



XII SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

RE/GMA/17

RECIFE-PE/BRASIL-1993

SESSÃO TÉCNICA ESPECIAL

ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DA MANUTENÇÃO (GMA)

OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Iony Patriota de Siqueira (*)

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO

RESUMO

A partir dos modos de falha de um sistema de proteção, define-se um modelo estatístico e uma metodologia para análise de políticas de manutenção. Indicadores de desempenho são estabelecidos e correlacionados com índices de qualidade e eficiência do setor elétrico, e com parâmetros controláveis pelo decisor. Estes elementos são utilizados para definir as atividades e a periodicidade da manutenção, avaliando os custos e benefícios para a empresa e consumidores. O apêndice define a simbologia e os dados usados na Chesf.

PALAVRAS-CHAVE

Proteção - Manutenção - Modelo de Otimização

1.0 INTRODUÇÃO

A manutenção dos sistemas de proteção no setor elétrico tradicionalmente tem sido estabelecida por critérios empíricos e intuitivos. Com base em experiência própria e recomendações de fabricantes, define-se um elenco de atividades e frequências de execução, as quais são mantidas por vários anos. Carente de um suporte metodológico, não há certeza de que este método produza os melhores resultados para a empresa e seus clientes. Este quadro persiste, no momento em que o setor elétrico, e o país, investem na melhoria da qualidade e eficiência empresarial.

A metodologia proposta neste informe utiliza cadeias de Markov para modelar falhas em sistemas de proteção. Os modelos serão parametrizados e simulados para analisar alternativas de manutenção. Um conjunto de indicadores de qualidade, derivado dos modelos, será utilizado como suporte à decisão, na otimização do planejamento da manutenção.

2.0 MODELAGEM

Ao se estabelecer um programa de manutenção, duas decisões básicas são requeridas do planejador: (a) definir o elenco de atividades a executar, e (b) sua

frequência de execução. A primeira decisão deve ser precedida de um estudo das características dos equipamentos, objetivando identificar seus modos de falhas, os efeitos resultantes, e as atividades preventivas ou corretivas aplicáveis. A segunda exige o conhecimento das probabilidades de defeitos e taxas de falha, para definição da periodicidade.

2.1 Atividades de manutenção

A manutenção objetiva minimizar as incidências ou consequências de falhas em equipamentos de uma instalação. Estas consequências se classificam em três tipos, não excludentes entre si: (a) redução na segurança física da instalação; (b) modificação nas condições operacionais; ou (c) consequências econômicas para a empresa. A função do equipamento define o tipo correspondente.

Além destes fatores, aspectos tecnológicos determinam a técnica de manutenção mais adequada a cada equipamento. A figura a seguir ilustra uma adaptação da lógica de decisão da metodologia RCM (Reliability-Centered Maintenance) (1,2,3,4), para a proteção. Além da consequência (segurança, operacional ou econômica), esta lógica classifica as falhas em visíveis ou invisíveis, conforme seja detectável pelo operador ou apenas por uma ação de manutenção. A adequação de uma atividade é então avaliada, sob os aspectos de aplicabilidade e efetividade. O primeiro indica se tecnicamente a atividade pode ser executada no componente. O segundo avalia se a atividade consegue prevenir ou reduzir as falhas no equipamento. A lógica confirma ainda que, independente da tecnologia do componente, se ele exercer uma função de segurança, e sua falha for invisível, o programa de manutenção deverá incluir o ensaio funcional e a aferição e calibração, tradicionalmente utilizados para avaliação operacional e desempenho da proteção.

2.2 Mudos de falha

Escolhidas as atividades, o plano de manutenção deve explicitar a frequência de execução, a qual será fixada

(*) Rua Dr. Elphego Jorge de Souza, 333 - Bloco A - Sala D303 - Recife - PE
CEP 50761901 - Tel. (081)2286461 - Fax (081)2272071 - Telex (081)1350

E Aplicável e Efetivo?	Então Execute	Risco Visível	Risco Invisível	Economia Operação
Prevenir	Restauração	1-A	1-A	1-A
Desgaste	1 Preventiva A	1-A	1-A	1-A
Monitorar	Técnica	2-B	2-B	2-B
On-line	2 Preditiva B	2-B	2-B	2-B
Testar a	Ensaio	3-C	3-C	3-C
Operação	3 Funcional C	3-C	3-C	3-C
Testar o	Aferição e	4-D	4-D	4-D
Desempenho	Calibração	4-D	4-D	4-D
Corrigir o	Correção	5-E	5-E	5-E
Projeto	5 Preventiva E	5-E	5-E	5-E
Substituir	Permutação	6-F	6-F	6-F
Partes	6 Preventiva F	6-F	6-F	6-F
Combinar	Combinação	7-G	7-G	7-G
Atividades	7 de Tarefa G	7-G	7-G	7-G

FIGURA 1 - METODOLOGIA RCM

pelos modos e taxas de falhas. Dependendo da extensão e localização, os defeitos internos provocarão situações de vulnerabilidade ou inatividade na proteção, resultando em dois modos sintomáticos de falha:

- ◆ INDEVIDO ⇒ se atua na ausência de um defeito;
- ◆ RECUSA ⇒ se não atua quando há um defeito.

