

Referências bibliográficas

ANEEL, Resolução Normativa nº 066 de 16/04/1999

ANEEL, Resolução Normativa nº 247 de 13/08/1999

ANEEL, Resolução Normativa nº 149 de 30/06/2005

ANEEL, Resolução Normativa nº 191 de 12/12/2005

ANEEL, Resolução Normativa nº 270 de 26/07/2007

ATA, MSG-1., "Maintenance Evaluation and Program Development", Air Transport Association of America. Washigton, DC, USA, 1968.

ATA, MSG-2., "Airline/Manufacturer Maintenance Program Planning Document", Air Transport Association of America. Washigton, DC, USA, 1970.

ATA, MSG-3., "Operator/Manufacturer Schedule Maintenance Development", Air Transport Association of America. Washigton, DC, USA, 1980.

August J.K., "RCM Guidebook: Building a Reliable Plant Maintenance Program", PennWell Corporation, 2004.

Baídya, T.K.N; Aiube, F.A.L; Mendes, M.R.; "Introdução à Microeconomia" Editora Atlas S.A., 1999.

Barros, J.R.P., Albuquerque, R.H., Melo, A.C.G., "Uma Abordagem Estocástica Baseada em Simulação de Monte Carlo Não Seqüencial para Subsidiar Lances em Leilões de Ativos de Transmissão", em X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Florianópolis (SC), Brasil, maio, 2006

Bartlett, S., "Asset Management in a Deregulated Environment" on behalf of the CIGRE Joint Task Force 23.18 and Australian Working Groups, CIGRE Biannual Meeting, Paris, 2002.

Bennoit M.; "Asset Management in the French Distribution Network"; in *Seminário Internacional de Gerenciamento de Ativos de Sistemas de Geração, Transmissão y Distribución*; Buenos Aires, octubre 2006.

Bertling L., Allan R. e Eriksson R., "A Reliability-Centered Asset Maintenance Method for Assessing the Impact of Maintenance in Power Distribution Systems", in IEEE Transactions on Power Systems, Vol 20. Nº1, February 2005.

Billinton, R., e Pan, J., "Optimal Maintenance Sgheduling in a Parallel Redundante System Consisting of Series Components en Each Branch", in IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 14. Nº3, July, 1998.

Billinton, R. e Allan, R.N., "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", Plenum Press, New York, 1992

Billinton, R., Pan, J., "Optimal Maintenance Scheduling in a Two Identical Component Parallel Redundant System", in Reliability Engineering and System Safety, pp. 309-316, 1998.

Billinton, R. e Li, W., "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York, 1994

Billinton, R., Pan, J., "Aplication of Monte Carlo Simulation to Optimal Maintenance Scheduling in a Parallel Redundant System", in IEEE Generation, Transmission and Distribution Proceedings, vol. 147, nº 5, pp. 274-278, setembro, 2000.

Borges, C. L. T., "Confiabilidade de Sistemas de Potência", apostila do Programa de Engenharia Elétrica, EE – COPPE/UFRJ, 2005.

Boyce, E.W., Di Prima, R.C., "Equações Diferenciais Elementares e Problemas de Valores de Contorno"; LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1994

Brown R.E., e Humphrey B.G., "Asset Management for Transmission and Distribution", Power and Energy Magazine, IEEE Volume 3, Issue 3, Page 39-45, May-June 2005.

Brown, R.E., e Willis, H.L., "The Economics of Aging Infrastructure", Power and Energy Magazine, IEEE Volume 4, Issue 3, Page 36-43, May-June 2006.

Cachapuz, P.B., "Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica: A atuação de ELETROBRÁS e do Grupo Coordenador do Planejamento dos sistemas Elétricos – GCPS, em "O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica" - Edição Memória da Eletricidade, 2002.

http://www.memoria.eletronbras.gov.br/prod_aspectos_inst.asp - 2002.

Cachapuz, P.B., "Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil – O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica – Edição Memória da Eletricidade, 2006.

http://www.memoria.eletronbras.gov.br/prod_aspectos_inst.asp - 2006.

CIGRÉ WG 37.27, Grupo de Estudos SC.37, "Ageing of the System. Impacto n Planning" TB 176, Paris, 2000.

CIGRÉ GT B3.01, Grupo de Trabalho B3.01: MCC de Subestações, Belo Horizonte, Brasil, novembro, 2006.

CPST, Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, 31 de julho de 2007

da Luz, J.C.F; Araújo, M.S.; Miranda, E.C.G; "Impacto da Aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidades de Equipamentos na Receita de Novos Agentes de Transmissão", X Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, Foz do Iguaçu, Brasil, 2003.

Douglas, J. "The Maintenance Revolution", <http://www.epri.com>, 1996

Dubois, T., "Airbus vs Boeing: Modern Aircraft Maintenance". Aviation Maintenance, June, 2003.

Dupont, C.J., “Central de Monitoramento de Equipamentos: CME – DianE”, em *Seminário Internacional de Gerenciamento de Ativos, Manutenção da Transmissão e Desempenho do Sistema Elétrico*, Brasília, março 2008.

Endrenyi, J., “Reliability Modeling in Electric Power Systems”, John Wiley & Sons, Northern Ireland, 1978.

FILHO, G.B.,. *Dicionário de Termos de Manutenção e Confiabilidade*. Segunda edição. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2000.

Geraerds, W. M. J. “Towards a Theory of Maintenance”, London: English University Press, On the Organization of Logistic Support Systems, p.197-219, 1972.

Gits, C.W. “Design of Maintenance Concepts”, International Journal of Production Economics n°24, p.217-226, 1992

Gomes R.; “Impacto da Parcela Variável nos Ativos da Transmissão”, em *Seminário Internacional de Gerenciamento de Ativos, Manutenção da Transmissão e Desempenho do Sistema Elétrico*, Brasília, março 2008.

Howard, R.A., “Dynamic Probabilistic Systems – Volume I: Markov Models”, John Wiley & Sons, New York, 1971.

IEEE/PES Task Force on Impact of Maintenance Strategy on Reliability, “Impact of Maintenance Strategy on Reliability”, Final Report, July 1999.

Jayakumar, A., Asgarpoor, S.; “Maintenance Optimizaton of Equipment by Linear Programming”, in *8th International Conference on Probabilistics Methods Applied to Power Systems*, Iowa State University, September 2004.

Jansen A.; “CIGRE en Gestion de Activos”, en *Seminário Internacional de Gerenciamiento de Activos de Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución*; Buenos Aires, octubre 2006.

Jones, R.B., "Risk-Based Maintenance: A Reliability-Centered Approach", ed: Gula Professional Publishing, Houston, 1995

Kemeny, J. G. e Snell, J. L., Finite Markov Chains. Van Nostrand, Princeton, N.J., 1960.

Li, W., "Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications" IEEE Press Series on Power Engineering, 2004.

Mc Call, J.J. "Maintenance Policies for Stochastically Failing Equipment: A Survey. Manage", Sci n° 11, p.493-524, 1965.

Melo, A.C.G., "Avaliação da confiabilidade da capacidade de geração através do método da frequência e duração". Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 1986.

Melo, A.C.G., "Avaliação dos índices de frequência e duração no cálculo da confiabilidade composta de sistemas de geração e transmissão de grande porte". Tese de Doutorado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 1990.

MIL-STD 2173 (AS) – "Reliability-Centered Maintenance Requirements for Naval Aircraft, Weapons Systems and Support Equipment" (U.S. Naval Air Systems Command), 1981.

Ministério de Minas e Energia, "Modelo Institucional do Setor Elétrico", de 17 de dezembro de 2003, <http://www.mme.gov.br>.

Moubray, J., "Reliability-Centered Maintenance", Butterworth Heinemann, Oxford, 1997.

NAVAIR 00-25-403 – "Guidelines for the Naval Aviation Reliability Centered Process" (U.S. Naval Air System Command), 1983

NASA TM 4628 A – “ Recommended Techniques for Effective Maintainability “ (NASA Systems and Equipment). Disponível na Internet <http://www.hq.nasa.gov/office/codeq/mtecpage/mtechniq.htm>, 1985.

Nowlan, F.S. e Heap, H.F., “Reliability-Centered Maintenance”. Federal Aviation Authority, USA. IEEE Annual Reliability and Maintainability Symposium, IEEE, 1978

Nowlan, F.S. e Heap, H.F., “Reliability-Centered Maintenance”. IEEE Annual Reliability and Maintainability Symposium, IEEE, 1978

Norris, J.R., “Markov Chains”, Cambridge University Press, Cambridge, 1997.

