cálculos, desenhos, especificações utilizadas, etc	22
Queimada - queima da vegetação nas faixas de servidão ou próximo às LTs que provoque desligamento(s) e queima de estrutura(s)	23
Sobreaquecimento - aquecimento anormal dos condutores, emendas e conexões causando rompimento ou danos nos componentes	24
Sobrecarga - potência superior à máxima prevista no projeto da LT	25
Vandalismo - provocada pela ação de terceiros que tem como objetivo provocar danos aos componentes das LTs	26
Vegetação/faixa - vegetação alta na faixa de servidão ou próxima à LT, e por motivo de queda ou balanço excessivo cause a falha na LT	27
Vegetação/terceiros - causada pela queda de árvores na LT devido à poda ou corte da vegetação executada irregularmente por terceiros	28
Vento - ação direta de ventos fortes/vendaval sobre os componentes da LT	29
Vibração - ação contínua do vento sobre os cabos condutores e pára-raios nos pontos de emendas e grampeamento	30

2.2. METODOLOGIA DESENVOLVIDA

A metodologia desenvolvida foi elaborada considerando a norma 4 e os estudos 7 e 8. A seguir, são apresentadas as etapas do desenvolvimento da metodologia de inspeção baseada em risco para LT.

2.3. DIVISÃO DAS LTS EM SISTEMAS, CONJUNTO E COMPONENTES

A Tabela 3 identifica os sistemas, conjuntos e componentes de uma Linha de Subtransmissão visando facilitar a definição dos componentes críticos que irão contribuir com grande parte dos desligamentos permanentes das LT de 69 e 138 kV.

Tabela 3. Sistemas, conjuntos e componentes de LT.

Sistema	Conjunto	Componente
A - Estrutura	A1 - Parte Aérea	A1.1 - Cantoneiras
		A1.2 - Parafusos
		A1.3 - Mancais
		A1.4 - Cruzeta
		A1.5 - Poste
	A2 - Fundação	A2.1 - Cantoneiras
		A2.2 - Parafusos
	A3 - Sistema de aterramento	A3.1 - Fio contrapeso
		A3.2 - Hastes
		A3.3 - Conectores
	A4 - Estaiamento	A4.1 - Estai
		A4.2 - Conectores
A4.3 - Hastes		
A4.4 - Âncoras		
B - Cabo condutor		B1 - Cabo
		B2 - Emenda preformada total
		B3 - Emenda preformada condutora
		B4 - Emenda à compressão
		B5 - Amortecedor
		B6 - Amortecedor-espaçador
		B7 - Espaçador
C - Cabo pára-raios		C1 - Cabo
		C2 - Emenda tipo cunha
		C3 - Amortecedor
		C4 - Esfera de sinalização
		C5 - Pára-raios de ZNO
D - Cadeira de isoladores	D1 - Suspensão	D1.1 - Isolador
		D1.2 - Grampo
		D1.3 - Ferragens
	D2 - Ancoragem	D2.1 - Isolador
		D2.2 - Grampo
		D2.3 - Ferragens
	D3 - Jumper	D3.1 - Isolador
		D3.2 - Grampo
		D3.3 - Ferragens

2.4. ANÁLISE DO BANCO DE DADOS DE MANUTENÇÃO DE LTS

O banco de dados utilizado para desenvolvimento da metodologia indica os tipos de ocorrências, por classe de tensão, que ocasionaram os desligamentos permanentes. A Tabela 4 mostra as ocorrências registradas no período entre 2002 e 2006 e a Tabela 5 mostra um resumo das falhas nas LT de 69 e 138 kV.

Tabela 4. Ocorrências nas LT.

Tensão	Ocorrências																				
	Total	1	2	4	5	6	7	8	9	10	13	16	17	23	24	25	26	27	28	29	30
69 kV	142	4	0	12	3	1	17	1	24	0	0	5	8	21	1	0	18	5	7	14	1
138 kV	86	5	1	1	4	1	11	1	4	1	2	1	4	3	4	1	21	7	2	11	1

Tabela 5. Componentes que mais falharam nas LT.

