

SENDI 2004

XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Priorização de Circuitos para a Manutenção**J A Cipoli; B E M Ferreira; M A De Marco; W H Bernardelli; C E Persinoti****CMS Energy – Brasil / Universidade Mackenzie**cipoli@lexxa.com.br – wbernardelli@cmsenergy.com.br**Palavras-chave**

Circuitos, Distribuição, Manutenção, Priorização.

Resumo

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia para priorização de circuitos de distribuição para a manutenção, considerando aspectos técnicos e econômicos.

Procurou-se utilizar um método simples e ágil de análise de indicadores da manutenção, de forma que pudesse também ser utilizado facilmente pelas áreas de execução da manutenção.

O método utiliza a técnica da curva ABC de Pareto, que permite descobrir, entre vários problemas, aqueles que devem ser abordados com prioridade. A colocação sob forma gráfica permite distinguir de maneira clara, os elementos importantes daqueles pouco importantes, e isso nem sempre é tão evidente.

A estratificação gráfica de importantes indicadores de desempenho permite priorizar os circuitos da rede de distribuição para a manutenção, e ainda subsidiar as ações e custos destas atividades.

Esta ferramenta se aplica no gerenciamento da manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhoria dos índices de qualidade e de confiabilidade necessários ao atendimento do mercado e também da satisfação e fidelização do cliente, bem como o aumento da segurança das instalações, redução de custos de manutenção e desenvolvimento de equipamentos e materiais.

São apresentados exemplos de aplicação da metodologia de análise, com as informações processadas pelo software “SAOM” desenvolvido pela Universidade Mackenzie em parceria com a CMS Energy, e também as ações implementadas para reduzir os problemas detectados.

1. INTRODUÇÃO

As áreas de manutenção das empresas concessionárias de energia elétrica, em geral, carecem de instrumentos que facilitem o gerenciamento da manutenção de circuitos de distribuição. O homem da manutenção está constantemente atarefado com as atividades de campo, mas necessita também realizar um bom planejamento de manutenção, visando boa “saúde” do sistema. Frequentemente as disponibilidades financeiras da empresa são insuficientes para a realização de todas as obras requeridas, ocorrendo conseqüentemente adiamentos e até mesmo cortes.

A metodologia de priorização de circuitos de distribuição para manutenção consiste na avaliação de indicadores de confiabilidade, disponibilidade e custos, para auxiliar a tomada de decisão. Emprega-se como critério de priorização a técnica de Pareto, e as famílias são estratificadas por conjunto, alimentador, equipamento, causa e conseqüência da falha.

São apresentados exemplos de aplicação na CMS Energy, bem como o resultado alcançado. Esta metodologia foi desenvolvida pela Universidade Mackenzie em parceria com a CMS Energy, em projeto de P&D no biênio 2003-2004, visando a redução do FEC e do DEC, com aplicação otimizada dos recursos.

2. ESCOLHA DOS INDICADORES PARA PRIORIZAÇÃO DOS CIRCUITOS PARA MANUTENÇÃO

O principal objetivo da manutenção é conseguir a máxima confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos e instalações, ao menor custo. Isto pressupõe que qualquer tipo de falha ou indisponibilidade do sistema seja indesejável, a um dado custo. O elemento que determina os rumos da manutenção não é a falha de um dado equipamento ou componente, mas as conseqüências das falhas como um todo ou seus impactos na segurança do pessoal, portanto, conclui-se que a análise de falhas e os indicadores de confiabilidade e disponibilidade são parâmetros importantes para a avaliação do desempenho do sistema, e conseqüentemente para a priorização de circuitos para a manutenção.

A prática da curva ABC de Pareto, figura 1, permite classificar os elementos que representam a fração mais importante de uma característica estudada, indicando as porcentagens para um determinado critério. Os critérios mais usuais em manutenção se baseiam na frequência, duração e custos dos eventos. Os estudos de Pareto constataram que 15 a 20% das causas representavam 85 a 80% dos problemas. Daí a lei de Pareto também ser chamada de lei dos 15 – 85 ou lei dos 20 – 80.

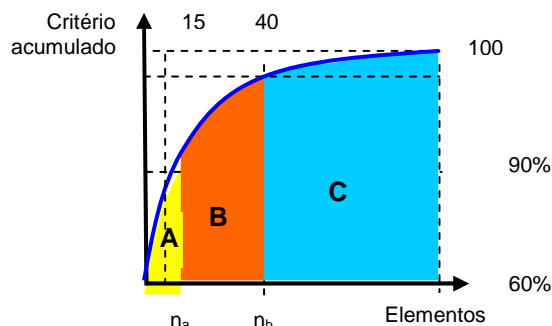


Figura 1 – Curva ABC de Pareto

São empregados três tipos de histogramas para classificação dos circuitos, que são:

- Gráfico em n – frequência - indica a direção da melhoria de confiabilidade
- Gráfico em n * t – frequência x duração - indicador da perda de disponibilidade
- Gráfico em t – tempo - indicador da manutenibilidade (mede a aptidão à manutenção)

2.1 INDICADORES TÉCNICOS

Os indicadores técnicos sinalizam possíveis comprometimentos quanto à qualidade do fornecimento aos consumidores e a integridade física e/ou segurança do sistema elétrico, caso nenhuma ação de correção seja realizada. A análise do conjunto de indicadores definirá as diretrizes da manutenção.

2.1.1 Índices de Interrupções

O primeiro passo consiste na pesquisa das falhas, de forma que permita classificar os elementos que tiveram a maior representatividade nos problemas que estão associados com as interrupções.