O primeiro modo produz deslignamentos desnecessários; o segundo, além disto, reduz a segurança dos equipamentos e pessoas envolvidas.

2.3 Estados da proteção

As falhas acima ajudam a definir os cinco estados mais prováveis de um sistema de proteção:

◆ NORMAL	⇒ apto a exercer sua função;
◆ TESTE	⇒ em manutenção preventiva;
◆ REPARO	⇒ em manutenção corretiva;
◆ DEFEITO	⇒ propenso a atuação indevida; e
◆ RECUSA	⇒ bloqueado de atuar se solicitado.

Outros estados estatisticamente menos prováveis podem ser incluídos sem afetar os resultados. Para completar o modelo, a figura a seguir indica, através de uma cadeia de Markov, as transições possíveis entre os estados, e os eventos característicos de cada transição. Este modelo será analisado, com a numeração indicada, pelas equações da teoria de Markov (5):

- [1] $dP_i/dt = \sum_j (P_j \lambda_{ji}) - P_i \sum_j \lambda_{ij}$ (i=j=1...5)
- [2] $F_{ij} = P_i \lambda_{ij} = 1/T_{ij}$ (i=j=1...5)
- [3] $F_i = \sum_j F_{ji}$ (i=j=1...5)
- [4] $T_i = P_i/F_i = 1/\sum_j \lambda_{ij}$ (i=j=1...5)
- [5] $\sum_i P_i = 1$ (i=1...5)

- onde P_i ⇒ probabilidade do estado i;
- F_i ⇒ frequência de ocorrência do estado i;
- T_i ⇒ tempo de permanência no estado i;
- F_{ij} ⇒ frequência de transição de i para j;
- T_{ij} ⇒ período de transição de i para j; e
- λ_{ij} ⇒ taxa de transição entre os estados i e j.

Com as tecnologias vigentes e de acordo com a prática

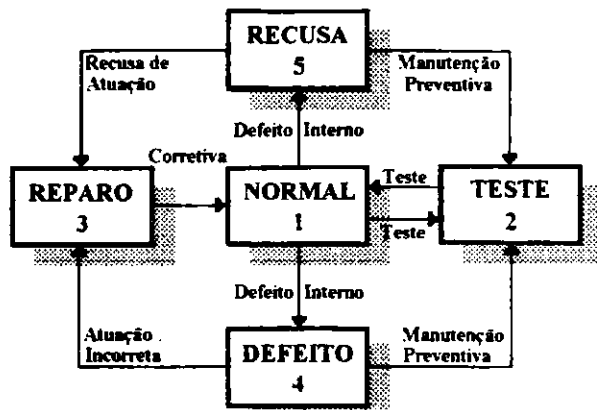


FIGURA 2 - CADEIA DE MARKOV

atual em estudos de confiabilidade, os defeitos internos serão modelados por uma distribuição exponencial negativa para a proteção, e por um processo contínuo de Poisson, para o equipamento protegido (5).

2.4 Modelos equivalentes

O modelo acima representa a proteção de um único equipamento. Para um sistema elétrico interligado, com "n" equipamentos, a cadeia resultante possuirá 5ⁿ estados, com um número incalculável de transições. Modelos populacionais equivalentes podem ser utilizados para simplificar a cadeia, preservando a natureza básica dos fenômenos. A redução preserva a estrutura do modelo e traduz os parâmetros em valores unitários, válidos para um componente típico da população, permanecendo invariante com a dimensão física do sistema. Métodos de amostragem estratificada, do tipo proporcional, permitem parametrizar diversos modelos, variando o critério de estratificação. Para análise do sistema Chesf, por exemplo, foram utilizadas 18 modelos equivalentes, correspondentes aos agrupamentos por centro regional, nível de tensão, e classe funcional, além do sistema Chesf completo.

