

# Desenvolvimento de Software para gerenciamento da manutenção assistido por Computador - GMAC

H.O.Henriques, M.R.Vaz, C.E.M.Malheiros, UFF, L.F. Pinheiro, A.F.M. Neto, LIGHT

**Resumo** - O trabalho apresenta ferramenta computacional para atividades de manutenção, desenvolvendo índices de mérito, que servirão inicialmente para inspeções de alimentadores e posteriormente para reparo dos defeitos encontrados nestas inspeções, priorizando ações e investimentos e otimizando resultados operacionais. O sistema é constituído por três módulos que norteiam todo o desenvolvimento do projeto: um módulo de *orçamento*, que controla gastos mensalmente e distribui verba entre manutenções preditivas, preventivas e corretivas. Um segundo módulo - *preditivo*, determina um conjunto de inspeções, baseado no risco de desenvolvimento de defeitos dos alimentadores, acarretados por agentes externos. E, finalmente o terceiro módulo - *preventivo*, através dos defeitos do módulo de manutenção preditiva, determina reparos necessários pela priorização em função do orçamento disponível, do risco do defeito virar falha e da deteriorização dos índices de confiabilidade e de interrupção dos circuitos e riscos de acidentes. Como resultados, foram disponibilizados dois softwares - otimização para priorização das inspeções e priorização de reparos. Foi desenvolvida uma interface com o sistema georeferenciado da Light, propiciando análise espacial das condições de circuitos e equipamentos, facilitando o planejamento das manutenções.

palavras chaves - **manutenção, redes de distribuição aéreas e subterrâneas, risco de falha, otimização de recursos, índices de confiabilidade**

## I- INTRODUÇÃO:

A busca permanente da melhoria da eficiência de seus processos é uma política comum a todas as empresas do Setor Elétrico Brasileiro. Em paralelo, a qualidade do fornecimento de energia é um fator essencial para a satisfação dos nossos clientes, além de se constituir na principal exigência regulatória.

<sup>1</sup> Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

H.O.Henriques é Engenheiro Eletricista coordenador do projeto de P&D na Universidade Federal Fluminense (e-mail: rique@vm.uff.br)

M.R.Vaz é Engenheiro Eletricista da Universidade Federal Fluminense (e-mail: marcosvaz@vm.uff.br)

C.E.M.Malheiros é Engenheiro Eletricista da Universidade Federal Fluminense (e-mail: malheiroscarlos@yahoo.com.br)

L.F. Pinheiro é Engenheiro Eletricista gerente do projeto de P&D na Light (e-mail: luiz.pinheiro@light.com.br)

A.F.M. Neto é Engenheiro Eletricista da Light (e-mail: af.mello@light.com.br)

Diante desse quadro, é fundamental que a melhoria da eficiência, que, em geral, traz um forte componente de redução de custos, não impacte na piora de qualidade. Para isto, no campo da manutenção das redes, é preciso melhorar o direcionamento e a priorização das ações visando o atingimento dos objetivos das empresas com os recursos destinados.

Este trabalho visa estabelecer índices de mérito para os alimentadores e também para os defeitos, priorizando no primeiro caso as inspeções das redes aéreas e subterrâneas e, no segundo caso, o reparo dos defeitos observados pelas inspeções nas referidas redes.

O trabalho conclui ser recomendável a utilização desta metodologia para se melhorar a confiabilidade do sistema e manter os índices de qualidade pretendidos dentro dos limites necessários ao bom atendimento de seus clientes.

## II- METODOLOGIA:

- Análise dos dados disponíveis na empresa e escolha de subestações piloto para representação dos sistemas aéreos e subterrâneos;
- Inspeção das linhas destas subestações para verificação de agentes agressores externos e defeitos existentes que possam vir a virar falhas;
- Desenvolvimento do módulo preditivo com obtenção dos índices de mérito para todos os blocos existentes nos alimentadores das subestações piloto;
- Elaboração de software de otimização para priorização das inspeções a serem realizadas;
- Desenvolvimento de interface com o SGD – Sistema Gerenciamento da Distribuição;
- Desenvolvimento do módulo preventivo para obtenção dos índices de mérito dos defeitos observados nas inspeções;
- Desenvolvimento de um modelo para verificação e violação dos limites regulamentares;
- Desenvolvimento de modelo para priorização dos defeitos a serem reparados;
- Elaboração de software para reparo no SGD;
- Desenvolvimento de modelo para ajuste do orçamento e emissão de ordens de serviço.

## III- DADOS DISPONÍVEIS E ESCOLHA DAS SUBESTAÇÕES:

Na primeira etapa do projeto foi necessária uma apreciação dos padrões de redes existentes na Light e das plantas dos circuitos, para determinação dos fatores que poderiam estar associados à ocorrência de defeitos, para

definição de seus blocos de cargas e para a visualização gráfica que se desejaria obter ao final do trabalho, que se traduziria na disponibilização de mapas temáticos.

Nesta análise, no caso de circuitos aéreos, teve fundamental importância observar os trechos de redes com cabos nus, cobertos ou isolados, o padrão de equipamentos utilizados para proteção e manobras dos circuitos, a verificação dos métodos de manutenção empregados e as áreas de risco de desenvolvimento de defeitos.

O correto mapeamento destas áreas foi de grande valia para analisar as possíveis falhas ocorridas e também nortear uma diretriz bem definida para as manutenções de todos os circuitos da Empresa.

Na rede aérea, incluem-se como áreas de risco àquelas sujeitas a:

- árvores
- poluição salina ou industrial
- grande incidência de pipas
- comunidades sujeitas a vandalismo
- circulação de animais

Todas essas áreas foram identificadas quando da inspeção visual realizada em todos os circuitos das subestações escolhidas como piloto.

Para os circuitos subterrâneos temos como problemas principais para as câmaras subterrâneas (CT) os relacionados à estanqueidade e à vida útil dos equipamentos, e para as caixas de inspeção (CI), diversos fatores como umidade, salinidade, cloro, detritos, sem aterramento, cupim e projéteis balísticos.

