



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

GMI 06  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO XII  
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO EM INSTALAÇÕES  
ELÉTRICAS**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA PARCELA VARIÁVEL NA POLÍTICA DE MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE  
TRANSMISSÃO DA COPEL**

**Cintia de Carvalho Toledo \***

**Jacqueline Gisèle Rolim**

**COPEL TRANSMISSÃO S.A.**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**RESUMO**

A Parcela Variável, definida em regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica, visa a melhoria da qualidade do serviço público de transmissão, já que a violação de padrões de disponibilidade definidos implica em desconto na Receita Anual Permitida da transmissora.

Propõe-se neste artigo a alteração da atual metodologia de manutenção empregada pela área de transmissão da COPEL, a Manutenção Baseada em Confiabilidade (MBC) com foco no equipamento, para a função transmissão, formada pelo equipamento principal e os complementares. Descreve-se ainda o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à decisão para avaliação do risco de indisponibilidade devido a falhas.

**PALAVRAS-CHAVE**

Disponibilidade, Regulamentação, Parcela Variável, Manutenção, Função Transmissão, Linha de Transmissão.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O segmento de Transmissão de energia é regulado técnica e economicamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em função de ter sido considerado monopólio natural quando da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, ocorrida na década de 90.

A ANEEL visa o atendimento da qualidade do serviço de transmissão, medida por indicadores de disponibilidade das instalações, cujos requisitos são estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) de concessões licitadas e para as concessões outorgadas sem licitação, através de uma resolução específica, que está em processo de publicação pela ANEEL.

Novos níveis de disponibilidade estão sendo propostos pelas regulamentações mencionadas (1), (2) e desta forma as empresas transmissoras devem se adequar a elas, a fim de evitar que sua Receita Anual Permitida (RAP) seja reduzida pela Parcela Variável, mecanismo que será adotado quando de indisponibilidades e restrições operativas, em ativos pertencentes à Rede Básica, superiores aos valores definidos nestas regulamentações.

Um sistema de transmissão de energia elétrica é formado por linhas de transmissão e subestações, cujas indisponibilidades são causadas por falhas ou por interrupções para execução de obras de melhoria e ampliação do sistema de transmissão ou do programa de manutenção de instalações de Rede Básica (RB). Desta forma, a manutenção dos equipamentos do Sistema de Energia Elétrica influencia diretamente a sua confiabilidade.

A Manutenção Baseada em Confiabilidade é uma técnica nova cuja aplicação no setor elétrico vem crescendo nos

últimos anos. Sua característica principal é a de considerar não apenas a condição técnica de um equipamento ou componente, mas também qual a importância deste no sistema como um todo (3). Já são conhecidas aplicações utilizando a MBC em empresas como COPEL (4), FURNAS (5), CEMIG (5), ITAIPU (5), CTEEP (6) e CHESF (7).

Neste artigo será apresentada a implementação da Manutenção Baseada em Confiabilidade aplicada à Função Transmissão Linha de Transmissão Bateias Jaguariaíva 230kV (FT LT BTA/JGI), que apresenta a metodologia da Parcela Variável definida em seu CPST e a proposta de uma ferramenta que permita avaliar o risco de indisponibilidade e conseqüentemente, perda de receita.

## 2.0 - CONTRATOS E LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A fim de tratar as concessões de transmissão de maneira similar, isto é, independente da forma pelas quais foram estabelecidas, está em processo de publicação uma resolução pela ANEEL que aborda a qualidade do serviço público da transmissão, para concessões outorgadas sem licitação. Para as concessões outorgadas via processo licitatório, a mesma já está estabelecida no Contrato de Prestação de Serviço da Transmissão (CPST).

Quando houver indisponibilidade de ativos de Rede Básica e esta ultrapassar limites definidos na minuta de resolução ou no CPST, haverá o desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), que corresponde a um valor a ser descontado do Pagamento Base, que se trata da parcela mensal da Receita Anual Permitida, ao qual a concessionária de Transmissão tem direito.

