

FERNANDO JESÚS GUEVARA CARAZAS

**ANÁLISE DE DISPONIBILIDADE DE TURBINAS A GÁS
EMPREGADAS EM USINAS TERMELÉTRICAS A CICLO
COMBINADO**

Dissertação de Mestrado apresentada à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para a obtenção de título de
Mestre em Engenharia.

São Paulo

2006

FERNANDO JESÚS GUEVARA CARAZAS

**ANÁLISE DE DISPONIBILIDADE DE TURBINAS A GÁS
EMPREGADAS EM USINAS TERMELÉTRICAS A CICLO
COMBINADO**

Dissertação de Mestrado apresentada à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para a obtenção de título de
Mestre em Engenharia.

Área de Concentração:
Engenharia Mecânica

Orientador:
Professor Dr.
Gilberto Francisco Martha de Souza

São Paulo

2006

A mis padres Fernando y
Blanca, a mis hermanos Cecilia y
Carlos y a la memoria de mi
Abuelo.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Gilberto Francisco Martha de Souza, pela orientação deste trabalho, pela confiança demonstrada ao longo do trabalho e pela oportunidade de permitir-me fazer realidade este projeto.

Ao pessoal do laboratório de confiabilidade, Érico, William e especialmente a Natália, pela ajuda no desenvolvimento deste trabalho e pela amizade cultivada ao longo desde tempo.

Aos meus amigos da Kostka que sempre acompanharam e apoiaram a evolução deste projeto.

A todos os amigos que acompanharam esta etapa tão importante, obrigado pelo apoio, as lições dadas com a sua experiência e pela amizade, (setembro2003-dezembro2005).

Aos engenheiros Juliano Nicolielo Torres, Alexandre Ferreira Silva e demais colegas do grupo de desempenho da AES.

À Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo (FUSP), pela concessão da bolsa de mestrado associada ao projeto de pesquisa, realizado através do convênio com a AES Tietê.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2. OBJETIVO DO TRABALHO.....	5
1.3. ESCOPO DO TRABALHO.....	6
CAPÍTULO 2 - TURBINA A GÁS	7
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	7
2.2. TURBINA A GÁS	8
2.3. COMPONENTES DA TURBINA A GÁS.....	10
CAPÍTULO 3 - CONCEITOS DE CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE	24
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	24
3.2. CONFIABILIDADE	25
3.3. MANUTENÇÃO	43
3.4. MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE.....	53
CAPÍTULO 4 - PROPOSTA DE MÉTODO DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE PARA TURBINA A GÁS	65
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	65
4.2. PROPOSTA DO MÉTODO DE ANÁLISE	67
CAPÍTULO 5 - EXEMPLO DE APLICAÇÃO: TURBINA A GÁS EMPREGADA EM UMA TERMELÉTRICA A CICLO COMBINADO	73
5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	73
5.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO	74
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES	103
6.1. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	103
6.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	106
CAPÍTULO 7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
ANEXO A	111
ANEXO B.....	122
ANEXO C.....	234
APÊNDICE A.....	261

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 1. Representação do Reaproveitamento dos Gases na Exaustão da Turbina a Gás para Geração de Vapor (AP007, 2003).....	4
Figura 1. 2. Representação da Usina Termelétrica a Ciclo Combinado (AP007, 2003).....	5
Figura 2. 1. Ciclo de Combustão da Turbina a Gás (Rolls Royce, 1986).....	9
Figura 2. 2. Circuito Aberto da Turbina a Gás (GE-MS6001, 1999).....	10
Figura 2. 3. Compressor Centrífugo (Rolls Royce, 1986).....	11
Figura 2. 4. Turbo Hélice com Compressor Centrífugo. (CNICE, 2005).....	12
Figura 2. 5. Compressor Axial de Turbina a Gás. (AP007-CTGW501F, 2003).....	13
Figura 2. 6. Rotor do Compressor Axial. (AP007-CTGW501F, 2003).....	14
Figura 2. 7. Sistema de Combustão (AP007-CTGW501F, 2003).....	15
Figura 2. 8. Câmara de Combustão H-25 (HITACHI-H25, 2003).....	16
Figura 2. 9. Turbina de Quatro Estágios (AP007-CTGW501F, 2003).....	18
Figura 2. 10. Secção Transversal da Palheta (JUNG; et al, 2003).....	19
Figura 2. 11. Filtro Separador de Inércia (GE-MS6001, 1999).....	20
Figura 2. 12. Arranjo dos Componentes do Sistema de Partida (AP007-CTGW501F, 2003).....	23
Figura 3. 1. Função de Probabilidade Acumulada $F(t)$, (LEITCH, 1995).....	26
Figura 3. 2. Função de Confiabilidade $R(t)$. (LEITCH, 1995).....	27
Figura 3. 3. Representação da Curva da Banheira, (LEWIS, 1987).....	29
Figura 3. 4. Diagrama de Blocos em Série.....	33
Figura 3. 5. Diagrama de Blocos em Paralelo.....	33
Figura 3. 6. Confiabilidade de Sistemas em Série em Função do Número de Componentes que o Compõe (n).....	34
Figura 3. 7. Gráfico Comparativo da Evolução da Confiabilidade para Componentes e no Modo Paralelo Ativo.....	35
Figura 3. 8. Efeito da Manutenção Preventiva na Confiabilidade (LEWIS, 1987).....	45
Figura 3. 9. Efeito da Manutenção Preventiva na Confiabilidade (LEWIS, 1987).....	46

Figura 3. 10. Curva de Tendência para o Valor de um Parâmetro de Interesse (XENOS, 2004)	52
Figura 3. 11. Diagrama de Classificação das Conseqüências das Falhas, (LAFRAIA, 2001)	60
Figura 3. 12. Diagrama de Decisões para Seleção de Práticas de Manutenção – Modos de Falha envolvendo Conseqüências de Segurança (LAFRAIA, 2001)	61
Figura 3. 13. Diagrama de Decisões para Seleção de Práticas de Manutenção – Modos de Falha envolvendo Conseqüências Operacionais e Não-operacionais (LAFRAIA, 2001)	62
Figura 3. 14. Diagrama de Decisões para Seleção de Práticas de Manutenção – Modos de Falha envolvendo Conseqüências Ocultas (LAFRAIA, 2001)	62
Figura 4. 1. Metodologia de Análise de Confiabilidade para Turbina a Gás	66
Figura 4. 2. Arranjo Geral de Árvore Funcional (MASSARANI, 2003)	69
Figura 5. 1. Arranjo de Usina Termelétrica a Ciclo Combinado. (HITACHI, 2003)	74
Figura 5. 2. Árvore Funcional da Usina Termelétrica	75
Figura 5. 3. Árvore Funcional da Turbina a Gás	77
Figura 5. 4. Função Confiabilidade do Sistema Turbina a Gás 1	93
Figura 5. 5. Função de Confiabilidade da Turbina a Gás 2	93
Figura 5. 6. Função de Confiabilidade da Turbina a Gás 2 sem 1393 Horas	96
Figura 5. 7. Função Manutenibilidade para o Sistema Turbina a Gás 1	98
Figura 5. 8. Função Manutenibilidade para o Sistema Turbina a Gás 2	98
Figura 5. 9. Função Manutenibilidade para o Sistema Turbina a Gás 2 sem 1393 Horas	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 3. 1. Tabela Contendo Informações para Elaboração da Análise de Modos e Efeitos das Falhas	42
Tabela 3. 2. Classificação de Severidade Conforme Norma ISO 9000(RELIASOFT, 2003)	43
Tabela 3. 3. Tabulação de Resultados na Análise de Decisão pelo Método RCM, (MOUBRAY, 2000)	64
Tabela 4. 1. Formulário Empregado na Análise FMEA.	70
Tabela 4. 2. Identificação dos Componentes Críticos (SOUZA, 2005b).....	71
Tabela 5. 1 Características da Usina	73
Tabela 5. 2 Classificação de Severidade Empregada na Análise do Tipo FMEA de um Sistema de Geração de Energia	81
Tabela 5. 3 Lista de Componentes Críticos para a Turbina a Gás	84
Tabela 5. 4 Recomendações de Manutenção para a Turbina a gás - Subsistema Estrutura.....	86
Tabela 5. 5 Recomendações de Manutenção para a Turbina a Gás Subsistema Compressor.....	87
Tabela 5. 6 Dados de Falha do Sistema Turbina a Gás 1.....	90
Tabela 5. 7 Dados de Falha do Sistema Turbina a Gás 2.....	91
Tabela 5. 8 Parâmetros das Distribuições de Confiabilidade das Turbinas a Gás.	94
Tabela 5. 9 Parâmetros das Distribuições de Confiabilidade das Turbinas a Gás Sem 1393 Horas	95
Tabela 5. 10 Parâmetros das Distribuições Lognormais Empregadas na Modelagem dos Tempos de Reparo das Turbinas a Gás.....	97
Tabela 5. 11 Parâmetros das Distribuições Lognormal Empregadas na Modelagem dos Tempos de Reparo da Turbina a Gás 2 sem 1393 Horas	99
Tabela 5. 12 Resultado do Cálculo de Disponibilidade da Turbina 1(BLOCKSIM, 2002).....	100
Tabela 5. 13 Resultado do Cálculo de Disponibilidade da Turbina 2(BLOCKSIM, 2002).....	101
Tabela 5. 14 Disponibilidade em Função da Redução do Tempo de Reparo Para a Turbina a Gás 1	101

Tabela 5. 15 Disponibilidade em Função da redução do Tempo de Reparo para a Turbina a Gás 2	102
--	-----

LISTA DE SÍMBOLOS

T	Tempo até ocorrer a falha
$f(t)$	Função densidade de probabilidade no tempo t
$F(t)$	Função de probabilidade acumulada no tempo t
$R(t)$	Confiabilidade no tempo t
$\lambda(t)$	Taxa de falha no tempo t
μ	Média de um conjunto de dados
σ	Desvio padrão de um conjunto de dados
x_0	Constante de localização da distribuição de Weibull
η	Constante de escala da distribuição de Weibull
β	Constante de forma da distribuição de Weibull
$R_s(t)$	Confiabilidade do sistema no tempo t
$R_i(t)$	Confiabilidade do componente i no tempo t
$F_s(t)$	Função distribuição acumulada de falhas para o sistema no tempo t
$F_i(t)$	Função distribuição acumulada de falhas para o componente i no tempo t
$m(t)$	Função distribuição de probabilidade para a execução do reparo no tempo t
t_{rep}	Tempo de reparo do equipamento
$M(t)$	Função distribuição acumulada para a execução do reparo no tempo t (Mantenabilidade)
$MTTR$	Tempo médio para reparo (“Mean Time To Repair”)
$\nu(t)$	Taxa de reparo
$A(T)$	Disponibilidade ao longo de um intervalo de tempo
$A^*(T)$	Disponibilidade média no intervalo de tempo
$\hat{A}(t)$	Indisponibilidade no tempo t

<i>MTBF</i>	Tempo Médio Entre Falhas (“Mean Time Between Failure”)
<i>MTTR</i>	Tempo Médio de Reparo do inglês (“Mean Time To Repair”)
<i>R_m(t)</i>	Confiabilidade do sistema após manutenção preventiva
<i>MTBRA</i>	Tempo Médio de Execução das Atividades Associadas com a Manutenção Preventiva (“Mean Time Between Repair Activities”)
Φ	Símbolo da distribuição normal reduzida.

RESUMO

As usinas termelétricas a ciclo combinado empregadas na geração de energia elétrica são compostas basicamente por três elementos ou sistemas: a Turbina a Gás, a Caldeira de Recuperação e a Turbina a Vapor. A Turbina a Gás é responsável pela transformação da energia química do combustível em energia mecânica para acionar os geradores, e os gases de escapamento com alta temperatura são responsáveis pela geração de vapor para as turbinas de vapor nas caldeiras de recuperação. É por estes motivos que é importante manter disponível a Turbina a Gás.

A disponibilidade de um sistema está relacionada com a confiabilidade dos seus componentes e com as políticas de manutenção associadas aos mesmos, que não só influenciam no tempo de retorno à operação após uma ação de manutenção programada ou não programada, como também na degradação da confiabilidade do sistema.

Este trabalho apresenta um método de análise empregado para a estimativa da confiabilidade e disponibilidade de Turbinas a Gás empregadas em usinas termelétricas a ciclo combinado, baseado nos conceitos de Confiabilidade e Manutenção Centrada em Confiabilidade.

O método baseia-se na avaliação dos tempos entre falhas das causas destas falhas, e dos tempos de reparo associados a cada uma das intervenções de operação associadas à ocorrência de falhas.