2.5 Parametrização

A identificação dos parâmetros de cada população (8) é uma atividade difícil nos sistemas de proteção, já que os defeitos internos são invisíveis, não revelando os instantes exatos em que ocorrem. Em consequência, a taxa de falha da proteção (λ), principal parâmetro de confiabilidade, terá que ser deduzida de outras variáveis observáveis, utilizando as equações do modelo. As variáveis observáveis são ocorrências e durações de eventos visíveis, tais como as frequências de solicitações da proteção (γ), de atuações indevidas (F43), e de recusas de atuação (F53); os tempos médios de teste (T2=MTTI) e reparo (T3=MTTR), e a periodicidade da manutenção (T21). Para um conjunto de equipamentos, estes parâmetros resultam da contribuição ponderada de cada tipo de proteção, conforme sua quantidade no sistema, sendo obtidos por estatísticas e médias amostrais na população. Este método foi usado para avaliar o desempenho do sistema Chesf, no período de 1983 a 1991, compreendendo a proteção de 1248 equipamentos (ver o apêndice), equivalendo a 88.283.520 horas de operação. O início deste período coincidiu com a implantação da periodicidade da 3 anos para os ensaios funcionais, permanecendo constante até 1992. Tais fatos garantiram a estabilidade das amostras e do modelo em estado permanente, no cálculo da taxa de falha e demais parâmetros das equações [1-5].

3.0 ANÁLISE

Na análise do modelo de Markov, interessa ao gerente o comportamento permanente e transitório do sistema, para diferentes políticas de manutenção.

3.1 Comportamento permanente

Mantendo constante a política de manutenção, as probabilidades tenderão a valores limites, obtidos anulando as derivadas da equação [1]:

$$[6] \quad \sum_j (P_j \lambda_{ji}) - P_i \sum_j \lambda_{ij} = 0 \quad (i \neq j=1...5) (t \rightarrow \infty)$$

A Figura 3 ilustra a solução deste sistema com as equações [2-5] e os parâmetros obtidos na Chesf, em função do intervalo da manutenção (T21), em horas.

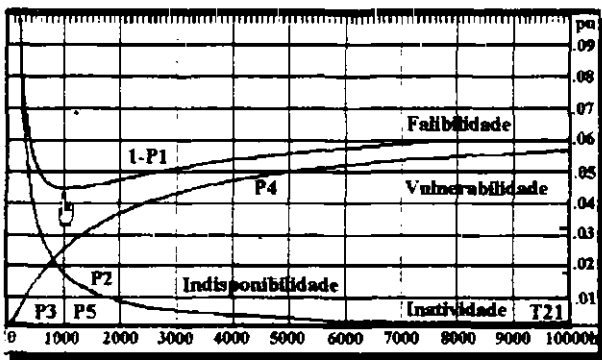


FIGURA 3 - PROBABILIDADES EM ESTADO PERMANENTE

Note-se que a falibilidade da proteção (1-P1), diminui gradualmente com a periodicidade da manutenção, para depois aumentar com a vulnerabilidade (P4) a disparos indevidos, e a inatividade (P5) por recusa de atuação. A indisponibilidade (P2+P3), para testes e reparos, diminui monotonicamente com o aumento da periodicidade.

3.2 Tempos de permanência

O tempo médio que a proteção permanece em cada estado é determinado pela expressão [4]. Fazendo-se $F21^\circ = F42^\circ = F42^\circ = F12^\circ = 0$, ou seja, eliminando a manutenção preventiva (simbolizada por \circ), determina-se, para cada modelo, os seguintes tempos médios:

- ♦ para defeito: \Rightarrow $MTTD = T1^\circ = 1/\lambda$
- ♦ para falha: \Rightarrow $MTTF = T4^\circ = T5^\circ = 1/\gamma$
- ♦ entre falhas: \Rightarrow $MTBF = 1/F1^\circ = 1/F3^\circ$
- ♦ onde: \Rightarrow $MIBF = MTTR + MTTD + MTTF$

O valor de MTTD estima o tempo de funcionamento médio do sistema de proteção, sem manutenção preventiva, até a contaminação por um defeito latente, que resultará numa recusa ou atuação indevida na próxima solicitação. MTTF define o intervalo entre a contaminação e sua evolução para uma atuação indevida ou recusa de atuação; corresponde ao período de incubação do defeito, antes de se transformar em falha visível. MTBF representa o período cíclico, entre duas falhas sucessivas, intercalado por um reparo corretivo. Na ausência de manutenção preventiva, este valor será o intervalo entre duas atuações indevidas ou recusas de atuação, e entre defeitos internos da proteção. O gráfico a seguir relaciona estes parâmetros, em horas, obtidos na CHESF, dos quais se deriva a taxa de falha ($\lambda = 1/MTTD$) de cada população.