Desta maneira, verifica-se que a Agência Reguladora está emitindo um sinal econômico, já que passa a vincular disponibilidade à receita auferida, com o objetivo de incentivar as empresas transmissoras a trabalharem de forma a minimizar as indisponibilidades e com isto obter reflexos positivos sobre o serviço prestado.

Observa-se que confiabilidade e economia são os conceitos mais importantes do setor elétrico reestruturado, sendo que a programação de manutenção dos ativos está em uma posição proeminente da operação destes sistemas e indisponibilidades desnecessárias podem incorrer em perdas econômicas e sérios danos à segurança do setor (8).

## 3.0 - MANUTENÇÃO BASEADA EM CONFIABILIDADE

Segundo MOUBRAY (9), a manutenção é definida como o processo de “assegurar que ativos físicos continuem a fazer as funções pretendidas por seus usuários”. Já a Manutenção Baseada em Confiabilidade, que advém do processo de evolução pelo qual passa a manutenção, é definida como “um processo usado para determinar os requisitos de manutenção a fim de assegurar que qualquer ativo físico continue a fazer as funções pretendidas por seus usuários no seu contexto operacional”. Sua característica principal é a de considerar não apenas a condição técnica de um equipamento ou componente, mas também qual a importância deste no sistema como um todo (3).

Para iniciar o Processo MBC é necessário que, inicialmente, sejam analisados os requisitos de manutenção dos ativos físicos, através do questionamento dos seguintes itens (9):

- ✓ Quais são as funções e padrões de desempenho associados a um ativo físico no seu presente contexto operacional?
- ✓ De que modos este ativo físico falha em cumprir suas funções?
- ✓ O que causa cada falha funcional?
- ✓ O que acontece quando ocorre cada falha?
- ✓ De que forma cada falha importa?
- ✓ O que pode ser feito para prevenir cada falha?
- ✓ O que deve ser feito se não for encontrada uma tarefa pró-ativa apropriada?

Através da análise MBC é possível alcançar um melhor entendimento do funcionamento dos ativos e do que pode ser obtido com a manutenção, um melhor entendimento de como este ativo pode falhar e as causas raízes destas falhas, uma lista de ações propostas para assegurar que os ativos continuem a operar no nível de desempenho desejado e os participantes do processo tendem a funcionar melhor como equipes.

## 4.0 - ESTUDO DE CASO DA LINHA DE TRANSMISSÃO BATEIAS JAGUARIAÍVA 230KV (LT BTA/JGI 230KV)

Nesta seção será apresentado um Estudo de Caso abordando a Função Transmissão Linha de Transmissão (FT LT), composta pela Linha de Transmissão propriamente dita e os bays das subestações com todos os equipamentos associados, cujo objetivo é programar a manutenção de maneira tal que a FT LT BTA/JGI fique o menor tempo possível indisponível, tanto para desligamentos programados como para outros desligamentos.