Ainda como dados disponíveis, os relatórios de interrupções disponibilizados mostram como pontos principais, as diversas causas de defeito, identificando o local da falha (equipamento a montante), o número de reclamações, a hora do início da interrupção, os tempos de atendimento e reparo, os serviços executados e o número de clientes interrompidos.

Destacamos que algumas causas estão bem definidas, como as relacionadas à queda de árvores sobre a rede. Outras, não definem com clareza o tipo de falha ocorrida e sim os agentes externos que podem levar a falhas como: temporais, chuvas, etc.

Para a utilização no modelo de gerenciamento projetado, foi verificado que as informações relativas aos serviços executados esclareciam melhor o tipo de defeito, as possíveis causas relacionadas e os componentes defeituosos.

Finalmente, foram escolhidas em conjunto com a equipe da Light as subestações piloto e respectivas linhas, para o desenvolvimento das inspeções necessárias à identificação de possíveis causas de falhas, e para disponibilização de relatórios de interrupções que seriam analisados e comparados com as informações colhidas nas inspeções de campo.

Foram escolhidas uma subestação predominantemente com circuitos aéreos e duas outras com circuitos subterrâneos que representassem, respectivamente, os sistemas radial e network.

A escolha foi baseada em subestações com elevado número de clientes interrompidos, para se ter uma condição bem crítica e que permitisse uma boa representatividade do número de falhas a serem pesquisadas. Escolheu-se então:

**Rede Aérea:** Subestação Porta D'Água, com 23 circuitos aéreos e 02 circuitos subterrâneos. Dos circuitos aéreos, 19 são de 13,8kV e quatro de 25kV.

**Sistema Subterrâneo Radial:** Subestação Santo Antônio, com 20 circuitos subterrâneos e 11 ramais aéreos de 13,8kV

**Sistema Subterrâneo Network:** Subestação Mackenzie, com 06 alimentadores subterrâneos de 13,8kV.

#### IV- INSPEÇÃO DOS CIRCUITOS:

A priorização das inspeções foi definida pelo módulo preditivo. Porém, para efeito deste projeto piloto, optou-se por efetuar de imediato estas inspeções nos circuitos das subestações escolhidas para se ter uma idéia mais abrangente do que estaria disponível em termos de plantas das redes, seus agentes agressores, defeitos mais comuns, etc.

Destas inspeções foram extraídos os parâmetros para cálculo dos RDD – riscos de desenvolvimento de defeitos, através do mapeamento dos agentes agressores associados aos cabos e aos equipamentos existentes. No módulo preditivo a seguir estaremos mostrando valores para algumas redes inspecionadas.

#### V- MÓDULO DE ORÇAMENTO:

O módulo de orçamento faz o controle dos gastos mensalmente e distribui a verba entre as manutenções preditivas, preventivas e corretivas.

Os percentuais arbitrados para cada módulo são definidos pela empresa em função de suas prioridades.

#### VI- MÓDULO PREDITIVO (INSPEÇÃO DAS REDES):

Neste módulo foram desenvolvidas as formulações necessárias para o cálculo do IM – índice de mérito dos alimentadores ou blocos de cargas de alimentadores, que servirão posteriormente, através de um software de otimização de resultados, para priorizar os circuitos ou trechos de circuitos a serem inspecionados dentro do orçamento disponível.

Para se obter o IM foi então desenvolvida uma expressão que leva em conta o RDD – risco de desenvolvimento de defeitos dos alimentadores ou blocos, que associado a parâmetros obtidos diretamente do SGD, como o IEB – consumo médio anual do bloco, e a END - energia não distribuída no bloco, nos leva ao valor final do IM. A estes três parâmetros são ainda atribuídos pesos diferenciados para uma ponderação mais adequada do índice.

Estes índices (IM) são então calculados pelas seguintes expressões:

A. Cálculo dos índices de mérito para rede aérea (IM)

$$IM = \frac{\beta_1(RDD) + \beta_2(IEB) + \beta_3(IEND)}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} \quad (1)$$

Onde:

RDD = risco de desenvolvimento de defeitos, no bloco ou no alimentador;

IEB = índice estratégico do bloco ou do alimentador;  
 IEND = índice de energia não fornecida por bloco ou alimentador;  
 $\beta_1, \beta_2, \beta_3$  = fatores de ponderação;

$\beta_1 = 0,25; \beta_2 = 0,25; \beta_3 = 0,50;$

Os valores são estipulados inicialmente pela Light e podem ser alterados quando a empresa assim o desejar.

#### A.1 - Obtenção dos índices IEB e END:

Os valores de IEB e END são calculados pelas fórmulas a seguir e os consumos médios e energias não distribuídas necessários para o cálculo, são extraídos diretamente do SGD.

$$IEB = \frac{\text{consumo médio mensal (bloco)}}{\text{cons. médio mensal alimentador}} \quad (2)$$

Se for de interesse o IEB do alimentador ao invés do bloco, pode-se fazer referência deste para o consumo médio mensal da SE. O IEB será sempre mensal com periodicidade de extração trimestral.

$$IEND = \frac{\text{energia não distribuída(bloco)}}{\text{energia total não distribuída (alimentador)}} \quad (3)$$

Da mesma forma que o IEB, o IEND pode ser calculado por alimentador. O IEND será anual.

