

XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002

Gestão das proteções baseada em engenharia de confiabilidade

Rolim, J.; Serrano, M.; Suarez, V.; Garrido, R. – COELCE

E-mail: rolim@coelce.com.br; serrano@coelce.com.br; victorsuarez@coelce.com.br; garrido@coelce.com.br

Palavras-chave – confiabilidade, desempenho, gestão, proteções.

Resumo – Este documento apresenta uma metodologia para a gestão das proteções em sistemas elétricos. Relata a base teórica, as variáveis, o fluxograma e as ferramentas que permitem a tomada de decisões para a otimização do desempenho, conseqüentemente contribuindo para a melhoria da qualidade do serviço, redução de custos e a segurança das instalações e dos seres vivos.

Este trabalho vem sendo aplicado no sistema elétrico da COELCE – Companhia Energética do Ceará. O desempenho das cadeias de proteção é continuamente controlado. Além das inspeções sistemáticas, cada vez que uma proteção é solicitada a intervir, seu desempenho é avaliado. Sendo detectada a possibilidade de falha, são providenciadas inspeções em campo e implementadas ações corretivas. Também é avaliado se há a necessidade de ações preventivas, e se tais ações já estão contempladas no Programa de Melhorias para as Proteções.

1. INTRODUÇÃO

1.1. O problema

1.1.1. A complexidade e quantidade crescente de funções que cada componente dos sistemas de proteção deve cumprir podem acarretar uma diminuição da confiabilidade global do sistema.

1.1.2. As proteções de um sistema elétrico correspondem a sentinelas silenciosos, para as quais existem dificuldades de quantificação dos resultados do desempenho.

1.1.3. Um sistema elétrico de baixa confiabilidade sem as adequadas proteções, é um sistema sem segurança e de alto risco para o cliente e para os trabalhadores que estiverem executando serviços nas redes.

1.2. Os Objetivos

Implementar metodologia para controle do desempenho das proteções em sistemas elétricos, utilizando conceitos da Engenharia de Confiabilidade, de forma a se poder obter :

1.2.1. Avaliar o desempenho de cada componente e do sistema de proteções

1.2.2. Estimar índices de confiabilidade para os componentes

1.2.3. Estabelecer e revisar os planos de trabalho;

1.2.4. Direcionar recursos de despesas e investimentos

1.3. O Desenvolvimento

As proteções em sistemas elétricos apresentam uma característica singular em termos de análise de confiabilidade, que é o fato de operarem normalmente em estado de alerta (modo stand-by), e somente serem solicitadas a atuar efetivamente quando ocorre um evento indesejável, no caso as faltas no sistema elétrico.

Apesar dos modernos relés digitais apresentarem capacidade de auto-diagnóstico, as técnicas implementadas ainda são incipientes, por isto ainda há a necessidade de realização de inspeções periódicas e simulações reais para se confirmar a disponibilidade operacional das cadeias de proteção. Entretanto, devido às conseqüências desagradáveis que podem surgir a partir de uma única falha, além das necessidades crescentes de melhoria de eficiência operacional, as técnicas convencionais não são suficientes para garantir os resultados requeridos. Por isto, se requer o uso de técnicas de gestão que permitam uma melhoria simultânea dos índices de disponibilidade e custos de manutenção.

Empregando métodos da estatística e da teoria das probabilidades, a teoria da confiabilidade conduz à resolução de problemas aparentemente contraditórios : de um lado a complexidade crescente de funções que devem cumprir os componentes de um sistema acarretam um aumento no número destes componentes; do outro lado, um aumento no número de componentes pode levar à diminuição da confiabilidade global do sistema.

Este trabalho vem sendo desenvolvido na COELCE ao longo dos últimos 3 anos, de forma que ainda restam algumas etapas a serem cumpridas. Porém, os resultados obtidos até o momento demonstram a validade da metodologia.

Neste documento são apresentados os conceitos básicos de engenharia de confiabilidade, e todo o desenvolvimento do trabalho, incluindo os resultados obtidos a partir da aplicação deste modelo ao sistema elétrico da COELCE.

2. BASE TEÓRICA

2.1 Conceitos e Definições

2.1.1. Confiabilidade

A confiabilidade é a probabilidade de um item poder desenvolver uma função pré-estabelecida, dentro de um intervalo de tempo especificado.

2.1.2. Custo do ciclo de vida (LCC – life cycle cost)

Envolve todos os custos associados ao ciclo de vida do equipamento, incluindo os custos de aquisição, de engenharia, de construção, de comissionamento, de treinamento, de operação e de manutenção. Atualmente, a maioria das empresas lembra-se de comparar somente o custo de aquisição nas licitações.

2.1.3. Disponibilidade

A disponibilidade operacional é a fração de tempo no qual o sistema esteve disponível para operar de forma correta. Pode também ser definida como a probabilidade em regime permanente de que o sistema esteja em condições operacionais. Matematicamente equivale ao tempo total disponível dividido pela soma dos tempos (total disponível + tempo de manutenção corretiva + tempo de manutenção preventiva)

2.1.4. Dados de confiabilidade

Uma coleção de fatos numéricos baseada em medições motivadas por falhas ocorridas para as quais os requisitos estão definidos de forma precisa.