Adicionalmente, apresenta-se uma aplicação deste método para Turbinas a Gás de grande porte, com potência nominal de 150MW instaladas em uma Usina Termelétrica com capacidade de geração superior a 500MW.

Verifica-se a existência da diferença na disponibilidade das duas turbinas instaladas na usina obtendo um valor de 99,35% e 96%, considerando um período de operação de 8760 horas.

Finalmente, apresentam-se as principais conclusões do trabalho e uma discussão sobre a viabilidade de aplicação do método proposto.

ABSTRACT

The combined cycle thermoelectric power station presents three main equipments: the Gas Turbine, the Heat Recovery Steam Generator and the Steam Turbine. The Gas Turbine transforms the chemical energy generated by combustion in mechanical energy unit to rotate the generator's shaft and the exhaust gas in high temperature is used to heat water at the Heat Recovery Steam Generator to generate steam for the Steam Turbine. Taking in view the great importance of the gas turbine for power generation, its availability should be carefully evaluated to guarantee the power station full operational availability.

The availability of a system is strongly associated with the parts reliability and their maintenance policy. That policy not only has influence on the parts repair time but also on the parts reliability, affecting the system degradation and availability.

This study presents a method for reliability and availability evaluation of gas turbines installed in a combined cycle thermoelectric power station, based on system Reliability concepts and Reliability-Centered Maintenance.

The methodology depended on time between failures, failure modes and time to repair associated to each failure that operation interruption.

The method is applied on the analysis of a gas turbine with more than 150MW nominal output installed in a 500MW power plant.

A difference between the gas turbines availability are identified. The calculator values are 99,35 % and 96 % for 8760 hours operation period.

Finally, the main conclusions and a discussion about feasibility of application of the considered method are present at the end of the study.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

O Brasil possui um grande potencial de geração de energia hidroelétrica, pois conta com a maior bacia hidrográfica do mundo. Atualmente, 80 % do total de energia elétrica gerada provém deste meio (BEM-MME, 2005), mas, na década de 90, perceberam-se sinais de esgotamento deste recurso, pois os excedentes de água que garantiam o abastecimento até 1995 passaram a ser consumidos sem a compensação proporcional que deveria ser assegurada pelos períodos de chuvas.

Isto trouxe como consequência a crise energética de 2001, causando a necessidade de uma política de racionamento. Desde então foi discutida a possibilidade de geração de energia elétrica baseada em usinas termelétricas como complemento ao modelo de geração hidroelétrica. Os defensores deste modelo de geração de energia mencionam como vantagens a proximidade da usina ao consumidor direto, e o menor impacto ambiental em comparação à instalação de uma usina hidroelétrica. Soma-se o forte crescimento na geração com utilização de gás natural, de 9,1 TWh em 2003 para 14,7 TWh em 2004, crescimento equivalente a 61,8% (BEM-MNE, 2005).

Os operadores deste modelo de geração, por outro lado, tem um desafio particular por operar com tecnologias relativamente novas com sucesso, que é o caso da geração de energia elétrica através de usinas a ciclo combinado. Neste contexto entende-se como sucesso a capacidade de manter disponível à usina quando o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico - o requeira.

Desta forma, para garantir o desempenho eficiente e a baixo custo, com a finalidade de atender às exigências do mercado consumidor, é importante reduzir a probabilidade de falha destes sistemas, mantendo reduzido o custo de manutenção. É neste contexto que os conceitos de confiabilidade passam a ser empregados, pois a confiabilidade está associada ao sucesso da operação dos equipamentos, ou seja, à

execução das funções para as quais foram projetados, preferencialmente com ausência de falhas. Dessa forma, a confiabilidade, de uma forma simplista, pode ser definida como a possibilidade de um componente, equipamento, ou sistema executar a sua função, por um período de tempo específico, sem apresentarem falhas.

A disponibilidade de um sistema está relacionada com a confiabilidade dos equipamentos que o compõe e com as políticas de manutenção associadas aos mesmos, que não só influenciam o tempo de retorno à operação dos mesmos em caso de falha, mas também podem retardar a degradação da confiabilidade do equipamento, no caso de aplicação de técnicas preventivas ou preditivas. Adicionalmente a disponibilidade do equipamento também está associada com aspectos econômicos de sua operação, pois quanto maior a disponibilidade, maior é a capacidade de produzir um produto específico a ser vendido, gerando faturamento para uma empresa.

Através da aplicação de técnicas de avaliação da confiabilidade de sistemas, como a Análise de Modos e Efeitos de Falhas (do inglês "Failure Modes and Effects Analysis" - FMEA), pode-se definir quais são os modos de falha dos componentes do sistema cuja ocorrência implica em conseqüências severas para o mesmo, mais especificamente, a perda de produção. No caso de sistemas de geração de energia elétrica, a conseqüência de maior gravidade para o mesmo, em função da falha de seus componentes, é a não geração de energia elétrica.

Uma vez identificado os modos de falha de maior gravidade (ou severidade) para o sistema, pode-se estudar, em função da natureza da falha do componente, qual a prática de manutenção mais adequada ao mesmo, visando à minimização da sua probabilidade de falha.

Estes conceitos caracterizam a técnica de seleção de políticas de manutenção denominada Manutenção Centrada em Confiabilidade (do inglês "Reliability-Centered Maintenance" – RCM), a qual tem por objetivo a seleção da melhor política de manutenção para os componentes considerados críticos para o sistema de geração de

energia elétrica, visando à minimização de ocorrências de falha que causa parada total do sistema.

Uma vez identificados os componentes críticos e seus modos de falha, pode-se determinar, em função dos dados históricos de falha, quais seriam os períodos mais indicados para a execução de uma intervenção de manutenção, a fim de evitar a falha em serviço, caracterizando a prática de manutenção preventiva. Além disso, em função das características dos modos de falha destes componentes, pode-se inclusive, indicar uma prática de manutenção preditiva.

O sistema em estudo nesta dissertação é uma turbina a gás que opera em ciclo combinado, ou seja, ao invés dos gases provenientes da combustão serem expulsos pela chaminé na atmosfera, eles são encaminhados para a caldeira de recuperação. Desta forma, a energia térmica dos gases da combustão é reaproveitada para a produção de vapor na caldeira de recuperação ou HRSG (do inglês “Heat Recovery Steam Generator”). Posteriormente, o vapor gerado é expandido na turbina a vapor. A Figura 1.1. mostra a turbina a gás e o aproveitamento dos gases de combustão para a geração de vapor.

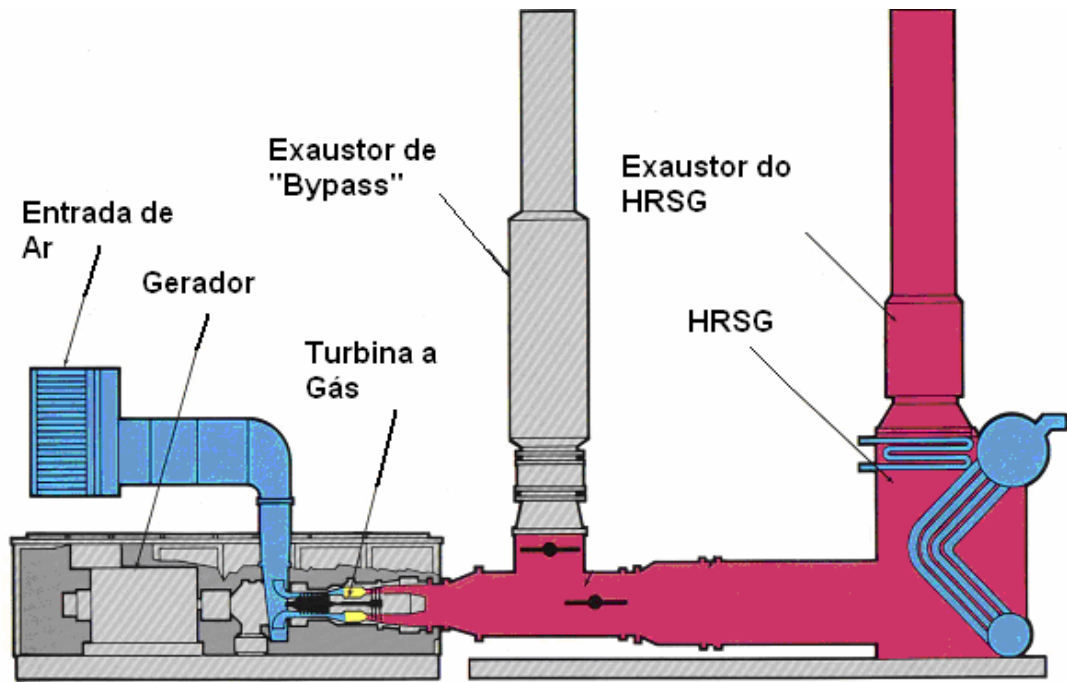


Figura 1. 1. Representação do Reaproveitamento dos Gases na Exaustão da Turbina a Gás para Geração de Vapor (AP007, 2003)

O caso em estudo é uma usina que opera com duas turbinas a gás associadas a duas caldeiras de recuperação, e uma turbina a vapor, com uma potência total instalada superior a 500MW. Os componentes principais da usina são, como indicado na Figura 1.2.:

- duas Turbinas a Gás, com potência nominal superior a 150MW, que podem utilizar gás natural ou óleo Diesel como combustível;
- duas Caldeiras de Recuperação de Calor (HRSG), cada uma acoplada a uma das Turbinas a Gás, com possibilidade de queima complementar e produção de vapor superaquecido (171 bar, 545⁰C);
- uma Turbina a Vapor, com potência de cerca de 190MW, que recebe vapor simultaneamente das duas caldeiras de recuperação.

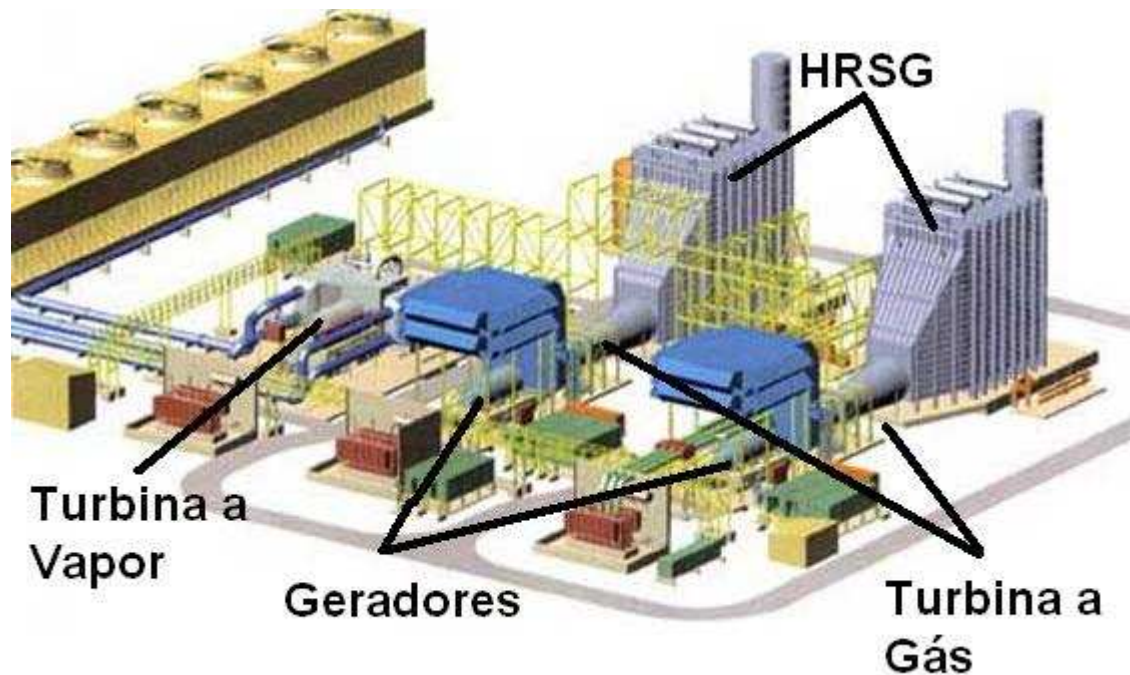


Figura 1. 2. Representação da Usina Termelétrica a Ciclo Combinado (AP007, 2003)

1.2. Objetivo do Trabalho

Este trabalho tem como objetivo desenvolver um método para avaliação da disponibilidade de uma Turbina a Gás, tomando por base a aplicação de técnicas de análise de confiabilidade.

A análise de disponibilidade é baseada no registro dos tempos até a falha e nos tempos para reparo dos diversos componentes presentes na turbina a gás.