λ é um dado característico da proteção, específico para a classe de defeitos capazes de provocar recusas ou atuações indevidas. Difere, portanto, da taxa de falha dos relés, já que depende da configuração de todo o

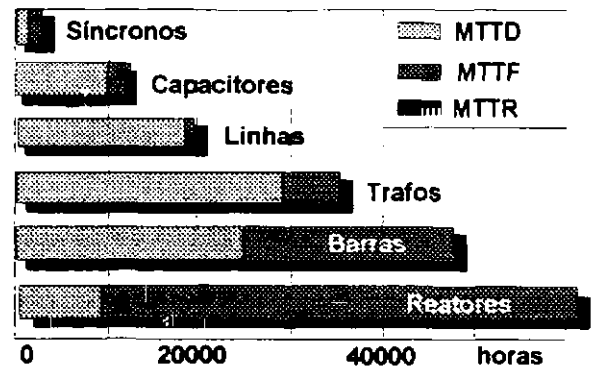


FIGURA 4 - TEMPO MÉDIO ENTRE FALHAS

sistema de proteção, incluindo disjuntores e equipamentos periféricos. Esta conjugação impossibilita também sua obtenção através de testes de vida acelerados, comuns nos equipamentos eletrônicos. Note-se ainda a diversidade de valores por tipo de equipamento. Este fato sugere a diversificação das políticas de manutenção segundo este critério.

3.3 Frequências de transição

Obtidas as probabilidades dos estados e taxas de falha, as frequências de transição são derivadas das equações [2]. Interessam ao decisor, as atuações corretas ($\gamma P1$) e incorretas (F43), em percentuais de solicitações. A figura seguinte ilustra sua variação com a frequência de manutenção, nas proteções de reatores da Chesf.

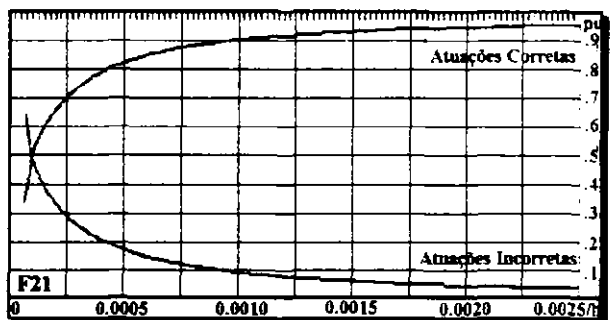


FIGURA 5 - ATUAÇÕES DA PROTEÇÃO

Esta simulação, repetida para cada classe de equipamento, permite equacionar um problema técnico importante, ou seja, como garantir os níveis de qualidade recomendados por órgãos normativos, para os sistemas de proteção. Tais recomendações se traduzem, por exemplo, em percentuais mínimos de atuações corretas, e máximos para recusas e atuações indevidas, para cada tipo de equipamento protegido.

3.4 Comportamento transitório

Resolvendo as equações diferenciais [1], é possível agora estimar as probabilidades transitórias de cada estado, a partir de uma condição inicial. Admitindo que a proteção esteja no estado NORMAL, logo após uma manutenção, as probabilidades de estado serão:

$$[7] \quad P1=1 \text{ e } P2=P3=P4=P5=0 \quad (t=0)$$

A figura a seguir registra a evolução temporal das probabilidades dos estados NORMAL e DEFEITO, sem manutenção ($P1^0, P4^0$) e com a periodicidade atual de 3 anos ($P1, P4$), das proteções de reatores da Chesf.

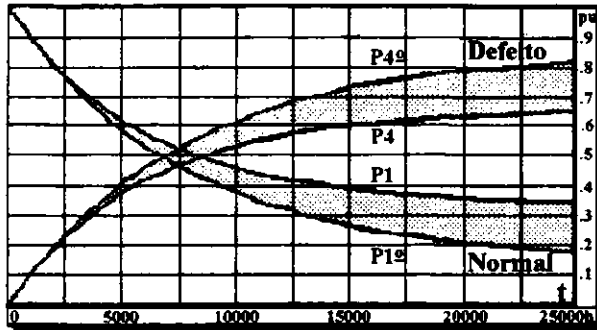


FIGURA 6 - PROBABILIDADES EM ESTADO TRANSITÓRIO

É importante diferenciar estas variações dos transitórios reais nos sistemas de proteção. As probabilidades representam transições no nível de informação sobre o estado do sistema, e não transitórios físicos nas proteções. Em modelos populacionais, representam também as frações esperadas dos equipamentos em cada estado. Estas curvas são úteis no gerenciamento de curto prazo da manutenção. Através delas é possível estimar os riscos incrementais de falhas da proteção, resultantes de atrasos na execução de manutenções ou após uma mudança de periodicidade. As mesmas curvas permitem estimar as probabilidades de encontrar a proteção com defeito na execução da manutenção.