2.1.5. Engenharia de confiabilidade:

Visão probabilística : Através da utilização das taxas de falhas dos componentes e sistemas são elaborados planos para implantação de redundâncias. São utilizados modelos estatísticos;

Visão determinística : São direcionados esforços para descobrir e solucionar as causas raízes das falhas visando o aumento da confiabilidade pela prevenção quanto a repetição das mesmas.

A engenharia de confiabilidade trata da aplicação adequada das técnicas de engenharia, das habilidades, competências e ferramentas de gestão. Através do estudo dos dados disponíveis, se estabelecem ações para a solução dos problemas existentes, de forma a se poder atingir as metas de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade, propiciando resultados de produção a um custo que satisfaça as necessidades do negócio.

2.1.6. Falha

Perda de uma função quando se necessita desta função. O evento no qual qualquer item, ou parte de um item, não pode, ou não poderia, operar como previamente especificado.

2.1.7. FMEA (Failure Modes and Effect Analysis)

É uma ferramenta de análises para avaliação da confiabilidade que examina os modos esperados de falha, obtendo-se os efeitos das falhas em equipamentos ou sistemas. É uma técnica indutiva, estruturada e lógica para identificar e/ou antecipar a(s) causa(s) e efeitos de

cada modo de falha de um sistema ou produto. A análise resulta em ações corretivas, classificadas de acordo com sua criticidade, para eliminar ou compensar os modos de falhas ou seus efeitos.

2.1.8. FTA (Fault Tree Analysis – Análise de árvore de falhas)

Propicia a obtenção, através de um diagrama lógico do conjunto mínimo de causas (falhas) que levaram ao evento em estudo. Além disto, é possível se obter a probabilidade da ocorrência do evento indesejado.

2.1.9. Item

Termo geral que se designa qualquer parte, subsistema, sistema ou equipamento que possa ser considerado individualmente e avaliado separadamente.

2.1.10. Manutenibilidade

Facilidade de um item ser mantido ou recolocado no estado no qual pode executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos.

2.1.11. Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC)

Na MCC determina-se o que deve ser feito para assegurar que um sistema continue a cumprir suas funções no contexto operacional. A ênfase é determinar a manutenção preventiva necessária para manter o sistema funcionando, ao invés de tentar restaurá-lo a uma condição ideal.

2.1.12. RCA (Root Cause Analysis – Análise da causa raiz)

Técnica de análise de falhas que se utiliza de perguntas sucessivas (qual a causa do evento ?), até se obter a causa raiz da falha. A partir daí elaboram-se planos de ação para eliminar o problema de forma definitiva, e não somente atuar nas causas imediatas (a ponta do iceberg).

2.1.13. Taxa de falhas

Frequência com que as falhas ocorrem, num certo intervalo de tempo, calculada pela quantidade de falhas observadas, dividida pela quantidade de horas, dias, meses ou anos em operação. É normalmente representada pela letra grega lâmbda (λ)

2.1.14. TMEF (Tempo médio entre falhas)

Uma medida básica de engenharia de confiabilidade. Matematicamente é o inverso da taxa de falhas.

3. MODELO DE GESTÃO

3.1. Requisitos dos sistemas de proteção

Confiabilidade : É solicitado a atuar numa fração de tempo desprezível em relação ao tempo total de sua vida útil. Entretanto, deve atuar corretamente, e evitar atuação desnecessária;

Sensibilidade : É a capacidade de responder às anormalidades nas condições de operação;

Velocidade : Os danos aos equipamentos, instalações e seres vivos estão diretamente relacionados com o tempo total de atuação da cadeia de proteção;

Seletividade : Deve proporcionar máxima continuidade operacional e mínima desconexão do Sistema Elétrico;

Simplicidade : Deve ter quantidade mínima de componentes e circuitos, de forma a propiciar máxima confiabilidade;

Custos : Deve proporcionar a máxima proteção a um mínimo custo.

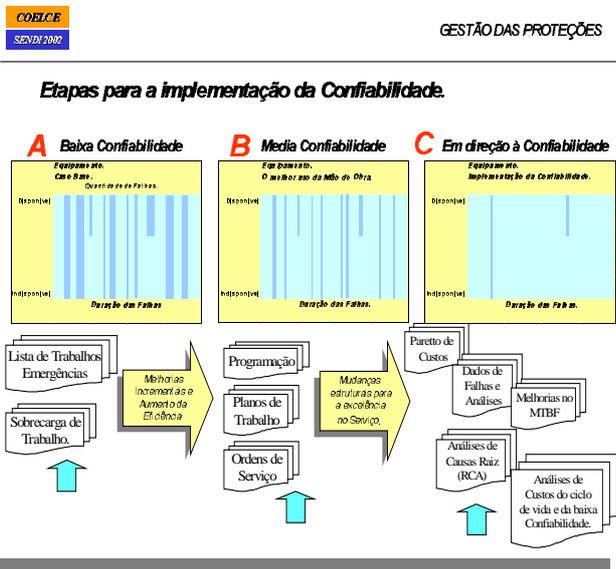
3.2. Análise do ambiente

Ao se decidir pela implantação de um processo de engenharia de confiabilidade, deve-se realizar antes uma análise do ambiente, pois as ferramentas a serem utilizadas dependem do estágio em que se está inserido, conforme pode ser visto na figura abaixo :

Estágio A – Grande quantidade de falhas, com durações, modos de falhas e severidades variadas. Nesta etapa, deve-se dar ênfase a planos emergenciais (ênfase no “apagar fogo”). Somente através de um esforço enorme, se consegue passar para o estágio seguinte.