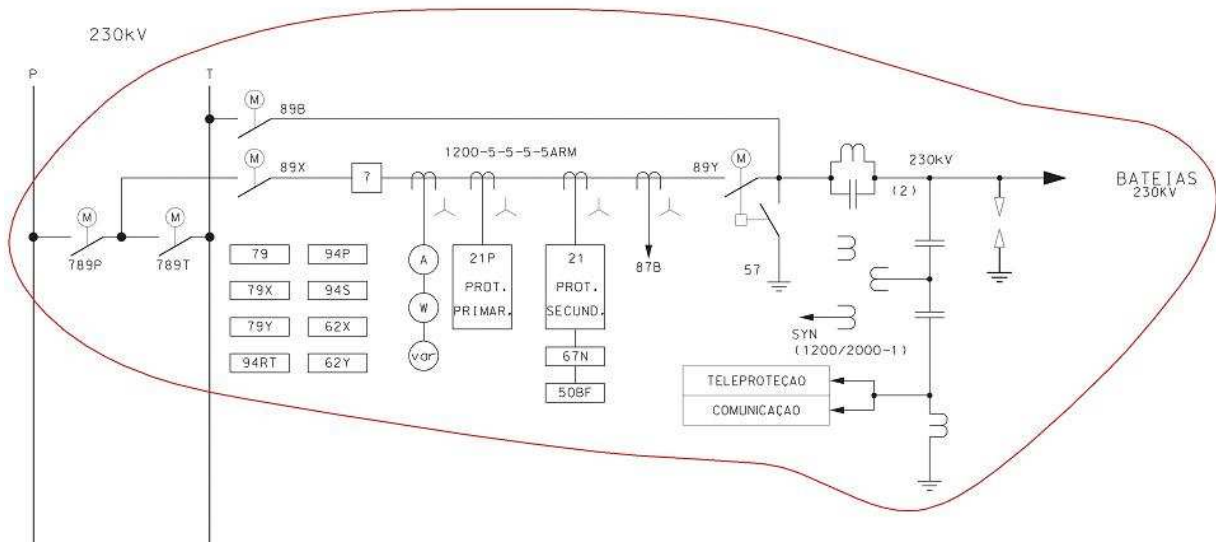


Figura 2 – Subestação Jaguariáiva 230 kV – Bay Bateias 230 kV

#### 4.3 Aplicação da MBC Abordando a FT LT

Para a aplicação da MBC, parte-se do princípio que cada equipamento é um subsistema do sistema principal, ou seja, a *Função Transmissão Linha de Transmissão (FT LT)*, e são respondidas estrategicamente as sete questões básicas apresentadas anteriormente, através da utilização das planilhas de Informação e de Decisão, documentos de trabalho da MBC, e também a de análise de modos de falha.

Para desenvolver o processo MBC da FT LT BTA/JGI, inicialmente foram descritas sua Função e sua Falha Funcional. Como no seu caso foi definida no CPST uma disponibilidade de 100%, a qual é impossível de ser alcançada, foi adotada como meta de disponibilidade aquela calculada na seção 4.1, para LTs 230 kV de extensão superior a 50 km, apresentada na Tabela 1.

Função: *Transmitir blocos de energia atendendo a disponibilidade de 99,7317%.*

Falha Funcional: *Não transmitir blocos de energia com a disponibilidade de 99,7317%.*

As demais cinco perguntas foram respondidas, através das Planilhas de Informação e de Decisão dos equipamentos pertencentes a esta FT, desenvolvidas anteriormente pela área de Transmissão da COPEL. Com isto são definidos o modo, o efeito e a consequência da falha e as tarefas pró-ativas e as outras ações a serem tomadas. Como critério de elaboração das Planilhas de Informação e de Decisão da FT LT BTA/JGI foram utilizados todos os dados referentes às falhas que causavam indisponibilidade desta FT.

Como a MBC ainda não foi desenvolvida para os disjuntores existentes nos bays BTA e JGI, nas SEs JGI e BTA, foi adotada aproximação, sendo utilizada a MBC do Disjuntor tipo HGF 112-1 145kV - SF<sub>6</sub>, similar aos disjuntores em questão, a menos do modo de falha “Vazamento de Gás devido a Corrosão nos Flanges”, o qual foi suprimido.

O processo MBC não foi aplicado à Bobina de Bloqueio e ao Centelhador, por serem equipamentos muito simples.

Para Sistemas de Proteção de Linhas de Transmissão o processo MBC desenvolvido anteriormente considerou apenas relés de proteção eletromecânicos. Durante esta análise verificou-se que maioria das falhas eram ocultas, já que se tratam de dispositivos de proteção falha não segura. A partir de então, a COPEL adotou a filosofia de substituí-los por relés digitais, sendo instalados dois relés multifuncionais por bay de linha de transmissão. Com a implantação da nova tecnologia, os dispositivos de proteção passaram a ser do tipo falha segura, já que possuem sistema de *auto-check*, que informa quando os mesmos apresentam algum tipo de anormalidade e com a instalação de dois relés por bay, criando as proteções principal e alternativa, mesmo quando houver falha em um dos relés, ou se este estiver sendo reparado, é possível garantir a redução ou eliminação da consequência pela atuação da proteção remanescente.