NTE-STE, http://www.nste.com.br/ste/ste_empresa.htm

NTE-STE, http://www.nste.com.br/ste/ste_contabeis_faturamentorentabilidade.htm

ONS, Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão; CPST Modelo de 31/07/2007.

ONS, Procedimentos de Rede – Sub-módulo 2.7, “Indicadores de Desempenho para Acompanhamento da Manutenção”, ONS, 2007.

ONS, Procedimentos de Rede – ONS – Sub-módulo 6.5; 2003

ONS, Procedimentos de Rede – ONS – Sub-módulo 15.6; 2003

ONS, Procedimentos de Rede – ONS – Sub-módulo 15.8; 2003

ONS, Procedimentos de Rede – ONS – Sub-módulo 15.12; 2008

Pierskalla, W. P. e Volker, J. A. “A Survey of Maintenance Models: The Control and Surveillance of Deteriorating Systems”, Naval Research Logistic Quartely n° 23, p.352-388, 1976.

Quak, B.; Galski, E.; Wester Ph. e Smit, J.J., “Fundamental Aspects of Information Processing and the Decision Process to Support Asset Management”, Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Nagoya, Japão, Junho, 2003.

Sand K.; “Risk based distribution system asset management - the Norwegian experience”, en *Seminário Internacional de Gerenciamiento de Activos de Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución*; Buenos Aires, octubre 2006.

Schneider, J.; Gaul, A.; Neumann, C.; Horgräfer, J.; Wellbow, W.; Schwan, M.; Schnettler, A., 2005; “Asset Management Techniques”, 15th Power Systems Computation Conference, pp 22-26, Liege, Belgica, Agosto de 2005.

Singh, C. e Billinton, R., “Frequency and Duration Concepts in System Reliability Evaluation”, IEEE Transactions on Reliability, Vol. 24, nº 1, pp. 31-36, Abril 1975.

Siqueira, I.P., “Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção”, Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção, UFPE, Recife, 1999.

Siqueira, I.P., “Manutenção Centrada na Confiabilidade”, Qualitymark Editora Ltda., Brasil, 2005.

Siqueira, I.P., “RCM – Estado da Arte”, en *Seminário Internacional de Gerenciamento de Ativos, Manutenção da Transmissão e Desempenho do Sistema Elétrico*, Brasília, março 2008.

Smit J.J., Oestergaard J.J., Corbett J., “Development of Asset Management Services”, on behalf of the CIGRE Work Group 23-308, CIGRE Biannual Meeting, Paris, 2002.

Smith, A.M. *Reliability-Centered Maintenance*. McGraw-Hill. Printed in United States of America, 1992.

Van der Meijden, M.A.M.M; Ault, G.W.; Toneguzzo, J.P; Welch, I.; “Asset Management Investment Decision Process”, on behalf of the CIGRE Work Group C1-106, CIGRE, Paris 2004.

Willis, H.L., Welch, G.V., and Schrieber, R.R., *Aging Power Delivery Infrastructures*, Marcel Dekker, 2000.

Young M.R., “A MiniMax Portfolio Selection Rule with Linear Programming Solution”, *Management Science*, Vol. 44, Nº 5, pp.673-683, 1998.

Zouti M.; “Impact of Aging on the MV Asset Reliability”; in *Seminário Internacional de Gerenciamento de Activos de Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución*; Buenos Aires, octubre 2006.

Apêndice A – Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção [Siqueira, 1999]

A.1 Modelagem

A.1.1. Tipos de Manutenção

A manutenção origina-se da necessidade de minimização das incidências de defeitos ou falhas em equipamentos [Lyonnet, 1991]. Para os objetivos deste estudo, estes termos serão conceituados da seguinte forma:

- Defeito – toda alteração física ou química no estado de um componente, não a ponto de causar, de imediato, o término de sua habilidade em desempenhar sua função requerida.
- Falha – término da habilidade de um componente de desempenhar sua função requerida ou de executá-la quando não requerida.

Em função das conseqüências sobre a instalação, estes eventos, em geral, podem ser classificados em três categorias distintas, não necessariamente excludentes entre si [Brauer, 1987]

- redução na segurança física da instalação;
- modificação nas facilidades operacionais;
- conseqüências econômicas para a empresa.

Estes efeitos são determinados pela função que o equipamento desempenha na instalação. Requisitos de segurança são freqüentemente associados aos equipamentos cuja falha possa resultar em riscos e danos para a instalação ou seres humanos. Razões operacionais predominam nos equipamentos de suporte ao operador ou de controle da instalação. Finalmente, os efeitos econômicos são determinantes nos equipamentos cuja falha possa reduzir os lucros, com perdas de produção.

Além desses fatores, aspectos tecnológicos determinam o tipo de manutenção mais adequado a um equipamento. Dois tipos principais de manutenção são universalmente adotados: a manutenção preventiva e a manutenção corretiva. Para os objetivos deste estudo, a manutenção preventiva será decomposta de acordo com as propostas aplicadas na Manutenção Centrada na Confiabilidade [Moubray, 1994]:

- restauração preventiva,
- permutação preventiva;
- técnica preditiva;
- manutenção por inspeção;
- correção preventiva.

A **restauração preventiva** é necessária apenas nos equipamentos recuperáveis, sujeitos a falhas ou desgastes progressivos, ou que necessitam de reabastecimento de materiais de consumo em intervalos regulares.

A **permutação preventiva** constitui-se em atividade específica de substituição preventiva, aplicável aos equipamentos com vida útil vencida ou irrecuperáveis.

A **técnica preditiva** é uma atividade aplicável nos casos onde for possível prever uma falha iminente através da monitoração, durante a operação normal, principalmente nos casos onde se puder tolerar temporariamente uma falha ou defeito durante a operação do equipamento. A monitoração pode ser por instrumentos dedicados, já instalados nos equipamentos, por atividades e medições específicas, ou pela análise do desempenho operacional do equipamento.

A **manutenção por inspeção** aplica-se onde for impossível detectar uma falha, latente ou iminente, através da monitoração em operação, principalmente nos casos onde não for recomendável, por razões de segurança, manter o equipamento operando, com um componente com defeito.

A **correção preventiva** aplica-se quando houver evidência de deficiência no equipamento, não necessariamente um defeito, cuja correção possa reduzir a taxa de defeitos.

A **técnica preditiva** é uma atividade aplicável nos casos onde for possível prever uma falha iminente através da monitoração.

A escolha da técnica de manutenção adequada a um equipamento é um processo que pode ser realizado em duas etapas distintas. A primeira determina as conseqüências da falha para a instalação. A segunda identifica o tipo de atividade mais adequada para combater suas causas ou efeitos. Estas etapas podem ser estruturadas numa seqüência lógica de decisões, aplicável a uma larga gama de equipamentos. Na Figura A.1 ilustra-se uma árvore de decisão adotada nesta análise, adaptada da técnica de Manutenção Centrada na Confiabilidade [Siqueira, et al, 1995].

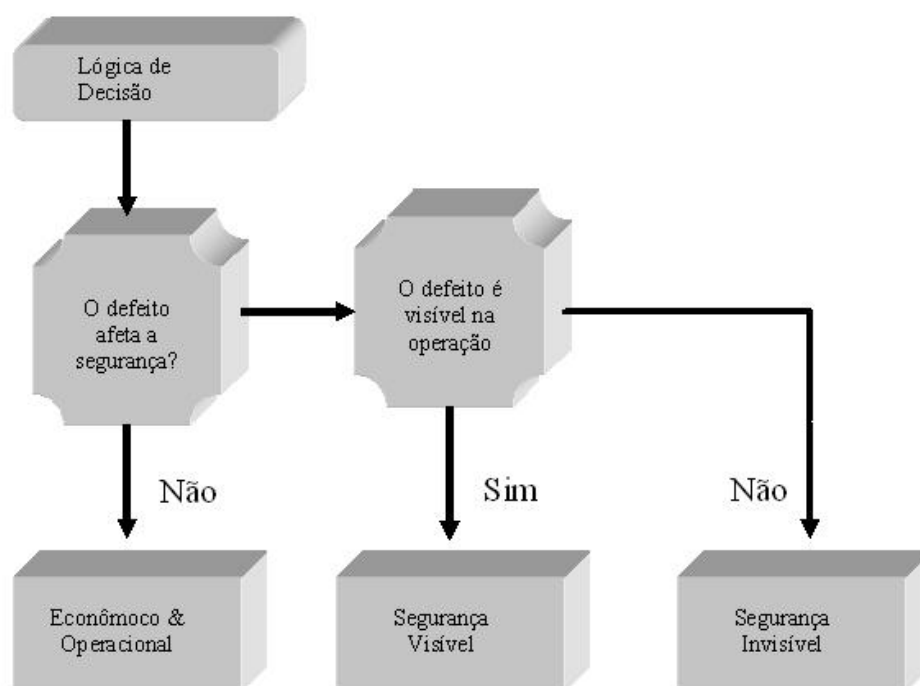


Figura A 1 – Lógica de Decisão

A metodologia MCC é especialmente adequada para instalações com requisitos elevados de segurança. Introduzida originalmente na aviação comercial americana na década de 70, vem sendo utilizada com sucesso na manutenção

de equipamentos militares, e na proteção de instalações elétricas e nucleares. [Moubray, 1994].