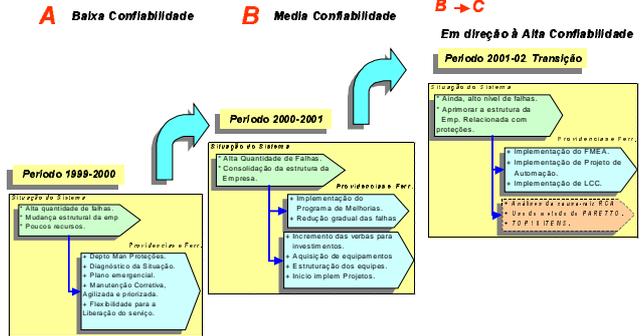
Estágio B – Quantidade média de falhas. Neste estágio se consegue um início de planejamento e programação adequada das atividades. Começa a aparecer tempo útil para a mudança estrutural de forma a se poder almejar a excelência nos processos de trabalho.

Estágio C – Podemos afirmar que os processos já estão operando sob controle. Nesta ocasião, poderão ser utilizadas de forma plena todas as principais ferramentas da engenharia de confiabilidade.



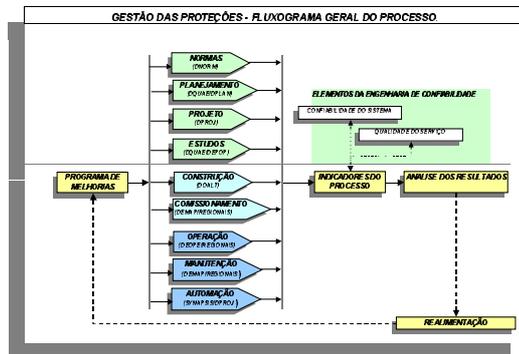
No caso específico da COELCE, apesar na empresa ainda estar localizada entre os estágios B e C, estamos tentando antecipar a implementação de algumas ferramentas da engenharia de confiabilidade, visando tentar agilizar a passagem para o estágio C.

implementação da Confiabilidade no sistema das Proteções.



3.3. Gestão das Proteções – Fluxograma geral do processo

Visando otimizar o processo de gestão das proteções foi desenvolvido um Programa de Melhorias que tem envolvido todos os órgãos diretamente relacionados com o processo. A partir dos resultados que têm sido obtidos através do uso dos elementos da engenharia de confiabilidade, são feitos ajustes periódicos no referido programa.



3.4 Plano de implementação da Engenharia de Confiabilidade

De uma forma generalizada, os dados disponíveis para se iniciar um trabalho de engenharia de confiabilidade apresentam problemas do tipo definição inadequada da

falha, coletas inadequadas de dados, relatos imprecisos das ocorrências com equipamentos, etc. Mesmo assim, é importante se iniciar tal trabalho, de forma que as melhorias sejam implementadas ao longo do processo, pois as análises dos dados adicionarão valor ao processo, colocando em evidência aspectos tais como tempo médio entre falhas, modos predominantes de falhas, causas raízes, etc., de forma que se poderá focalizar nas melhorias que possam reduzir os custos da não confiabilidade.

3.4.1. O modelo de análise de falhas.

Inicialmente é feito um filtro das ocorrências que envolvem a proteção, selecionando-se aquelas nas quais houve falha. Em seguida, é selecionado o modo de falha predominante. Além disso, para cada falha é definida a causa raiz, as providências adotadas, e qual o processo envolvido.

o DEC das proteções (Duração Equivalente por Consumidor - horas).

3.4.2. Análise das ocorrências no sistema elétrico

A metodologia utilizada está baseada nas técnicas FMEA e RCA, e consiste na obtenção dos dados de forma ordenada através da análise e registro das ocorrências no sistema elétrico. Para cada ocorrência, inicialmente é feita a seguinte avaliação do desempenho das proteções (Correto, Incorreto ou Não Conclusivo).