Visando a melhoria da disponibilidade, identificam-se os componentes críticos do sistema, aqueles cujas falhas ocasionam perda de desempenho do sistema de geração, e, além disso, determinam-se as possíveis técnicas de manutenção para diminuir a ocorrência de falha, baseando-se nos conceitos de Manutenção Centrada em Confiabilidade RCM (do inglês “Reliability-Centered Maintenance”).

O método de análise proposto é empregado na avaliação da disponibilidade de turbinas a gás instaladas em usina termelétrica a ciclo combinado, sendo turbinas a gás de fabricação norte-americana com potência nominal superior a 150MW.

1.3. Escopo do Trabalho

Visando atingir os objetivos apresentados no item 1.2., esta dissertação é apresentada em seis capítulos. Após uma breve introdução ao estudo, constante no Capítulo 1, no Capítulo 2, apresenta-se uma descrição da operação das Turbinas a Gás, juntamente com uma descrição dos principais sistemas que a compõem.

O Capítulo 3 apresenta os principais conceitos de confiabilidade, as ferramentas de análise de confiabilidade de sistemas aplicáveis ao estudo, as vantagens e desvantagens de cada uma delas e o método de cálculo de disponibilidade. Como continuação da apresentação dos conceitos, são definidos os conceitos de Manutenção e Manutenção Centrada em Confiabilidade, assim como a relação entre a aplicação de técnicas de manutenção e a disponibilidade de sistemas de geração de energia elétrica.

No Capítulo 4 é proposto o método que será aplicado neste trabalho para a análise de disponibilidade da Turbina a Gás como componente de uma usina termelétrica para geração de energia elétrica a ciclo combinado, baseado nos conceitos de Confiabilidade e Manutenção Centrada em Confiabilidade.

No Capítulo 5 é apresentado um exemplo de aplicação de análise de disponibilidade de Turbina a Gás, baseado no método apresentado no Capítulo 4, incluindo a apresentação da árvore funcional, a Análise de Modos e Efeitos de Falhas, com a conseqüente seleção de elementos críticos e as recomendações de manutenção baseadas na aplicação do RCM, e finalmente, a análise de disponibilidade em conformidade com o proposto no Capítulo 4.

Finalmente, as conclusões do trabalho e as recomendações para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 6.

CAPÍTULO 2 - TURBINA A GÁS

2.1. Considerações Iniciais

Historicamente, o desenvolvimento da turbina a gás foi mais complexo, em comparação ao do ciclo a vapor e a das máquinas a pistão, pois estas eram mais fáceis de projetar, construir e operar. Essa complexidade decorreu da dificuldade de tornar o ciclo de compressão de ar eficiente, pois as perdas no estágio de compressão da turbina eram altas, impedindo a obtenção de trabalho útil. Por muitas décadas muitas foram as tentativas de se conseguir trabalho útil a uma temperatura a qual o material da turbina pudesse suportar, (SILVA E ROSA, 2004).

Em 1791, John Barber registrou a primeira patente de turbina a gás, que infelizmente não resultou em nenhuma aplicação da mesma. Outra tentativa foi realizada pelo Dr. Stolze, que projetou uma turbina de ar quente em 1892, construindo-a entre 1900 e 1904, mas este projeto de turbina não conseguiu produzir potência útil. Em 1903, Aegidius Elling registrou a primeira tentativa bem-sucedida em produzir trabalho. Sua turbina a gás produziu um trabalho no eixo de 11HP, com câmara de combustão a pressão constante. (SILVA e ROSA, 2004)

Em 1904, Elling construiu uma turbina a gás regenerativa que produziu uma potência no eixo de 44HP, a uma temperatura máxima de 500 °C, com câmara de combustão a pressão constante. Em 1906, a firma suíça Brown-Boveri projetou o primeiro compressor centrífugo de múltiplos estágios para uma turbina de pressão constante, construída por Lemale e Armangaud em Paris. No mesmo período, Holzwarth, na Alemanha, realizou grandes esforços para desenvolver uma turbina a gás de volume constante através de um arranjo de várias câmaras de combustão ao redor do eixo da turbina (SMITH, 1951).

Em 1910, a Brown-Boveri construiu a primeira turbina Holzwarth, sem conseguir êxito com ela. Novos projetos foram desenvolvidos até chegar a uma turbina

de 2000 KW de potência em 1930, projeto que contava com um sistema de resfriamento por água. (SMITH, 1951).

Assim, várias foram as tentativas de se conseguir trabalho útil com turbina a gás nas três primeiras décadas do século 20, incluindo as de Adolph Vogt (1904 a 1905), Barbezart e Karavodine, entre outros. A primeira turbina a gás industrial comercializada com sucesso foi produzida pela Brown Boveri em 1939. (SILVA e ROSA, 2004).

Finalmente, durante a Segunda Guerra Mundial os ingleses e os alemães utilizaram com sucesso as turbinas a gás para a propulsão de aviões. Neste processo, ocorreram os maiores progressos no aumento da sua eficiência térmica. Com o aumento da demanda energética, na década de 1970, passou-se a usar turbinas a gás em usinas geradoras de eletricidade, concorrendo com sucesso com as turbinas a vapor, pois tinham menor custo e maiores facilidades para a montagem, operação e manutenção.

Como conseqüência da crise do petróleo de 1973, foi reduzido o interesse pela geração termelétrica, estancando os investimentos em turbinas a gás. Apenas as turbinas para aeronaves prosseguiram em constante desenvolvimento, por razões militares. Na atualidade, o interesse pela geração de energia elétrica com turbina a gás é alto, tanto para unidades de pequeno como grande porte, pela facilidade de implantar ciclos de cogeração e combinados, (LEITE, 2003).

2.2. Turbina a Gás

A turbina a gás é uma máquina térmica que realiza trabalho ao expandir um gás. Pode ser considerada similar a um motor de combustão interna, já que transforma a energia química do combustível em energia mecânica pela queima do mesmo em uma câmara de combustão.

No caso de sistemas de geração de energia elétrica, a energia mecânica em forma de rotação no eixo possui um torque de saída capaz de produzir trabalho, seja

para acionamento de geradores para produção de energia elétrica, seja para acionar outros equipamentos secundários. Na Turbina a Gás, nem toda a energia produzida é entregue ao gerador elétrico. De todo o trabalho gerado pela turbina a gás, cerca de 2/3 são utilizados para acionar o compressor e perdido pela exaustão sob a forma de calor, e apenas 1/3 para fornecer carga externa. (AP007-CTG W501F, 2003).

O ciclo termodinâmico do gás na turbina consiste em uma compressão adiabática, seguida de um aquecimento (politrópico), e finalizada com uma expansão adiabática do fluido compressível, geralmente ar. Esse ciclo é denominado Ciclo Brayton. A Figura 2.1. apresenta um ciclo de combustão de turbina a gás usada na indústria aeronáutica.

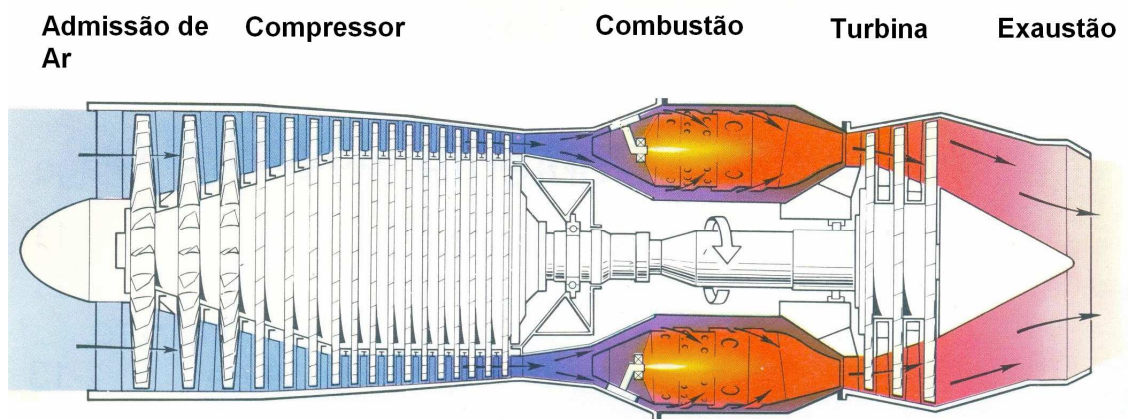


Figura 2. 1. Ciclo de Combustão da Turbina a Gás (Rolls Royce, 1986)

A operação da turbina a gás (ciclo Brayton) tem duas configurações, aberto e fechado (SILVA e ROSA, 2004). No circuito aberto, o fluido de trabalho é comprimido pelo compressor, passando para a câmara de combustão, onde recebe energia do combustível, elevando sua temperatura. Na saída da câmara de combustão, o fluxo é encaminhado para a turbina, onde é expandido e como resultado, gira o eixo para acionamento do compressor e o eixo do gerador elétrico. Finalmente, o gás é descarregado na atmosfera por uma chaminé. O circuito aberto é indicado na Figura 2.2.

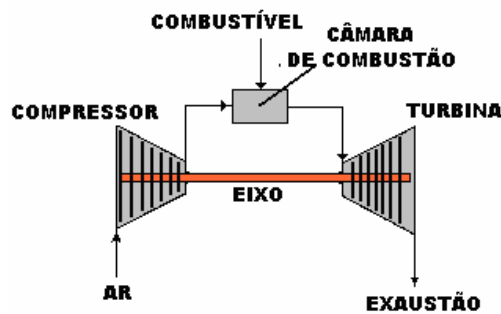


Figura 2. 2. Circuito Aberto da Turbina a Gás (GE-MS6001, 1999)

O circuito fechado opera da mesma forma que o aberto com a diferença que o fluido de trabalho permanece dentro do sistema e o combustível é queimado fora do sistema. A maior vantagem do circuito fechado é a possibilidade de usar altas pressões através de todo o circuito, o que resulta na redução do tamanho da turbo máquina para uma dada potência, e possibilita a variação da potência útil pela variação do nível de pressão no circuito. Esta forma de controle permite que uma grande faixa de potência possa ser obtida sem alterar a máxima temperatura do ciclo com uma pequena variação na eficiência (SILVA e ROSA, 2004).

2.3. Componentes da Turbina a Gás

A turbina a gás é composta principalmente pelo compressor, pelo sistema de combustão e pela turbina propriamente dita. Além destes componentes, a estrutura, os sistemas de admissão de ar e sistema de partida, são igualmente importantes. A incorreta operação dos mesmos compromete a operação da turbina.

Para um estudo profundo, sob o ponto de vista operacional, os principais sistemas podem ser subdivididos em sistemas menores até chegar aos componentes que os compõem. O objetivo de fazer estas subdivisões é elaborar árvores funcionais, como primeira etapa de um estudo de confiabilidade. Os componentes, subsistemas e sistemas têm que suportar sempre as funções principais, que são: a transformação de energia química em energia térmica, como produto da combustão, e expansão dos gases na turbina, transformando energia cinética em energia mecânica no eixo saída.

2.3.1. Compressor

O compressor é o primeiro elemento básico da turbina a gás. É fundamental para uma operação eficiente da turbina, tendo em vista a necessidade de compressão de grandes volumes de ar para a combustão (INDUSTRIAL PRESS, 1967), (AP007-CTG W501F, 2003). Existem dois tipos de compressores utilizados em turbinas a gás: compressores centrífugos e de fluxo axial.

2.3.1.1. Compressor Centrífugo

O compressor centrífugo, pela sua aplicação na indústria e na sobre alimentação de motores de combustão a pistão, tem-se desenvolvido muito com o passar dos anos. Devido à suas qualidade e segurança na operação, este tipo de compressor é utilizado em alguns modelos de turbinas a gás. (ROLLS ROYCE, 1986). Um esquema de compressor centrífugo é mostrado na Figura 2.3.