#### A.2 Cálculo do RDD:

Para o cálculo do RDD necessitamos de dados da rede observados durante as inspeções.

$$RDD = \frac{1}{2} ( RDD \text{ rede} + RDD \text{ equip} ) \quad (4)$$

##### a) Cálculo do RDD da rede:

Fórmula genérica:

$$RDD_{REDE_k} = \frac{1}{i} \sum_i \frac{\text{km de rede do bloco k sujeito a agressão } i}{\text{km de rede total do bloco k}} \quad (5)$$

Fórmula levando em consideração os graus de severidade de rede:

$$RDD_{rede} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5}{T_6} \quad (6)$$

Onde:

$$T_1 = \left[ \frac{\left( \frac{\text{km}_{A \text{ nua}}}{\text{km}_{total}} \right) \times \rho_{1.1} + \left( \frac{\text{km}_{A \text{ coberta}}}{\text{km}_{total}} \right) \times \rho_{1.2} + \left( \frac{\text{km}_{A \text{ isolada}}}{\text{km}_{total}} \right) \times \rho_{1.3}}{\rho_{1.1} + \rho_{1.2} + \rho_{1.3}} \right] \times \rho_1$$

A = árvores;

$$T_2 = \left( \frac{\text{Km}_{pipa}}{\text{Km}_{total}} \right) \times \rho_2; \quad T_3 = \left( \frac{\text{Km}_{comunidade}}{\text{Km}_{total}} \right) \times \rho_3$$

$$T_4 = \left( \frac{\text{Km}_{poluição}}{\text{Km}_{total}} \right) \times \rho_4; \quad T_5 = \left( \frac{\text{Km}_{animal}}{\text{Km}_{total}} \right) \times \rho_5$$

$$T_6 = \rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4 + \rho_5$$

Graus de severidade arbitrados:

$$\begin{aligned} \rho_1 &= 0,45 \\ \rho_{1.1} &= 0,70 \rho_1 \\ \rho_{1.2} &= 0,25 \rho_1 \\ \rho_{1.3} &= 0,05 \rho_1 \\ \rho_2 &= 0,20 \\ \rho_3 &= 0,10 \\ \rho_4 &= 0,20 \\ \rho_5 &= 0,10 \end{aligned}$$

##### b) Cálculo do RDD do equipamento:

Fórmula genérica:

$$RDD_{EquipK} = \frac{1}{j} \sum_j \frac{1}{i} \sum_i \frac{B_K}{B_{KT}} \quad (7)$$

$B_K$  = Número de equipamentos do bloco k do tipo j sujeitos a agressão i;

$B_{KT}$  = Número total de equipamentos do tipo j do bloco K;

Fórmulas levando em consideração os graus de severidade de cada equipamento:

$$RDD_{EquipJ} = \frac{F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5}{F_6} \quad (8)$$

$$F_1 = \left( \frac{\text{N}^\circ \text{ de Equip } J_{\text{árvore}}}{\text{N}^\circ \text{ Equip}_{total}} \right) \times \rho_A;$$

$$F_2 = \left( \frac{\text{N}^\circ \text{ de Equip } J_{pipa}}{\text{N}^\circ \text{ Equip}_{total}} \right) \times \rho_B;$$

$$F_3 = \left( \frac{\text{N}^\circ \text{ de Equip } J_{comunidades}}{\text{N}^\circ \text{ Equip}_{total}} \right) \times \rho_C;$$

$$F_4 = \left( \frac{\text{N}^\circ \text{ de Equip } J_{poluição}}{\text{N}^\circ \text{ Equip}_{total}} \right) \times \rho_D;$$

$$F_5 = \left( \frac{\text{N}^\circ \text{ de Equip } J_{animais}}{\text{N}^\circ \text{ Equip}_{total}} \right) \times \rho_E;$$

$$F_6 = \rho_A + \rho_B + \rho_C + \rho_D + \rho_E.$$

Como exemplo para transformadores teremos:

$$\rho_A = 0,50$$

$$\rho_B = 0,40$$

$$\rho_C = 0,40$$

$$\rho_D = 0,20$$

$$\rho_E = 0,20$$

Fórmula levando agora em consideração todos os equipamentos:

$$RDD_{Equip} = \frac{UT + RD + SL + KS + CF + G2}{\sum_n \rho_n} \quad (9)$$

UT = Unidade Transformadora;  
RD = Religador;  
SL = Seccionalizador;  
KS = Chave de Faca;  
CF = Chave Fusível;  
G2 = Chave a Gás.

Onde:

$$UT = (RDD_{UT} * \rho_{UT}); RD = (RDD_{RD} * \rho_{RD});$$

$$SL = (RDD_{SL} * \rho_{SL}); KS = (RDD_{KS} * \rho_{KS});$$

$$CF = (RDD_{CF} * \rho_{CF}); G2 = (RDD_{G2} * \rho_{G2});$$

$$n = \{UT; RD; SL; KS; CF; G2\}.$$

Ponderações por equipamento arbitradas:

$$\rho_{UT} = 0,30; \rho_{RD} = 0,05; \rho_{KS} = 0,20;$$

$$\rho_{CF} = 0,30; \rho_{SL} = 0,10; \rho_{G2} = 0,05;$$

O índice RDD final é calculado por:

$$RDD_{TOTAL} = \frac{RDD_{REDE} + RDD_{EQUIPAMENTO}}{2} \quad (10)$$

## B. Cálculo dos Índices de mérito para rede subterrânea

Blocos a serem considerados para a rede subterrânea:

- chaves a óleo - CO (C2, C3, C4, C6 e F1)
- chaves a gás - CG (G2, G3, G4 e G6)
- chaves de n vias - XX
- dispositivos de transferência automática - DIS (DTAC e PTAC)
- barramento tripoint - BTX (BX e CS)
- plug in

$$IM = \frac{\beta_1 (RDD) + \beta_2 (IEB) + \beta_3 (IEND)}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} \quad (11)$$

Onde:

RDD – risco de desenvolvimento de defeitos  
IEB – índice estratégico do bloco ou alimentador  
IEND – índice da energia não distribuída no bloco ou alimentador  
 $\beta_1, \beta_2, \beta_3$  – valores ponderados de cada parcela  
 $\beta_1 (RDD) = 0,3; \beta_2 (IEB) = 0,2; \beta_3 (IEND) = 0,5$

## B.1 – Risco de desenvolvimento de defeitos - RDD

$$RDD_{total} = 1/2 (RDD_{CI's} + RDD_{CT's}) \quad (12)$$

### a) RDD de CIs

RDD CIs = RDD emendas

$$RDD_{Emendas} = \frac{\sum_x CI_x \times \sigma_x}{\sum_x CI_x} \quad (13)$$

Onde:

CI<sub>1</sub> - qde. CIs com umidade;  
CI<sub>2</sub> - qde. CIs com salinidade;  
CI<sub>3</sub> - qde. CIs com cloro;  
CI<sub>4</sub> - qde. de CIs com detritos;  
CI<sub>5</sub> - qde. de CIs sem aterramento;  
CI<sub>6</sub> - qde. de CIs com cupim;  
CI<sub>7</sub> - qde. de CIs atingidas por projétil balístico.