Em seguida, para todos os eventos classificados como Incorreto ou Não Conclusivo são programadas inspeções detalhadas em campo, desta forma podendo serem obtidas as informações descritas abaixo :

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE FALHAS DAS PROTEÇÕES

Data fechamento	Campo 21
Processo	Campo 20
Ações Preventivas	Campo 19
Causa	Campo 18
Item	Campo 17
DEC proteções.	Campo 16
(MWh)	Campo 15
Energia Perdida	Campo 14
Modo de falha	Campo 13
Data programada	Campo 12
Responsável	Campo 11
Providências	Campo 10
Ordem de Serviço	Campo 9
Descrição	Campo 8
ACCs	Campo 7
HProteções	Campo 6
Datas	Campo 5
Equipamento	Campo 4
Subestação	Campo 3
Gerência	Campo 2
	Campo 1

TOTAIS

Energia perdida (MWh)	DEC Proteções.	Total de falhas no mês	Quantidade de Cadeias de Proteção	TMEF
Campo 22	Campo 23	Campo 24	Campo 25	Campo 26

ESTRATIFICAÇÃO DAS FALHAS

Por Modos de Falha (%)	Por item que falhou (%)	Pela Causa Raiz (%)	Pelo Processo envolvido (%)	Por Gerência (%)		
				GEDISN	GEDISU	GEDISF
UR	Campo 27	HUMANA	ENG	SAT	GEDISN	Campo 27
AT	Campo 28	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 28
CM	Campo 29	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 29
SB	Campo 30	MEIO-AMB	MEQ	OPE	GEDISN	Campo 30
	Campo 31	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 31
	Campo 32	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 32
	Campo 33	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISN	Campo 33
	Campo 34	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 34
	Campo 35	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 35
	Campo 36	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISN	Campo 36
	Campo 37	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 37
	Campo 38	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 38
	Campo 39	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISN	Campo 39
	Campo 40	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 40
	Campo 41	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 41
	Campo 42	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISN	Campo 42
	Campo 43	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 43
	Campo 44	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 44
	Campo 45	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISN	Campo 45
	Campo 46	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 46
	Campo 47	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 47
	Campo 48	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISN	Campo 48
	Campo 49	MATERIAL	MEQ	OPE	GEDISU	Campo 49
	Campo 50	MÉTODOS	MEQ	OPE	GEDISF	Campo 50

Campo 1 : Gerência - Gerência responsável pela área operacional.

Mensalmente são calculados os índices gerais : Qfp/Acc/Qcp (falhas/aberturas em curto-circuito/quantidade de cadeias de proteção), TMEF (tempo médio entre falhas), a Perda de Energia (Mwh) e

Campo 2 : Subestação - Local onde houve a ocorrência principal

Campo 3 : Equipamento - Código do principal equipamento envolvido

Campo 4 : Data - Data da ocorrência

Campo 5 : Hora - Hora da ocorrência

Campo 6 : Tipo da ocorrência - AAT (abertura automática), ARA (abertura/religamento com sucesso), ARS (abertura/religamento sem sucesso), AME (abertura manual emergente), AMU (abertura manual urgente), AEF (rompimento elo fusível), FTG (falta tensão geral), FTA (falta tensão em alimentador) e CCI (curto-circuito).

Campo 7 : Proteções - Quais as proteções que atuaram

Campo 8 : ACCs – Quantidade de Aberturas em curto-circuito realizadas pelo equipamento

Campo 9 : Descrição - Descrição sucinta da ocorrência, com ênfase nos aspectos relacionados com as proteções

Campo 10 : Ordem de Serviço - Número da Ordem de Serviço emitida para as inspeções necessárias

Campo 11 : Providências - Providências recomendadas a partir da análise preliminar da ocorrência

Campo 12 : Responsável - Órgão responsável pelas providências a serem adotadas conforme descrito no campo 10

Campo 13 : Data programada - Data programada para a realização das providências conforme descrito no campo 10

Campo 14 : Modo de falha - Descrever qual o modo de falha predominante (para cada modo de falha há um peso correspondente, de forma a se poder estimar a energia perdida no campo 15 e DEC proteções no campo 16) : SB (Sinalização - bandeirola, COS, anunciador ou telealarne- peso 0,10), CM (Comando – local ou remoto, manual ou automático – peso 0,15), AT (Atuação - atuou indevidamente ou não atuou quando deveria – peso 0,50), UR (Religamento - não religou ou religou indevidamente – peso 0,25)

Campo 15 : Energia Perdida (MWh) – Quantidade de energia que esteve indisponível (obtido pela multiplicação da capacidade instalada x Modo de Falha)

Campo 16 : DEC proteções – Duração Equivalente por Consumidor (obtido pela multiplicação da quantidade consumidores afetados x duração do evento - horas x Modo de Falha / quantidade de consumidores no mês)

Campo 17 : Item - Discriminar qual o principal item envolvido : AUT (Sistema de Automação), BOB (Bobina de Abertura/Fechamento), ELO (Elos Fusíveis AT), EQP (Equipamento AT – Disjuntor, Religador, Transformador para Instrumentos) FIA (Fiação BT), INT (Proteções intrínsecas de transformadores), QCP (Quadro de Comando e Proteção, relés auxiliares, botões e sinaleiros), QSA (Quadro de Serviços Auxiliares, disjuntores termomagnéticos BT, fusíveis BT, Retificador/Banco de Baterias), RPR (Relé de Proteção) e URL (Unidade de Religamento).