Nesta metodologia, as falhas são analisadas por fluxograma de decisão, com questões cujas respostas determinam as consequências para a instalação. Além de identificar a razão principal da manutenção (segurança, operacional ou econômica), a árvore classifica as falhas em visíveis ou invisíveis, conforme seja detectável pelo operador ou por uma ação de manutenção.

No segundo estágio, a metodologia MCC determina as atividades de manutenção mais adequadas, em função das características técnicas dos componentes e das consequências das falhas, identificadas no primeiro estágio. Esta fase também pode ser estruturada na forma de fluxogramas, para cada tipo de consequência de falha, conforme ilustrado na Tabela A.1.

Tabela A 1 – Manutenção Centrada na Confiabilidade

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

A adequação de uma atividade é avaliada, nestes diagramas, 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 prever ou reduzir as ocorrências de falhas no equipamento.

Além da restauração preventiva, manutenção corretiva e técnica preditiva, estes diagramas também introduzem as atividades de aferição/calibração e ensaio funcional, tradicionalmente utilizadas para avaliação de desempenho e teste operacional de sistemas de proteção e medição. Estas últimas compõem a manutenção por inspeção, recomendável para equipamentos cujas falhas sejam invisíveis e que afetem a segurança do equipamento.

Para aplicar esta lógica aos equipamentos de proteção, será útil classificar os componentes destes sistemas nas seguintes classes [Siqueira et al, 1995]:

- sensores, transdutores e condicionadores de sinais;
- dispositivos lógicos e de acionamento;
- sinalizadores, indicadores e registradores;
- anunciadores e alarmes sonoros;
- disjuntores, interruptores e atuadores.

Na Figura A.2 está ilustrada a interconexão típica destes elementos em uma instalação, onde as linhas cheias indicam os circuitos de segurança do sistema de proteção. Estes circuitos abrangem todos os dispositivos cujos defeitos possam provocar uma recusa de atuação da proteção, na ocorrência de uma solicitação, ou uma atuação desnecessária, na ausência da mesma, ou que resultem numa redução na segurança da instalação protegida.

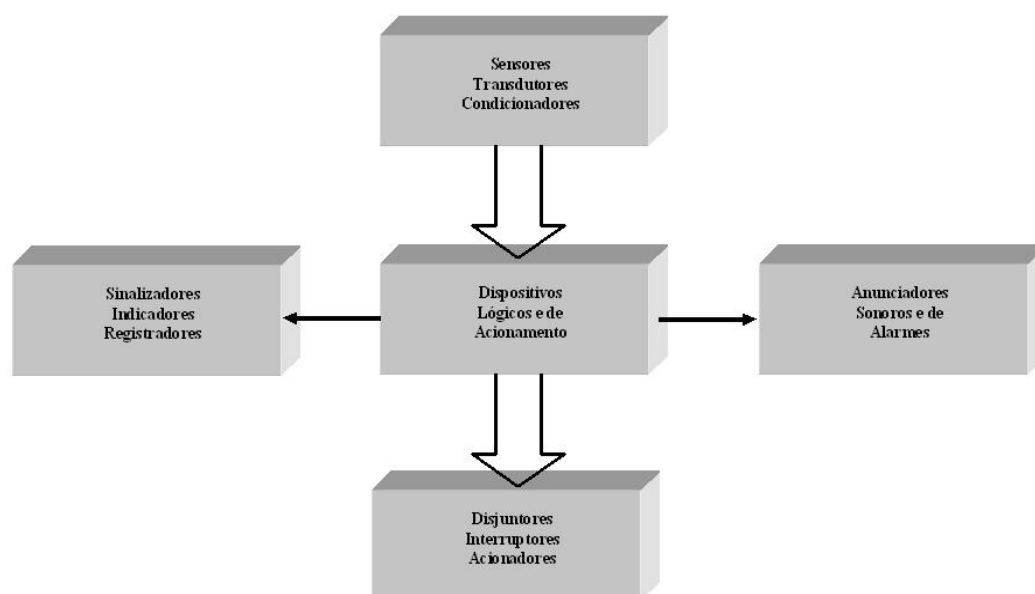


Figura A 2 – Sistema de Segurança

Os **sinalizadores, indicadores e registradores** são monitoráveis pelo próprio operador da instalação, e não estão no circuito de segurança. Em geral, eles podem ser acionados manualmente para verificação do estado. Os indicadores, por si só, já informam a grandeza medida, podendo ser monitorados continuamente. Por isso são adequados para a técnica preditiva. Excetuam-se os registradores com partes móveis, sujeitas a desgastes, ou que necessitam de reabastecimento de material de consumo. Para estes, além da preditiva, será recomendável a realização de restauração preventiva, com periodicidade ditada pelo desgaste, consumo de material e importância operacional.

Os **anunciadores e alarmes sonoros** informam sobre estados críticos da instalação para o operador. Em geral, quando atuam, exigem medidas corretivas pelas equipes de operação ou manutenção. Este fato é suficiente para incluí-los nos circuitos de segurança da instalação. Ao contrário dos sinalizadores e indicadores, eles não possuem indicação contínua, sendo passíveis de falhas invisíveis, exigindo a execução periódica de ensaios funcionais, para a avaliação de seu estado.

Entre os **sensores, transdutores, e condicionadores**, aqueles utilizados apenas para alimentar os indicadores e registradores não afetam a segurança do equipamento; invariavelmente, eles não sofrem desgastes progressivos, e suas falhas são detectáveis pelo operador, através das leituras dos instrumentos.

Para estes, aplicam-se os mesmos tipos de manutenção que os indicadores. Para aqueles utilizados em funções de proteção, tais como relés das leituras de anormalidades, não é possível a identificação da falha pelo operador, exceto se a proteção possuir sistema de auto-teste ou auto-diagnose. Nestes casos, a manutenção deverá ser por inspeção, envolvendo, além do ensaio funcional, as atividades de aferição e calibração, por razões de segurança.

A **lógica de acionamento**, composta em geral de computadores, relés auxiliares, seqüenciadores programáveis, circuitos de intertravamento, chaves de desligamento e bloqueio, faz parte do sistema de segurança do equipamento. Nos sistemas eletrônicos modernos, não sofrem desgaste progressivo. Em geral, suas falhas serão invisíveis para o operador. Estas características determinam a manutenção por inspeção, com ênfase no ensaio funcional, já que a aferição/calibração não se aplica a estes componentes, por serem de estado discreto.

Os equipamentos protegidos em geral possuem sistemas de comando e sensores internos similares à lógica de acionamento da proteção, com circuitos incluídos no circuito de segurança. De maneira análoga, as falhas destes sistemas serão invisíveis para o operador. Além da restauração preventiva, própria dos equipamentos eletromecânicos, devem ser submetidos a manutenção por inspeção, com ensaio funcional realizado de preferência em conjunto com os demais componentes de segurança. Estas considerações aplicam-se também aos sensores e transdutores internos aos equipamentos protegidos (Ex: detectores de gás, válvulas de alívio de pressão entre outros).

Os **disjuntores e acionadores** possuem sistemas de comando elétricos, pneumáticos ou eletro-hidráulicos, similares à lógica de acionamento da proteção, estando incluídos no circuito de segurança do equipamento protegido. Em geral, as falhas destes sistemas serão também invisíveis para o operador. Além da restauração preventiva, própria dos equipamentos mecânicos, sujeitos a desgaste, devem ser submetidos a manutenção por inspeção, através do ensaio funcional, em conjunto com os demais componentes de segurança.

A restauração preventiva será específica de cada tipo de equipamento, função principalmente da tecnologia adotada. Nos equipamentos mais antigos, com

componentes eletromecânicos, além da correção do desgaste das partes móveis e reabastecimento de materiais consumíveis, pode ser necessária a aferição e calibração periódica dos elementos sensores. Nos equipamentos estáticos ou digitais, a restauração preventiva em geral é desnecessária, podendo ser substituída pela técnica preditiva, conforme o nível de monitoração da instalação. Em função de sua especificidade, a periodicidade deste tipo de manutenção não será tratada neste trabalho, devendo ser objeto de estudos específicos. Na Tabela A.2 apresenta-se o resumo da aplicação da metodologia MCC nos equipamentos citados acima [Siqueira, 1999].