Nos últimos anos a COPEL vem adotando a filosofia de instalar relés de marcas diferentes, quando da construção de novos bays de Linha de Transmissão, evitando-se ainda falhas de modo comum, isto é, que os dois relés falhem simultaneamente. Este é o caso da LT BTA/JGI.

Considera-se ainda que serão realizados ensaios funcionais nos relés com periodicidade quadrienal.

As tarefas definidas pela MBC e suas respectivas periodicidades, envolvendo os equipamentos pertencentes à FT LT BTA/JGI, são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Resumo Periodicidade de Tarefas

Equipamento	Tarefa	Periodicidade	Desligamento Programado?	Indisponibiliza FT LT?
LT	Inspeção	10 meses	Não	Não
		2 anos		
		6 anos		
Centelhador		-	aproveitamento TPC	Sim
Bob. Bloqueio		-	aproveitamento TPC	Sim
TPC	Inspeção	30 dias	Não	Não
	Manutenção	6 anos	Sim	Sim
TC	Inspeção	30 dias	Não	Não
	Manutenção	6 anos	Sim	Não
Relés	Manutenção	4 anos	Sim	Não
Secionador	Inspeção	30 dias	Não	Não
	Termovisão	semestral	Não	Não
	Ensaio Funcionais	anual	Sim	Não
	Manutenção	5 anos	Sim	Não
	Ensaio Funcionais	aproveitamento LT	Sim	Sim
Disjuntor	Manutenção	5 anos	Sim	Não
	Manutenção	15 anos	Sim	Não

Analisando-se a Tabela 2 é possível verificar que a linha de transmissão propriamente dita, o TC, os relés e o disjuntor, cujas tarefas propostas variam desde a inspeção até a manutenção preventiva não contribuem para a indisponibilidade programada da FT LT BTA/JGI.

Já para liberação de ensaios funcionais e manutenção preventiva em seccionador poderá ser necessário, além de manobras, atuar utilizando-se técnicas de Linha Viva, desconectando-o do barramento energizado, a fim de liberá-lo com segurança à equipe de manutenção. Desta maneira, o seccionador também não contribuirá para a indisponibilidade programada da FT LT BTA/JGI.

O TPC é o único equipamento que indisponibiliza a FT LT BTA/JGI, quando da realização de manutenção preventiva, e por estarem na mesma configuração operacional, o centelhador e a bobina de bloqueio. Apesar disto, a periodicidade recomendada é superior a um ano, período em que são apuradas as indisponibilidades. Desta maneira, apenas de seis em seis anos é que a manutenção preventiva nos TPCs, causará a indisponibilidade da FT LT BTA/JGI.

Desta forma, os equipamentos cujas intervenções de manutenção causarão a indisponibilidade da FT LT são o centelhador, a bobina de bloqueio e o TPC, sendo que os primeiros aproveitam o desligamento para manutenção dos TPCs.

#### 5.0 - MATRIZ DE DECISÃO PARA ANÁLISE DO RISCO DE PERDA DE RECEITA

BEEHLER (10) e ANDERS et al. (11) em seus artigos sobre manutenção de equipamentos utilizam uma Matriz de Decisão a fim de ponderar e sinalizar níveis de risco.

BEEHLER (10) afirma que é necessária uma seleção cuidadosa e detalhada dos modos de falha para implementação da MBC. Classificou o sistema de transmissão em função da diversidade de configurações e parâmetros operacionais de cada linha de transmissão e utilizou-se da Matriz de Decisão para priorizar a seleção dos serviços de manutenção em linhas de transmissão, a partir de resultados obtidos de inspeções.