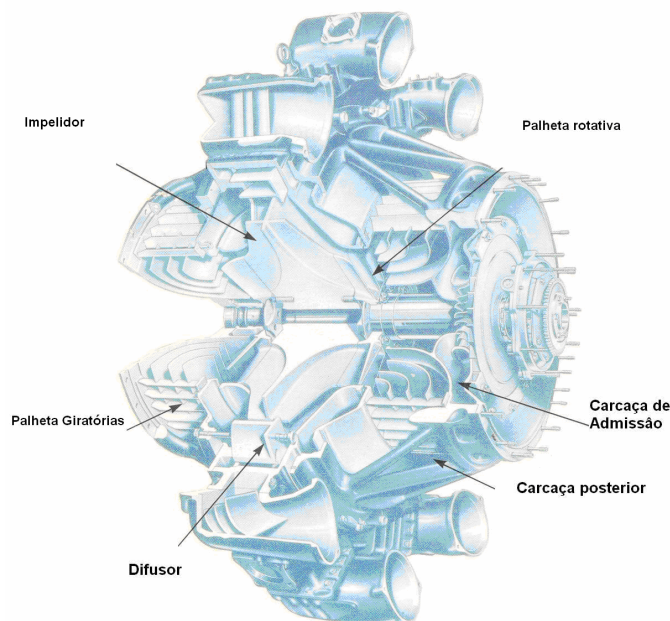


Figura 2. 3. Compressor Centrífugo (Rolls Royce, 1986)

O compressor centrífugo opera aspirando o ar pelo centro do rotor, com fluxo essencialmente radial. O rotor imprime velocidade ao ar, forçando-o para os difusores estacionários, onde a energia cinética do ar é convertida em pressão. A pressão

descarregada por um compressor centrífugo é parcialmente constante para uma grande faixa de vazão. Este compressor não é muito usado para geração de energia elétrica, mas é bastante utilizado em turbinas aeronáuticas de pequeno porte. A Figura 2.4. mostra uma turbo hélice de uso aeronáutico.

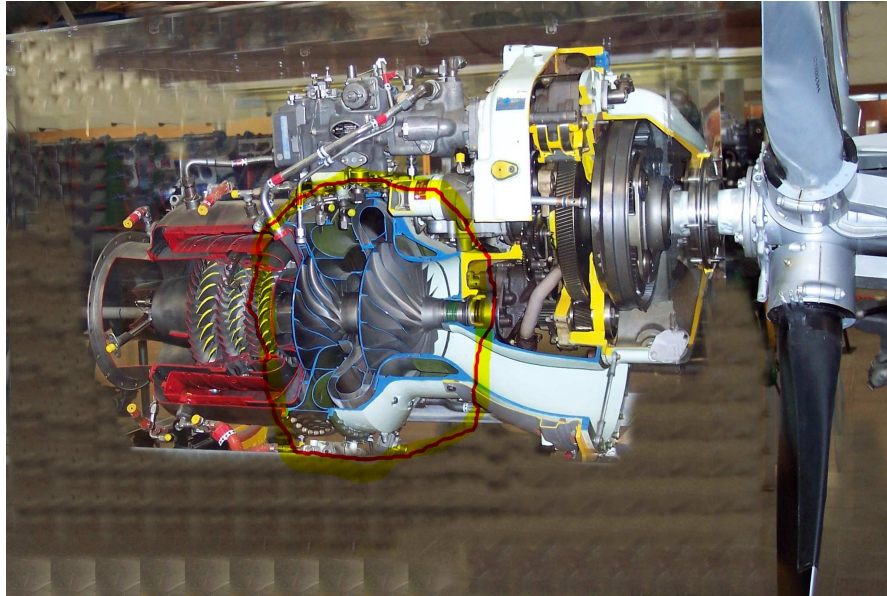


Figura 2. 4. Turbo Hélice com Compressor Centrífugo. (CNICE, 2005)

2.3.1.2. Compressor Axial

O compressor axial é constituído de uma série de palhetas, com seção de perfil aerodinâmico, colocadas ao longo de um disco chamado rotor, e um conjunto estacionário de palhetas com seção de perfil aerodinâmico, colocadas ao longo da carcaça chamada estator, sendo que o compressor todo é formado de uma série de estágios ou etapas (SILVA e ROSA, 2004).

Na Figura 2.5. mostra-se como as etapas de compressão diminuem a área anular. Isto é necessário para manter a velocidade média axial do ar aproximadamente constante, na medida em que a densidade aumenta através do comprimento do compressor.

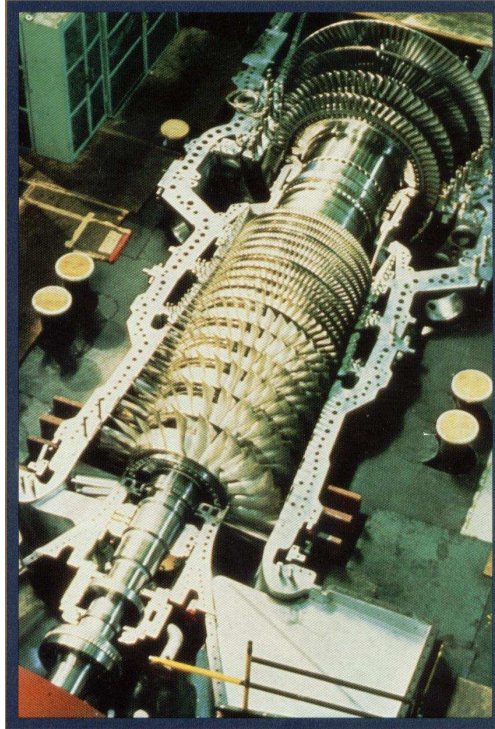


Figura 2. 5. Compressor Axial de Turbina a Gás. (AP007-CTGW501F, 2003)

No compressor axial, o ar é movimentado paralelamente ao rotor, isto é, com fluxo axial. Analogamente ao compressor centrífugo, a força centrífuga das palhetas do rotor imprime velocidade ao ar forçando-o para dentro das passagens das palhetas fixas ou difusores, onde a energia cinética adquirida é transformada em pressão estática. O processo é repetido em vários estágios, tantos quantos forem necessários para atingir a razão de pressão desejada. (AP007-CTGW501F, 2003). Na Figura 2.6, se mostra um arranjo de um rotor de compressor centrífugo de diversas etapas. O compressor axial tem uma vazão praticamente constante a pressões variáveis, devido ao seu fluxo na direção do eixo.

O escoamento está sempre sujeito a um gradiente adverso de pressão e, quanto maior for a razão de pressão, maior será a dificuldade do projeto do compressor. O processo consiste em uma série de difusores, no rotor e no estator. Embora a velocidade absoluta do fluido é aumentada no rotor, a velocidade relativa do fluido no rotor é reduzida. Isto é, por que existe difusão no rotor. Limites de difusão devem ser estabelecidos para garantir uma compressão com alta eficiência. Estes limites de difusão em cada estágio significam que um compressor simples, de um único estágio,

pode produzir uma razão de pressão relativamente pequena, e muito menor do que pode ser usada pela turbina que tem um gradiente de pressão favorável, palhetas com passagens convergentes e escalonamento acelerado. Por isso uma turbina de um único estágio pode ativar um compressor de vários estágios. (SILAVA E ROSA, 2004).

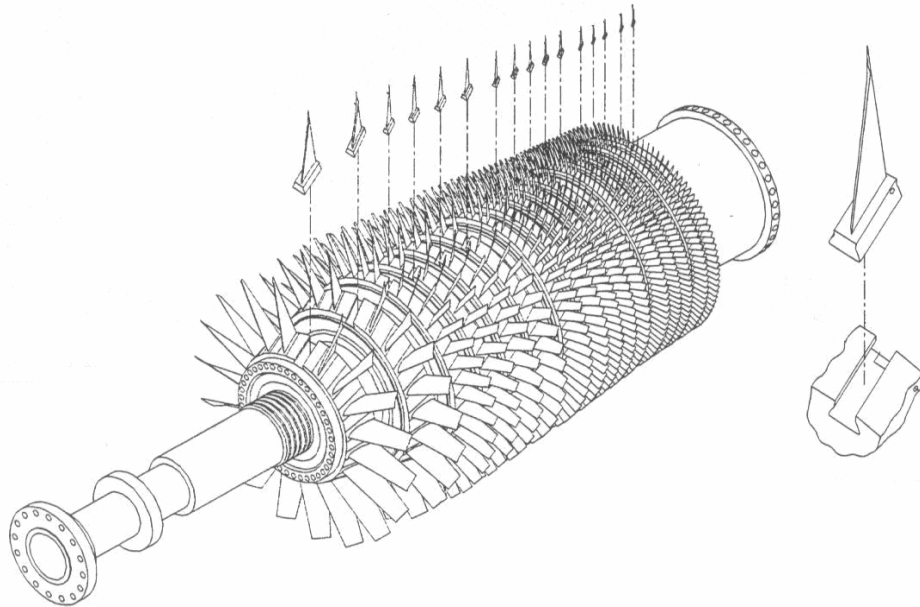


Figura 2. 6. Rotor do Compressor Axial. (AP007-CTGW501F, 2003)

2.3.2. Sistema de Combustão

Os sistemas de combustão modernos estão projetados para baixas emissões de poluentes e capacidade de queima opcional de mais de um tipo de combustível, (SASAO, 2003). Apresentam arranjos circulares de oito a dezesseis combustores, com ignitores, bicos injetores e dutos de transmissão. (AP007-CTGW501F, 2003), (SMITH, 1996). Na Figura 2.7, apresenta-se um arranjo de sistema de combustão, mostrando os principais componentes.

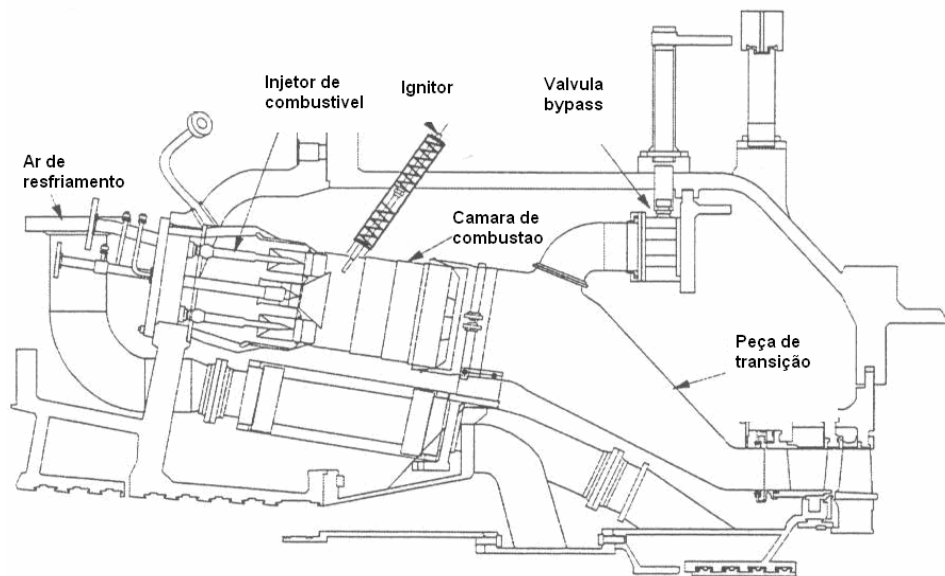


Figura 2. 7. Sistema de Combustão (AP007-CTGW501F, 2003)

Os projetos modernos de câmaras de combustão permitem a inspeção e manutenção em seus componentes sem a necessidade de grandes desmontagens, evitando ações de desmontagem na carcaça cilíndrica e no combustor (HITACHI-H25, 2003).

2.3.2.1. Câmaras de Combustão

As câmaras de combustão variam de acordo com o projeto de cada fabricante, com isso, neste tópico aborda-se a câmara de combustão de forma genérica.

A câmara de combustão tem a finalidade de queimar uma quantidade de combustível fornecida pelo injetor, com uma grande quantidade de ar proveniente do compressor, elevando a temperatura de maneira que o ar é expandido e acelerado para obter uma corrente suave do gás quente necessária à turbina. A quantidade de combustível adicionada à corrente de ar dependerá do aumento da temperatura requerida. Entretanto, a temperatura máxima é limitada pela resistência à temperatura do material da palheta da turbina (SILVA e ROSA, 2004). As câmaras de combustão são fabricadas com materiais altamente resistentes aos efeitos de temperatura e pressão que ocorrem em aquela região durante o processo de combustão e sistemas para

controlar picos de temperatura são instalados nas câmaras de combustão, como mostrado na Figura 2.7 e 2.8.

2.3.2.2. Duto de Transição

Os gases quentes da câmara de combustão são direcionados para a turbina através do duto de transição. O diâmetro do duto é reduzido gradualmente ao longo do seu comprimento, e ela é resfriada por uma parcela do ar desviado do compressor. A parte final do duto possui selos garantindo que todo o fluxo de gases quentes será conduzido à primeira roda de palhetas da turbina.

2.3.2.3. Bocais de Combustível e Ignitores

O bocal de combustível introduz o combustível para a queima pela parte superior da câmara de combustão. Também cumpre com a função de aspergir e misturar o combustível com uma quantidade adequada de ar. O fluxo de combustível a ser queimado é controlado independentemente para cada estágio e a taxa e o fluxo de combustível para cada estágio é função da carga e do modo de operação da unidade. A Figura 2.8 mostra um arranjo de câmara de combustão, com sistema para baixa emissão de NO_x.