$\Sigma x = \sigma_1 \dots \sigma_7$  – graus de severidade por agente agressor. Por exemplo,  $\sigma_1$  se refere a CI<sub>1</sub> - que. Se com umidade. Os casos das CIs com salinidade e umidade são mais críticos e, por conseguinte tem maiores valores;

$\sigma_1 - 0,6$  (60%);  $\sigma_2 - 0,6$  (60%)  
 $\sigma_3 - 0,1$  (10%);  $\sigma_4 - 0,1$  (10%)  $\sigma_5 - 0,3$  (30%);  $\sigma_6 - 0,1$  (10%);  $\sigma_7 - 0,1$  (10%)

### b) RDD de CT's

Para efeito deste trabalho vamos considerar como agentes agressores, a estanqueidade das câmaras subterrâneas - CT's e a vida útil dos equipamentos. Consideramos neste estudo, aqueles mais sujeitos a defeitos.

$$RDD_{CT's} = \beta_4 RDD_{trafos} + \beta_5 RDD_{chaves} + \beta_6 RDD_{DIS} \quad (14)$$

$$\beta_4 = 0,2; \beta_5 = 0,6; \beta_6 = 0,2$$

DIS = dispositivos de transferência automática;

$$RDD_{trafo} = \frac{\beta_7 \times A + \beta_8 \times B + \beta_9 \times C + \beta_{10} \times D}{E} \quad (15)$$

A = qde trafos em CT's críticas quanto à estanqueidade  
B = qde de trafos em CT's menos críticas  
C = qde de trafos de elevada vida útil (caixa de alta)  
D = qde de trafos mais novos (Plug-in)  
E = qde total de trafos

$$\beta_7 = 0,8; \beta_8 = 0,2; \beta_9 = 0,7; \beta_{10} = 0,3$$

$$RDD_{chaves} = \frac{\beta_7 \times F + \beta_8 \times G + \beta_9 \times H + \beta_{10} \times I}{J} \quad (16)$$

F = qde. chaves em CT's críticas quanto à estanqueidade  
 G = qde. de chaves em CT's menos críticas  
 H = qde. de chaves de elevada vida útil  
 I = qde. de chaves mais novas  
 J = qde. total de chaves

Cada uma destas chaves ainda podem ser ponderadas por:

CH<sub>1</sub> – Chaves do Tipo Liga-Desliga (C2);  
 CH<sub>2</sub> – Soma de todas as outras chaves;

Quantidade das outras chaves [inclui C3, C4, C6, F1, G2, G3, G4, G6, XX, BTX (BX e CS)]

$$RDD\ DIS = \frac{\beta 7 \times L + \beta 8 \times M + \beta 9 \times N + \beta 10 \times O}{P} \quad (17)$$

L = qde DIS em CT's críticas quanto à estanqueidade  
 M = qde de DIS em CT's menos críticas  
 N = qde de DIS de elevada vida útil  
 O = qde de DIS mais novas  
 P = qde total de DIS

Estes dispositivos ainda podem ser ponderados por:

DIS<sub>1</sub> - DTAC – dispositivos de transferência automática com religadores;  
 DIS<sub>2</sub> - PTAC – dispositivos de transferência automática com chaves.

#### B.2. Índice estratégico do bloco ou alimentador - IEB

Valores extraídos de relatórios da Light – relatório do consumo médio por bloco de cada alimentador e calculado de forma semelhante ao aéreo.

#### B.3 Índice da energia não distribuída no bloco ou alimentador - IEND

Valores extraídos de relatórios da Light – Relatório de Unidades Interrompidas (RUI) calculado de forma semelhante ao aéreo.

### VII. MÓDULO PREVENTIVO (REPARO DOS DEFEITOS):

Enquanto no módulo anterior calculava-se o IM para os alimentadores ou blocos, o foco neste módulo são os defeitos com possibilidade de virar falha. Dessa forma são desenvolvidas as formulações necessárias para o cálculo do IM – índice de mérito de cada defeito e que servirão posteriormente, através do software de otimização de resultados, para priorizar os defeitos a serem reparados dentro do orçamento disponível para a manutenção preventiva.

Para se obter o IM foi então desenvolvida uma expressão que leva em conta o RF – risco de falha de cada defeito, que associado a parâmetros obtidos diretamente do SGD da Light, como o IDCHI – índice de deterioração da interrupção, o IDEND – índice de deterioração da energia não distribuída no bloco, e do RA – risco de acidente, nos leva ao valor final do IM. A estes parâmetros são ainda

atribuídos pesos diferenciados para uma ponderação mais adequada do índice.