Já ANDERS et al. (11) propõem a utilização de um Índice de Integridade dos Equipamentos, a fim de focar a atenção no equipamento com maior risco de falha e utilizar estratégias ótimas de intervenção a fim de mitigá-los. Em sua análise, utilizou informações acerca de ensaios, inspeções e padrões de carga, atribuindo-lhe pesos, dispondo-as em uma tabela, a qual também poderíamos denominar Matriz de Decisão.

Segundo a MBC, as tarefas definidas para linhas de transmissão, baseiam-se fundamentalmente em inspeções, desta maneira, foi montada uma Matriz de Decisão, a fim de identificar quando deverá ser realizada manutenção corretiva considerando o resultado de inspeção, na FT LT BTA/JGI, versus o tempo médio de retorno da função.

### 5.1 Tempo de Retorno da FT LT BTA/JGI

As configurações operacionais das barras 230kV nas subestações Bateias e Jaguariaíva permitem o restabelecimento da FT LT, pela realização de manobras através do circuito transferência 230kV, quando de contingências envolvendo equipamentos como TC e Disjuntor. Então, o tempo de retorno da FT LT, devido à falha destes equipamentos pode ser considerado curto.

Quando de contingências em equipamentos como Bobina de Bloqueio, TPC, Secionador e Centelhador, o restabelecimento da FT LT dependerá da intervenção da área de manutenção eletromecânica. Então, pode ser considerado que o tempo de retorno da função, devido à falha destes equipamentos, é médio, já que envolve mobilização, deslocamento da equipe e a intervenção propriamente dita.

Para contingências que envolvam componentes da LT (cadeia de isoladores, condutores, estruturas, fundações, faixa de segurança, cabo pára-raio e sistema de aterramento) será necessária a intervenção da área de manutenção de linhas de transmissão, para efetuar inspeção na mesma a fim de localizar o ponto da falha e repará-la. No caso de faltas tipo curto-circuito com desligamento permanente, a utilização de tecnologia digital permite obter uma estimativa da distância da falta através dos relés ou dos registradores de perturbação localizados nas subestações de Bateias e Jaguariaíva, direcionando e agilizando a localização da falha.

Para o caso de falhas em estruturas e fundações, o tempo de retorno da FT LT é considerado alto.

Para falhas na faixa de segurança, originadas por curto-circuitos causados por vegetação ou terceiros (invasão da faixa), o tempo de retorno da FT LT, poderá ser fração de minuto (FM) ou curto, desde que ao ser efetuada a última tentativa de religamento o curto-circuito já tenha sido dissipado, em caso contrário o tempo é médio.

Falhas no sistema de aterramento são causadas pela desconexão de contrapesos e cabos de descida, seja por corrosão ou rompimento, cujo efeito é a descontinuidade de escoamento da descarga atmosférica. O restabelecimento da FT LT poderá ser em fração de minuto (FM) ou em tempo curto. Caso o curto-circuito não tenha sido dissipado quando da última tentativa de religamento, o tempo de restabelecimento é médio.

O tempo de restabelecimento da FT LT devido à falha nos demais componentes da LT, citados anteriormente, é considerado como médio, já que envolve mobilização, deslocamento da equipe e a intervenção propriamente dita.

Como o sistema de proteção da FT LT BTA/JGI é composto por dois relés similares (marcas diferentes), a probabilidade de ocorrerem falhas do tipo recusa de atuação, envolvendo ambos relés simultaneamente, é praticamente nula. Caso isto ocorra, haverá o desligamento de outras FTs, mas, desde que estejam aptas a serem energizadas após o desligamento, não haverá desconto de PVI para as mesmas. Outros tipos de falha que poderão ocorrer são a atuação incorreta ou acidental, isto é, o relé atua quando não deveria fazê-lo. Se for uma falha temporária, após a identificação desta atuação, será possível recompor a FT LT BTA/JGI. Caso a falha impeça seu religamento, a recomposição deverá ser através do circuito transferência. Em ambas as situações o tempo de restabelecimento é curto.