Sistema	Conjunto/Componentes		% Falha	
	Descrição	Código	69 kV	138 kV
Estrutura	Parte aérea	A1	4	13
	Cruzeta	A1.4	28	2
	Poste	A1.5	15	6
Cabo condutor	Cabo condutor	B1	29	47
	Emenda pref. total	B2	2	0
Cabo Pára-raios	Cabo pára-raios	C1	6	4
	Pára-raios ZnO	C5	0	2
Cadeia de isoladores	Isolador	D1.1	17	26

Nas LT de 138 kV é elevado o índice de falha no item A1 – Parte Aérea porque o principal tipo de estrutura é metálica – 84% das LT e as falhas foram discriminadas no banco de dando somente como estrutura, não sendo detalhado o componente.

A Figura 1 mostra um resumo dos diversos tipos de ocorrências que ocasionaram desligamentos permanentes nas LT de 69 e 138 kV.

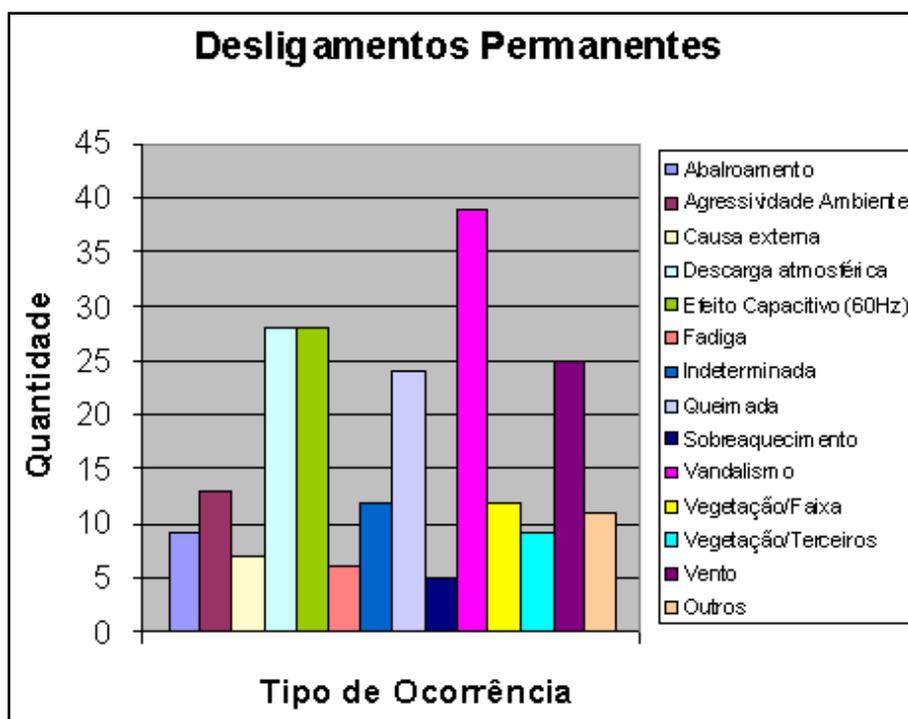


Figura 1. Ocorrências nas LTs de 69 e 138kV.

2.5. DETERMINAÇÃO DA FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA DE FALHAS (FOF)

O desempenho das concessionárias de energia elétrica quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é medido conforme resolução2. Para determinação da FOF levou-se em consideração o indicador denominado Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC que mostra o número de horas, em média, que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. As penalidades relativas ao não cumprimento das metas de continuidade estão descritas na resolução3.

Os valores máximos estabelecidos para o DEC são mensais, trimestrais e anuais. O valor mensal corresponde ao intervalo entre o início e o final da contabilização das interrupções ocorridas no conjunto de unidades consumidoras. Os valores das metas para cada conjunto são os seguintes:

- Mensais: 30% dos valores anuais. Se as metas anuais forem iguais ou inferiores a 8 horas fica assegurado o limite de 2,5 horas mensais;
- Trimestrais: 60% dos valores anuais estabelecidos.

O cálculo do DEC, resolução 2, utiliza a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) * t(i)}{Cc} \quad (1)$$

Onde $Ca(i)$ é o número de unidades interrompidas em um evento (i) no período de apuração, $t(i)$ é a duração de cada evento (i) no período de apuração, i é o Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras, k é o número máximo de eventos no período considerado, Cc é o número total de unidades consumidoras do conjunto considerado no final do período de apuração.

Para a definição dos níveis de frequência levaram-se em consideração os seguintes fatores: valores mensais e anuais de DEC e para metas anuais iguais ou inferiores a 8 horas o DEC mensal limite é 2,5 horas.