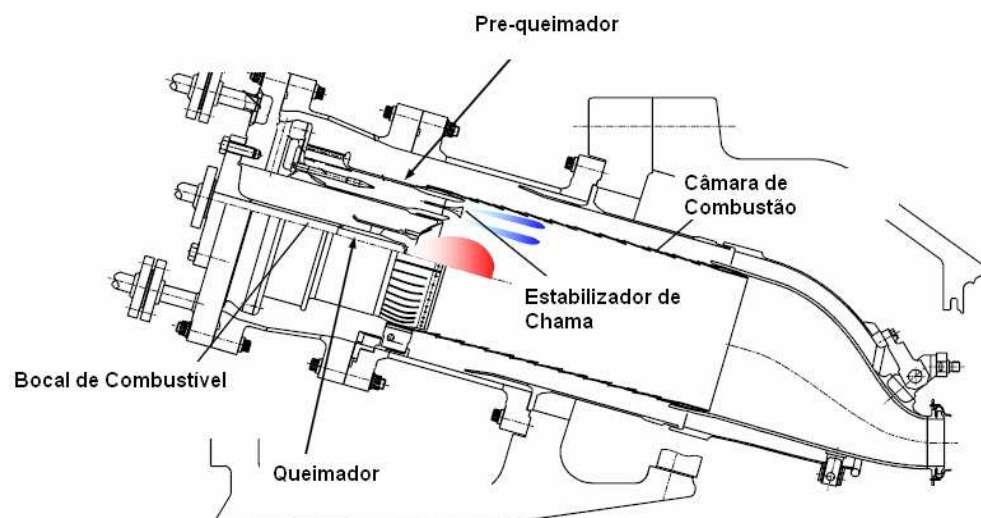


Figura 2. 8. Câmara de Combustão H-25 (HITACHI-H25, 2003)

Para dar início à queima da mistura ar/combustível, estão instalados ignitores em algumas das câmaras de combustão, na parte superior das mesmas. O ignitor consiste de um eletrodo montado em um pistão carregado por uma mola. A ação da força da mola mantém o eletrodo dentro da câmara de combustão até que seja feita a ignição inicial da mistura ar/combustível. Uma vez acesa, a pressão no interior da câmara de combustão sobrepõe-se à pressão da mola, e o eletrodo é empurrado para o interior do estojo de proteção, sendo mantido retraído fora da região quente enquanto houver chama, evitando assim sua queima. (HITACHI-H25, 2003)

2.3.2.4. Tubos de Intercomunicação entre Câmaras de Combustão

Para garantir o acendimento em todos os combustores, são instalados tubos de comunicação entre as câmaras de combustão. Quando uma câmara acende, a diferença de pressão entre a câmara acesa e a adjacente apagada é suficiente para propagar a chama através do tubo de intercomunicação e para acender a adjacente. A propagação da chama ocorre praticamente instantaneamente em todos os combustores.

2.3.3. Turbina

A turbina tem a função de fornecer potência mecânica para ativar o compressor e, no caso de turbinas a gás para a geração de energia elétrica, potência mecânica no eixo para a operação do gerador. A turbina executa esta função extraindo energia dos gases quentes liberados na câmara de combustão, expandindo-os para uma pressão e temperatura mais baixa. O escoamento contínuo de gás ao qual a turbina está exposta, pode ter uma temperatura de entrada entre 510 °C e 1300 °C (BLACK E VEATCH, 1996) e alcançar velocidade acima de 761 m/s, em algumas partes da turbina. (SILVA e ROSA, 2004).

Para produzir o torque necessário para a operação do gerador, a turbina pode ter vários estágios, cada um tendo um arranjo de palhetas estacionárias (estator), chamadas também de bocais; e um arranjo de palhetas móveis (rotor). Existem dois tipos de turbinas: de ação e de ação com reação. No tipo de turbina de reação, que é o tipo de

turbina em estudo neste trabalho, as palhetas do bocal são projetadas para alterar a direção do fluxo do gás sem mudar a pressão. As passagens convergentes entre as palhetas produzem uma força de reação, resultantes da expansão e aceleração do gás. (ROLLS-ROYCE, 1986).

As palhetas com perfil aerodinâmico ajudam a transmitir o torque e melhorar a eficiência, pois o gás proveniente da câmara de combustão realiza trabalho igual em todas as posições ao longo da palheta, e assegura que o fluxo de gás que deixa a turbina tenha uma velocidade axial constante. (ROLLS-ROYCE, 1986)

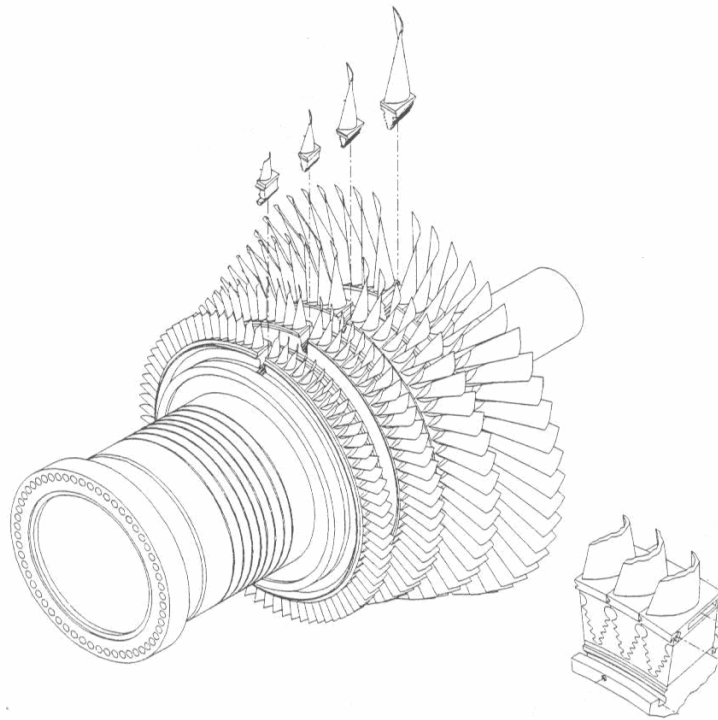


Figura 2. 9. Turbina de Quatro Estágios (AP007-CTGW501F, 2003)

Na Figura 2.9, mostra-se uma turbina de quatro estágios. O número de estágios é determinado pelas condições de desempenho na projeção da máquina, mas também são considerados fatores como: custo, peso, geometria, número de palhetas e necessidade de resfriamento. (SILVA e ROSA, 2004). A turbina analisada nesta dissertação tem a configuração da turbina mostrada na Figura 2.9, onde os três primeiros estágios são resfriados a ar desviado do compressor, e o quarto estágio é resistente as altas temperaturas da exaustão. Também pode se observar na Figura 2.9 que o eixo da turbina

é oco. A razão pela qual o eixo da turbina tem esta configuração é para permitir a passagem de ar de resfriamento pelo seu interior. O eixo está composto de quatro peças unidas entre elas por parafusos especiais formando uma peça única, onde são montadas as palhetas. Como mostra a Figura 2.10, as palhetas são ocas para permitir a passagem de ar de resfriamento e possuem pequenos orifícios sobre a superfície para permitir um fluxo contínuo e controlado de ar sobre a superfície da mesma, criando um filme isolante de proteção; o entupimento destes causam danos severos na palheta, chegando a torná-la inservível, (JUNG; et al, 2003). O conjunto de ar de resfriamento é formado por dois sistemas de drenagem de ar no compressor e dois discos de distribuição de ar no estágio dois e três da turbina. As palhetas na base têm a geometria de “árvore de natal” ou “rabo de andorinha” e são chavetadas nas coroas como meio de fixação ao mesmo, e o conjunto todo é montado no eixo da turbina.

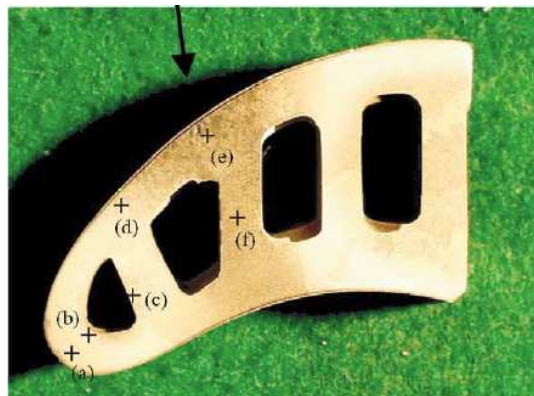


Figura 2. 10. Seção Transversal da Palheta (JUNG; et al, 2003)

Finalmente, considera-se o sistema de exaustão como parte do sistema da turbina, sendo formado por três componentes principais: o cilindro de exaustão, o coletor de exaustão e a transição da exaustão.

O sistema de exaustão tem por função encaminhar os gases quentes da saída da turbina para a chaminé, como o sistema em estudo opera em ciclo combinado, o sistema de exaustão tem a função de encaminhar os gases quentes da turbina para a caldeira de recuperação.

2.3.4. Sistema de Admissão de Ar

É preciso tratar o ar atmosférico previamente à admissão na turbina, para que se cumpra com as condições requeridas para atingir o desempenho esperado. A fim de modificar a qualidade do ar de entrada é projetado o sistema de admissão.

O sistema de admissão de ar provê ar atmosférico para a sucção do compressor, limpando e resfriando-o. Adicionalmente, esse sistema protege o compressor de danos causados pela entrada de algum corpo estranho, reduz a turbulência promovendo um fluxo de ar menos turbulento e diminui o nível de ruído. (AP007-CTGW501F, 2003).

Os principais componentes de um sistema de admissão de ar são os dutos de entrada, a cobertura de proteção (telas), o filtro, o resfriador evaporativo, o silenciador e o caracol de admissão.

O ar entra pelos dutos, passando pela cobertura de proteção, também chamada de tela, que bloqueia a passagem de pássaros, folhas, e partículas de grande porte. Em alguns modelos de turbina a gás, instalam-se filtros separadores de inércia. Este tipo de filtro é auto-limpável (não precisa de manutenção permanente). A Figura 2.11, mostra a operação básica do filtro separador de inércia.

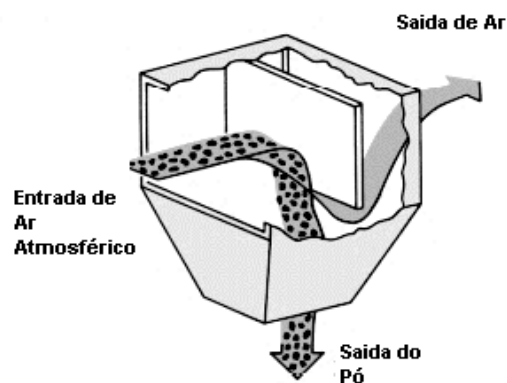


Figura 2. 11. Filtro Separador de Inércia (GE-MS6001, 1999)

Logo depois, o ar entra no sistema pela parte frontal do compartimento dos filtros e passa através do resfriador evaporativo. O resfriador evaporativo consiste em

um conjunto de placas úmidas de resfriamento, que são alimentadas por um sistema de bombeamento de água simples, composto por uma moto-bomba elétrica, tubulações e válvulas.

O processo de resfriamento do ar provocará um aumento na densidade e umidade do ar, aumentando a taxa de fluxo de massa para o compressor, resultando em mais ar para expandir através da turbina. A operação do resfriador evaporativo consiste no bombeamento de água desde um reservatório localizado na base do resfriador, até os coletores de “spray” onde a água é pulverizada sobre as placas úmidas. A água flui através das placas úmidas até as bandejas coletoras e é re-encaminhada para o tanque coletor.

O ar resfriado entra no sistema de filtragem para extrair as partículas que, mais para frente, poderiam causar danos no compressor ou no sistema de resfriamento da turbina. A primeira etapa de filtragem consiste em um filtro de material sintético e resistente à água, com o objetivo de extrair a umidade adquirida no sistema de resfriamento. A segunda etapa é composta por um filtro de maior espessura, com alta eficiência, (equivalente a 99%), com capacidade de reter partículas de até 5 microns (GE-MS6001, 1999).

Antes do ar entrar no caracol de distribuição, ele passa por um sistema silenciador, (AP007-CTGW501F, 2003). O silenciador atenua o ruído provocado pelo fluxo de ar na entrada do filtro e o compressor e consiste em um duto de extensão de entrada, com sua respectiva junta de expansão e uma seção do silenciador propriamente dito, com a sua junta de expansão. No sistema silenciador, o ar flui através de passagens entre chicanas paralelas dissipativas que atenuam o ruído e retificam o fluxo de ar de turbulento para laminar.