Conclui-se, da análise anterior, que, independentemente da tecnologia do componente, se ele exercer uma função de segurança, e sua falha for invisível para o operador, será recomendável a implementação de um programa de manutenção periódica. Este programa, de acordo com a Tabela A.1, deverá constar basicamente das atividades de ensaio funcional e aferição/calibração, conforme o tipo de equipamento.

Tabela A 2 – Consequências de Falhas e Tipos de Manutenção

EQUIPAMENTO DE SEGURANÇA	CONSEQUÊNCIA DA FALHA	TIPO DE MANUTENÇÃO
Sinalizadores Indicadores	Econômica Operacional	Inspeção Preditiva
Registradores Oscilógrafos	Econômica Operacional	Restauração Preditiva
Anunciadores Alarmes Sonoros	Segurança Invisível	Ensaio Funcional
Sensores Transdutores	Segurança Invisível	Ensaio Funcional
Lógica de Acionamento	Segurança Invisível	Ensaio Funcional
Equipamentos Protegidos	Segurança Invisível	Ensaio Funcional
Disjuntores Acionadores	Segurança Invisível	Ensaio Funcional

Em um número razoável de casos, os ensaio de aferição pode ser realizado sem interromper o processo protegido, desde que seja possível isolar a proteção do circuito de segurança, com riscos aceitáveis. Sua efetividade, entretanto, é reduzida pelo fato de detectar apenas falhas nos sensores ajustáveis, sendo incapaz de localizar defeitos nos circuitos de acionamento, e nos disjuntores e atuadores.

Em resumo, para ser efetivo, caso não seja aplicável a técnica preditiva, um programa de manutenção em sistemas de proteção deverá constatar principalmente de ensaios funcionais, complementados por aferições/calibrações, já que os primeiros não localizam defeitos de desajustes de sensores.

Para reduzir o número de intervenções, as aferições deverão, de preferência, ser realizadas simultaneamente com ensaio funcional, com uma frequência igual ou múltipla. O restante deste trabalho será dedicado à determinação da periodicidade ideal deste programa.

A.1.2. Modos de Falha

Os sistemas de proteção de uma instalação industrial caracterizam-se pela propriedade de serem discretos no espaço e contínuos no tempo. Ou seja, eles podem, a qualquer instante, mudar de estado, dentro de um conjunto finito de possibilidades. Estas mudanças são decorrentes de eventos no processo industrial, tais como curtos-circuitos, incêndios e sobrecargas de máquinas, ou de eventos internos aos próprios sistemas de proteção, tais como a queima de um relé ou circuito eletrônico.

Os modos de falha de um sistema de proteção podem ser derivados da enumeração exaustiva dos estados conjuntos da proteção e do equipamento protegido. Para um sistema típico, apenas duas ações podem ser geradas pela proteção:

- **TRIP**: quando estiver emitindo ordem de desligamento;
- **BLOQUEIO**: quando estiver impedindo esta ordem.

Por outro lado, do ponto de vista da proteção, o equipamento protegido também pode estar apenas em dois estados possíveis:

- **BOM:** sem defeito interno;
- **MAU:** com defeito interno.

Na Tabela A.3 [Siqueira, 1999] ilustra-se as possibilidades de combinação destes estados, e sua classificação de anormalidade.

Tabela A 3 – Modos de Falha de Sistema de Proteção

MODOS DE FALHA		PROTEÇÃO	
		TRIP	BLOQUEIO
EQUIPAMENTO	BOM	Defeito	Normal
	MAU	Normal	Recusa

A análise da Tabela A.3 revela dois modos principais de falha, que resultam em atuações não-conformes, de um sistema de proteção:

- **Defeito:** quando a proteção desliga o equipamento protegido, sem haver defeito no mesmo;
- **Recusa:** quando a proteção não desliga o equipamento protegido, na presença de um defeito no equipamento.

O primeiro modo de falha é prejudicial à confiabilidade e continuidade do processo industrial, e aos lucros da empresa, por resultar em desligamentos desnecessários e imprevistos para o cliente ou consumidor.

O segundo, além das conseqüências acima, representa um elevado risco à segurança dos equipamentos e pessoas envolvidas. Além da possibilidade de danos permanentes, esta falha resulta normalmente em interrupções demoradas e de maior vulto do processo industrial, uma vez que a atuação das proteções de retaguarda ou de falha de proteção afetarão uma área maior do processo.

A.1.3. Estados de Proteção

Estabelecidos os modos de falha, é possível identificar o conjunto dos estados possíveis de um sistema de proteção. Inicialmente, três estados são identificados, quando a proteção estiver disponível para a operação [Siqueira, 1999]:

- **Normal:** se a proteção estiver apta a executar sua missão, atuando conforme projetada. Em outras palavras, não possuir defeito intrínseco, estando em condições de desligar o equipamento na ocorrência de um defeito interno, e simultaneamente bloquear seu desligamento na ausência de defeito ou na ocorrência de defeitos externos ao processo;
- **Defeito:** quando a proteção estiver com defeito interno ou intrínseco, propensa a atuações não-conformes, tais como desligar intempestivamente o equipamento protegido, na ausência de uma falha no equipamento protegido;
- **Recusa:** quando a proteção estiver com defeito interno ou intrínseco, que a impeça de atuar na ocorrência de uma falha no equipamento protegido. O equipamento protegido será desligado pelas proteções de retaguarda de outros equipamentos, ou pelos sistemas de proteção contra falha de disjuntor, em consequência da recusa de atuação da proteção.

Além desses casos, a proteção poderá estar indisponível para operação, por estar em manutenção.

- **Teste:** quando a proteção estiver sendo submetida a uma inspeção ou teste periódico, manutenção preventiva ou auto-teste.
- **Reparo:** quando o sistema de proteção não tiver mais condições de efetuar sua função requerida necessitando de reparo para voltar ao estado de operação.

Estes cinco estados foram selecionados por serem estatisticamente significativos, considerando os tempos de permanência envolvidos. Outros estados menos significativos podem ser facilmente incluídos em uma das classes acima, sem afetar significativamente os resultados. Em algumas ocasiões, será útil agregar alguns destes estados, para facilitar a análise.

A.1.4. Sistema de Proteção

A etapa seguinte no processo de modelagem consiste na identificação das transições entre os estados da proteção. Na Figura A.3 [Siqueira, 1999] introduz-se uma numeração de referência para os cinco estados e ilustra-se as possibilidades de transições entre elas. Esta numeração será utilizada consistentemente, até o final deste trabalho.

As transições originadas no estado de manutenção (TESTE e REPARO) serão sempre para o estado NORMAL, admitindo-se que a equipe de manutenção sempre devolve o equipamento à operação sem defeitos. Os casos em que a proteção retorna com defeito serão considerados como passagens rápidas pelo estado NORMAL, com a imediata transição para um dos estados anormais (DEFEITO ou RECUSA). Além de estatisticamente desprezíveis e imperceptíveis, estas possibilidades serão computadas como reincidências de defeito.

Estando a proteção nos estados anormais (DEFEITO e RECUSA), caso não ocorra manutenção preventiva, o defeito somente será observado quando houver uma “solicitação” do sistema protegido, ou seja, no instante em que o equipamento protegido sofrer um desligamento forçado. Portanto, as transições que se originam nos estados anormais (DEFEITO e RECUSA) são direcionadas para o estado de TESTE, contando que a manutenção seja realizada antes de ocorrer a falha no sistema protegido. As transições que se originam nos estados anormais (DEFEITO ou RECUSA), na ausência de manutenção, são sempre direcionadas para o estado de REPARO para a realização da manutenção corretiva. Estatisticamente são desprezíveis as possibilidades de um defeito interno à proteção ser corrigido sem a intervenção da equipe de manutenção. Mesmo que ocorresse, não seria observável.

As transições diretas entre os estados de DEFEITO e RECUSA, embora fisicamente possíveis, são também desprezíveis estatisticamente. Elas exigem a ocorrência de contingência tripla, ou seja, o sistema precisaria estar com defeito interno, surgir outro defeito, e este último cancelar o efeito do primeiro. Em todo caso, mesmo que este evento ocorresse na prática, ele jamais seria computado, uma vez que estas transições não são observáveis fisicamente, e estatisticamente o estado computado será sempre aquele detectado no instante de uma ocorrência ou durante a manutenção.