Campo 18 : Causa - Registrar qual a causa raiz da falha : HUMANA (falha humana - apesar de existir procedimento e métodos adequados para a execução dos serviços), MATERIAL (material/equipamento - falha de materiais ou componentes tais como relés, UR, bobinas,

TCs, TPs, fiação, bornes, mecanismos, etc;), MÉTODO (Metodologia - planejamento do trabalho, método, plano de inspeção ou procedimento não é adequado para a situação atual), MEIO AMBIENTE (As condições disponíveis – Normas e Procedimentos - não permitiram o desempenho correto) MÁQUINA (As condições disponíveis – máquinas e equipamentos – não permitiram o desempenho correto) e MEDIÇÃO (As condições de monitoramento dos processos e equipamentos não permitiram o desempenho correto).

Campo 19 : Ações preventivas - Registrar quais as ações para se eliminar as causas raízes dos problemas, de forma a não ocorrer repetição da falha nesta ou em outras subestações. Informar se as ações previstas já estão contempladas no Programa de Melhoria para as Proteções.

Campo 20 : Processo - Discriminar qual o principal processo envolvido : ENG (Engenharia – Projeto Elétrico, Construção e Montagem), MEQ (Manutenção Equipamentos - disjuntores, religadores, proteções em KF, bobinas de abertura e fechamento, contadores de operação, TCs e TPs, etc.), MPR (Manutenção Proteções - secundários dos TCs e TPs, relés de proteção, relés auxiliares, fiação BT, botões, sinaleiros, elos fusíveis 69 kV, etc. Inclui também comissionamento elétrico), OAP (Ordem de Ajuste de Proteção – Estudo, Coordenação, Emissão), SAT (Sistema de Automação - sistema de telecomando e automação incluindo automatismos, intertravamentos, telecomunicações, SCADA e telealarne) e OPE (Operacional - não confirmados – não detectado qualquer anormalidade).

Campo 21 : Data de fechamento - Data na qual todas as providências necessárias já foram executadas.

Campo 22 : Total de energia indisponibilizada por mês em MWh

Campo 23 : Total do DEC de todas as falhas do mês

Campo 24 : Total de falhas ocorridas no mês – excluindo-se as não confirmadas

Campo 25 : Total de cadeias de proteção ao final do mês

Campo 26 : TMEF (tempo médio entre falhas) = $12 / (\text{campo 24} / \text{campo 25})$ – em anos

Campo 27 : Campo tipo texto com o item (conforme códigos campo 17) que mais falhou no mês.

Campo 28 : Campo tipo texto com o segundo item (conforme códigos campo 17) que mais falhou no mês.

Campo 29 : Campo tipo texto com o terceiro item (conforme códigos campo 17) que mais falhou no mês.

Campo 30 : Campo tipo texto com o quarto item (conforme códigos campo 17) que mais falhou no mês.

Campo 31 : Campo tipo texto com o quinto item (conforme códigos campo 17) que mais falhou no mês.

Campo 32 : Campo tipo texto com o sexto item (conforme códigos campo 17) que mais falhou no mês.

Campo 33 : SB - Percentual de falhas de sinalização (bandeirola, COS, anunciador ou telealarne) no mês

Campo 34 : CM - Percentual de falhas de comando (abertura ou fechamento - local ou remoto) no mês

Campo 35 : AT - Percentual de falhas de atuação (atuou indevidamente ou não atuou quando deveria) no mês

Campo 36 : UR - Percentual de falhas de religamento (não religou ou religou indevidamente) no mês

Campo 37 : Percentual de falhas do item (descrito no campo 27) no mês

Campo 38 : Percentual de falhas do item (descrito no campo 28) no mês

Campo 39 : Percentual de falhas do item (descrito no campo 29) no mês

Campo 40 : Percentual de falhas do item (descrito no campo 30) no mês

Campo 41 : Percentual de falhas do item (descrito no campo 31) no mês

Campo 42 : Percentual de falhas do item (descrito no campo 32) no mês

Campo 43 : Percentual de falhas com a causa raiz HUMANA, no mês

Campo 44 : Percentual de falhas com a causa raiz MATERIAL, no mês

Campo 45 : Percentual de falhas com a causa raiz METODO, no mês

Campo 46 : Percentual de falhas com a causa raiz MEIO-AMBIENTE, no mês

Campo 47 : Percentual de falhas com a causa raiz MÁQUINA, no mês

Campo 48 : Percentual de falhas com a causa raiz MEDIÇÃO, no mês

Campo 49 : Percentual de falhas cujo principal processo seja ENG (Engenharia), no mês

Campo 50 : Percentual de falhas cujo principal processo seja MEQ (Manutenção Equipamentos), no mês

Campo 51 : Percentual de falhas cujo principal processo seja MPR (Manutenção Proteções), no mês

Campo 52 : Percentual de falhas cujo principal processo seja OAP (Ordem de Ajuste de Proteções), no mês

Campo 53 : Percentual de falhas cujo principal processo seja OPE (Operacionais), no mês

Campo 54 : Percentual de falhas cujo principal processo seja SAT (Manutenção Equipamentos), no mês

Campo 55 : Percentual de falhas na área da GEDISF (Gerência de Distribuição Fortaleza), no mês

Campo 56 : Percentual de falhas na área da GEDISU (Gerência de Distribuição Sul), no mês