Para tanto, são utilizados os histogramas dos seguintes índices:

- Número de Interrupções programadas e não programadas – indicador que está relacionado com a quantidade de trabalho realizado pelas equipes de operação /manutenção - figura 2;
- Somatória dos clientes x hora interrompidos de interrupções não programadas (CHi) – trata-se do numerador da fórmula que calcula o DEC (1) - figura 3;
- Somatória dos Clientes interrompidos por interrupções não programadas – trata-se do numerador da fórmula que calcula o FEC (2).

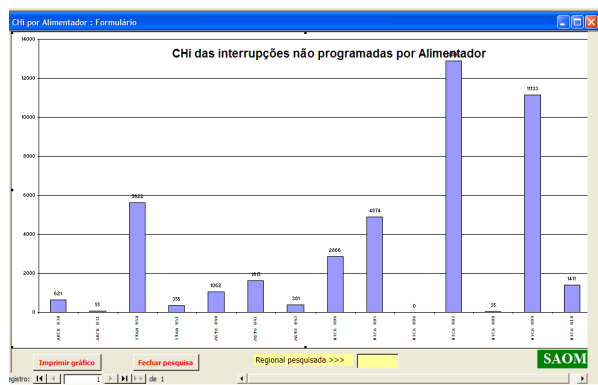
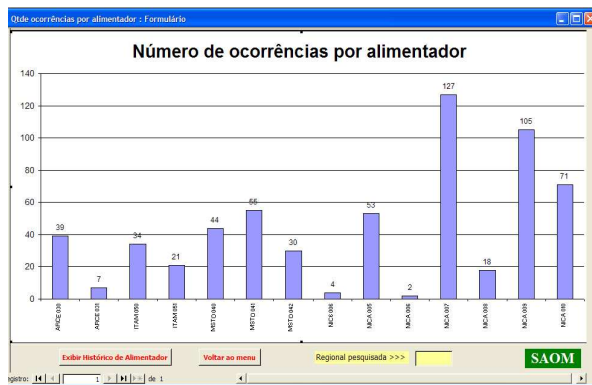


Figura 2 – Histograma do número de interrupções Figura 3 – Histograma de clientes x hora

2.1.2 Indicadores de continuidade

Os indicadores DEC e FEC estão associados com a disponibilidade e confiabilidade. Podem ser estratificados por interrupções programadas e não programadas. Utilizando-se a técnica de Pareto, selecionam-se os circuitos de maiores DEC e maiores FEC, conforme exemplos nas figuras 4 e 5.

As fórmulas de cálculo do DEC e do FEC são as seguintes:

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

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (2)$$

Onde: Ca = número de consumidores atingidos pela interrupção

t = tempo de duração da interrupção em horas

Cs = número total de consumidores servidos pelo circuito onde ocorreu a interrupção

n = número total de interrupções

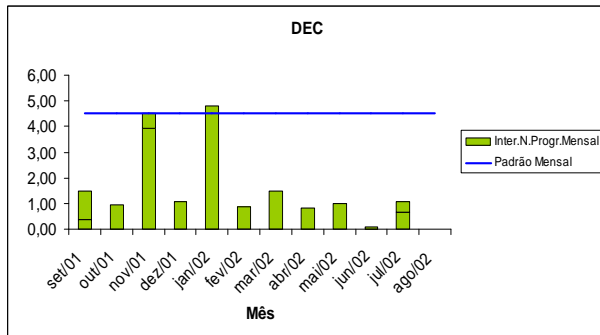


Figura 4 – Histograma do DEC

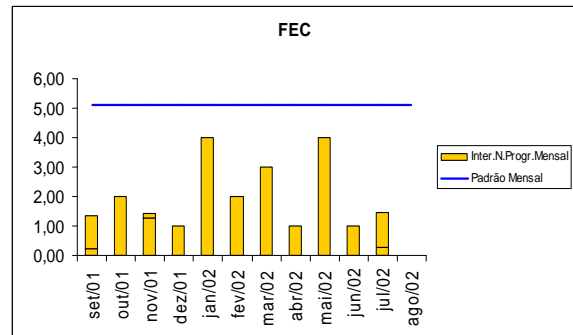


Figura 5 – Histograma do FEC

2.1.3 Relação entre o DEC e FEC do circuito, com a meta anual do DEC e FEC

A relação entre o DEC e FEC do circuito, com a meta anual do DEC e FEC estabelecida pela ANEEL para o conjunto onde se situa o circuito, é um parâmetro que indica o grau de influência do circuito nas metas de DEC e FEC, e é calculado da seguinte maneira:

$$R_1 = \frac{DEC_{circuito}}{DEC_{meta}} \quad (3)$$

$$R_2 = \frac{FEC_{circuito}}{FEC_{meta}} \quad (4)$$

Os histogramas de R_1 e R_2 estão exemplificados nas figuras 6 e 7. Valores maiores que 1,0 ou 100% definem as maiores urgências nas ações de manutenção. Escolhe-se os conjuntos prioritários e a seguir pesquisa-se os circuitos prioritários destes conjuntos. Utilizar o histórico dos últimos três anos.

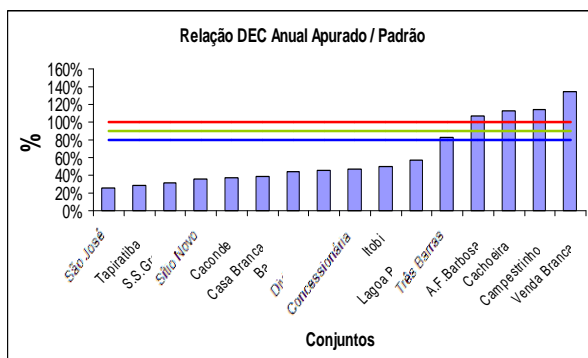


Figura 6 – Histograma de R_1

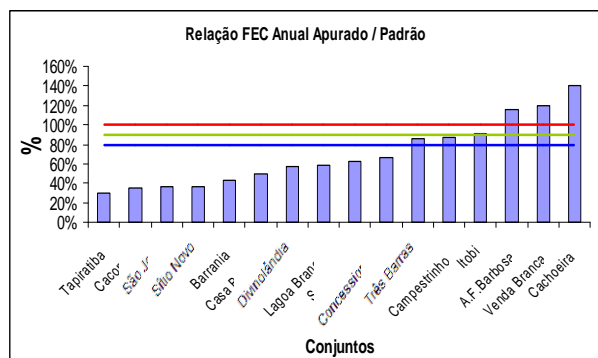


Figura 7 – Histograma de R_2

2.1.4 Taxa de falhas por Km do circuito

Este índice está relacionado com a confiabilidade do circuito e é definido como segue:

$$TF_{km} = \frac{NF_{circuito}}{Km * t} \quad (5)$$

Onde, NF = número de falhas do circuito.

Km = extensão em quilômetros de redes de distribuição do circuito

t = período de observação

Recomenda-se a utilização da taxa de falhas na base anual, ou seja, $t = 1$ ano. A taxa de falhas pode ser estratificada considerando-se a rede primária (figura 8) e também a rede secundária de distribuição. Utilizando-se a técnica de Pareto, selecionam-se os circuitos de maiores taxa de falhas por km/ano.

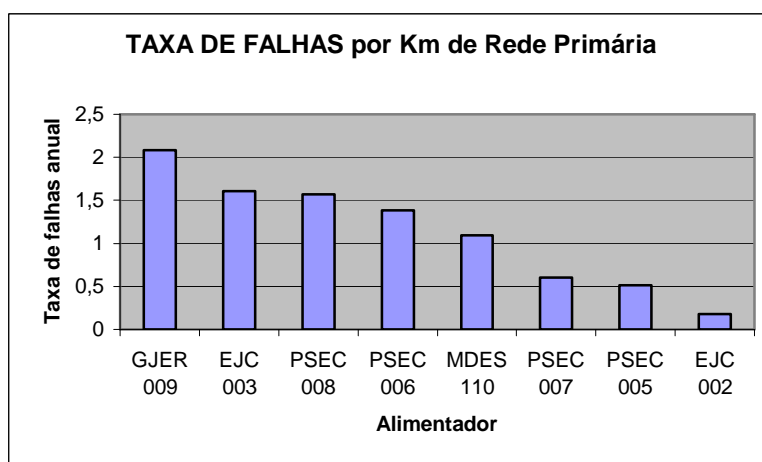


Figura 8 – Histograma da taxa de falhas por km

2.2 INDICADORES ECONÔMICOS

A análise dos custos permite aos gerentes de manutenção efetuar suas principais escolhas. Geralmente a obtenção de dados de custos é complexa, e as informações nem sempre estão facilmente disponibilizadas para a área de manutenção. Para diminuir a complexidade de obtenção de dados de custos, muitos gerentes usam custos estimados e médios. Estes custos não apresentam precisão, porém podem ser utilizados para comparar alternativas. Neste trabalho são sugeridos os seguintes indicadores:

2.2.1 Energia vendida pelo circuito

O grau de importância dos circuitos face às receitas, ou seja, a energia vendida, é um importante índice para seleção de circuitos. A energia vendida é o kWh fornecido multiplicado pela tarifa, por classe de cliente. Por simplificação, podemos adotar a tarifa média da empresa como sendo única. Neste caso a energia vendida será somente a relação entre o kWh fornecido, como segue:

$$\% E_v = \left(\frac{kWh_{circuito}}{kWh_{conjunto}} \right) * 100 \quad (6)$$

Onde, $\%E_v$ = Percentual da energia vendida pelo circuito em relação ao conjunto/ empresa

$kWh_{circuito}$ = Total de kWh fornecido pelo circuito no período

$kWh_{conjunto}$ = Total kWh fornecido pelo conjunto /empresa no período

Os circuitos deverão ser relacionados em ordem decrescente conforme o $\%E_v$ calculado.

2.2.2 Custo de falhas por Km:

Utiliza o custo médio de falhas do circuito. É definido como segue:

$$Cf_{km} = Cmf * TF_{km} \quad (7) \quad \text{Sendo, } Cmf = \frac{Ctf}{NF} \quad (8)$$

Onde, Cf_{km} = Custo de falha por km de circuito

TF_{km} = Taxa de falhas por km de circuito (5)

Cmf = Custo médio de falhas do circuito

Ctf = Custo total de falhas do circuito no período

NF = Número de falhas do circuito no período

2.4.3 Rentabilidade do circuito

$$R = \frac{Re_{circuito}}{Dm_{circuito}} \quad (9)$$

Onde, R = rentabilidade do circuito

Re = Receita de serviços prestados pelo circuito no período em R\$

Dm = Despesas totais de manutenção do circuito no período em R\$

2.3 ANÁLISE DE EQUIPAMENTOS E CAUSAS DAS FALHAS

Depois de selecionado o circuito prioritário de interesse da manutenção, deve-se buscar o menor bloco dentro deste segmento, visando focalizar a manutenção para o ponto chave dos problemas, evitando assim a dispersão de investimentos/ despesas. Um instrumento para tal é a análise dos equipamentos envolvidos nas falhas, assim como as causas e as conseqüências das falhas.

Falhas repetitivas ou no mesmo equipamento delimitam a ação da manutenção, permitindo reduzir os custos de uma intervenção.

2.3.1 Análise de equipamentos

Os histogramas são elaborados a partir dos equipamentos que falharam, e estratificados ainda por causas das falhas e conseqüências das falhas. Deve-se também considerar o histórico de falhas ao longo do tempo. O gráfico da figura 16 apresenta o histograma “equipamentos com maior número de interrupções”, segundo o critério de Pareto. O gráfico da figura 17 apresenta o histórico de interrupções ao longo do tempo do equipamento selecionado.