4.0 OTIMIZAÇÃO

Otimizar a manutenção da proteção consiste em se determinar valores de periodicidade ($T21$) e outros parâmetros, tais como MTTT e MTTR, que maximizam ou minimizam uma função objetivo. Além disso, as variáveis controladas ou de controle devem obedecer a restrições, tais como viabilidades físicas, disponibilidades de recursos ou requisitos de segurança. Sendo MTTT e MTTR limitados pela tecnologia (auto-teste/diagnose), a otimização se dará principalmente através da periodicidade da manutenção. A função objetivo deverá traduzir o nível de risco e segurança desejado, e simultaneamente contribuir para a qualidade do suprimento de energia.

4.1 Função objetivo

A qualidade de um sistema de proteção é determinada pela confiabilidade, ou probabilidade permanente dele atuar corretamente, e apenas quando for necessário. Como função objetivo, pode ser medida pela variável $P1$ no modelo markoviano, ou seu complemento, a falibilidade. Assim, pode-se determinar analiticamente a periodicidade ótima da manutenção, que minimiza a falibilidade, resolvendo a equação diferencial:

$$[8] \quad dP1/dF21 = 0 \quad (t \rightarrow \infty)$$

Um exame da Figura 3 identifica, por exemplo, ser necessária uma periodicidade de 1000h para minimizar a falibilidade das proteções do sistema Chesf. Evidentemente, este valor só é viável em sistemas que utilizem técnicas de auto-teste. Sua realização manual resultaria num nível inaceitável de intervenções no sistema. Estas restrições e os efeitos resultantes serão investigados com a ajuda de indicadores de qualidade.

4.2 Indicadores de qualidade

A qualidade de um processo estocástico, regulado por uma cadeia de Markov, pode ser avaliada por um indicador escalar que calcule o benefício/desperdício das transições de estado do sistema. Cada transição pode ser ponderada por um coeficiente de retorno (Kij) que traduza o ganho/perda do processo na passagem do estado i ao j . O retorno total será obtido acumulando os ganhos, em estado permanente, de todas as transições:

$$[9] \quad IQ = \sum_{ij} Kij.Fij \quad (i \neq j = 1 \dots 5) (t \rightarrow \infty)$$

Os indicadores estudados não ponderam as transições por defeitos internos à proteção ($F14$ e $F15$); seus efeitos se manifestam em atuações indevidas e recusas de atuação ($F43$ e $F53$). Pela mesma razão, não são ponderadas as transições para o estado de TESTE ($F42$, $F52$ e $F12$), no início de uma manutenção preventiva; os retornos serão avaliados no final do teste ($F21$). Assim, o indicador pode ser simplificado para:

$$[10] \quad IQ = K21.F21 + K31.F31 + K43.F43 + K53.F53$$

Neste informe, os seguintes índices são propostos, com os coeficientes listados na Tabela 1(a) e no Apêndice.

IUP	⇒	Indisponibilidade da proteção;
IVP	⇒	Vulnerabilidade da proteção;
IIP	⇒	Inatividade da proteção;
IFP	⇒	Falibilidade da proteção;
FEQ	⇒	Frequência de desligamento;
DEQ	⇒	Indisponibilidade do equipamento;
LOLF	⇒	Frequência média de perda de carga;
LOLP	⇒	Probabilidade de perda de carga;
DNS	⇒	Demanda média não suprida;
ENS	⇒	Energia média não suprida;
FEKS	⇒	Frequência equivalente de interrupção;
DEKS	⇒	Duração equivalente de interrupção;
IDE	⇒	Descontinuidade de energia;
CVE	⇒	Custo variável empresarial; e
CVS	⇒	Custo variável social.

Os quatro primeiros são específicos da proteção (Figura 3). A indisponibilidade (IUP) mede a fração do tempo ou probabilidade de que ela esteja em um estado não operacional ($P2+P3$). A vulnerabilidade e a inatividade (IVP, IIP) estimam as frações de atuações indevidas e recusas de atuação, em relação às solicitações, ou as frações de tempo e probabilidades dos estados de DEFEITO ou RECUSA. A falibilidade (IFP) mede a fração do tempo e probabilidade de que a proteção não esteja normal, ou seja: $IFP = IUP + IVP + IIP$. Os índices de segurança ($ISP = 1 - IVP$) e dependabilidade ($IDP = 1 - IIP$) são complementares da vulnerabilidade e inatividade, e medem as probabilidades ou frações de tempo nas quais a proteção não atuará se não for requisitada, ou atuará corretamente se solicitada.