### 5.2 Inspeção nos equipamentos da FT LT BTA/JGI

O resultado das inspeções fornece uma boa visão da probabilidade de ocorrer a falha, já que se for observada alguma anormalidade, a situação passa a se caracterizar como uma falha potencial e, em função de suas conseqüências o engenheiro de manutenção deve decidir os procedimentos a serem seguidos. A classificação adotada para os defeitos é:

- ✓ Classe Normal: inexistência de defeitos;
- ✓ Defeito simples: aqueles cuja solução pode ser através de intervenção em Linha Viva (LV);
- ✓ Defeito de média gravidade: aquele cuja solução somente será obtida através de desligamento programado, conforme os prazos definidos nos procedimentos de rede;
- ✓ Defeito grave: aquele cuja solução somente será obtida através de desligamento programado de urgência.

### 5.3 Resultados Obtidos na Matriz de Decisão da FT LT BTA/JGI

Na Figura 3 podem ser observados os níveis de risco em função da inspeção e do tempo médio de retorno da função, definidos como: muito baixo (verde), baixo (azul), médio (rosa), alto (laranja) e muito alto (vermelho):

Análise de Risco de Perda de Receita					
Inspeção	Defeito Grave	Risco Médio	Risco Médio	Risco Alto	Risco Muito Alto
	Defeito Médio	Risco Baixo	Risco Baixo	Risco Médio	Risco Alto
	Defeito Simples	Risco Muito Baixo	Risco Baixo	Risco Baixo	Risco Médio
	Normal	Risco Muito Baixo	Risco Muito Baixo	Risco Baixo	Risco Médio
		FM	Curto	Médio	Alto
		Tempo Médio de Retorno da Função			

Figura 3 – Matriz de Avaliação de Risco Inspeção x TMRF

Supondo-se que durante inspeção tenha sido encontrada uma cadeia de isoladores com menos de 50% de isoladores quebrados. Este defeito é classificado como simples, já que pode ser reparado utilizando-se técnicas de linha viva (LV). A Figura 4 – (a) apresenta a matriz de decisão na qual observa-se que é gerado risco baixo de perda de disponibilidade e conseqüente perda de receita. Como a intervenção pode ser feita com LV, recomenda-se que a mesma seja realizada dentro da brevidade possível, já que, se houver quebra de mais um isolador, será necessária programação de desligamento, gerando indisponibilidade programada. A evolução deste defeito pode ser observada na Figura 4 – (b).