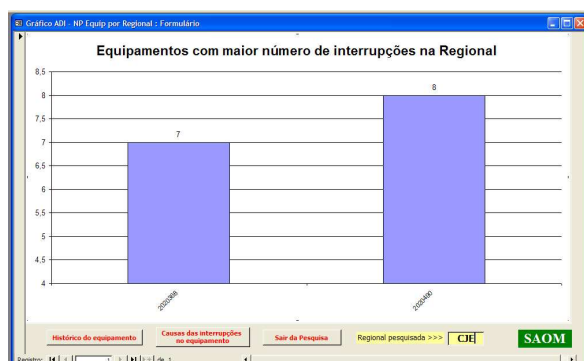


Figura 16 – Número interrupções equipamentos



Figura 17 – Histórico interrupções equipamento

3.2.2 Análise das causas

Na análise das causas, os histogramas são elaborados a partir da causa das falhas, e estratificados ainda pelos equipamentos envolvidos e as conseqüências das falhas.

No exemplo apresentado nas figuras 18 e 19, a causa “conexão folgada” se mostrou importante para ser investigada pela engenharia de manutenção. O estudo sobre a causa, desenvolvido pela CMS, mostrou a necessidade de substituição do tipo de conector empregado na emenda de ramais de serviço e também dos cabos da rede secundária, além da necessidade de reciclagem no treinamento de atividades das equipes de campo.

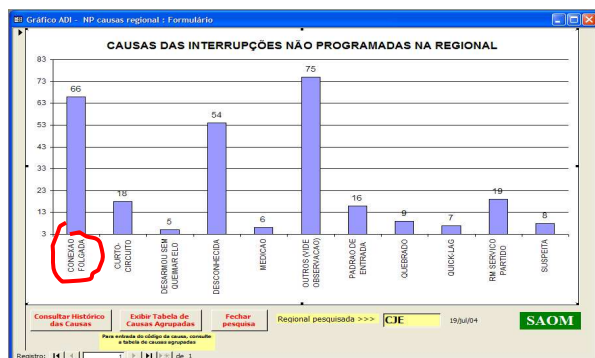


Figura 18 – Causas de interrupções

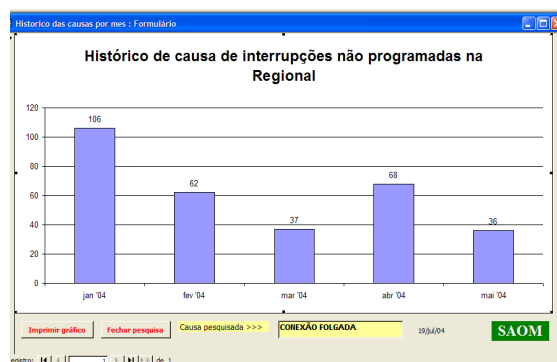


Figura 19 – Histórico da causa escolhida

3. APLICAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Várias ações foram implementadas na CMS Energy, decorrente da análise e priorização de circuitos utilizando-se indicadores de qualidade e de confiabilidade, que estão descritas a seguir.

Para suporte na elaboração das análises e priorização de circuitos, foi criado o sistema computacional “SAOM – Sistema de Análise de Ocorrências para a Manutenção”, software desenvolvido em ambiente windows, e integrado com o sistema de informações corporativo da CMS Energy (figura 9).

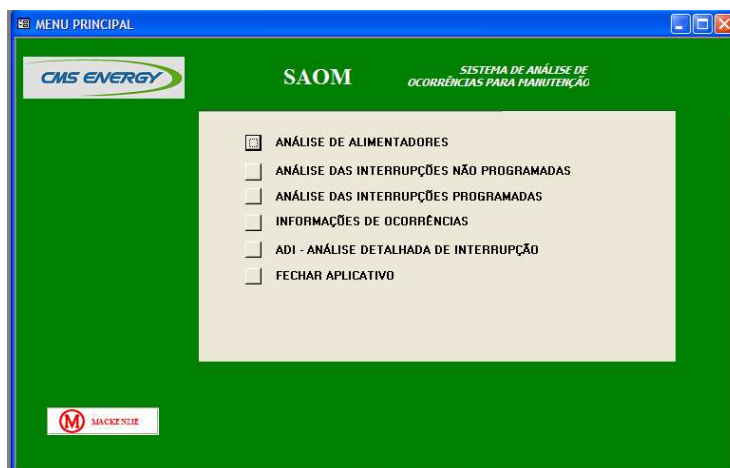


Figura 9 – Tela de entrada do SAOM

3.1 REVITALIZAÇÃO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUIÇÃO

Consiste na escolha de um circuito piloto para a implementação de um plano de ações para solução dos principais problemas identificados na rede primária e secundária de distribuição, decorrente da análise dos circuitos, para posterior disseminação na empresa.

Esta metodologia foi empregada pela CMS Energy durante o desenvolvimento de projeto de P&D no ciclo 2002-2004, em conjunto com a Universidade Mackenzie, visando a redução do FEC e do DEC. Para aplicação dos estudos, foi escolhida a empresa CJE – Companhia Jaguari de Energia. A análise dos indicadores de desempenho desta empresa obtidos da base de dados de ocorrências na rede de distribuição, selecionou o circuito Alimentador CESP 007 (figura 10) para servir de piloto para desenvolvimento da técnica “Revitalização de Circuitos de Distribuição”.