Estes índices (IM) são então calculados pela seguinte expressão:

#### A. Cálculo do Índice de Mérito do defeito

$$IM_{\text{defeito } x} = RF_x \cdot (IDCHI + IDEND + RA) \quad (18)$$

Onde:

RF = risco de falha ( possibilidade de o defeito virar falha)

IDCHI = índice de deterioração da interrupção

CHI = cliente hora interrompido

IDEND = índice de deterioração da energia não distribuída

END = energia não distribuída

RA = risco de acidentes

#### A.1- Valores de RF

- problema iminente em termos de probabilidade de curto circuito - 1
- problema preocupante em termos de probabilidade de curto circuito - 0,7
- problema sem consequência a curto prazo para risco de curto - 0,3
- problema sem risco de curto circuito - 0,1

#### A.2 - Cálculo de IDCHI

$$IDCHI = \left( 1 - \frac{CHI \text{ anterior}}{CHI \text{ novo}} \right) \quad (19)$$

CHI novo = CHI anterior + Δ CHI;

CHI anterior = tirado do SGD na data;

Δ CHI = n° clientes restabelecidos até a 1ª manobra x tm + n° clientes restantes x tr;

n° clientes restabelecidos até a 1ª manobra = 85% do total de clientes interrompidos;

tm = tempo da 1ª manobra = 0,72h;

tr = tempo de reparo de cada defeito.

#### A.3 Cálculo de IDEND

$$IDEND = \left( 1 - \frac{END \text{ anterior}}{END \text{ novo}} \right) \quad (20)$$

END novo = END anterior + Δ END

END anterior = tirado do SGD na data

$$\Delta END = \frac{kWh \text{ int } \times tm + kWh \text{ restantes } \times tr}{720h} \quad (21)$$

Kwh int - Energia interrompida até a 1ª manobra

#### A.4 - Cálculo do RA

$$RA = \sum Pr ( A_j/D_i ) \times Pr ( D_i ) \quad (22)$$

Pr ( D<sub>i</sub> ) =  $\frac{\text{equipamentos com defeito}}{\text{N.º total de equip do circuito}}$

Pr ( A<sub>j</sub>/D<sub>i</sub> ) =  $\frac{\text{nº pedidos de relocação de equip}}{\text{Nº de equipamentos defeituosos}}$

### VIII. MODELO PARA VERIFICAÇÃO DE VIOLAÇÃO DOS LIMITES REGULAMENTARES:

Além das atividades mencionadas acima é de suma importância para a empresa, a supervisão permanente dos índices regulamentares de confiabilidades controlados pela ANEEL, evitando-se desta forma sua violação e multas decorrentes.

Essa etapa visa introduzir no processo de priorização de reparos dos defeitos, elencados pelo módulo preditivo (de inspeção), a importância da necessidade de reparo em função dos índices de confiabilidade que estejam próximos de serem violados.

Dessa forma, o modelo de cálculo de índices de mérito dos defeitos a serem reparados *passa a ser feito* com a introdução de pesos para cada sub-índice, conforme descrito abaixo:

$$IM = RF * (K * IDCHI + IDEND + RA);$$

K = fator de ponderação relativo à proximidade dos limites de violação especificados pela ANEEL.

A. Obtenção dos fatores de ponderação do modelo de cálculo de IM:

Uma das grandes preocupações existentes nas concessionárias de energia elétrica diz respeito ao controle permanente dos indicadores da ANEEL, cuja violação incorre em pesadas multas à empresa.

Desta forma, uma análise mensal dos valores alcançados por estes indicadores até a data da consulta, é de fundamental importância para verificação de sua proximidade com valores previamente estabelecidos para cada conjunto de consumidores analisado (padrão anual).

Com base em valores observados em anos anteriores para os meses seguintes pode-se estimar se estes conjuntos estão sujeitos a violação dos limites estabelecidos.

A Light define como preocupantes valores para estes indicadores (DEC), cuja projeção em relação ao padrão sejam:

> 100% - **violação**; > 90% e <= 100% - **alerta**; > 80% e <= 90% - **cuidado**

Assim sendo, torna-se imperiosa e necessária a criação de fatores de ponderação a serem aplicados aos índices de mérito dos defeitos, em função dos limites acima descritos, para priorização dos reparos em defeitos existentes nos blocos ou alimentadores que pertençam aos conjuntos mais críticos.

B. Modelo de verificação de violação de limites regulatórios

Para o cálculo destes fatores a serem usados para ponderação dos índices de deteriorização IDCHI, a expressão que melhor se adequou para essa função foi:

$$\text{Fator } k = 1 + [\alpha * e^{(\beta * e^{\gamma * x})}],$$

$$\text{sendo } x = \frac{\text{previsão}}{\text{padrão}}$$

Os ajustes recomendados são:

$$\alpha = 10; \quad \beta = -1000; \quad \gamma = -10$$

O formato do fator é o da figura 1 a seguir.

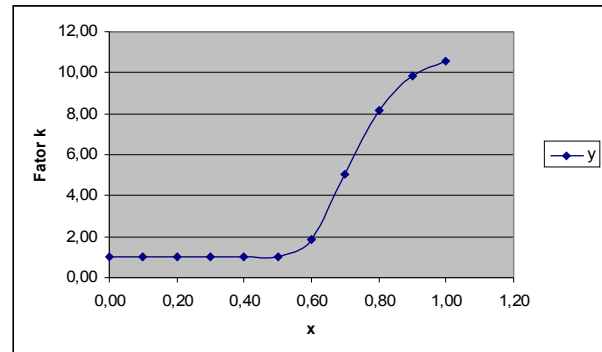


Figura 1. Fator k

Atribuindo valores a “x” observamos a tabela a seguir que nos mostra que:

x	Fator k
0,00	1,00
0,10	1,00
0,20	1,00
0,30	1,00
0,40	1,00
0,50	1,01
0,60	1,84
0,70	5,02
0,80	8,15
0,90	9,84
1,00	10,56

1) O fator “k” não se modifica para valores projetados até 50% do valor padrão;

2) Para valores de projetados de 80% do padrão enquadrados pela empresa como início da preocupação “**cuidado**”, este fator já ponderará o IDCHI em aproximadamente 8 vezes;

3) Mesmo para valores de 70% que estariam próximos ao limite inferior da faixa, este fator já será de 5 vezes;

4) Para início da violação (100%), o fator será de quase 11 vezes e alterará significativamente o IDCHI e, por conseguinte, o índice de mérito deste defeito que terá prioridade máxima de reparo.