Finalmente, o ar entra no caracol de distribuição, o qual provê uma transição suave do ar dos dutos de entrada, até a entrada do compressor.

2.3.5. Sistema de Partida

O sistema de partida é projetado para: prover o torque necessário para o giro inicial do rotor da turbina a gás, e torque para aceleração da unidade até a velocidade de ignição chegando à rotação de auto-sustentação; manter baixa rotação da turbina e do gerador para evitar a deformação do eixo no caso de parada; prover torque para a rotação de lavagem; e finalmente proporcionar giro de alta rotação para resfriamento rápido da turbina e purga da caldeira de recuperação (quando opera em ciclo combinado).

Para executar estes modos de operação, o sistema de partida inclui um motor elétrico, um conversor de torque e um sistema de giro lento (chamado também “Turning Gear”). O sistema “Turning Gear” é composto por um motor elétrico para o acionamento do conjunto, através de uma caixa redutora de engrenagens. Esse sistema é o responsável por proporcionar o torque inicial anteriormente citado, o qual possui uma determinada velocidade de giro lento, dependente das especificações do fabricante da turbina.

O conversor de torque consiste em uma caixa conversora e sistemas de controle hidráulico e é alimentado com óleo após o motor elétrico de partida ser energizado. Quando o conversor de torque está cheio de óleo, a energia é transmitida da bomba de carregamento para o óleo, e do óleo para a turbina. Esta transmissão resulta na aceleração do eixo da turbina a gás até a velocidade de ignição; quando a velocidade de auto-sustentação é atingida, o fluido de trabalho é drenado da caixa do conversor para o tanque, desconectando o motor elétrico de partida. Na Figura 2.12, é mostrado um arranjo de um sistema de partida de turbina a gás (AP007-CTGW501F, 2003).

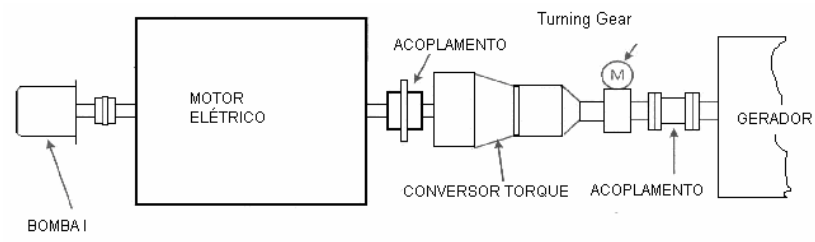


Figura 2. 12. Arranjo dos Componentes do Sistema de Partida (AP007-CTGW501F, 2003)

CAPÍTULO 3 - CONCEITOS DE CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE

3.1. Considerações Iniciais

Durante o conflito bélico da Segunda Guerra Mundial (de 1939 a 1945), houve a necessidade do desenvolvimento de equipamentos e armas mais complexas, instrumentos técnicos e analíticos que permitissem a estimativa da vida útil ou a probabilidade de um equipamento operar com sucesso. É neste contexto histórico que os conceitos de confiabilidade passaram a ser empregados no desenvolvimento de projetos de engenharia.

Após a Segunda Guerra Mundial houve o desenvolvimento de técnicas para manipulação de material radioativo para a geração de energia elétrica, com o emprego de centrais nucleares devido à alta complexidade do controle da geração de energia elétrica por reação nuclear. A indústria nuclear usou e usa até hoje os conceitos de confiabilidade em todas as etapas do desenvolvimento do projeto, visando à diminuição da probabilidade de falha. Da mesma forma, a indústria aeroespacial faz uso dos conceitos de confiabilidade, no intento de associar as falhas dos equipamentos relacionadas com o seu tempo de operação.

Na década de 70, os conceitos de confiabilidade são aplicados no desenvolvimento de projetos estruturais complexos, uma vez que a falha dos mesmos trazem como conseqüências a perda de vidas humanas, danos ambientais, além de perdas econômicas elevadas. Como exemplo pode-se mencionar as estruturas civis, oceânicas e aeronáuticas.

No mercado atual, com a exigência de produtos de alto desempenho e baixo preço, as empresas produtoras têm tomado atitudes objetivas para manterem-se competitivas. Uma dessas atitudes é diminuir os custos de fabricação; outra é diminuir a

probabilidade de falha de seus produtos, através do emprego de considerações de confiabilidade dos mesmos.

A falha de determinado produto envolve custos e inconveniências para o consumidor e, em casos específicos, pode comprometer aspectos de segurança dos usuários e do meio ambiente.

Para a análise de engenharia é necessário definir a confiabilidade como uma probabilidade. Assim, conceitua-se confiabilidade como sendo a probabilidade de um produto, sistema, máquina ou equipamento operar dentro das especificações para as quais foi projetado e construído, por um período de tempo determinado, (SOUZA, 2003).

Esta conceituação está diretamente ligada à definição clara de um critério de falha, o qual possibilita determinar a partir de que momento o equipamento sob análise é considerado com desempenho abaixo daquele considerado como aceitável, ou seja, a partir do momento o qual se considera a ocorrência de falha.

3.2. Confiabilidade

3.2.1. Conceitos de Confiabilidade

No contexto de geração de energia elétrica, a confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de que o sistema opere conforme um desempenho específico, por um período de tempo previamente especificado. Como desempenho específico entende-se a possibilidade do sistema de geração estar operando com capacidade igual ou superior ao valor solicitado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Uma outra forma de conceituar confiabilidade é: a probabilidade de que um sistema ou equipamento sobreviva por um período de tempo específico (O'CONOR, 1985).

Defina-se agora o tempo até ocorrer a falha, T , como uma variável aleatória e sua correspondente função densidade de probabilidade $f(t)$ para um intervalo de tempo específico esta representado na eq. (3.1).

$$f(t) \cdot \Delta t = P\{t < T < t + \Delta t\} \quad (3.1)$$

Sendo $F(t)$ a função de probabilidade acumulada, vem:

$$F(t) = P\{T < t\} \quad (3.2)$$

ou seja, $F(t)$ expressa a probabilidade de ocorrer falha até um tempo t .

Esta função $F(t)$ é crescente com o tempo, atingindo um valor unitário quando t tende a ∞ , tal como indicado na Figura 3.1. (LEITCH, 1995).

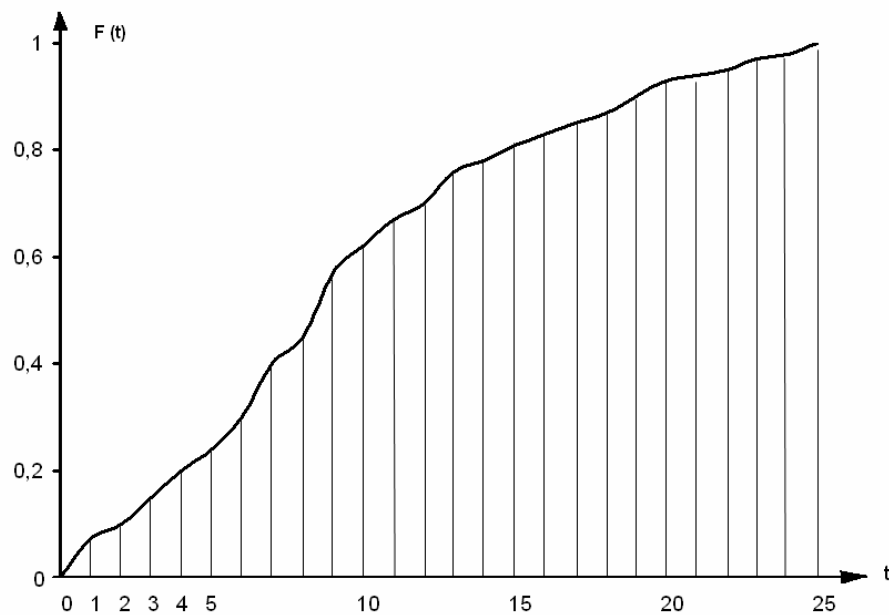


Figura 3. 1. Função de Probabilidade Acumulada $F(t)$, (LEITCH, 1995)

Sob o ponto de vista da lógica de sua operação, um componente ou equipamento ou está operando adequadamente, conforme previsto no projeto, ou está no estado de

falha, mostrando assim que são eventos mutuamente excludentes. A confiabilidade pode ser expressa pela relação (LEITCH, 1995):

$$R(t) = P\{T > t\} \quad (3.3)$$

ou seja,

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (3.4)$$

A Função de Confiabilidade está mostrada na Figura 3.2.

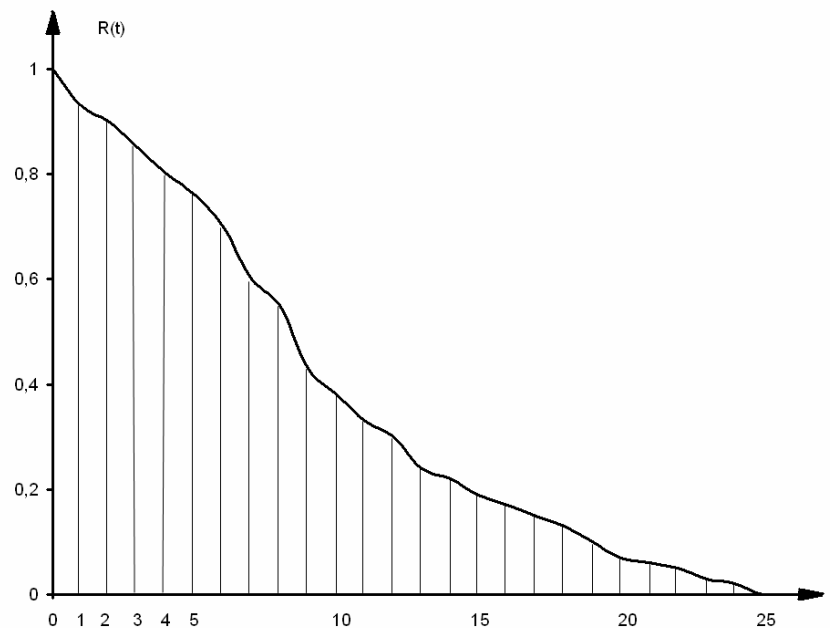


Figura 3. 2. Função de Confiabilidade $R(t)$. (LEITCH, 1995)

Como decorrência da própria definição da função distribuição acumulada, tem-se:

$$R(t = 0) = 1 \quad (3.5)$$

$$R(t = \infty) = 0 \quad (3.6)$$

A partir do gráfico apresentado na Figura 3.2 verifica-se, portanto, que a confiabilidade de um sistema apenas decai ao longo do tempo, ou seja, quanto maior o tempo de operação do mesmo, maior será a probabilidade deste apresentar falha. Portanto, apenas no instante em que o equipamento é colocado em operação sua confiabilidade é de 100%. Adicionalmente, pode-se afirmar que a confiabilidade não é restaurada, ou seja, não dá saltos ao longo da vida operacional.

O comportamento de determinado componente ou sistema com relação à falha é mais bem compreendido pela análise do comportamento de sua taxa de falha. Esta taxa de falha, $\lambda(t)$, pode ser definida em termos da própria confiabilidade, como segue:

“Sendo $\lambda(t) \cdot \Delta t$ a probabilidade de que o sistema falhará em um tempo $T < t + \Delta t$, dado que ainda não falhou até o tempo em $T = t$, tem-se que $\lambda(t) \cdot \Delta t$ é a probabilidade condicional indicada na eq. (3.7).”

$$\lambda(t) \cdot \Delta t = P(T < t + \Delta t | T > t) \quad (3.7)$$

Assim, com base na definição de probabilidade condicional, tem-se:

$$P(T < t + \Delta t | T > t) = P\{(T > t) \cap (T < t + \Delta t) | P(T > t)\} \quad (3.8)$$

Como o numerador da eq. (3.8) é a própria $f(t) \cdot \Delta t$ e o denominador é a $R(t)$, a taxa de falhas instantânea é expressa pela relação:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (3.9)$$

Com:

$f(t)$: função densidade de probabilidade de falha;

$R(t)$: confiabilidade.

3.2.2. A Curva da Banheira

O comportamento da taxa de falha $\lambda(t)$ em relação ao tempo t pode se usado como indicador da causas de falha (LEWIS, 1987). A curva da banheira (“The Bathtub Curve”), mostrada na Figura 3.3, representa graficamente esta relação para sistemas ou componentes sem redundância.