Os demais representam as contribuições da proteção nos indicadores de mesmo nome (6) avaliados na empresa, onde apenas os eventos afetados pela manutenção são incluídos: (a) O índice FEQ estima os desligamentos do equipamento protegido, em um período, por culpa exclusiva da proteção, para testes e reparo, ou em disparos indevidos e acidentais. Os três primeiros são modelados na cadeia de Markov. O último pode ser calculado supondo que sejam proporcionais às intervenções para manutenção. O coeficiente de proporcionalidade (Ka), será específico para cada equipe e população de equipamentos, e estimado por regressão linear nas séries históricas de desligamentos. (b) A indisponibilidade do equipamento

TABELA 1 - COEFICIENTES DE RETORNO E INDICADORES DE QUALIDADE DA PROTEÇÃO

(a)					(b)					
IQ	K21	K31	K43	K53	Δ IQ	UNIDADE	0%	-10	-20	-30%
IUP	MTTT	MTTR			1.49E-5	por cento				
MP			1/y		-0.01577	por cento				
BP				1/y	-6.5E-6	por cento				
FP	MTTT	MTTR	1/y	1/y	-0.01578	por cento				
FEQ	1+Ka	1+Ka	1		-0.27177	trip/ano				
DEQ	KaTa+KIMTT	KaTa+KIMTTR	Ta		-0.00711	por cento				
LOLF	Kp+KaKe	Kp+KaKe	Ke	Kr	-0.06947	trip/ano				
LOLP	KpTp+KaKeTa	KpTp+KaKeTa	KaTe	KrTr	-0.00171	por cento				
DNS	Wp+KaWa	Wp+KaWa	We	Wr	-0.42351	MW				
ENS	(Wp+KaWa)/T	(Wp+KaWa)/T	We/T	Wr/T	-3.70998	GWh/ano				
FEKS	(Qp+KaQa)/Qs	(Qp+KaQa)/Qs	Qe/Qs	Qr/Qs	-0.32941	trip/ano				
DEKS	(Wp+KaWa)/T/Qs	(Wp+KaWa)/T/Qs	We/T/Qs	Wr/T/Qs	-0.71377	hora/ano				
IDE	(Wp+KaWa)/Qs	(Wp+KaWa)/Qs	We/Qs	Wr/Qs	-0.01157	por cento				
CVE	Ct+KaCa	Cc+KaCa	Ce	Cr	-185897	US\$/ano				
CVS	Cts+KaCas	Ccs+KaCas	Ces	Crs	-598457	US\$/ano				

protegido (DEQ), é definida pela fração de tempo ou probabilidade dele encontrar-se desligado, por causa da proteção. As recusas da proteção não são incluídas já que, havendo defeito, o equipamento teria mesmo que ser desligado. (c) A frequência de perda de carga (LOLF) mede o número de vezes que o sistema elétrico deixa de suprir uma fração dos consumidores, por culpa da proteção. A perda de carga é função da topologia da rede, em especial nas recusas de atuação, incluídas neste índice. (d) A demanda e energia média não suprida (DNS,ENS) estimam as cargas não atendidas, continuamente, por causa da proteção. As perdas em cada desligamento são ponderadas pela frequência correspondente. (e) A probabilidade de perda de carga (LOLP) traduz a fração de tempo em que o consumidor deixa de ser atendido plenamente, por culpa da proteção. Representa uma fração do índice de mesmo nome utilizado no planejamento da capacidade de geração. Dois índices derivados, a expectativa e duração da perda de carga (XLOL=DNS/LOLP, LOLD=LOLP/LOLF), estimam a demanda e período da carga não atendida em cada desligamento originado na proteção. (f) A frequência e duração equivalentes de interrupção de suprimento (FEKS,DEKS) expressam o número e tempo equivalentes de cortes da carga máxima (ou média) do consumidor em um período, por culpa da proteção. A relação TEKS=DEKS/FEKS define o tempo equivalente de restabelecimento da carga, em interrupções pela proteção. (g) Os índices de descontinuidade (IDE) o continuidade (ICE) de energia são complementares, e medem a fração da energia requerida (ERQ) e não suprida, atribuída à proteção (ENS/ERQ). (h) Finalmente, os custos variáveis, empresarial e social (CVE,CVS), avaliam os encargos diretos, para a empresa e consumidores, imputados à proteção. Os custos fixos não variam com a periodicidade da manutenção, podendo ser ignorados caso o interesse resida na comparação de alternativas econômicas. Entre os custos fixos citam-se os encargos administrativos e dispêndios com ativos imobilizados, considerados imutáveis pela ação da manutenção. Também são fixos os custos de material de reposição, pois a taxa de falha constante (λ) no modelo com distribuição exponencial gera uma demanda fixa de ressurgimento. Os coeficientes da Tabela 1(a) agregam custos unitários com pessoal, transporte e energia interrompida, pelos métodos de custeio padrão, para cada evento gerador de despesa (7).