C. Aplicação dos fatores para priorização dos reparos

Com base nas tabelas da projeção dos indicadores até a data, o valor “x” é extraído diretamente da coluna % Padrão e calculado pela expressão mostrada acima.

O fator calculado é aplicado como fator ponderador do IDCHI no cálculo dos índices de mérito dos defeitos e o novo valor destes índices se foram alterados de modo significativo por influência dos limites de violação, tornarão evidentemente aquele defeito como prioritário para reparo imediato.

Exemplos:

### 1) Conjunto Flamengo:

DEC (valores até set/06) = 0,36  
Projeção = 0,80  
Padrão anual = 5  
Projeção/padrão = 16% ou seja:  
 $x = 0,16$  e fator  $k = 1$  (Os índices de mérito não seriam alterados devido à boa performance do conjunto).

### 2) Conjunto Freguesia:

DEC (valores até set/06) = 11,88  
Projeção = 16,72  
Padrão anual = 11  
Projeção/padrão = 152 % ou seja:  
De acordo com a função projetada o valor de IDCHI, não se modifica até a relação  $x$  for igual a 0,50. A partir de  $x = 0,70$ , os valores dos pesos aumentam de forma significativa, até um valor máximo que tende para 11 vezes.  
 $x = 1,52$  e fator  $k = 12$  (os índices de mérito seriam substancialmente afetados pelo fator aplicado ao IDCHI e fariam com que os defeitos observados nos circuitos pertencentes a este conjunto tivessem prioridade para reparo).

#### D. Considerações sobre os conjuntos analisados:

De uma maneira geral cada conjunto pode ser composto por circuitos de mais de uma subestação e isto deve ser levado em conta no momento da aplicação do fator de ponderação dos indicadores.

Como exemplo temos o conjunto Freguesia que é composto pelos 23 circuitos da Subestação Porta D'Água (SEPDG) e 2 circuitos da subestação Taquara (SETQR).

Por outro lado, temos que 1(um) dos 23 circuitos desta SEPDG, o circuito Marechal, tem parte de seu comprimento pertencente a outro conjunto (Curicica).

Sendo assim, quando da aplicação do fator "k" a defeitos do conjunto Freguesia, se este defeito estiver na linha Marechal, no trecho pertencente a Freguesia, terá o fator calculado par este conjunto (12 do exemplo acima) e se estiver no trecho do conjunto Curicica, observar o fator correspondente a este conjunto.

## IX. MODELO DE AJUSTE DE ORÇAMENTO E EMISSÃO DE ORDEM DE SERVIÇO:

Para realizar a dotação orçamentária disponibilizada para as atividades de manutenção, através de um planejamento anual, é necessário um planejamento mensal de dispêndio, dividindo-se este orçamento em gastos mensais de emergência - manutenções corretivas e inspeções nas redes, manutenção preditiva e manutenção preventiva - reparos nos defeitos que tenham possibilidade de virar falha. Enquanto no primeiro caso a manutenção de emergência é ditada por fatores imediatistas, como número de interrupções no mês anterior, violação de limites regulamentares de conjuntos etc., nos outros, as inspeções e reparos priorizados pelos respectivos módulos, devem ser mensalmente ajustadas em

função de gastos realizados no mês anterior com as manutenções emergenciais.

Após a priorização das inspeções e reparos, da definição dos blocos a serem inspecionados e dos reparos a serem feitos, o programa prepara as respectivas ordens de serviço para cada atividade.

## X. APLICAÇÃO PRÁTICA

O referido projeto tem a finalidade básica de otimizar os recursos para as manutenções e, às vezes, se torna um tanto difícil mensurar resultados alcançados devido à diversidade de fatores envolvidos nestes resultados, como fatores climáticos etc.

Entretanto, para fins de exemplificar ganhos alcançados citaremos um caso real acontecido na empresa.

Após a inspeção realizada nos 23 circuitos aéreos existentes na subestação Porta D'Água, escolhida como piloto, foram identificados todos os defeitos encontrados e registrados em planilha, observados ainda os graus de prioridade para a correção dos mesmos.

Os defeitos então encontrados foram priorizados através do software de otimização e indicados aqueles que deveriam ser realizados em função das dotações orçamentárias disponíveis.

Acontece que antes de serem emitidas as ordens de serviço para reparo dos mesmos – OS, houve um temporal nos dias que se seguiram e dos 23 circuitos inspecionados da subestação Porta D'Água, 10 deles tiveram interrupções em função dos defeitos apontados e registrados nas inspeções daqueles alimentadores.

Estas interrupções estão relacionadas a seguir, por alimentador, com os dados obtidos no sistema de gerência de rede da empresa.

Panorama Operativo Porta D'água 7:00h de 18/11/2005 a 7:00h de 21/11/2005

### 1. LDA Jopin

Ocorrência 1579525  
Substituído elo 25 k na CF69041  
Clientes interrompidos 244  
CHI 223,67  
END 132,90  
Causa queda de galhos sobre a rede na Rua Manoel Serejo

### 2. LDA Artistas

Ocorrência 1580722  
Substituído elo 20K na fase B da CF 67967  
Clientes interrompidos 459  
CHI 1109,25  
END 198,21  
Causa pombo fechou curto na rede próximo a CF 5204

### 3. LDA Quitite

Ocorrência 1580971 e 1580920  
Trecho impedido 5775 ao fim  
Clientes interrompidos 4493  
CHI 7061

END 1219,70  
Causa Galho de árvore sobre a rede, próximo ao capacitor  
68163 na Rua Armstrong

#### 4. LDA Crame

Ocorrência 1580836  
Linha dando recurso para Muniz, envolvendo manobras nas  
Linhas Calmete e Pizza  
Clientes interrompidos 4879  
Causa vergalhão sobre a zona 27614 e o 25 KV Metropol  
Obs.: a ocorrência ainda não está Fechada