Foram determinados 4 níveis de FOF, Tabela 6, para aplicação na matriz de risco quantitativa. Utilizou-se o método “Median Ranks” para ordenar cumulativamente dados de falha. O método foi aplicado em relação à média anual de horas paradas de cada sistema/componente. O método “Median Ranks” tem um nível de confiança específico (50%) e pode ser estimado utilizando-se a seguinte equação:

$$MR\% = \frac{i - 0,3}{N - 0,4} * 100 \quad (2)$$

Onde i é o número o qual se deseja descobrir o percentual referente ao total de números da amostra e t é o total de números da amostra.

Tabela 6. Níveis de Frequência de Ocorrência de Falhas – FOF.

Nível	Frequência de Ocorrência de Falha FOF	Horas paradas anuais	
		69 kV	138 kV
1	Sistema/Componente parado para manutenção no intervalo entre	0,00 – 2,00	0,00 – 2,00
2		2,01 – 4,00	2,01 – 4,00
3		4,01 – 8,00	4,01 – 8,00
4		Acima de 8,01	Acima de 8,01

2.6. TERMINAÇÃO DA CONSEQÜÊNCIA DE OCORRÊNCIA DE FALHAS (COF)

➤ Conseqüência de Ocorrência de Falha referente à Interrupção dos Negócios

Para a definição dos 4 níveis de COF foram considerados somente os custos relativos a equipe de manutenção que interveio para o retorno da LT à operação normal. Para a definição do custo médio dessa equipe foi considerado os custos de homem-hora, hospedagem e alimentação. Em relação à interrupção dos negócios, ou seja, comprometimento do atendimento aos setores residencial, comercial e industrial o cálculo da perda de receita seria complexo para uma determinada LT porque dependeria da situação do sistema elétrico na região considerada, onde deveria ser verificado o tipo da malha elétrica (interligada, radial, etc).

➤ Conseqüência de Ocorrência de Falha referente à Segurança

Esta conseqüência de falha não será utilizada considerando-se que as LT trabalham com distâncias de segurança determinadas e padronizadas conforme norma 1.

➤ Conseqüência de Ocorrência de Falha referente ao Meio Ambiente

Considerando-se que as LT não causarão riscos ao meio ambiente por estarem confinadas aos terrenos onde está implantada esta conseqüência de falha não será utilizada.

A Tabela 7 indica intervalos de custo de hora parada e os 4 níveis de Conseqüência de Ocorrência de Falhas dos sistemas/componentes das LT.

Tabela 7. Níveis de Conseqüência de Ocorrência de Falhas – COF.

Nível	Conseqüência de Ocorrência de Falha COF	Custo anual com parada – R\$	
		69 kV	138 kV
1	Sistema/Componente parado para manutenção no intervalo entre	0,00 – 1.900,00	0,00 – 1.900,00
2		1.901,00 – 2.800,00	1.901,00 – 2.800,00
3		2.801,00 – 9.200,00	2.801,00 – 9.200,00
4		Acima de 9.201,00	Acima de 9.201,00

2.7. DEFINIÇÃO DA MATRIZ DE RISCO

Após a determinação dos 4 níveis de FOF e COF, foi definida a matriz de risco através da abordagem quantitativa de Inspeção Baseada em Risco. A finalidade da matriz de risco é determinar os sistemas/componentes críticos. A matriz possui 4 níveis de risco: baixo, médio, alto e muito alto.

2.8. DETERMINAÇÃO DOS SISTEMAS/COMPONENTES CRÍTICOS

Os sistemas/componentes críticos foram definidos como aqueles que apresentaram risco alto e muito alto. A definição dos sistemas/componentes críticos é importante para direcionar o programa de inspeção e manutenção para gerenciamento dos riscos em determinados patamares. O cálculo do risco total para a definição dos sistemas/componentes críticos através da seguinte fórmula:

$$Risco = \sum_{i=1}^n H_i * C_i.$$

Onde **Hi** é o total de horas paradas no período 2002/2006 e **Ci** é o custo por hora parada.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. DETERMINAÇÃO DA FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA DE FALHAS (FOF) E DA CONSEQÜÊNCIA DE OCORRÊNCIA DE FALHAS (COF)

O Quadro 1 indica os valores de FOF e COF para os sistemas/componentes das LT.

3.2. DEFINIÇÃO DA MATRIZ DE RISCO

3.2.1. Posicionamento dos Sistemas/Componentes na Matriz de Risco

A Figura 2 mostra respectivamente o posicionamento dos diversos sistemas/componentes das LT de 69 e 138 kV na matriz de risco.