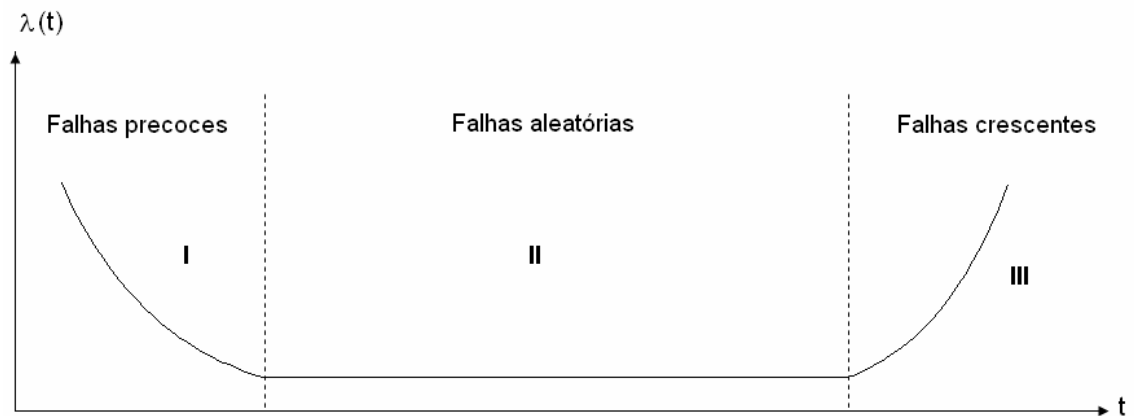


Figura 3. 3. Representação da Curva da Banheira, (LEWIS, 1987)

O primeiro intervalo da curva da Figura 3.3. apresenta taxas de falha que decrescem a partir de $t = 0$. Esta região denomina-se de falhas precoces. Em analogia com seres humanos, esta etapa é chamada de mortalidade infantil. Sob este parâmetro de comparação, as mortes neste período são causadas por defeitos congênitos ou fraquezas.

No caso de equipamentos mecânicos, como a turbina a gás, esta etapa pode representar problemas de manufatura, montagem ou mesmo com material empregado na fabricação do componente. Estes problemas não são usuais, ou seja, ocorrem esporadicamente, muitas por razões não especificadas. No caso de montagem, estas falhas estão relacionadas com algum erro humano (SOUZA, 2003).

Depois segue o período da falha aleatória, onde a taxa de ocorrência de falha é constante; a função de distribuição que reflete este comportamento é a distribuição exponencial, dada sua propriedade de carência de memória, ou seja, o tempo que leva operando não influencia na ocorrência de falha, sendo os componentes eletrônicos um exemplo típico deste comportamento.

Na última fase, quando a taxa de falha cresce por causa do envelhecimento, é onde fenômenos como o desgaste e a fadiga, entre outros, começam a ser relevantes no desempenho do produto ou equipamento. Esta fase é apresentada pela maioria dos

sistemas mecânicos. Lewis (LEWIS, 1987) mostra um típico comportamento da taxa de falha dos componentes mecânicos onde se observa como a fase dois é reduzida ao mínimo e a fase três é realmente predominante.

As principais distribuições de probabilidade utilizadas na definição da função densidade de probabilidade dos tempos de falha são: Exponencial (λ), Lognormal ($\mu_{\ln(x)}$; $\sigma_{\ln(x)}$) e Weibull (x_0 ; η , β). Ao lado do nome da distribuição, entre parênteses, indicam-se os parâmetros que são necessários para caracterizar a distribuição, sendo que a distribuição exponencial caracteriza-se por 1 parâmetro, a distribuição lognormal por 2 parâmetros e a de Weibull por até 3 parâmetros. A primeira destas distribuições é característica de sistemas eletrônicos, a segunda se apresenta em estudos de resistência mecânica de materiais e a terceira é a mais abrangente destas distribuições, comumente utilizada para modelar problemas de vida de componentes mecânicos sujeitos a falhas por dano cumulativo, como desgaste ou fadiga.

3.2.3. Modos de Falha de Componentes

Num sistema de geração de energia elétrica, os sistemas, subsistemas e componentes operam até que um evento impeça temporalmente ou definitivamente sua utilização, ou seja, até uma falha ocorrer.

Com isso, bombas quebram, motores queimam, estruturas de sustentação sofrem vários graus de danos. Para alguns tipos de componentes, as falhas são causadas por poucos fatores, em alguns casos apenas um. Outros componentes podem falhar por mais de um motivo. Toma-se como exemplo a indústria aeronáutica: quando há a queda de uma aeronave, investigações são efetuadas a fim de se descobrir os motivos do acidente. Como resultados destas investigações, os modos de falhas dos componentes são identificados. E assim, os novos projetos se beneficiam do recolhimento destas informações.

A literatura acerca da confiabilidade apresenta diversas definições para modo de falha, como a de O'Connor (1985): modo de falha é o conjunto de fatores e solicitações às quais um equipamento está sujeito durante sua operação, que o levam a atingir o fim de sua vida útil. Uma definição mais simples estabelece que modo de falha é o mecanismo pelo qual um item falha.

O conceito de modo de falha visa justamente esclarecer que componentes de naturezas diferentes falham por motivos diferentes.

A operação de sistemas durante períodos de tempos extensos gera experiência que possibilita à engenharia conhecer empiricamente alguns dos modos de falha como, por exemplo, os associados ao processo de fadiga, sempre presentes em componentes mecânicos sujeitos à solicitações de magnitude variável no tempo. Os projetos modernos determinam os modos de falha mesmo no período de projeto. Para isto pode-se recorrer à simulação, aos testes de laboratório e de campo com protótipos e até mesmo a projetos de componentes aos quais são impostos seus modos de falhar.

O modo de falhar dos componentes é função das solicitações que o mesmo receberá durante sua operação, em um ambiente específico e executando funções previamente determinadas. Entretanto, é possível que haja alterações neste modo de falhar se valores admissíveis forem ultrapassados. Um eixo concebido para resistir à falha por fadiga, que leva bastante tempo para ocorrer, se mantidas as tensões de projeto pode falhar por escoamento se for solicitado com tensões acima da tensão limite de escoamento, em caso de sobrecarga associada a alguma instabilidade na sua condição operacional.

Portanto, coerente com as definições da confiabilidade de um componente ou equipamento apresentado no início deste capítulo, os modos de falha também podem ser determinados com segurança dentro de condições pré-estabelecidas.

O modo da falha é uma informação essencial no estabelecimento das políticas de manutenção a serem aplicadas a um componente ou equipamento. Juntamente com a caracterização estatística das falhas, fornece diretrizes para a tomada de decisões como a necessidade de substituições periódicas, revisões, monitoração ou mesmo revelar a impossibilidade de adotar medidas que se antecipem à ocorrência da falha, indicando a utilização de intervenções corretivas.

3.2.4. Confiabilidade de Sistemas

Sistema é um conjunto de partes operando interligadas de modo a formar um conjunto, sendo que cada uma das partes operando isoladamente pode conduzir a resultados diferentes do todo (CARDOSO, 2000). A turbina a gás é um sistema, composto por uma grande variedade de elementos. Estes operam de forma harmônica para cumprir o mesmo objetivo final, que é a geração de torque no eixo da turbina para acionamento de um gerador visando à geração de energia elétrica. Para que uma análise de confiabilidade represente adequadamente a operação do sistema sem que perca a seqüência lógica dos eventos, são desenvolvidos métodos de análise de confiabilidade de sistemas.

Entre os principais métodos de análise de confiabilidade de sistemas, encontram-se o método dos Diagramas de Blocos e o método FMEA (do inglês, “Failure Modes and Effect Analysis” - Análise de Modos e Efeitos de Falhas). Cada um destes métodos tem vantagens e desvantagens na sua aplicação, e estas devem ser consideradas na seleção da aplicação do método de acordo com o sistema em análise.

3.2.4.1. Método dos Diagramas de Blocos

Este método é o que melhor representa a operação real de um sistema, cada um dos blocos representa um elemento, evento ou função. Os tipos de arranjo podem ser em série, indicado na Figura 3.4., em paralelo, indicado na Figura 3.5., ou uma combinação entre ambas. O tipo de arranjo influencia diretamente na confiabilidade do sistema e a

sua escolha depende das características próprias do fluxo de informação entre os componentes do sistema, de forma a garantir o cumprimento das funções exigidas deste último.

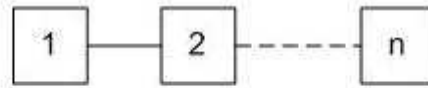


Figura 3. 4. Diagrama de Blocos em Série

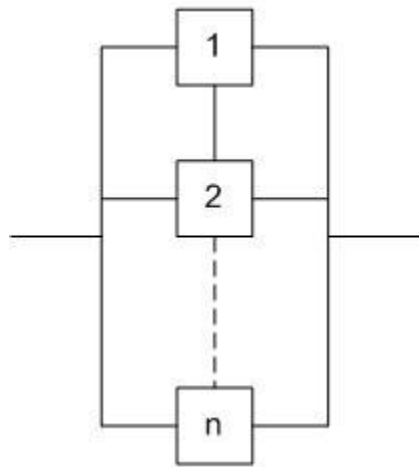


Figura 3. 5. Diagrama de Blocos em Paralelo

A utilização de sistemas de blocos em série apresenta alguns problemas a serem considerados. A falha de apenas um componente é suficiente para parar a operação do sistema e o maior número de componentes afeta negativamente a confiabilidade do sistema, como ilustra a Figura 3.6, onde é indicada a variação temporal da confiabilidade de um sistema em série, como função do número de seus componentes. Considerando que as causas de falha dos componentes em série são independentes, é possível calcular a confiabilidade do sistema $R_s(t)$ como um produto das confiabilidades de cada componente (eq. (3.10)).

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) . \quad (3.10)$$

onde $R_i(t)$ é o valor da confiabilidade do i -ésimo componente.

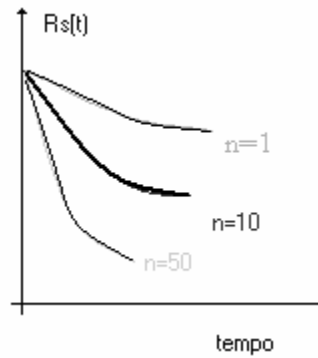


Figura 3. 6. Confiabilidade de Sistemas em Série em Função do Número de Componentes que o Compõe (n)

Ao analisar sistemas em paralelo, nota-se que com apenas um dos componentes, eventos ou funções operante, a operação do sistema está garantida, o que constitui uma Redundância Ativa, (LEWIS, 1987). Os sistemas em paralelo ativo só falham se todos os seus elementos falharem, por esta razão é mais simples definir a confiabilidade em função da probabilidade de falha do sistema ($F_s(t)$):

$$F_s(t) = \prod_{i=1}^n F_i(t) . \quad (3.11)$$

onde, $F_i(t)$ é a Função Distribuição Acumulada de Falhas do i-ésimo componente.

Assim a confiabilidade para um sistema em paralelo ativo é definida na eq. (3.12):

$$R_s(t) = 1 - F_s(t) \quad (3.12)$$

Escrevendo $R_s(t)$ em função da confiabilidade de cada item, obtém-se:

$$R_s(t) = 1 - (1 - R_1(t)) \cdot (1 - R_2(t)) \cdot \dots \cdot (1 - R_n(t)) \quad (3.13)$$

A Figura 3.7. mostra graficamente a diferença da redução no valor da confiabilidade ao longo do tempo entre um sistema em paralelo ativo e um único componente.

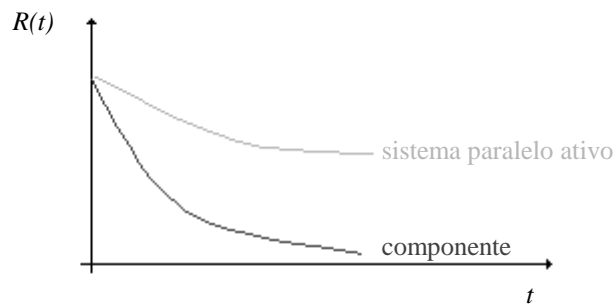


Figura 3. 7. Gráfico Comparativo da Evolução da Confiabilidade para Componentes e no Modo Paralelo Ativo

3.2.4.2. Manutenibilidade

O termo manutenibilidade está associado com o tempo associado para a execução de um reparo, quando se executa a manutenção corretiva.

Segundo O'Connor (1985), manutenibilidade é a capacidade de um componente ou equipamento sobre condições específicas de uso, ser restaurado a uma condição operacional, após da execução de uma manutenção.

O tempo para execução desta prática de manutenção pode ser considerado uma variável aleatória, em função das incertezas associadas com a habilidade e conhecimento técnico das equipes de manutenção, disponibilidade de peças e ferramentas para execução do reparo e mesmo a facilidade para a execução da diagnose da falha.