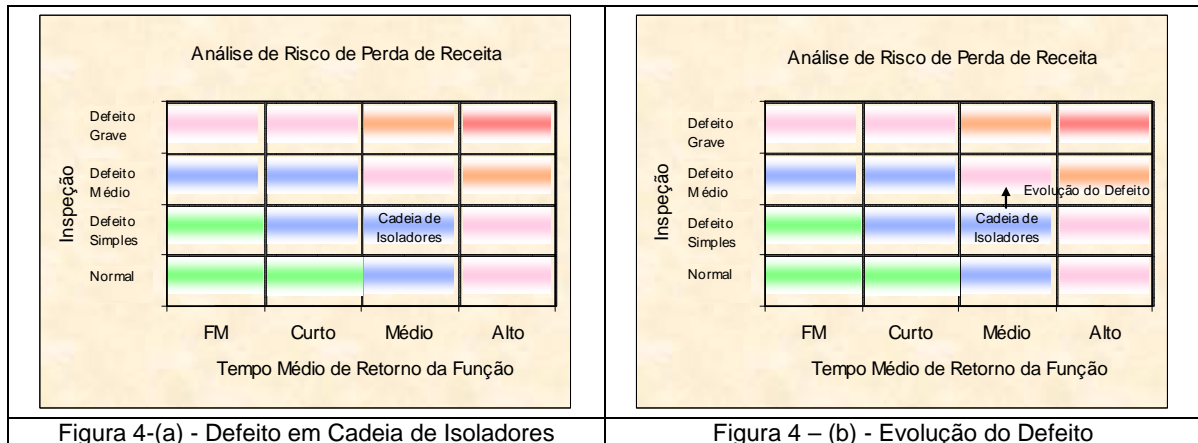


Figura 4-(a) - Defeito em Cadeia de Isoladores

Figura 4 – (b) - Evolução do Defeito

Figura 4 – Matriz de Avaliação de Risco – Cadeia de Isoladores

Um outro exemplo a ser citado pode ser um cabo pára-raios danificado, que poderá ser classificado como médio, havendo necessidade de intervenção com desligamento programado, gerando indisponibilidade. Observa-se na Figura 5 – (a) que o risco gerado de perda de receita é médio. Após análise detalhada do defeito, poderá concluir-se ser possível intervenção em LV, desde que haja equipamentos e logística adequada (ex.: acessos a LTs que permitam a chegada de caminhão isolado para LV, com lança que alcance a altura do cabo pára-raios), e desta forma sua classificação poderá se tornar simples, conforme Figura 5 – (b).

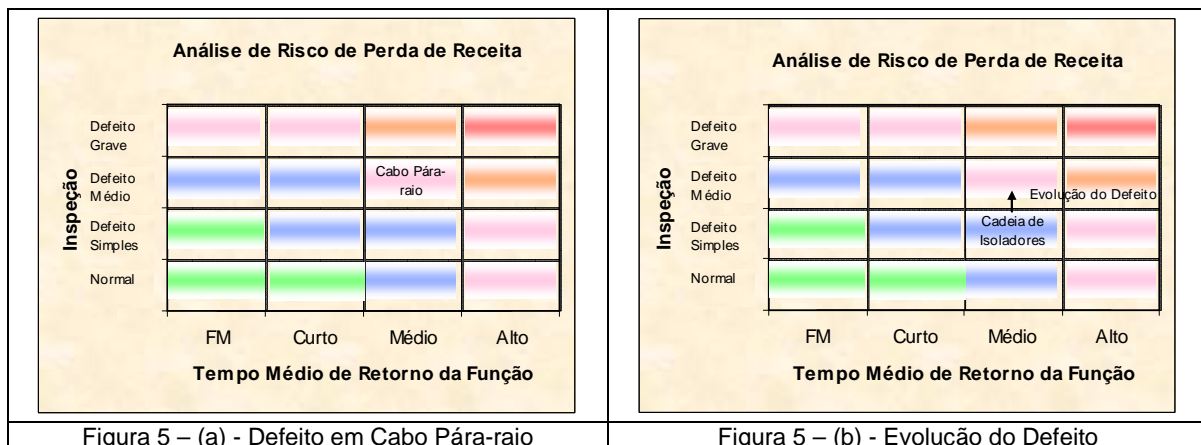


Figura 5 – (a) - Defeito em Cabo Pára-raio

Figura 5 – (b) - Evolução do Defeito

Figura 5 – Matriz de Avaliação de Risco – Cabo Pára-raio

Desta forma, a metodologia da Matriz de Avaliação de Risco fornece para cada falha potencial a visualização do risco de perda de receita, facilitando a tomada de decisão quanto à forma de programação da intervenção a fim de sanar o defeito.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Conforme regulamentações, os índices de disponibilidade requeridos pela ANEEL para o sistema de transmissão de energia elétrica são bastante elevados. Para atendimento destes índices é necessário que as empresas transmissoras reavaliem sua forma de atuação, desde a fase de projeto e construção de subestações e linhas de transmissão até a operação e manutenção destas instalações, com ênfase à máxima disponibilização das mesmas.