Linhas de Subtransmissão de 69 kV								
Níveis	Tipo de LT	Sistema / Componente	Código Matriz de Risco	Média anual horas paradas	Custo hora parada (R\$)	Custo anual com parada (R\$ / hora)	Item	Median Ranks (%)
1	Metálica	Condutor / B.1	1-69	0,850	680,82	578,70	1	4,02
	Madeira	Condutor / B.2	2-69	0,893	669,63	598,20	2	9,77
	Metálica	Cadeia de Isoladores / D1.1	3-69	0,980	650,20	637,20	3	15,52
	Metálica	Estrutura / A1.4	4-69	1,117	625,70	698,70	4	21,26
	Madeira	Pára-raios / C.1	5-69	2,213	1.141,40	2.526,30	5	27,01
	Metálica	Condutor / B.2	6-69	2,280	1.072,11	2.444,40	6	32,76
	Concreto	Estrutura / A1.5	7-69	2,297	1.070,86	2.459,40	7	38,51
2	Metálica	Pára-raios / C.1	8-69	2,713	1.379,30	3.742,50	8	44,25
	Metálica	Estrutura / A1.5	9-69	4,130	1.052,54	4.347,00	9	50,00
3	Madeira	Estrutura / A1	10-69	5,517	980,43	5.408,70	10	55,75
	Concreto	Estrutura / A1.4	11-69	6,013	1.185,67	7.129,80	11	61,49
	Concreto	Condutor / B.1	12-69	6,883	1.046,09	7.200,60	12	67,24
4	Madeira	Cadeia de Isoladores / D1.1	13-69	20,757	1.100,35	22.839,60	13	72,99
	Madeira	Estrutura / A1.5	14-69	22,287	1.116,21	24.876,60	14	78,74
	Madeira	Condutor / B.1	15-69	24,810	1.061,84	26.344,20	15	84,48
	Concreto	Cadeia de Isoladores / D1.1	16-69	29,347	996,26	29.236,80	16	90,23
	Madeira	Estrutura / A1.4	17-69	32,160	978,29	31.461,90	17	95,98
Linhas de Subtransmissão de 138 kV								
1	Madeira	Pára-raios / C.5	1-138	0,360	995,00	358,20	1	7,45
	Madeira	Estrutura / A1	2-138	1,313	599,39	787,20	2	18,09
2	Concreto	Condutor / B.1	3-138	2,843	1.176,01	3.343,80	3	28,72
	Madeira	Estrutura / A1.4	4-138	3,463	1.126,60	3.901,80	4	39,36
	Metálica	Estrutura / A1.5	5-138	3,617	1.135,08	4.105,20	5	50,00
	Metálica	Pára-raios / C.1	6-138	3,647	1.167,78	4.258,50	6	60,64
	Madeira	Cadeia de Isoladores / D1	7-138	3,763	936,67	3.525,00	7	71,28
3	Madeira	Condutor / B.1	8-138	5,137	973,69	5.001,50	8	81,91
	Metálica	Estrutura / A1	9-138	7,200	1.022,29	7.360,50	9	92,55
4	Metálica	Cadeia de Isoladores / D1	10-138	14,953	1.027,62	15.366,30	10	103,19
	Metálica	Condutor / B.1	11-138	31,867	971,67	30.963,90	11	113,83