Finalmente, estando a proteção no estado NORMAL, ela pode transitar para um dos estados anormais (DEFEITO ou RECUSA) em decorrência de uma falha intrínseca, ou para estado de TESTE, durante manutenção preventiva. A transição direta para o estado de REPARO não existe já que ela será sempre precedida por uma transição prévia por um dos estados anormais (DEFEITO ou RECUSA), permanecendo nestes estados por um período estatisticamente significativo. Ou seja, o modelo só se aplica aos defeitos nos circuitos de segurança da proteção, de gravidade suficiente para provocar uma atuação indevida ou recusa da proteção. Defeitos nos circuitos secundários, tais como oscilógrafos e anunciadores, não afetarão a disponibilidade da proteção.

Uma análise superficial deste modelo confirma facilmente a possibilidade de se atingir cada estado a partir de qualquer outro, mesmo que através de estados intermediários. Ou seja, não existem estados finais ou absorventes [Norris, 1997]. Esta característica, própria dos sistemas chamados ergóticos, garantirá que os valores limites das probabilidades dos estados sejam independentes das condições iniciais, facilitando a análise do estado permanente.

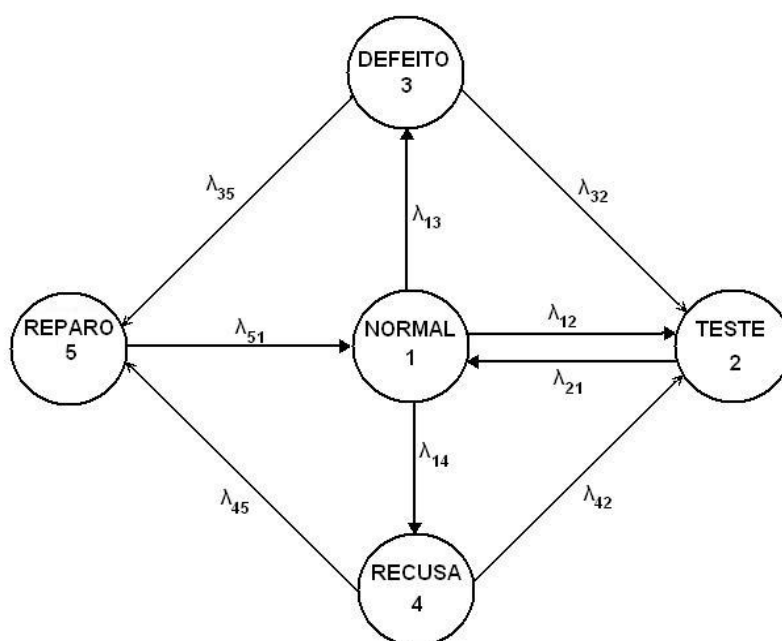


Figura A 3 – Transições entre Estados

A.1.5. Modelo Equivalente

O modelo em estudo representa o comportamento da proteção de um único equipamento. Para uma instalação industrial ou processo interligado, com “n” equipamentos, cada um podendo estar com sua proteção em um dos cinco estados acima, a cadeia resultante possuirá um total de 5^n estados possíveis, com número incalculável de transições. Além das dificuldades de parametrização, a simulação exigiria recursos computacionais em excesso, e inviabilizaria o tratamento analítico.

O recurso normalmente utilizado nestes casos consiste no desenvolvimento de modelos populacionais equivalentes [Sage, 1997], reduzindo-se a dimensão do sistema, mas preservando a natureza básica dos fenômenos. Cada cadeia equivalente simulará o comportamento médio de um subconjunto de equipamentos, os quais serão agrupados conforme a finalidade da simulação. A redução deverá abranger inclusive os parâmetros de carregamento dos processos e custos de manutenção, expressos em valores unitários, de tal forma que o modelo permaneça relativamente invariante com a dimensão física do sistema.

Para análise do sistema de transmissão elétrico da CHESF, foram identificados 18 modelos equivalentes, correspondentes aos grupamentos dos equipamentos por centro regional, por nível de tensão, e por classe funcional, conforme descritos na Tabela A.4 [Siqueira, 1999].

Tabela A 4 – Modelos e Sistemas Equivalentes

SISTEMA	DESCRIÇÃO
Leste	Estados de Pernambuco, Alagoas, Paraíba e Rio Grande do Norte
Sul	Estados da Bahia e Sergipe
Norte	Estado do Ceará
Oeste	Estado do Piauí
Centro	Norte do Estado da Bahia e Alagoas, e Sul de Pernambuco
Centro-Oeste	Sudeste do Estado da Bahia
500kV	Subestações e Linhas de 500kV
230kV	Subestações e Linhas de 230kV
138kV	Subestações e Linhas de 138kV
69kV	Subestações e Linhas de 69kV
13.8kV	Subestações e Linhas de 13.8kV
Reatores	Reatores <i>Shunt</i> em todos os níveis de tensão
Trafos	Equipamentos de transformação e regulação serie
Linhas	Linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição
Capacitores	Capacitores <i>Shunt</i> para regulação de tensão
Síncronos	Máquinas síncronas para geração de reativos
Barras	Barramentos de subestações e usinas
CHESF	Sistema de transmissão da CHESF

A quantidade de equipamentos protegidos, incluídos em cada um dos subgrupos do sistema elétrico da CHESF encontra-se detalhada na Tabela A.5 [Siqueira, 1999].

Tabela A 5 – Modelos Equivalentes

MODELO	Leste	Sul	Norte	Oeste	Centro	C. Oeste	TOTAL
500kV	16	15		15	17	9	72
230kV	109	90	74	33	38	28	372
138kV	17	7	4				28
69kV	147	105	81	25	45	30	433
13.8kV	99	69	51	36	70	18	343
Linhas	203	162	86	42	93	44	630
Trafos	96	62	46	26	55	20	307
Reatores	15	5	30	14	3	11	78
Capacitores	22	25	18	9	3	1	78
Síncronos	2	5	2				9
Barras	48	27	24	18	20	9	146
CHESF	388	286	206	109	174	85	1248

Para avaliar o desempenho destes sistemas, além dos modelos dos esquemas de proteção, será necessário modelar as sistemáticas de manutenção dos sistemas de segurança, e o comportamento estatístico dos processos produtivos associados.

A.1.6. Planilha de Dados

Para cada sistema avaliado, foram definidos os parâmetros estatísticos do desempenho da proteção, no período de observação, e os dados característicos da população dos equipamentos protegidos. Estes dados foram extraídos dos sistemas de informação da CHESF.

Na Tabela A.6, apresenta-se a planilha onde foram registrados os dados de desempenho da proteção e características do sistema elétrico. Uma planilha única foi utilizada para todas as instalações do sistema elétrico, identificando-as na primeira coluna. As seguintes instruções foram seguidas no preenchimento desta planilha:

Subestação ou Usina – SE

Preencher com a designação operacional da instalação onde encontra-se o equipamento protegido.

Equipamento da Instalação – EQP

Preencher com a designação operacional do equipamento protegido.

Região Geográfica – REG

Identificar a região geográfica onde está situada a instalação. Estas regiões devem corresponder aos centros de manutenção regionais adotados pela empresa.

- L Leste
- S Sul
- N Norte
- B Centro-Oeste
- O Oeste
- P Centro

Nível de Tensão – TENSÃO

Identificar o maior nível de tensão elétrica nominal do equipamento, através do seguinte código:

- 2 500kV
- 4 230kV
- 3 138kV
- 2 69kV
- 1 138kV

Classe de Equipamento – CLASSE

Identificar o tipo de equipamento, através do seguinte código:

- L Linha de Transmissão
- S Máquina Síncrona
- T Transformador e Auto-transformador
- R Reator
- C Capacitor
- B Barramento

Ano de Operação – ANOOP

Informar o ano e o mês que o equipamento foi comissionado. No caso da CHESF, os dados foram analisados no período de 1983 à 1991.

Desligamentos Forçados – TRIP

Preencher com o número total de desligamentos forçados do equipamento protegido, durante o período em estudo. Apenas aqueles resultantes da atuação da proteção.

Número de Reparos – (Nº(REPARO))

Informar o número total de manutenções corretivas realizadas na proteção dos equipamentos, no período em estudo.

Tempo Acumulado de Reparo – (T(REPARO))

Somar os tempos individuais de cada manutenção corretiva na proteção dos equipamentos, no período em estudo, e indicados na coluna anterior.

Número de Testes – (Nº(TESTES))

Informar o número total de testes funcionais realizados na manutenção preventiva da proteção do equipamento, no período em estudo.