Neste artigo foi apresentada uma maneira de se aplicar a metodologia da Manutenção Baseada na Confiabilidade voltada à Função Transmissão Linha de Transmissão (FT LT), ao invés de aos equipamentos isoladamente.

Verificou-se que as tarefas propostas pela MBC para a maioria dos equipamentos pertencentes à linha utilizada como caso exemplo (LT BTA/JGI), não contribuem para sua indisponibilidade. Os únicos equipamentos cuja manutenção causa indisponibilidade são os transformadores de potencial capacitivos (TPCs), o centelhador e a bobina de bloqueio, sendo que os últimos aproveitam o desligamento para manutenção no TPC. No entanto, a periodicidade da manutenção preventiva do TPC é de seis em seis anos, e desta maneira apenas nesta época haverá indisponibilidade desta FT LT, devido à manutenção programada preventiva. Então, apesar de não ser possível evitar a indisponibilidade desta FT LT devido a tarefas preventivas, é possível minimizá-la, já que o período de apuração é anual.

A fim de avaliar o risco de indisponibilidade devido a falhas, e conseqüente perda de receita, foi proposta a Matriz de Decisão, que leva em conta informações sobre inspeções na linha de transmissão e o tempo médio de retorno da função e permite analisar e decidir, quando da constatação de variados tipos de defeito nos componentes da FT LT, qual tarefa a ser programada e de que forma, antecipando-se a falha, evitando ou minimizando a perda de receita.

Acredita-se que com a implantação da Manutenção Baseada em Confiabilidade para a FT LT BTA/JGI será possível a minimização da indisponibilidade devido a atividades preventivas e com a utilização da Matriz de Decisão será possível, utilizando-se o resultado das inspeções, programar intervenções corretivas, antes que as falhas ocorram, minimizando assim a indisponibilidade devido a outros desligamentos.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL – Minuta de Resolução AP 043/2005, de 23 de março de 2006, Brasília – DF, 2006.
- (2) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão nº 002, de 01 de outubro de 2001, Brasília – DF.
- (3) TING, C.; CHEN-CHING, L.; JONG-WONG, C. Implementation of Reliability-Centered Maintenance for Circuit Breakers. IEEE Power Engineering Society Meeting, 12-16 June 2005 Pages 684-690
- (4) SOUZA, M.S.; MARQUEZ, D.C. Estimativas de Ganhos com a Implantação da MBC na COPEL. Seminário de Manutenção do Setor Elétrico, Curitiba, Paraná, 1998.
- (5) NUNES, Enon Laércio. Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC): Análise da Implantação em uma Sistemática de Manutenção Preventiva Consolidada. Florianópolis, 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- (6) SERMARINI, A.L. Estudo de Caso da Manutenção Preventiva Centrada em Confiabilidade. XVI SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo XII – Grupo de Estudo de Aspectos Técnicos e Gerenciais de Manutenção de Instalações Elétricas (GMI), Campinas, 2001.
- (7) SIQUEIRA, I.P. Otimização da Freqüência da Manutenção Centrada em Confiabilidade. XVII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo XII – Grupo de Estudo de Aspectos Técnicos e Gerenciais de Manutenção de Instalações Elétricas (GMI), Uberlândia, 2003.
- (8) SHAHIDEHPOUR, M.; MARWALI, M. Maintenance Scheduling in Restructured Power System, Kluwer Academic Publishers, USA, 2000.
- (9) MOUBRAY, John; Manutenção Centrada em Confiabilidade. Aladon, Lutterworth, Leicestershire, United Kingdom, 2000.
- (10) BEEHLER, M.E. Reliability Centered Maintenance for Transmission Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, California, v. 12, n 2, p 1023-1028, Apr. 1997.
- (11) ANDERS, G.; OTAL, S.; HJARTARSON, T. Deriving Asset Probabilities of Failure: Effect of Condition and Maintenance Levels. I. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, 2006.