Quadro 1. FOF e COF para LTs 69 e 138 kV

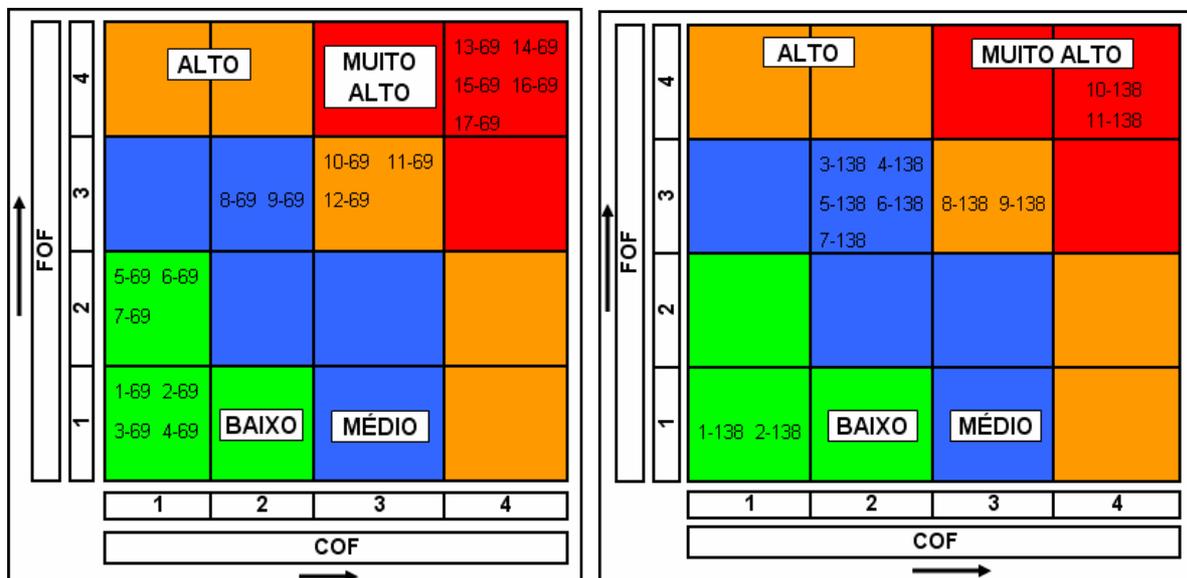


Figura 2. Matrizes de risco de 69 kV e de 138 kV.

3.2.2. Determinação dos sistemas/componentes críticos

Os Quadros 2 e 3 mostram as horas paradas para correção das falhas dos diversos sistemas/componentes e os riscos calculados para as LT de 69 e 138 kV.

Risco Total - Linhas de Subtransmissão						
Níveis	Tipo de LT	Sistema / Componente	Horas paradas 2002/2006		Custo com parada - Cj (R\$/hora)	Risco (Hi x Cj) Risco - R\$
			Hi (1)	% (1/2)		
69 kV						
1	Metálica	Condutor / B.1	4,250	0,514	680,82	2.893,50
	Madeira	Condutor / B.2	4,467	0,541	669,63	2.991,00
	Metálica	Cadeia de Isoladores / D1.1	4,900	0,593	650,20	3.186,00
	Metálica	Estrutura / A1.4	5,583	0,676	625,70	3.493,50
	Madeira	Pára-raios / C.1	11,067	1,339	1.141,40	12.631,50
	Metálica	Condutor / B.2	11,400	1,380	1.072,11	12.222,00
2	Concreto	Estrutura / A1.5	11,483	1,390	1.070,86	12.297,00
	Metálica	Pára-raios / C.1	13,567	1,642	1.379,30	18.712,50
3	Metálica	Estrutura / A1.5	20,650	2,499	1.052,54	21.735,00
	Madeira	Estrutura / A	27,583	3,338	980,43	27.043,50
4	Concreto	Estrutura / A1.4	30,067	3,639	1.185,67	35.649,00
	Concreto	Condutor / B.1	34,417	4,165	1.046,09	36.003,00
5	Madeira	Cadeia de Isoladores / D1.1	103,783	12,561	1.100,35	114.198,00
	Madeira	Estrutura / A1.5	111,433	13,487	1.116,21	124.383,00
	Madeira	Condutor / B.1	124,050	15,014	1.061,84	131.721,00
	Concreto	Cadeia de Isoladores / D1.1	146,733	17,759	996,26	146.184,00
	Madeira	Estrutura / A1.4	160,800	19,462	978,29	157.309,50
Total 69 (2)			665,433		16.807,69	862.653,00

Quadro 2. Risco LT de 69 kV

Risco Total - Linhas de Subtransmissão						
Níveis	Tipo de LT	Sistema / Componente	Horas paradas 2002/2006		Custo com parada - Cj (R\$/hora)	Risco (Hi x Cj) Risco - R\$
			Hi (1)	% (1/2)		
138 kV						
1	Madeira	Pára-raios / C.5	1,80	0,461	995,00	1.791,00
	Madeira	Estrutura / A	6,57	1,680	599,39	3.936,00
2	Concreto	Condutor / B.1	14,22	3,638	1.176,01	16.719,00
	Madeira	Estrutura / A1.4	17,32	4,431	1.126,60	19.509,00
	Metálica	Estrutura / A1.5	18,08	4,627	1.135,08	20.526,00
	Metálica	Pára-raios / C.1	18,23	4,665	1.167,78	21.292,50
	Madeira	Cadeia de Isoladores / D1.1	18,82	4,815	936,67	17.625,00
3	Madeira	Condutor / B.1	25,68	6,572	973,69	25.007,50
	Metálica	Estrutura / A	36,00	9,211	1.022,29	36.802,50
4	Metálica	Cadeia de Isoladores / D1.1	74,77	19,131	1.027,62	76.831,50
	Metálica	Condutor / B.1	159,33	40,769	971,67	154.819,50
Total 138 (2)			390,817		11.131,80	394.859,50