Tempo Acumulado de Teste – (T(TESTES))

Somar os tempos individuais de cada manutenção preventiva na proteção dos equipamentos, no período em estudo, e indicados na coluna anterior. Excluir os tempos de preparação, deslocamento, espera ou outros, que não impliquem em indisponibilidade da proteção.

Atuações Indevidas – (Nº(INDEVIDAS))

Informar o número de desligamentos forçados dos equipamentos, provocados por atuação indevida de sua proteção, no período em estudo.

Recusas de Atuação – (Nº(RECUSAS))

Informar o número de desligamentos forçados dos equipamentos, no período em estudo, nos quais houve recusa de atuação de sua proteção. Ou seja, o equipamento protegido foi desligado pelas proteções de retaguarda de outros equipamentos, ou pelos sistemas de proteção contra falha de disjuntor, em consequência de uma falha de sua proteção

Tabela A 6 – Dados das Instalações

[illegible]

A.1.7. Processos de Manutenção

Para análise do processo de manutenção, será necessário o desenvolvimento de modelos quantitativos para as atividades de testes e de reparo, característicos dos sistemas de proteção. A variável de interesse neste caso será o tempo gasto nestas atividades, durante o qual a proteção estará indisponível.

Considere-se inicialmente, que t_R seja o tempo necessário para localizar e corrigir um defeito no sistema de proteção. Como a origem do defeito em geral é desconhecida, o valor de t_R será uma variável aleatória, sendo melhor caracterizada por uma densidade de probabilidade.

Para isto, suponha-se que a probabilidade do reparo ser concluído no intervalo de tempo $(t, t+\Delta t)$, dado que se iniciou no instante 0, seja dada por:

$$m_R(t)\Delta t = P(t \leq t_R \leq t + \Delta t) \quad (A.1)$$

onde $m_R(t)$ é a densidade de probabilidade do reparo. A função de distribuição, ou probabilidade de que o reparo seja realizado no intervalo $(0, t)$, será definida como a manutenibilidade para reparo da proteção, $M_R(t)$, ou seja:

$$M_R(t) = \int_0^t m_R(x) dx \quad (A.2)$$

O valor esperado do tempo de reparo - r será dado por:

$$r = \int_0^{\infty} t \cdot m_R(t) dt \quad (A.3)$$

A probabilidade condicional de que o sistema seja reparado entre os instantes t e $t+\Delta t$, dado que estava com defeito no instante t , pode ser calculada por:

$$v_R(t)\Delta t = \frac{P\{t \leq t_R \leq t + \Delta t\}}{P\{t_R > t\}} \quad (A.4)$$

onde $v_R(t)$ é a taxa instantânea de reparo da proteção. Através de (A.4) obtém-se a taxa de reparo da proteção, em função da função de distribuição:

$$v_R(t) = \frac{m_R(t)}{1 - M_R(t)} \quad (A.5)$$

Considerando (A.2), a equação (A.5) permite expressar a função de distribuição e a densidade de probabilidade em função da taxa de reparo, ou seja,

$$M_R(t) = 1 - \exp\left[-\int_0^t v_R(x)dx\right] \quad (A.6)$$

$$m_R(t) = v_R(t) \exp\left[-\int_0^t v_R(x)dx\right] \quad (A.7)$$

Idêntico processo pode ser seguido para modelagem de testes funcionais, realizados na manutenção preventiva. Neste caso, o modelo markoviano do sistema de proteção pressupõe que eventuais defeitos encontrados na proteção, durante a realização dos testes, serão corrigidos imediatamente, o que exigirá um tempo adicional de pesquisa e reparo, além do teste convencional, se necessário. Como a presença de defeito, neste caso, não é conhecida *a priori*, o tempo de teste também será uma variável aleatória.

Seguindo um desenvolvimento idêntico ao descrito acima, obtém-se o valor esperado do tempo de teste – m na proteção, expresso por:

$$m = \int_0^{\infty} t \cdot m_T(t)dt \quad (A.8)$$

onde $m_T(t)$ é a densidade de probabilidade do teste, dada por:

$$m_T(t) = v_T(t) \exp\left[-\int_0^t v_T(x)dx\right] \quad (A.9)$$

e $v_T(t)$ é a taxa de realização do teste na proteção, calculada por:

$$v_T(t) = \frac{m_T(t)}{1 - M_T(t)} \quad (\text{A.10})$$

$M_T(t)$ nesta expressão representa a função distribuição, ou probabilidade de que o teste seja realizado no intervalo de $(0, t)$, dado por:

$$M_T(t) = \int_0^t m_T(x) dx = 1 - \exp\left[-\int_0^t v_T(x) dx\right] \quad (\text{A.11})$$

Considerando que, tanto o teste preventivo quanto o reparo, dependem da presença e localização de defeitos na proteção, e que estes possuem natureza tipicamente aleatória, o modelo estatístico mais simples pressupõe taxas de reparo e testes constantes, ou seja,

$$v_T(t) = v_T \quad (\text{A.12})$$

$$v_R(t) = v_R \quad (\text{A.13})$$

conduzindo a densidades de probabilidade de tempo de teste e de reparo exponenciais:

$$m_T(t) = v_T e^{-v_T t} \quad (\text{A.14})$$

$$m_R(t) = v_R e^{-v_R t} \quad (\text{A.15})$$

Neste caso, os valores esperados do tempo de teste e de reparo serão simplesmente:

$$m = \frac{1}{v_T} \quad (\text{A.16})$$

$$r = \frac{1}{v_R} \quad (\text{A.17})$$

O valor esperado do tempo de teste - m pode ser estimado deterministicamente ou por meios estatísticos, uma vez que, para cada tipo de proteção, considerando uma equipe típica de manutenção, são preestabelecidas as

seqüências de atividades executadas no teste e, por conseguinte, os tempos médios envolvidos, a menos da presença de defeitos ocultos.

Já o valor do valor esperado do tempo de reparo - r deve ser estimado estatisticamente, por ser dependente da localização do defeito, a qual é uma variável aleatória.

Os valores esperados do tempo para testar e reparar a proteção do sistema elétrico podem ser estimados através dos tempos de teste e de reparo obtidos a partir dos dados das instalações fornecidos na Tabela A.6.

Na Tabela A.7, relaciona-se os valores destes parâmetros, calculados a partir dos dados levantados para cada um dos 18 estratos de sistemas de proteção utilizados na rede elétrica da CHESF e documentados em planilhas como a apresentada na Tabela A.6.

Tabela A 7 – Valores Esperados dos Tempos de Teste e de Reparo [h]

SISTEMA	m	r	SISTEMA	m	r
500kV	48.692	5.7539	Síncronos	39.778	10.530
230kV	31.434	4.1697	Barras	9.3925	4.4813
138kV	17.893	3.5074	Leste	16.266	4.6611
69kV	8.4344	4.1183	Sul	18.821	4.4333
13.8kV	8.4566	4.1699	Norte	16.414	4.2386
Linhas	23.095	4.3861	Oeste	17.793	7.5378
Trafos	14.585	4.0436	Centro	21.558	3.0524
Reatores	11.463	5.2840	Centro-Oeste	17.498	3.7336
Capacitores	7.7167	2.8865	CHESF	17.831	4.3131

A.1.8. Processo Produtivo [Siqueira, 1999]

O comportamento estatístico do processo produtivo, nos aspectos relacionados à segurança, pode ser estudado observando-se os instantes em que o

equipamento protegido sofre uma ação ou decisão do sistema de proteção². Estes eventos são denominados de **solicitações**, podendo ser modelados por transições de estado do processo protegido. Admitindo que cada transição conduz a um estado diferente, identificado pelo número acumulado de solicitações a partir de um instante inicial, pode-se representar o processo pelo modelo markoviano apresentado na Figura A.4.

Ou seja, cada solicitação conduz o processo a um estado diferente, numa sequência estabelecida, com no máximo um evento de cada vez. Adicionalmente, admite-se que as solicitações sejam resultantes da contribuição de vários mecanismos idênticos, como os sistemas modelados, ou repetições de um mesmo processo, individualmente de probabilidade pequena mas definida, e independentes entre si no tempo. Isto equivale a supor que a taxa de transição entre cada estado do modelo mostrado na Figura A.4, é constante, ou seja, as probabilidades condicionais de ocorrência são estáveis em um determinado intervalo de tempo, obedecendo a distribuições exponenciais negativas.