Campo 57 : Percentual de falhas na área da GEDISN (Gerência de Distribuição Norte), no mês

3.4.3. Uso da análise LCC na compra de equipamentos :

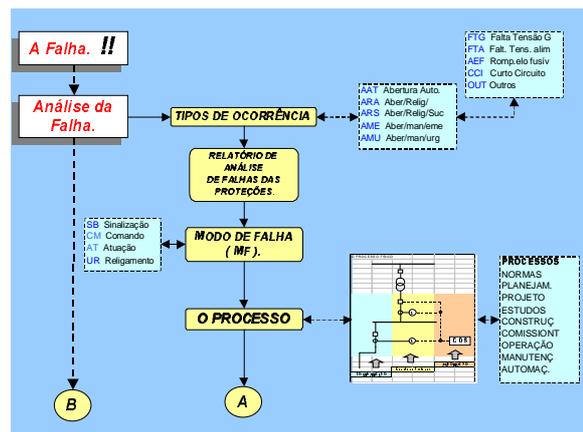
Como exemplo da utilização de algumas ferramentas da engenharia de confiabilidade na gestão das proteções, cabe o exemplo da análise de LCC na aquisição de relés de proteção, onde a ferramenta permite um critério objetivo na escolha da melhor alternativa técnica, de forma a se poder obter menores custos totais de aquisição ao longo da vida útil dos equipamentos.

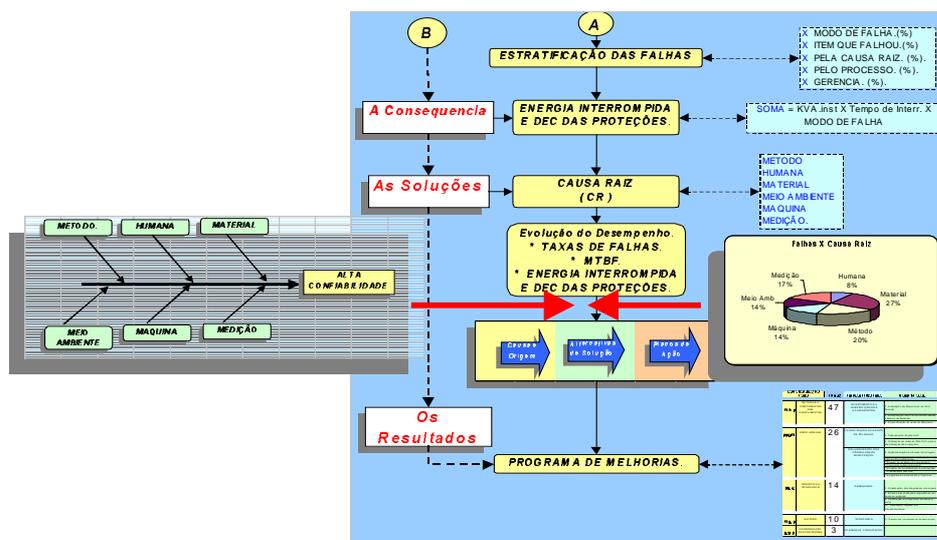
Análise Técnica Aquisição Relés de Proteção										
Itens avaliados	Peso	Requerido	A	B	C	D	E	F	G	H
Não atendidas - críticas ou diferença ofertada	20%	Manter a maior quantidade possível	12,1, 21, 42, 22,1, 22,2, 23,1, 24,1, 36, 38, 39, 40 (2)	14, 38 (6)	36, 21, 38, 42, 9 (6)	14, 28 (opc) (6)	36 (10)	14, 30, 31, 30, 32, 36, 38, 39, 40 (4)	12,1, 21, 23, 24, 42,1, 42,2, 42,6, 42,7, 42,8, 42,9, 42,10, 42,11 (9)	14, 21, 4, 38, 39, 42,1, 42,2, 42,6, 42,7, 42,8, 42,9, 42,10, 42,11 (9)
Ingresso de empresa	10%	Média avaliativas	7,3 (4)	7,8 (6)	5,8 (6)	8,5 (10)	8,3 (8)	6,5 (2)	6,8 (6)	5,8 (6)
Garantia	10%	Min. 5 anos	5 anos (8)	5 anos (8)	5 anos (8)	2 anos (0)	5 anos (8)	5 anos (8)	10 anos (10)	10 anos (10)
Max. Temp. Operação	10%	Min. 60 °C	70 °C (10)	55 °C (6)	60 °C (6)	55 °C (6)	70 °C (10)	55 °C (6)	55 °C (6)	55 °C (6)
Protocolos	10%	DNP3.0 / IEC (par. 8)	DNP 3.0 (8)	DNP 3 / IEC (10)	DNP 3.0 / Lonworks (8)	Modbus RTU, DNP 3.0, IAN5-LCA (8)	IEC 607-5-108 (8)	IEC 607-5 perfil PROCOE (8)	IEC 607-5 perfil PROCOE e DNP 3.0 (6)	IEC 607-5 perfil PROCOE e DNP 3.0 (6)
MTBF: Não atendidas - não críticos ou diferença ofertada não compromete operação	10%	Min. 10 anos	31 anos (8)	47 anos (8)	18 anos (0)	200 anos (10)	26 anos (2)	30 anos (4)	6,8 anos (0)	3,8 anos (0)
Prazo entrega	6%	Max 60 dias	45/50 dias (6)	60 dias (2)	16 sem=112 dias (0)	55 dias (4)	30/45 dias (10)	90 dias (0)	6 sem=42 dias (0)	9 sem=63 dias (0)
Sup. Botão Abertura	2%	Sim - par. 28	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Opcional (0)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)
Localizador de falhas	2%	Sim - par. 29	Sim (10)	Sim (10)	Não (0)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Não (0)	Sim (10)
Salvaguarda lógica	2%	Sim - par. 47	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)
Falhas de digitar	2%	Sim - par. 27	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)
Grupo de Ajuste	2%	Min. 3 grupos	3 grupos (8)	4 grupos (10)	4 grupos (10)	3 grupos (6)	4 grupos (10)	3 grupos (6)	4 grupos (8)	5 grupos (8)
Password	2%	Configurável	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Não (0)	Sim (10)	Sim (10)
Porta de comunicação paralela/dica	2%	Sim	Não - requer conversor (8)	Sim (10)	Sim (10)	Opcional (0)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)	Sim (10)
Médias			6,32	7,62	5,20	7,20	7,80	4,66	4,04	3,56
Classificação			4*	2*	6*	3*	1*	6*	7*	8*