#### 5. LDA Góis

Ocorrência 1581868 e 1582219  
Clientes interrompidos 2450  
CHI 2245,83  
END 1075,03  
Causa Palmeira caída sobre a rede próxima a zona 28683

#### 6. LDA Jopin

Ocorrência 1582597  
Fase A partida próxima à zona 43829 da Rua Comendador  
Sequeira  
Clientes interrompidos 10437  
CHI 16117,20  
END 5992,31  
Não foi informada a causa da ocorrência

#### 7. LDA Artistas

Ocorrência 1583251 e 1582888  
Clientes interrompidos 12216  
CHI 8588,62  
END 4506,18  
Cruzeta quebrada na KS 66758 na Rua Geminiano Góis

#### 8. LDA Japagua

Ocorrência 1583443  
Substituído elo 20 K na fase B da CF 68867 Rua Aroeira  
Clientes interrompidos 168  
CHI 462,0  
END 313,71  
Não foi informada a causa da ocorrência

#### 9. LDA Sítio

Ocorrência 1584592  
Clientes interrompidos 5215  
CHI 6866,5  
END 2137,99  
Galhos caídos sobre a rede na Rua Araticum esquina com  
Est. Jacarepaguá

#### 10. LDA Bevi

Ocorrência 1589221  
Clientes interrompidos 10348  
CHI 3190,63  
END 952,82  
Causa Galhos sobre a rede sobre a zona 14796 da Rua  
Henriqueta

Estes defeitos podem ser confrontados com as planilhas  
de inspeção mostradas no Anexo XIII.

CHI significa o número de clientes hora interrompidos e  
END a energia não distribuída em kWh. Somando-se então  
todos os valores de END para os 10 circuitos obteremos:  
17.609 kWh não distribuídos aos consumidores.  
Considerando o valor do kWh em R\$ 0,32 teremos um total  
de R\$5.634,00 somente para esta subestação em apenas uma  
ocorrência de algumas horas (temporal) naquele mês.

Imaginemos agora que cada subestação da empresa tenha  
uma ocorrência por mês, teremos: 188 subestações x R\$  
5.634,00 = R\$ 1.059.000,00 por mês ou aproximadamente  
12 milhões de economia por ano.

## XI - CONCLUSÕES:

O sistema mostrou que é possível direcionar os  
investimentos para redução dos índices de confiabilidade, da  
energia não distribuída e diminuição do risco de acidentes.  
Outro ponto importante foi o investimento direcionado para  
evitar multas em conjuntos ou indivíduos próximos da  
ultrapassagem dos limites determinados pela ANEEL.

Foi desenvolvida uma interface com o sistema  
georeferenciado da Light, propiciando análise espacial das  
condições de circuitos e equipamentos, facilitando o  
planejamento das inspeções e reparos de defeitos nas redes,  
a serem executados pelos diversos setores da empresa.

Foi observada a redução de custos de deslocamento das  
turmas de manutenção em virtude de se privilegiar grupos  
críticos de trechos de circuitos e também agrupar trechos  
geograficamente próximos, sendo estes do mesmo ou de  
alimentadores diferentes.

Serão descritos os resultados da implementação do  
sistema nos circuitos aéreos da subestação de 138 / 13.8 kV  
de Porta d'água, no circuito radial subterrâneo 1038 da  
subestação Santo Antônio e no Network I de Mackenzie.

O módulo de manutenção preditiva apresenta índices de  
mérito para priorização das inspeções, baseado em índices  
de desenvolvimento de defeitos em trechos de rede e  
equipamentos, na energia não distribuída e no índice  
estratégico dos blocos que representa a importância do  
consumo médio em relação ao alimentador.

O módulo de manutenção preventiva apresenta índices de  
mérito para priorização de reparos com base na  
possibilidade do defeito virar falha, na deteriorização do  
cliente hora interrompido, da END e do risco de acidentes.

Mesmo antes de terminado este projeto, a Light já  
atentava para a necessidade de complementação do mesmo  
através de novas funcionalidades, o que será proposto  
através de outro P&D que dará continuidade a este projeto.

## XII. ANEXOS

1- resultados dos defeitos encontrados após inspeção na  
linha 13kV Jopin



INSPEÇÃO VISUAL DE LINHAS AÉREAS LINHA:LDA JOPIN TENSÃO:13,0kV SUBESTAÇÃO PORTA DÁGUA DATA DA INSPEÇÃO:26/10/05 e 27/10/05 TECNICO RESPNSÁVEL:Oswaldo e Sergio		POSTE Nº ou entre os postes	V/V	grande incidência de arvores	vergalhões expostos	fora de prumo	Semi identificação .	com pino retorcido	desnivelada	torça(mão francesa, etc...)	arvores/arbustos próximas a rede
ENDEREÇO	FOLHA										
Rua Marechal Serejo		4918/17		X	X		X				
Rua Marechal Serejo				X		X	X	X	X	X	X
Rua Marechal Serejo		4918/27	86	X	X		X				

2- resultados dos defeitos encontrados após inspeção na linha 13kV Goes

INSPEÇÃO VISUAL DE LINHAS AÉREAS LINHA:LDA GOIS TENSÃO:13,0kV SUBESTAÇÃO PORTA DÁGUA DATA DA INSPEÇÃO:13/10/05 E 14/10/05 TECNICO RESPNSÁVEL:Oswaldo		POSTE Nº ou entre os postes	V/V	EQUIPAMENTO Nº	proximidade com o mar	grande incidência de arvores	proximidade com indústrias	area de incidência de pilas sobre a rede	proximidade de comunidades
ENDEREÇO	FOLHA								
Rua Geminiano Gois		3494/47		Z*28683		X			