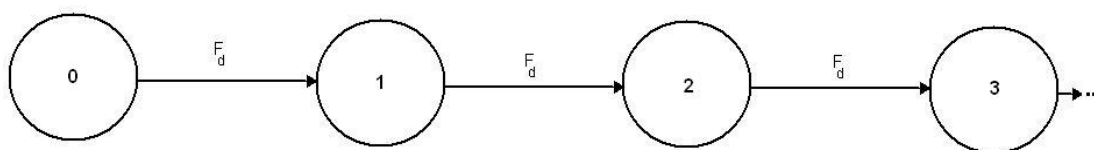


Figura A 4 – Modelo do Processo Produtivo

A taxa de transição F_d , representa o número médio de desligamentos forçados, automáticos pelo sistema de proteção, por unidade de equipamento protegido, constatado durante um período Δt de observação, em um determinado sistema. Seu valor decorre não só da taxa de falha dos equipamentos protegidos, como também da vulnerabilidade dos circuitos secundários auxiliares, da agressividade do ambiente da instalação, e da incidência de acidentes operacionais. Especialmente em linhas de transmissão de energia elétrica, este parâmetro dependerá fortemente das condições atmosféricas e ambientais da

² Existem três hipóteses: i) quando o equipamento estiver emitindo ordem de desligamento e a proteção desligar o equipamento; ii) quando o equipamento protegido estiver emitindo ordem de desligamento e a proteção se recusar a desligar e iii) quando a proteção desligar indevidamente o equipamento protegido.

região, e de medidas preventivas tomadas contra causas externas, tais como queimadas em canaviais e controle da vegetação na faixa de servidão. Para os demais equipamentos, as taxas de falha típicas de cada componente serão preponderantes para o valor de F_d .

Os desligamentos acidentais por ação humana direta na manutenção do sistema de proteção não serão considerados nesta classe, já que não fazem parte da taxa de falha do equipamento e circuitos secundários. Os demais desligamentos acidentais, provocados pelas equipes de operação ou manutenção do equipamento protegido, serão incluídos nas causas ambientais, uma vez que implicam em solicitações aos sistemas de proteção.

Sendo F_d o valor desta taxa, deduz-se, por inspeção, observando-se a Figura A.4, que a matriz de transição da cadeia será:

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} -F_d & F_d & 0 & 0 & \dots \\ 0 & -F_d & F_d & 0 & \dots \\ 0 & 0 & -F_d & F_d & \dots \\ 0 & 0 & 0 & -F_d & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \end{bmatrix} \quad (\text{A.18})$$

da qual resulta o seguinte sistema de equações diferenciais para as probabilidades de estado:

$$\frac{dP_0(t)}{dt} = -F_d P_0(t) \text{ onde } P_0(0) = 1, \quad (\text{A.19})$$

$$\frac{dP_i(t)}{dt} = -F_d P_i(t) + F_d P_{i-1}(t) \text{ onde } P_i(0) = 0 \text{ } i > 0. \quad (\text{A.20})$$

A integração deste sistema, considerando as condições iniciais indicadas, pode ser obtida por indução [Norris, 1997], resultando na tradicional distribuição de Poisson, ou seja:

$$P(t) = e^{-F_d t} \frac{(F_d t)^i}{i!} \text{ para } i \geq 0. \quad (\text{A.21})$$

Para um conjunto heterogêneo de equipamentos, o valor de F_d resultará da contribuição ponderada de cada tipo de equipamento protegido, em função de sua participação no sistema. Seu cálculo resultará de uma estatística, definida por uma média amostral, avaliada na população de equipamentos, no período de observação.

Seu cálculo será efetuado pela seguinte média amostral:

$$F_d = \frac{\sum TRIP}{T \cdot \sum EQP} \quad (A.22)$$

Apresenta-se na Tabela A.8, os valores da frequência de desligamentos indevidos, para os 18 modelos representativos do sistema de transmissão da CHESF, no período de 1983 – 1991.

Destaca-se o valor elevado dos desligamentos de linhas em relação aos demais subsistemas, decorrente da exposição natural destes equipamentos ao meio ambiente.

Tabela A 8 – Frequência de Desligamentos Forçados (F_d) [1/hora]

SUBSISTEMA	TAXA	SUBSISTEMA	TAXA
500kV	2,2443e-4	Síncronos	4,9044e-4
230kV	2,3878e-4	Barras	4,4915e-5
138kV	8,2717e-4	Leste	6,7934e-4
69kV	5,5059e-4	Sul	5,1982e-4
13.8kV	1,1968e-3	Norte	6,6320e-4
Linhas	1,0825e-3	Oeste	1,0934e-3
Trafos	1,4977e-4	Centro	4,4846e-4
Reatores	1,8701e-5	Centro-Oeste	3,6425e-4
Capacitores	4,6979e-4	CHESF	6,2263e-4

Apêndice B – Teoria do Consumidor

Nesta etapa da microeconomia, as atenções estão voltadas para os consumidores, procurando-se investigar seu comportamento. São estabelecidos conceitos que mostram como o consumidor escolhe as quantidades dos produtos que deseja consumir.

B.1. Preferências do Consumidor

Nesta seção será investigado como o consumidor estabelece suas preferências diante de uma grande variedade de produtos e serviços a sua disposição.

Suponha que uma pessoa esteja pretendendo aproveitar suas férias fazendo dois tipos de programas diferentes. Ela deseja ir ao estádio assistir partidas de futebol de seu time preferido, e como bom cinéfilo, deseja também assistir a filmes inéditos que estão em cartaz na temporada. O diretório acadêmico de sua faculdade está fazendo promoções especiais para seus afiliados. Estão sendo vendidos bilhetes para jogos de futebol e para a temporada de cinema a preços convidativos. Diante da possibilidade de economizar seus escassos recursos, a pessoa irá adquirir os ingressos para a temporada de férias. Estão sendo oferecidos seis tipos diferentes de carnês. Cada carnê contém ingressos para as partidas de futebol e para os filmes. Os carnês foram designados por letras e cada um possui quantidades diferentes para cada diversão. Na Tabela B.1 resume-se as diferentes opções que estão a disposição. O carnê A, por exemplo, contém sete ingressos para o futebol e dois ingressos para o cinema.

Tabela B 1 – Tipos de Carnês Disponíveis ao Consumidor

Tipo de Carnê	Ingressos	
	Futebol	Cinema
A	7	2
B	5	5
C	4	4
D	2	7
E	2	5
F	2	4

Diante de inúmeras possibilidades de escolha, qual seria o tipo de carnê que a pessoa preferiria?

B.2. Curvas de Indiferença

Para tornar a análise clara, plota-se em um gráfico o ponto referente a cada tipo de carnê. Ilustra-se na Figura B.1 este gráfico, onde na ordenada, estão indicadas as quantidades de ingressos para o cinema e, na abscissa, as quantidades de ingressos para o futebol.

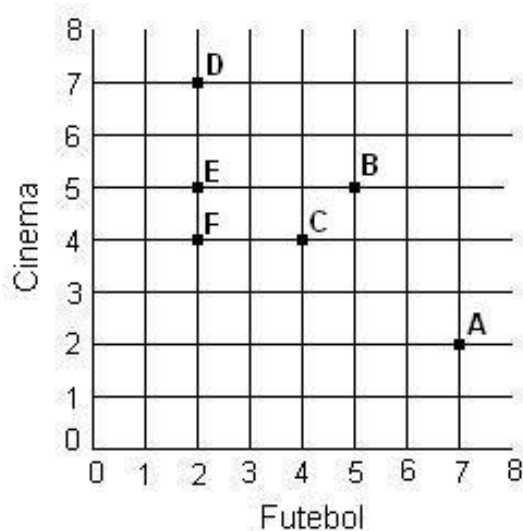


Figura B 1 – Gráfico com os Tipos de Carnês

Com os tipos de carnês plotados no gráfico cartesiano apresentado na Figura B.1 a análise será mais fácil. Observa-se que entre os carnês dos tipos *D*, *E* e *F*, escolhe-se o carnê tipo *D*. Neste caso, todos eles possuem dois ingressos para o futebol, entretanto, o carnê tipo *D* possui maior quantidade de ingressos para o cinema. Da mesma forma, compara-se os carnês *F* e *C*. Embora possuam quatro ingressos para o cinema, o carnê *C* é preferido, pois possui mais ingressos para o futebol. Se for comparado os carnês *F*, *C* e *B*, fica claro que deverá ser optado o carnê *B* em detrimento dos outros dois, pois possui mais ingressos tanto para o cinema quanto para o futebol. Na direção do ponto *F* para o ponto *B*, aumentam as quantidades de ingressos dos dois tipos. Como comparar os carnês *D* e *B*? O carnê *B* possui mais ingressos do futebol do que o *D*. Em contrapartida, o *D* possui mais ingressos para o cinema do que o *B*. A mesma questão pode ser colocada entre os carnês tipo *B* e *A*. Da mesma forma,

entre os carnês tipo *D* e *A*. Quaisquer comparações entre os carnês *D*, *B* e *A* irão requerer mais informações acerca das preferências de quem esteja adquirindo os carnês.