Pontuação : 1º lugar = 10 pontos, 2º lugar = 8 pontos, 3º lugar = 6 pontos, 4º lugar = 4 pontos, 5º lugar = 2 pontos e caso não tenha atendido = 0

3.4.4. O processo de estudo da falha.

A seguir é apresentado o Fluxograma geral do processo de análise de falhas. É importante ressaltar que este processo de análise de falhas está interligado ao processo de elaboração das estratégias anuais para as proteções (representado pelo Programa de Melhorias). A cada ano é verificado se as causas raízes das falhas estão consideradas no Programa de Melhorias. Além disso, são avaliados os desempenhos individuais por equipamentos, e se existe algum problema localizado que requeira a própria substituição do equipamento.





4. A APLICAÇÃO, OS RESULTADOS, AS CONCLUSÕES E AS PRÓXIMAS ETAPAS :

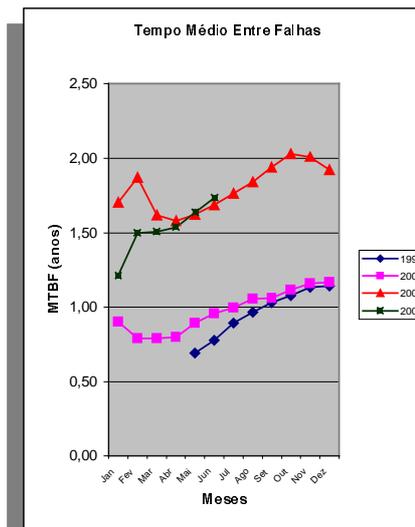
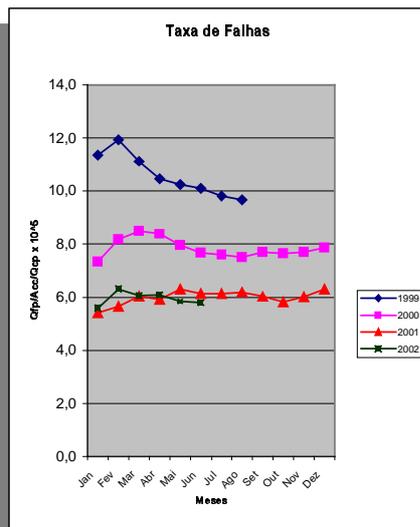
4.1. A APLICAÇÃO : O Programa de Melhorias para as Proteções :

Nesta planilha resumo do Programa de Melhorias temos as providências e atividades gerais planejadas como consequência das análises anteriores, a partir do uso da relação Causa-Efeito, das Análises de Causa Raiz das falhas, e também das análises dos itens ou componentes que falharam nas ocorrências mais significativas.