3- resultados dos defeitos encontrados após inspeção na linha 13kV Quitite

INSPEÇÃO VISUAL DE LINHAS AÉREAS LINHA:LDA QUITITE TENSÃO:13,0kV SUBESTAÇÃO PORTA DÁGUA DATA DA INSPEÇÃO:19/10/05 e 20/10/05 TECNICO RESPNSÁVEL:Marcos e Policarpo		POSTE Nº ou entre os postes	arvores/arbustos próximos a rede
Rua Armstrong(condominio floresta)		9098/14	X

4- resultados dos defeitos encontrados após inspeção na linha 13kV Artistas

INSPEÇÃO VISUAL DE LINHAS AÉREAS LINHA:LDA ARTISTAS TENSÃO:13,0 kV SUBESTAÇÃO PORTA DÁGUA DATA DA INSPEÇÃO:06/10/05 TECNICO RESPNSÁVEL:Oswaldo		POSTE Nº ou entre os postes	V/V	EQUIPAMENTO Nº	fora de padrão	mau estado	desnivelada	podre/corróida	torça (mão francesa, etc...)	mesnecessária
Rua Geminiano Gois		3494/11	155	66758		X				

5- resultados dos defeitos encontrados após inspeção na linha 13kV Bevi

INSPEÇÃO VISUAL DE LINHAS AÉREAS LINHA:LDA BEVI TENSÃO:13,0kV SUBESTAÇÃO PORTA DÁGUA DATA DA INSPEÇÃO:09/10/05 e 07/10/05 TECNICO RESPNSÁVEL:Marcos/Sergio		POSTE Nº ou entre os postes	V/V	EQUIPAMENTO Nº	arrastada por pilas	arrastada por toras	acosos em cabos em rede coberta	emprego em mau estado	desnivelada	dist. menor que 0,50m de tr	ruído excessiva	rede baixa em relação ao solo	concreto a fadada	pontos vivos em conexões (sem incorporação)	desaparecidos quebraos ou soltos	fora de padrão	mau estado	desnivelada	podre/corróida	torça(mão francesa, etc...)
Rua Henriqueta				14796		X													X	

5- resultados dos defeitos encontrados após inspeção na linha 13,8kV Sítio

INSPEÇÃO VISUAL DE LINHAS AÉREAS LINHA:LDA SÍTIO TENSÃO:13,8kV SUBESTAÇÃO PORTA DÁGUA DATA DA INSPEÇÃO:24/10/05 e 25/10/05 TECNICO RESPNSÁVEL:Marcos e Texeira		POSTE Nº ou entre os postes	V/V	EQUIPAMENTO Nº	grande incidência de arvores	area de incidência de pilas sobre a rede	proximidade de comunidades	vergalhões expostos	fora de prumo	Semi identificação .	com pino retorcido	desnivelada	torça(mão francesa, etc...)	arvores/arbustos próximos a rede
Rua Araticum				Canal	15764					X				
Rua Araticum				8185	87223				X					X
Rua Araticum				6206	11711				X	X				
Rua Araticum				3700/7	17973	X								X
Rua Araticum				9	219			X	X	X				X
Rua Araticum				11	206			X	X	X				X
Rua Araticum				13	264			X						X
Rua Araticum				15	290	44530		X	X					X
Rua Araticum				17 ao 19	350		X							
Rua Araticum				19	417	24398			X	X	X	X		
Rua Araticum				560			X	X						X
Rua Araticum				500			X	X						X
Rua Araticum				623	10729		X	X	X					X
Rua Araticum				703			X	X	X					
Rua Araticum				807			X	X	X	X			X	
Rua Araticum					21719		X	X					X	
Rua Araticum				956				X	X					X
Rua Araticum				688				X						X
Rua Araticum				690	37336								X	X
Rua Araticum (condominio)				1205				X	X					X
Rua Araticum (condominio)				845										X
Rua Araticum (condominio)				990	23949				X					X
Rua Araticum (condominio)				1241				X						X
Rua Araticum (condominio)				1297					X					X
Rua Araticum (condominio)				3700/77	1385				X					X
Rua Araticum (condominio)				3700/79		84746	X							
Rua Araticum				847										X
Rua Araticum				843										X
Rua Araticum				862	20071				X	X			X	X
Rua Araticum				849			X		X					X
Rua Araticum				851			X		X					X
Rua Araticum				3700/103				X	X					X
Rua Araticum				3700/104			X		X				X	X
Rua Araticum				3700/106				X					X	X

XIII. BIBLIOGRAFIA

- [1] Gouvea, M. R. - "Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica". Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1993.
- [2] CODI - ELETROBRÁS - Coleção Distribuição de Energia Elétrica. Volume 4 - Manutenção e Operação de Sistemas de Distribuição - Edgard Blucher - 1982.
- [3] Gouvea, M. R.; Kagan, N.; Oliveira, C. C. B.; Tahan, C. M. V. - "Melhoria na Qualidade do Fornecimento com Base no Planejamento de Contingência do Setor Elétrico". SBQEE, 1997.
- [4] CODI - "Diretrizes e Critérios para a Manutenção de Redes Aéreas de Distribuição Energizadas". Relatório CODI-16.02.
- [5] Labronci, J. - "Modelo e Software Associado para Apoio à Gestão da Interrupção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica". Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo", 1998.
- [6] CODI - "Diretrizes e Critérios para a Manutenção Preventiva das Redes Aéreas de Distribuição". Relatório CODI-16.01.
- [7] S. Haykin, Neural Networks: A Comprehensive Foundation, 2nd Edition, New York, Macmillan, 1994.
- [8] HARTINGAN J. A. Clustering Algorithms - Department of Statistics, Yale University. Ed. John Wiley & Sons.
- [9] BUSSAB, W. O.; MIAZAKI, E. S.; ANDRADE, D. F. - Introdução à Análise de Agrupamentos IME - Departamento de Estatística, Instituto de Matemática e Estatística da USP, 1990.