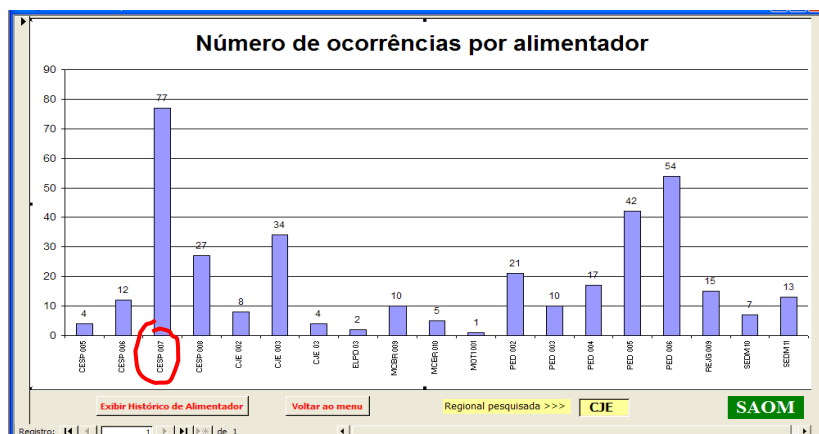


Figura 10 – Histograma do número de ocorrências por alimentador – fonte SAOM

A avaliação dos relatórios estatísticos do Alimentador CESP 007 permitiu verificar, tanto na rede secundária como na rede primária, uma significativa influência da vegetação e de descargas atmosféricas no desempenho da rede (figura 11). A análise estratificada do Alimentador CESP 007, por equipamento, indicou a área dos transformadores 522 e 523 e chave seccionadora 200 como as mais problemáticas, e confirmou a influência do meio vegetal, (Figuras 12 e 13). Efetuou-se então uma inspeção visual em alguns trechos do circuito que apresentavam ocorrências mais significativas e posteriormente procedeu-se análise da situação verificada no campo e elaborou-se um plano de ações.

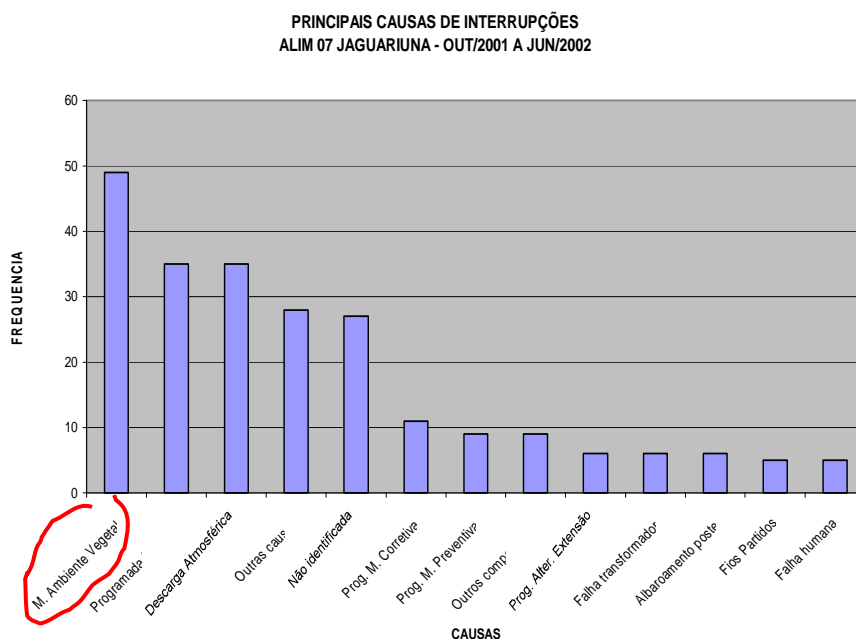


Figura 11 – Histograma das causas de interrupções no Alimentador CESP 007- Fonte SAOM

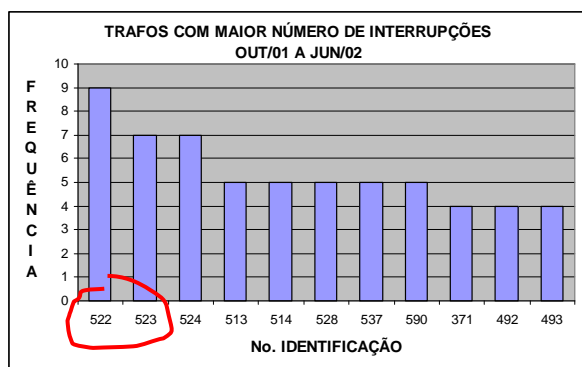


Figura 12 – Número de interrupções em trafos

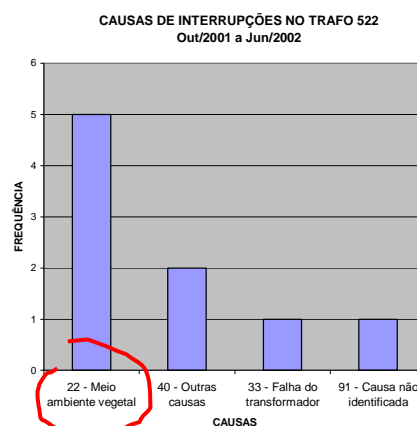


Figura 13 – Causas falhas no trafo 522

A solução encontrada para eliminação deste problema, foi a instalação imediata de espaçadores de PVC no trecho de rede secundária dos equipamentos T522, T523 e C200, que foi identificado como a área do condomínio Sta Helena em Jaguariúna.

Uma vez comprovado o benefício na redução do FEC e do DEC para o circuito piloto, foi preparado e fornecido um treinamento teórico-prático para as equipes de manutenção da empresa (figura 14), e conseqüentemente, a ação “instalação de espaçadores na rede secundária com a rede energizada”, foi estendida para todos os circuitos da CMS Energy (figura 15).