Quadro 3. Risco LT de 138 kV

3.3. DISCUSSÃO

Os resultados foram importantes para definir os sistemas/componentes críticos para as classes de tensão de 69 e 138 KV, não sendo comparados com trabalhos correlatos porque foram encontrados outros trabalhos sobre este assunto.

A Matriz de risco para as LT de 69 kV apresenta os 08 sistemas/componentes críticos, níveis alto e muito alto, que são: Madeira–Estrutura/A, Concreto–Estrutura/A1.4, Concreto–Condutor/B.1, Madeira–Cadeia de Isoladores/D1.1, Madeira–Estrutura/A1.5, Madeira–Condutor/B.1, Concreto–Cadeia de Isoladores/D1.1 e Madeira–Estrutura/A1.4, conforme Figura 2. Estes sistemas/componentes

correspondem a 90% do risco total, deste valor 25% está relacionado às LT com estruturas de concreto e 65% às LT com estruturas de madeira.

Para as LT de 138 kV os resultados apresentados na Matriz da Figura 2 indicam 4 sistemas/componentes críticos que são: Madeira–Condutor/B.1, Metálica–Estrutura/A, Metálica–Cadeira de Isoladores/D1.1 e Metálica–Condutor/B.1. Estes sistemas/componentes correspondem a 74% do risco total, desse valor 9% está relacionado as LT com estruturas de madeira e 91% às LT com estruturas metálicas.

Importante ressaltar que para as duas classes de tensão apareceram como sistemas/componentes críticos a Estrutura/A1 (estrutura, parte aérea, sem descrição da parte afetada), Condutor/B.1 (cabo condutor) e Cadeira de Isoladores/D1.1 (isolador).

4. CONCLUSÃO

A definição dos sistemas/componentes críticos sinaliza os pontos mais importantes das LT que devem ser inspecionados com mais frequência e que podem afetar os indicadores de continuidade das concessionárias de energia elétrica com a conseqüente aplicação de multa pelo órgão regulador, resolução2.

Os componentes críticos assinalados: cruzetas, postes, cabos condutores e isoladores merecem um programa de inspeção preditiva evitando a necessidade de intervenções não programadas nas LT.

Os próximos passos para o desenvolvimento da metodologia são: determinação das árvores de falhas para os diversos componentes críticos e definição do Programa de Inspeção Baseado em Risco.

Após a definição dos componentes críticos de um conjunto de LT e do respectivo Programa de Inspeção Baseado em Risco e, utilizando-se o Banco de Dados Manutenção e Inspeção existente, pode-se definir as LT críticas para o Sistema de Subtransmissão de Energia Elétrica considerado.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à contribuição de Rubens Leopoldo Markiewicz, Paulo Sergio Linhares de Araújo e Daniel Barroso de Resende, da Cemig Distribuição.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5422 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de energia elétrica, 1985.
- 2 ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 024. Janeiro/2000.
- 3 ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 063. Maio/2004.
- 4 API, American Petroleum Institute. API Recommended Practice 580 - Risk Based Inspection. 2002.
- 5 Fonseca, B.Q.A. Vida Útil de Cabos Condutores. Dissertação de Mestrado UFMG. Belo Horizonte, dez/2002.
- 6 Fuchs, R.D., Labegalini, P.R., Labegalini, J.A. e Almeida, M.T. Projetos mecânicos de linhas aéreas de transmissão. Editora Edgard Blucher Ltda, 2a Edição, 1992.
- 7 Pezzi, M.F. Aplicação de IBR, Inspeção Baseada em Riscos a Oleodutos segundo a API 581 BRD – Verificação de Consistência com Práticas Usuais da Indústria para Avaliação de Risco. Dissertação de mestrado PUC/RJ. Rio de Janeiro, Maio/2003.
- 8 Silva, A.B. Programa de Inspeção para Ponte Rolante Baseado em Risco. Dissertação de Mestrado PUC/RJ. Rio de Janeiro, Dez/2004.