4.3 Processo de decisão

Se, além da falibilidade da proteção, houver interesse na minimização destes indicadores, a otimização será complexa, resultando em um problema de decisão com múltiplos critérios (MCDM). Uma solução de compromisso terá que ser negociada se houver conflito entre a confiabilidade da proteção e o desempenho do sistema elétrico. A figura a seguir registra as periodicidades propostas para as proteções da Chesf, em anos, negociadas pelos gerentes de manutenção, e as variações percentuais esperadas na confiabilidade, comparadas à atual. Note que foi possível, neste caso, aumentar o intervalo das manutenções das proteções de linhas, cuja confiabilidade é inerentemente elevada, face ao alto nível de solicitações. O inverso ocorre com as proteções de reatores e transformadores, face aos danos possíveis e baixos níveis de solicitação, exigindo

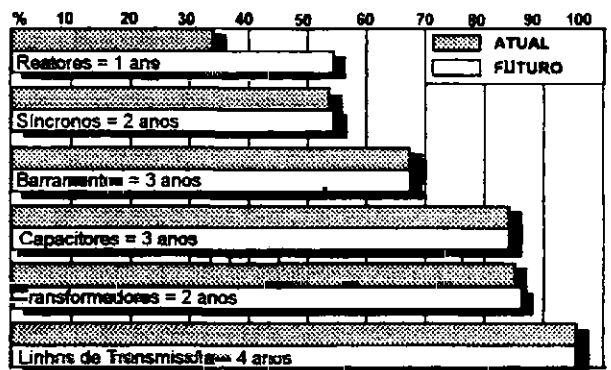


FIGURA 7 - CONFIABILIDADE DA PROTEÇÃO

maior frequência de manutenção. O elevado custo dos desligamentos de capacitores e barras foi determinante na permanência da periodicidade atual de 3 anos. A Tabela 1(b) resume as variações absolutas (ΔIQ) e percentuais dos índices em relação aos valores atuais na Chesf, esperadas com estas decisões. Observa-se que o aumento da indisponibilidade (IUP) da proteção, além de desprezível, é compensado pela melhoria na falibilidade e demais indicadores, com destaque para os ganhos anuais de US\$185.897, para a empresa, e US\$598.457 para os consumidores e a sociedade.

5.0 CONCLUSÕES

Este informe apresentou um modelo estatístico de falhas em sistemas de proteção, e uma metodologia de otimização da manutenção, baseada em indicadores de qualidade. Sua implantação na Chesf foi acompanhada por seminários onde os gerentes de manutenção analisam os resultados descritos e outras simulações de interesse, como suporte do processo de decisão. Na modelagem regional, por exemplo, além das condições ambientais, comparem-se (a) o desempenho das equipes de manutenção, pelos tempos de reparo e taxas de acidentalidade; (b) a eficiência operacional, através dos tempos de recomposição; (c) as deficiências da rede, pelas perdas energéticas; e (d) os custos marginais da manutenção e lucros cessantes. O desempenho de famílias de proteção pode ser analisado na modelagem por nível de tensão e classe de equipamento, comparando os indicadores com metas de eficiência estabelecidas no setor. Os modelos viabilizam estudos de sensibilidade às técnicas preditivas, simulando a eliminação de ensaios funcionais das proteções que tenham atuado corretamente entre duas inspeções.

APÊNDICE

Este apêndice relaciona os símbolos e dados usados na metodologia. Colhidos para cada equipamento da empresa e normalizados para um mesmo período, representam uma amostragem estratificada completa, do tipo proporcional. Na Chesf, poucos itens foram estimados por especialistas, quando não constavam em séries históricas. Dados topológicos foram gerados em estudos de contingência, simulando os fluxos de potência na rede, para determinar a carga iminente em desligamentos intempestivos e programados de cada equipamento. Os dados foram consistidos em um banco de dados, com a seguinte estrutura por registro:

EQPTO	código do equipamento protegido;
INSTALAÇÃO	subestação ou usina do equipamento;
REGIAO	localização geográfica da instalação;
TIPO	classe do equipamento protegido;
TENSÃO	maior tensão do equipamento;
TRIP	número de desligamentos forçados;
N(REPARO)	número de reparos realizados;
T(REPARO)	tempo acumulado de reparo;
N(TESTE)	número de testes realizados;
T(TESTE)	tempo acumulado de teste;
TP(TESTE)	tempo de desligamento para teste;
P(TESTES)	corte de carga em teste programado;
N(INDEVIDO)	número de atuações indevidas;
T(INDEVIDO)	tempo de desligamentos indevidos;
P(INDEVIDO)	perda de carga por atuação indevida;
N(RECUSA)	número de recusas de atuação;
T(RECUSA)	tempo de desligamentos recusados;
P(RECUSA)	perda de carga em recusa de atuação;
N(ACIDENTE)	número de desligamentos acidentais;
T(ACIDENTE)	tempo de desligamentos acidentais.

Além destes dados, o sistema registra as seguintes informações sobre cada instalação:

Dc	distância ao centro de manutenção;
Td	tempo de deslocamento do centro à instalação;
Kh	custos horários da equipe na instalação; e
Kd	custos unitários de transporte até a instalação.

Com o período de observação T, a tarifa média de energia e o custo social por MWh na região (L), o sistema gera os seguintes parâmetros, em cada estrato:

Ca	custo médio de um desligamento acidental;
Cas	custo social de um desligamento acidental;

Cc	custo médio de uma manutenção corretiva;
Ccs	custo social de uma manutenção corretiva;
Ce	custo médio de um desligamento forçado;
Ces	custo social de um desligamento forçado;
Cr	custo médio de uma recusa da proteção;
Crs	custo social de uma recusa da proteção;
Ct	custo médio de uma manutenção preventiva;
Cts	custo social de uma manutenção preventiva;
Fe	frequência de atuações indevidas da proteção;
Fr	frequência de recusas de atuação da proteção;
Ka	taxa de acidentalidade em testes na proteção;
Ke	fração de eqptos que cortam cargas forçadas;
Kp	fração de eqptos que cortam cargas em teste;
Kr	fração de eqptos que cortam carga em recusa;
Kt	fração do tempo de teste com desligamento;
MTTR	tempo médio para reparo de uma proteção;
MTTT	tempo médio para testar uma proteção;
Oe	carga cortada em um desligamento forçado;
Op	carga cortada em desligamento programado;
Or	carga cortada em uma recusa da proteção;
Os	carga média suprida por equipamento;
Ta	tempo médio de um desligamento acidental;
Te	tempo médio de um desligamento forçado;
Tp	tempo médio de um desligamento programado;
Tr	tempo médio de um desligamento por recusa;
Wa	energia cortada em um desligamento acidental;
We	energia cortada em um desligamento forçado;
Wp	energia cortada em desligamento programado;
Wr	energia cortada em uma recusa da proteção;
ΣEqp	quantidade de equipamentos do estrato; e
γ	frequência de solicitações por proteção.

Para alguns parâmetros, por serem variáveis aleatórias, além dos primeiros momentos das amostras, o sistema calcula os desvios padrões e intervalos de confiança, para níveis de significância de 95%, como medidas de dispersão e qualidade dos estimadores.

BIBLIOGRAFIA

- (1) SMITH, A.M., HINCHCLIFFE, G.R., WOJTISEK, J.E., VOEHL, F.W., *Using Reliability-Centered Maintenance to Support Corporate TQM Objectives*, IEEE 1991 Annual Reliability and Maintainability Symposium, Orlando, 1991.
- (2) SMITH, A.M., VASUDEVAN, R.V., MATTESON, T.D., GAERTNER, J.P., *Enhancing Plant Preventive Maintenance Via RCM*, IEEE 1986 Annual Reliability and Maintainability Symposium, Las Vegas, Nevada, USA, 1986.
- (3) BRAUER, D.C., BRAUER, G.D., *Reliability-Centered Maintenance*, IEEE Transactions on Reliability, Vol.R-36, NO.1, April 1987.
- (4) NOWLAN, F.S., HEAP, H.F., *Reliability-Centered Maintenance*, IEEE 1978 Annual Reliability and Maintainability Symposium, 1978.
- (5) LEWIS, E. E., *Introduction to Reliability Engineering*, John Wiley & Sons, N.Y., 1987.
- (6) IEEE COMMITTEE, *Reliability Indices for Use in Bulk Power Supply Adequacy Evaluation*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-97, No.4, July/August, 1978.
- (7) FEA/USP, *Relatório de Pesquisa sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica*, São Paulo, Março de 1991.
- (8) EYKHOFF, P., *System Identification: Parameter and State Estimation*, John Wiley & Sons, N.Y., 1974.