Figura 14 – Treinamento na CMS



Figura 15 – Instalação de espaçadores

3.2 ANÁLISE DETALHADA DE INTERRUPÇÕES (ADI) – CURTO-CIRCUITO NA REDE 34,5 e 11,95 kV

A análise detalhada de interrupções importantes possibilita ações preditivas da manutenção, de forma a evitar falhas. Como exemplo, é apresentada uma ADI realizada na CMS, como segue:

No dia 06/09/03 às 7:40 ocorreu o desligamento simultâneo dos disjuntores dos alimentadores de 34,5 kV e de 11,4 kV, ambos oriundos da mesma Subestação 138 kV situada próxima da AMBEV, tendo como característica comum estarem instalados na mesma posteação em uma distância aproximada de 1,5 km a partir da subestação (figura 16). Na ocasião dos eventos, não foi possível determinar a causa dos desligamentos simultâneos, tendo em vista que após a inspeção na rede nada foi encontrado.



Figura 16 – Circuitos 34,5 e 11,95 kV

No dia 07/09/03 às 11:21 ocorreu o desligamento automático do disjuntor do alimentador 006 de 11,4 kV da subestação CTEEP, sem sucesso no religamento automático.

Ocorreu também simultaneamente o desligamento do alimentador 003 de 34,5 kV da Subestação AMBEV, e desligamento do disjuntor geral da Subestação de 34,5 kV. O religamento do disjuntor geral de 34,5 kV foi manual.

Após inspeção na rede de distribuição foram encontradas várias pipas com rabiolas metalizadas, no bairro Roseira de Cima, envolvendo o alimentador 006 de 11,4 kV da SE CTEEP e o alimentador 003 de 34,5 kV da SE AMBEV.

Após estudo do fenômeno realizado pela Universidade Mackenzie, concluiu-se ser possível que o condutor da rede de 34,5 kV ter-se alongado durante a passagem da sobrecorrente de defeito atingindo o circuito de 11,4 kV onde os distanciamentos não fossem suficientes para permitir o aumento da flecha correspondente.

Após a abertura definitiva do disjuntor, os condutores voltam praticamente à sua posição normal.

As considerações finais do relatório preparado pela Universidade Mackenzie foram as seguintes:

- Há indicações de que as causas dos desligamentos foram as pipas enroscadas no alimentador 003 de 34,5 kV da SE AMBEV e no Alimentador 006 de 11,4 kV da SE CTEEP;
- Há indicações de que o alongamento dos condutores do alimentador 003 de 34,5 kV da SE AMBEV tenha causado o curto circuito no alimentador 003 de 11,4 kV, devido à proximidade entre elas em algumas estruturas. Efeitos eletrodinâmicos devidos às altas correntes de curto – circuito podem também ter contribuído para a abertura dos arcos iniciais.

Recomendações do relatório:

- Efetuar uma inspeção ao longo dos alimentadores que utilizam a mesma posteação, quanto aos afastamentos mínimos entre elas, e providenciar a sua correção quando necessário;
- Efetuar a inversão dos jumpers das estruturas de encabeçamento com o objetivo de se aumentar a distância entre as linhas (figura 17).
- Para prevenir que ocorra curto circuito devido ao aumento das flechas, pipas enroscadas, vandalismo, etc, entre alimentadores diferentes de mesma tensão nominal, oriundos da mesma

SE e que estejam instalados na mesma posteação, recomendou-se que o faseamento do circuito superior tenha a mesma correspondência de faseamento do circuito inferior.



Figura 17 – Jumpers das estruturas de encabeçamento

3.3 ESTUDO DE ALTERNATIVAS COM BASE NA VARIAÇÃO DO DEC E FEC

Este trabalho desenvolvido pela Universidade Mackenzie em conjunto com a CMS, consiste de um software que calcula o DEC e FEC para uma determinada configuração do sistema elétrico. Os dados básicos para os cálculos são as taxas de falhas por km (permanentes, transitórias e programadas), os tempos de restabelecimento médios para cada tipo de falha e a configuração do sistema elétrico.

Tal estudo permite quantificar os benefícios com a redução do DEC e FEC, obtidos com as seguintes ações:

- Instalação adequada de equipamentos de proteção (chaves, religadores)
- Manutenção preventiva dos circuitos (redução da taxa de falhas permanente por km). Ex. Poda de árvores, utilização de spacer cable, etc..
- Trabalhos em redes energizadas (redução da taxa de falhas programadas por km)
- Instalação de pára-raios, isoladores de maior NBI, melhoria do aterramento (redução da taxa de falhas transitórias por km)

O exemplo apresentado a seguir mostra os benefícios auferidos com a instalação de um religador em um local adequado de um circuito

3.4.1 Exemplo – Estudo de alternativas

Considerando um dado circuito conforme a figura 18, com os indicadores de desempenho apresentados pelas tabelas 1 e 2, deseja-se analisar as alternativas I e II, que envolvem diferentes configurações das proteções deste circuito.

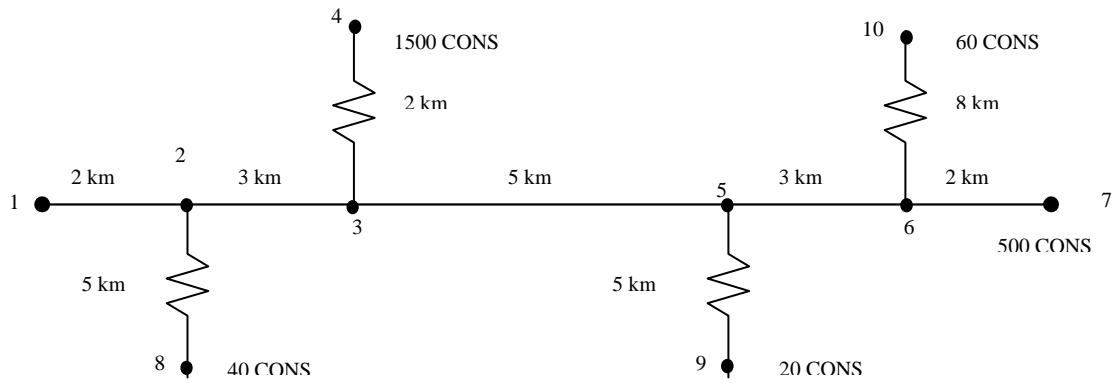


Figura 18 – Configuração básica do Circuito

Tabela 1 – Taxas de falhas do circuito (dados médios da região)