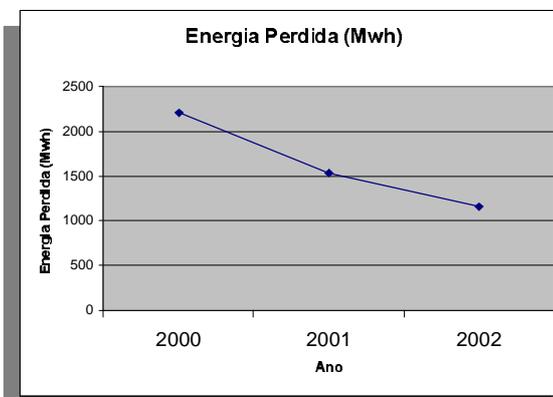
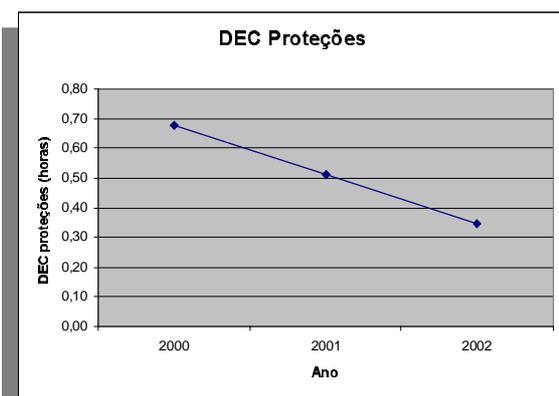
CAUSA RAIZ	PROCESSO ENVOLVIDO	PROVIDÊNCIAS E ATIVIDADES
DE METODO	PROJETOS, OPERAÇÃO, ESTUDOS.	Modernização dos Equipamentos e Automação.
	MANUTENÇÃO.	Avaliação e implantação de novos procedimentos e critérios técnicos.
ERRO HUMANO	OPERAÇÃO	Programas de treinamento ao pessoal envolvido no processo.
	TODOS	Reavaliação das estruturas organizacionais.
DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS.	PROJETOS E AUTOMAÇÃO.	Substituição de equipamentos obsoletos e em final de vida útil.
MAQUINA	ESTUDOS	Implementação de software para realização dos estudos de coordenação das proteções.
	COMISSIONAMENTO.	Aquisição de instrumentos para ensaios e testes.
MEIO AMBIENTE	NORMAS E ESTUDOS.	Desenvolvimento e aplicação dos Normativos técnicos e de segurança.
MEDIÇÃO	OPERAÇÃO, ESTUDOS.	Coleta de dados, processamento da informação e planos de inspeção.
	MANUTENÇÃO, COMISSIONAMENTO.	Controle das variáveis críticas do processo.

4.2. OS RESULTADOS : O desempenhos das proteções.

A realização do Programa de Melhorias tem permitido executar as atividades que levam aos resultados esperados no desempenho das proteções. No caso particular desenvolvido, foi obtido uma melhoria do 40% na redução da taxa de falhas e do 52% no Tempo Médio entre Falhas (MTBF), no período 1999 – 2002.



Com relação à Energia Perdida (Mwh) os benefícios são de 47% de Melhoria e do 50% na redução no DEC Proteções.



Outros Benefícios da Engenharia de Confiabilidade

- Agiliza a solução de problemas de forma definitiva (Root Cause Analysis);
- Reduz as manutenções corretiva e preventiva;
- Otimiza o inventário de peças sobressalentes;
- Maximiza a disponibilidade operacional;
- Aumenta a vida útil de equipamentos e instalações;
- Auxilia nas decisões de investimentos;
- Permite atingir as metas de produção a um custo mínimo.

4.3. CONCLUSÕES :

- A Engenharia de Confiabilidade é uma ferramenta tecnológica útil que contribui para uma gestão mais eficiente e efetiva nas proteções, otimizando os recursos e gerando melhores resultados.
- A gestão ótima das proteções traz benefícios econômicos para a empresa e o melhoramento da qualidade do serviço.
- A COELCE encontra-se em processo de implementação da confiabilidade, dada a condição evolutiva de e seus estágios.
- Os principais resultados quantificáveis são: Diminuição da taxa de falhas, diminuição das perdas de energia e a otimização dos recursos.

4.4. PRÓXIMAS ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO :

Como continuação ao presente trabalho, deverão ainda serem implementados temas de muita importância para complementar e consolidar as etapas anteriores :

- Difundir cultura dentro da organização
- Propiciar Benchmarking entre concessionárias de energia elétrica
- Implementar e definir atribuições do engenheiro de confiabilidade
- Estabelecer critérios para definição automática do intervalo de inspeção nas cadeias de proteção
- Implementar software para cálculo da confiabilidade do processo

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Lafraia, João Ricardo Barusso; Manual de Confiabilidade, Mantabilidade e Disponibilidade. Qualitymark : Petrobrás. 2001.
- [2] IEEE Recommended practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. IEEE. 1990.
- [3] Barringer, H. Paul; Reliability Engineering Principles, Humble, TX, USA. 1996

- [4] Barringer, H. Paul; Where is my data for making reliability improvements ?. Houston, TX, USA. Disponível em http://www.barringer1.com/pdf/Where's_My_Data.pdf. Acesso em 19/06/2002.
- [5] Barringer, H. Paul; Cost Effective Calibration Intervals Using Weibull Analysis. Humble, TX, USA. http://www.barringer1.com/pdf/Cost_Effective_Calibration.pdf. Acesso em 25/06/2002
- [6] Barringer, H. Paul; Process Reliability Concepts, Humble, TX, USA. Disponível em <http://www.barringer1.com/pdf/Process-Reliability-Concepts-SAE2000.pdf>. Acesso em 25/06/2002
- [7] Daniels, Aubry C. Gerencia del desempeño. Mcgraw-Hill. 1993.
- [8] Harrington, H. James. Business Process Improvements. Mcgraw-Hill. 1991
- [9] Monks, Joseph G. Administracion de Operaciones. Mcgraw-Hill. 1998