Supõe-se que o consumidor manifeste idêntico nível de satisfação em adquirir carnês do tipo *D* ou *A*, ou seja, é indiferente entre as situações apresentadas. Traça-se pelas pontos *A* e *D*, do gráfico com os tipos de carnês, uma curva que é o lugar geométrico de todos os pontos em relação aos quais o consumidor está indiferente. Essa curva é denominada Curva de Indiferença [Baídya et al, 1999]. Supõe-se que esta curva de satisfação define um grau de satisfação U_0 . Portanto, todos os pontos desta curva possuem idêntico grau de satisfação. Na Figura B.2, mostra-se a curva de indiferença de nível U_0 .

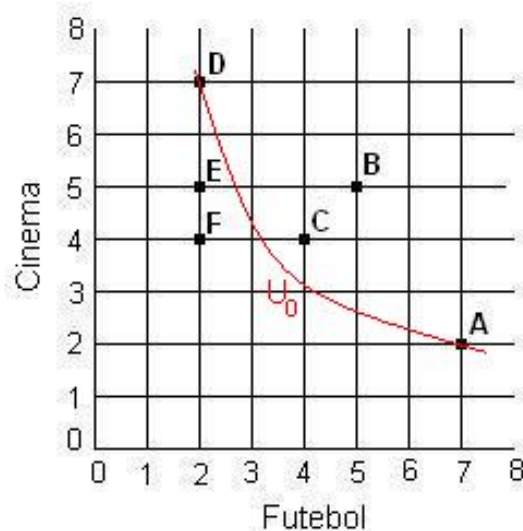


Figura B 2 – Curva de Indiferença de Nível U_0

Suponha que a curva de indiferença passando por *C* seja U_1 . Observou-se, anteriormente, que o consumidor estaria mais satisfeito se possuísse o carnê *B* em vez do *C*. Então, pode-se imaginar que a curva de indiferença passando por *B* teria um nível U_2 representando uma satisfação maior, ou seja, $U_2 > U_1$. De maneira análoga, pode-se imaginar curvas de indiferença passando por *E* e por *F*, cada uma com seu respectivo grau de satisfação. Apresenta-se, na Figura B.3 [Baídya et al, 1999] todas estas curvas, e obtém-se assim o denominado Mapa de Indiferença. O mapa de indiferença é o conjunto de curvas de indiferenças que representa as preferências de um consumidor [Baídya et al, 1999].

Observando-se o mapa de indiferença ilustrado na Figura B.3, as curvas de indiferença superiores e mais à direita representam níveis de satisfação maiores. Assim tem-se que $U_2 > U_1 > U_0 > U_4$.

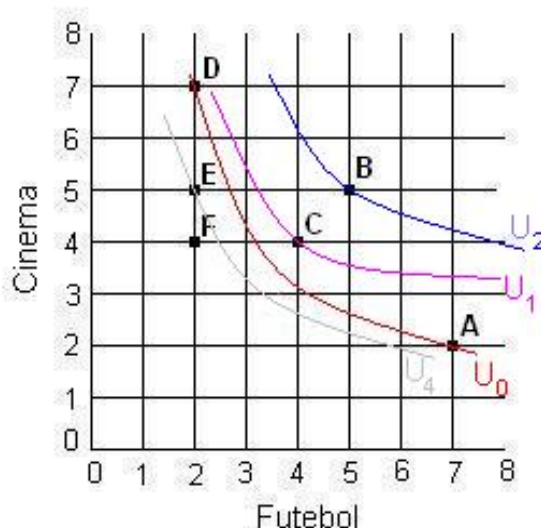


Figura B.3 – Mapa de Indiferença do Consumidor

B.3. Elasticidade-Preço da Demanda

A elasticidade-preço da demanda mede o quanto varia percentualmente a demanda de um produto quando seu preço varia 1%. É a relação entre a variação percentual da quantidade demandada e a variação percentual do preço. Matematicamente, pode-se escrever a elasticidade-preço da demanda como:

$$E_{PD} = -\frac{\%Q}{\%P} = -\frac{\Delta Q / Q}{\Delta P / P} = -\frac{P}{Q} \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta P} \quad (3)$$

Observa-se que a elasticidade-preço da demanda é um número adimensional. Além disso, o aumento no preço ($\Delta P > 0$) implica uma redução da demanda ($\Delta Q < 0$). O contrário também é verdade, redução no preço ($\Delta P < 0$) provoca aumento da demanda ($\Delta Q > 0$). Como o preço e quantidade estão inversamente relacionados, o valor da elasticidade é negativo. Para evitar o manuseio com números negativos, utiliza-se o sinal negativo na definição de (3).

A demanda é inelástica (ou preço-inelástica) quando o valor E_{PD} é menor do que 1 ($E_{PD} < 1$). Nesse caso, as variações no preço pouco alteram a quantidade demandada do produto.

B.3.1. Elasticidade – Risco da Parcela Variável

Aplicando o conceito de elasticidade da demanda ao problema em análise podemos dizer que a *elasticidade-risco* da PV – $E_R:PV$ por um ativo de transmissão mede a variação proporcional na quantidade da PV em função de uma variação proporcional no risco. Esta relação é expressa por [Barros e Melo, 2006]:

$$E_R:PV = \frac{\Delta R/R}{\Delta PV/PV} \quad (4)$$

Ou em função da inclinação $\tan \theta = \Delta PV / \Delta R$:

$$E:PV = \frac{1}{\tan \theta} \cdot \frac{PV}{R} \quad (5)$$

Espera-se que a curva da $E_R:PV$ tenha um comportamento semelhante ao da Figura B.4 [Barros e Melo, 2006]

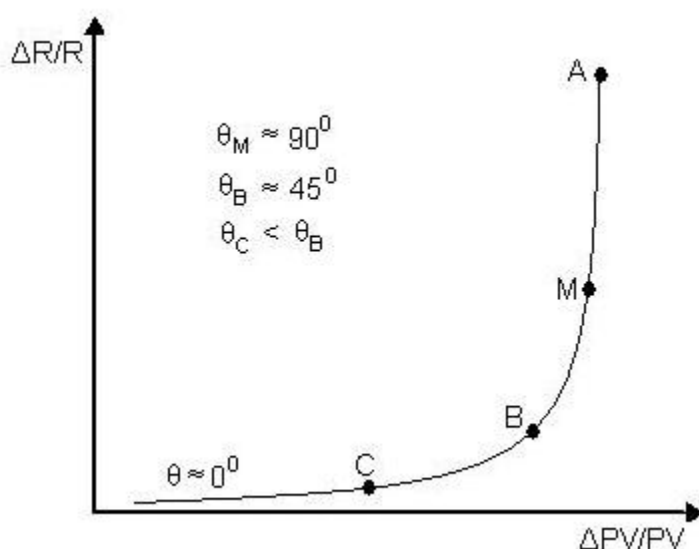


Figura B 4 – Curva elasticidade – risco da PV

Observando-se a curva elasticidade–risco da PV, nota-se que no intervalo [A-M] a relação “ $\Delta PV/PV$ ” praticamente não é alterada, ou seja, $tg\theta_A \approx tg\theta_M$, enquanto que a relação “ $\Delta R/R$ ” é passível de sofrer grandes variações. No ponto “A” a PV torna-se *perfeitamente elástica* ($tg\theta = 0$) e conseqüentemente, “ $E_R:PV \rightarrow \infty$ ” (tende para valores bastantes elevados), situação em que o decisor não acataria um nível da PV tão baixo em detrimento de um nível de risco extremamente elevado.

A elasticidade diminuirá com o risco a partir do ponto “M” até o ponto “B”, onde a inclinação torna-se unitária ($tg\theta_M \approx 1$), significando que um decréscimo no nível de risco é compensado por um aumento de maior proporção na quantidade da PV ($E_R:PV > 1$).

Após atingir a elasticidade unitária ($E_R:PV \approx 1$), o nível de risco continua diminuindo, porém com menor variação ($E_R:PV < 1$), até atingir o ponto “C”, onde $tg\theta_C < tg\theta_B$. A partir deste ponto, as PV atingem níveis tão elevados que pode inviabilizar economicamente o ativo de transmissão. Como a tendência é que “ $\Delta PV/\Delta R \approx 0$ ”, a elasticidade tende a se aproximar de zero e a PV torna-se *perfeitamente inelástica*.