Dados Básicos de Interrupções	
TIPO	Falhas/kmxano
Permanentes	0,3
Transitórias	4
Programadas	0,2

Tabela 2 - Dados de interrupções por trecho do circuito

Trecho	Comprimento (km)	Quantidade de interrupções por ano			
		Permanente	Transitória	Programada	Total
01-02	2	0,6	8	0,4	9
02-03	3	0,9	12	0,6	13,5
03-04	2	0,6	8	0,4	9
03-05	5	1,5	20	1	22,5
05-06	3	0,9	12	0,6	13,5
06-07	2	0,6	8	0,4	9
02-08	5	1,5	20	1	22,5
05-09	5	1,5	20	1	22,5
06-10	8	2,4	32	1,6	36

3.4.1.1 Alternativa I – Análise do DEC e FEC com disjuntor de saída da SE dotado de relés de sobrecorrente e de religamento, e chaves-fusíveis nos ramais, pontos 2, 5 e 6

A figura 19 mostra a configuração da alternativa I, sendo os tempos de restabelecimento apresentados na tabela 3 e os resultados obtidos na tabela 4.

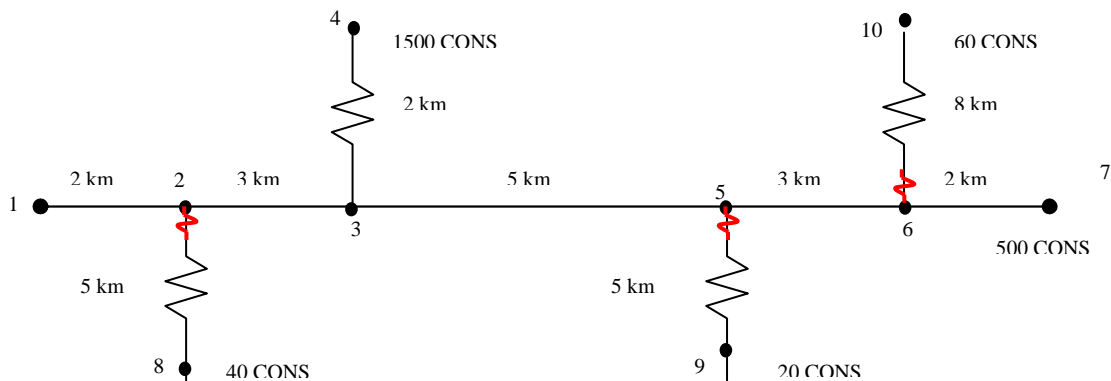


Figura 19 – Circuito alternativa I

Tabela 3 – Tempos de restabelecimento alternativa I

Trecho	PERM	TRANS	PROG
01-02	4	0	3
02-03	4	0	3
03-04	4	0	3
03-05	4	0	3
05-06	4	0	3
06-07	4	0	3
02-08	7	6	3
05-09	7	6	3
06-10	7	6	3

Tabela 4 – Determinação do DEC e FEC - Alternativa I

TRECHO	DURAÇÃO				Num	Num	C x T	C x I
	PERM	TRANS	PROG	TOTAL	Interrup	Consum		
				T	I	C		
01-02	2,4	0	1,2	3,6	1	2120	7632	2120
02-03	3,6	0	1,8	5,4	1,5	2120	11448	3180
03-04	2,4	0	1,2	3,6	1	2120	7632	2120
03-05	6	0	3	9	2,5	2120	19080	5300
05-06	3,6	0	1,8	5,4	1,5	2120	11448	3180
06-07	2,4	0	1,2	3,6	1	2120	7632	2120
02-08	10,5	120	3	133,5	22,5	40	5340	900
05-09	10,5	120	3	133,5	22,5	20	2670	450
06-10	16,8	192	4,8	213,6	36	60	12816	2160
							40,42358	10,15566

A partir das taxas de falhas por km (tabela 1) e da configuração escolhida (figura 19), o software multiplica de forma ordenada as tabelas 2 e 3, e obtém a tabela 4. No caso da alternativa I obteve-se: DEC = 40,42 horas e FEC = 10,15 interrupções.

3.4.1.2 Alternativa II – Análise do DEC e FEC do circuito com disjuntor de saída da S/E dotado de relés de sobre corrente e religamento, chaves-fusíveis em todos os ramais (pontos 2,5 e 6) e religador no início do trecho 3-5 que alimenta a cidade de 500 consumidores.

A figura 20 mostra a configuração da alternativa II, sendo os tempos de restabelecimento apresentados na tabela 5 e os resultados obtidos na tabela 6.

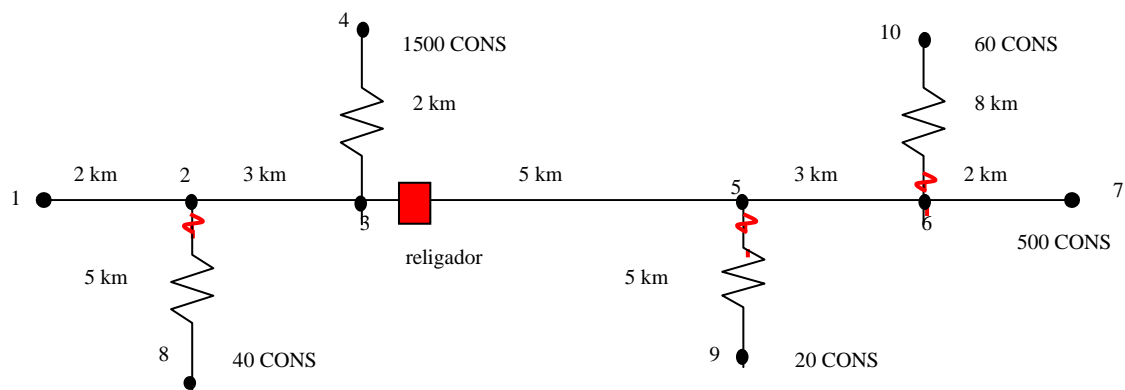


Figura 20 – Circuito alternativa II

Tabela 5 – Tempos de restabelecimento alternativa II

Trecho	PERM	TRANS	PROG
01-02	4	0	3
02-03	4	0	3
03-04	4	0	3
03-05	4	0	3
05-06	4	0	3
06-07	4	0	3
02-08	7	6	3
05-09	7	0	3
06-10	7	0	3

Tabela 6 – Determinação do DEC e FEC - Alternativa II

TRECHO	DURAÇÃO				Num	Num	C x T	C x I
	PERM	TRANS	PROG	TOTAL	Interrup	Consum		
				T	I	C		
01-02	2,4	0	1,2	3,6	1	2120	7632	2120
02-03	3,6	0	1,8	5,4	1,5	2120	11448	3180
03-04	2,4	0	1,2	3,6	1	2120	7632	2120
03-05	6	0	3	9	2,5	580	5220	1450
05-06	3,6	0	1,8	5,4	1,5	580	3132	870
06-07	2,4	0	1,2	3,6	1	580	2088	580
02-08	10,5	120	3	133,5	22,5	40	5340	900
05-09	10,5	0	3	13,5	2,5	20	270	50
06-10	16,8	0	4,8	21,6	4	60	1296	240
							20,78208	5,429245

A partir da taxa de falhas por km (tabela 1) e da configuração escolhida (figura 20), o software multiplica de forma ordenada as tabelas 2 e 5, e obtém a tabela 6. No caso da alternativa II obteve-se: DEC = 20,78 horas e FEC = 5,42 interrupções.

Verifica-se portanto com a redução do DEC e FEC da alternativa I para a alternativa II, os benefícios auferidos com a instalação de um religador em local apropriado.

5. CONCLUSÃO

A priorização técnico-econômica dos circuitos para a manutenção trouxe claros benefícios para a CMS Energy, dirigindo os recursos humanos e financeiros da empresa para os trechos da rede de distribuição que mais necessitavam, evitando a dispersão de esforços, que tradicionalmente é uma dificuldade da manutenção.

As ações de revitalização de circuitos, decorrente destas análises, também permitiram a implantação imediata nas empresas da CMS Energy, de vários procedimentos com conseqüente redução do FEC e DEC. A melhoria contínua do DEC e FEC das empresas demonstra o acerto das diretrizes de operação e manutenção que vem sendo implementadas.

A tabela 7 a seguir mostra a evolução dos índices de desempenho das empresas da CMS.

Tabela 7 – DEC e FEC das empresas da CMS Energy

Ano	CPEE		CSPE		CJE		CLFM	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
2002	12,71	12,77	17,42	16,63	12,37	9,48	7,4	9,48
2003	5,46	7,94	8,59	6,85	4,19	4,73	8,2	7,25

Como exemplos de ações implementadas em função desta metodologia, podem ser relacionados:

a) Utilização de Espaçadores de PVC

Com os seguintes benefícios: Redução de interrupções na baixa tensão (melhoria do DEC e do FEC), disponibilização das equipes de plantão para outras atividades, redução da ocorrência de cabos partidos (aumento da segurança), redução da queima de transformadores, redução da queima de aparelhos dos consumidores (durante o curto ocorrem sobretensões nos consumidores), redução na queima de elos fusíveis (a queima de um só elo provoca subtensões em alguns trechos da rede, podendo causar falhas nos equipamentos dos consumidores).

b) Implantação de metodologia e software para estimativa da redução do DEC e FEC

Com mensuração dos seguintes benefícios: Utilização de trabalhos em linhas energizadas; Utilização de redes compactas; Utilização de religadores ao longo das linhas; Instalação de pára-raios, melhoria de aterramentos e aumento do NBI.

c) Estudo da substituição de conectores na rede distribuição e ramais de ligação.

d) Padronização de trabalhos com a linha energizada.

e) Implantação de software SAOM – Sistema de Análise de Ocorrências para Manutenção, integrado com o sistema corporativo da CMS Energy - Brasil.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Monchy, “A Função Manutenção”, Editora Durban, 1989.
- [2] J. A. Cipoli, “Engenharia de Distribuição”, Editora Qualitymark, 1993, capítulo 7
- [3] Eletrobrás, Informação Técnica – “CMD – Centro de Manutenção da Distribuição”
- [4] Abradee, relatório técnico CODI SCOM 18-01, 18-02, 18-03, 21-01 e 21-02, referentes à Turmas, Ferramentas e Viaturas de Manutenção
- [5] A. K. Pinto, artigo técnico “Manutenção – Novos Rumos para o Ano 2000, Abraman
- [6] M. Y. Shibusaki, artigo técnico “Gerenciamento da Manutenção”, Abraman
- [7] R. Esdras, “PQUEN – Programa de Qualidade na Engenharia de Manutenção”
- [8] L. M. Piotto, “Manutenção Preditiva – Implantação e Resultados obtidos”
- [9] IEEE, “Applied Reliability Assessment in Electric Power System”, 1994