Considerando que o tempo necessário para a execução do reparo pode ser caracterizado por uma função distribuição de probabilidade expresso pelo símbolo $m(t)$, o qual tem o seguinte significado:

$$m(t).\Delta t = P(t \leq t_{rep} \leq t + \Delta t) \quad (3.14)$$

onde t_{rep} é o tempo de reparo do equipamento, ou seja, o termo $m(t).\Delta t$ representa a probabilidade de o reparo ser executado em um tempo t_{rep} pertencente ao intervalo de tempo $[t, t + \Delta t]$.

A função distribuição acumulada associada com a função densidade de probabilidade $m(t)$, denominada de manutenibilidade é calculada pela relação:

$$M(t) = \int_0^t m(t') dt' = P(t_{rep} \leq t) \quad (3.15)$$

ou seja, representa a probabilidade de o reparo ser executado em um tempo inferior a t .

A partir da definição de manutenibilidade, pode-se definir o tempo médio para reparo MTTR (“Mean Time To Repair”), com o emprego da seguinte relação:

$$MTTR = \int_0^{\infty} tm(t) dt \quad (3.16)$$

Da mesma forma que o executado para a confiabilidade, pode-se definir a taxa de reparo ($\nu(t)$), com o emprego da relação:

$$\nu(t)\Delta t = \frac{P(t \leq t_{rep} \leq t + \Delta t)}{P(t_{rep} > t)} \quad (3.17)$$

com $\nu(t)\Delta t$ representando a probabilidade de execução do reparo no intervalo $[t, t + \Delta t]$, dado que o componente ainda não foi reparado até o instante de tempo t .

A partir da própria definição de manutenibilidade tem-se:

$$\nu(t) = \frac{m(t)}{1 - M(t)} \quad (3.18)$$

3.2.4.3. Disponibilidade

O termo disponibilidade é definido como a probabilidade de um componente, equipamento ou sistema estar operando satisfatoriamente em um instante de tempo T , (SMITH, 2003), sendo descrito pelo símbolo $A(T)$, também denominado de disponibilidade pontual.

Entretanto, freqüentemente para o usuário de um equipamento ou sistema é de grande interesse a determinação da disponibilidade ao longo de um intervalo de tempo, normalmente este período de tempo é chamada de vida útil operacional, e é expressa pela relação:

$$A^*(T) = \frac{1}{T} \int_0^T A(t) dt \quad (3.19)$$

ou seja, a disponibilidade no intervalo $(0, T)$, é definida pela disponibilidade média, neste intervalo $(A^*(T))$.

A partir de dados reais, observa-se que após o início da operação do equipamento, a disponibilidade média torna-se independente do tempo, passando a ser denominada de disponibilidade assintótica, sendo este valor determinado pela relação:

$$A^*(\infty) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T A(t) dt \quad (3.20)$$

Nota-se que, para sistemas ou equipamentos não reparáveis, a disponibilidade pontual é igual à confiabilidade, ou seja,

$$A(t) = R(t)$$

e a disponibilidade em um intervalo de tempo é definida pela relação

$$A^*(T) = \frac{1}{T} \int_0^T R(t) dt \quad (3.21)$$

A disponibilidade assintótica tende a zero ($A^*(\infty) = 0$), o que está de acordo com a definição de confiabilidade, onde há um instante de tempo em que o equipamento falha, e portanto torna-se indisponível caso este não possa sofrer reparo.

Para o cálculo de disponibilidade de um equipamento em constante operação, a falha do mesmo é caracterizada pela sua parada ou mesmo redução de desempenho (abaixo de certo nível pré-estabelecido), sendo a ocorrência desta imediatamente revelada, indicando a necessidade de manutenção.

Para definição da disponibilidade deste equipamento, é necessário se fazer duas hipóteses, as quais são: i) a taxa de falha constante ($\lambda = cte$); ii) a taxa de reparo constante ($\nu = cte$).

Embora a distribuição exponencial, caracterizada por uma taxa de ocorrência de eventos constante, não descreva em detalhes a variação das taxas de falha e reparo ao longo do tempo, ela pode ser usada para obter estimativas aproximadas para os tempos médios até a falha (entre falhas) e reparos, que são importantes para o cálculo da disponibilidade. Adicionalmente, a disponibilidade está mais associada com um intervalo de tempo médio até a falha e para reparo, do que com a distribuição dos mesmos.

Para situações reais, verifica-se a validade da hipótese através da análise dos tempos entre falhas do equipamento e dos tempos para reparo, os quais devem ser aleatoriamente distribuídos, não apresentando tendência de crescimento ou decréscimo ao longo do tempo.

Na definição de disponibilidade, deve-se utilizar também o conceito da indisponibilidade ($\hat{A}(t)$), sendo que, em um instante de tempo específico, tem-se:

$$A(t) + \hat{A}(t) = 1 \quad (3.22)$$

Para cálculo da disponibilidade, toma-se inicialmente a variação da disponibilidade $A(t)$ em um intervalo de tempo Δt . Para definição da mesma consideram-se duas contribuições:

- i) A perda de disponibilidade está associada com a probabilidade de o equipamento vir a falhar no intervalo de tempo Δt , dado que este estava disponível no instante t , sendo expressa pela equação $\lambda(t) \Delta t A(t)$;
- ii) O ganho de disponibilidade está associado com a probabilidade do equipamento, que estava no estado de falha no instante t , vir a sofrer reparos e voltar a operar no intervalo Δt , sendo expresso pela relação: $\nu(t) \Delta t \tilde{A}(t)$.

Dessa forma, a variação de disponibilidade é expressa pela relação:

$$A(t + \Delta t) = A(t) - \lambda \Delta t A(t) + \nu \Delta t \tilde{A}(t)$$

ou

$$A(t + \Delta t) = A(t) - \lambda \Delta t A(t) + \nu \Delta t (1 - A(t))$$

ou

$$\frac{A(t + \Delta t) - A(t)}{\Delta t} = -(\lambda + \nu)A(t) + \nu$$

ou

$$\frac{dA(t)}{dt} = -(\lambda + \nu)A(t) + \nu \quad (3.23)$$

Supondo que na situação do instante inicial de uso tem-se $A(0) = 1$, ou seja, o equipamento estava disponível, a solução da equação diferencial acima é:

$$A(t) = \frac{\nu}{\lambda + \nu} + \frac{\lambda}{\lambda + \nu} e^{-(\lambda + \nu)t} \quad (3.24)$$

A disponibilidade parte de um valor inicial unitário ($A(0)=1$) e decai para um valor assintótico $\frac{1}{(1 + \lambda/\nu)}$, o qual depende apenas da taxa de falha e da taxa de reparo.

A disponibilidade em um intervalo toma a fórmula:

$$A^*(T) = \frac{\nu}{\lambda + \nu} + \frac{\lambda}{(\lambda + \nu)^2 T} [1 - e^{-(\lambda + \nu)T}] \quad (3.25)$$

A disponibilidade assintótica é dada por:

$$A^*(\infty) = \frac{\nu}{\nu + \lambda} \quad (3.26)$$

A disponibilidade assintótica, considerando as propriedades da distribuição exponencial, é dada pela relação:

$$A^*(\infty) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (3.27)$$

que é uma expressão genericamente empregada no cálculo da disponibilidade, independentemente das distribuições associadas com a confiabilidade e disponibilidade. Esta aproximação é válida quando o intervalo de tempo utilizado para definição da disponibilidade é suficientemente longo em relação ao MTBF (Tempo Médio Entre Falhas, do inglês “Mean Time Between Failure”), para permitir a verificação da insensibilidade deste valor (disponibilidade) em relação à distribuição de confiabilidade, e, portanto, com relação à manutenibilidade já que $MTBF \gg MTTR$ (Tempo Médio de Reparo do inglês “Mean Time To Repair”)(O’CONNOR, 1985).

Conforme Lewis (1987), esta expressão também é válida para situações onde o tempo médio para reparos (MTTR) é considerado constante.

3.2.4.4. Método da Análise de Modos e Efeitos de Falhas – FMEA

A Análise de Modos e Efeitos de Falhas FMEA (do inglês “Failure Modes and Effects Analysis”) é um dos métodos de análise de confiabilidade de sistemas mais utilizados e de maior eficácia, pois tem a capacidade de identificar possíveis modos pelos quais os componentes falham, e conjuntamente podem ser identificadas as conseqüências e os efeitos destas falhas.

O FMEA é um método empregado na melhoria de projetos de sistemas, na determinação dos pontos vulneráveis no projeto, na concepção de testes, no projeto de linhas de produção (chão de fábrica) e no planejamento da manutenção, onde a elaboração de rotinas de diagnose e requisitos de manutenção preventiva são benefícios relevantes. O método é inicialmente qualitativo, mas podem ser incluídas estimativas de cálculo de probabilidades de falha. (LEWIS, 1987)

A primeira atividade civil a usar os benefícios do FMEA foi a aeronáutica, devido os requisitos de legislação, segurança, complexidade e sofisticação dos seus produtos. A partir da década de oitenta a indústria passou a adotar maciçamente este método, muitas vezes como sinônimo de RCM (do inglês “Reliability Centered

Maintenance” – Manutenção Centrada em Confiabilidade).

Como a análise tipo FMEA manipula conceitos nem sempre usuais como taxas de falhas associadas a um modo de falha específico, sua execução é sempre laboriosa, embora seja possível a utilização de recursos computacionais.

Como método, o FMEA tem diretrizes gerais as quais norteiam sua elaboração. Desta forma é necessário refletir sobre cinco questões a respeito do sistema como base para a elaboração do FMEA (SOUZA, 2003):

- Como pode falhar o componente (quais são seus modos de falha)?
- Quais são os efeitos destas falhas sobre o sistema?
- Quão críticos são estes efeitos?
- Como detectar a falha?
- Quais as medidas contra estas falhas (evitar, prevenir a ocorrência das mesmas ou minimizar seus efeitos)?

Usualmente o método emprega uma tabela, similar à indicada na Tabela 3.1, na qual apresenta as informações necessárias para uma análise adequada. Na primeira e segunda coluna apresenta-se a identificação e a nomenclatura ou nome do componente de acordo com o sistema em análise. Na terceira coluna é descrita a função do componente no sistema no qual opera.

A quarta coluna é usada para descrever as possíveis falhas que podem ser apresentadas pelo componente. Para uma análise mais profunda, eventualmente podem ser mencionados todos os mecanismos de falha. Na coluna seguinte (quinta coluna) são discutidas as conseqüências de cada modo de falha do componente sobre a operação do sistema, incluindo os efeitos locais sobre os subsistemas, até as conseqüências sobre o sistema como um todo. Deve-se também apresentar possíveis formas de se detectar um dado tipo de falha, ou a indicação de que a mesma está para ocorrer, de forma a possibilitar a manutenção ou correção do problema antes da ocorrência do mesmo e a

conseqüente propagação de seus efeitos sobre o sistema. Como penúltima coluna da tabela, tem-se a classificação da severidade de um modo de falha, a qual tem como objetivo fornecer uma idéia qualitativa do efeito do modo de falha do componente sobre o sistema como um todo. A norma MIL-STD-1629A, para efeito de aplicação do FMEA, classifica a severidade nas seguintes categorias:

- Catastrófica: falha que tem severas conseqüências e que pode causar danos físicos ou fatalidades.
- Crítica: falha que degrada completamente o desempenho do sistema e/ou ferimentos graves.
- Marginal: falha que degrada o sistema, mas não causa a parada do sistema, ou que cause ferimentos leves.
- Menor ou Desprezível: falha que não causa ferimentos ou degradação no desempenho do sistema, mas resulte na perda da capacidade operacional de um componente, exigindo manutenção não programada.

Tabela 3. 1. Tabela Contendo Informações para Elaboração da Análise de Modos e Efeitos das Falhas

Nº de identificação	Nomenclatura	Função	Causas / Modos de falhas	Fase / modo da operação	Efeitos			Método de detecção da falha	Medidas preventivas / corretivas	Severidade (β)	Observações
					Locais	Próximo nível	Níveis finais				

Finalmente, na última coluna da tabela, podem-se adicionar notas esclarecedoras sobre os pontos abordados na tabela de análise.

A classificação de severidade apresentada pela norma MIL-1629 não é única. Outras normas, como por exemplo, a proposta pela SAE—“Society of Automotive Engineers” propõe esta classificação em 10 categorias. Este padrão também foi utilizado pela antiga norma ISO 9000, cuja classificação de severidade é apresentada na Tabela 3.2.

Tabela 3. 2. Classificação de Severidade Conforme Norma ISO 9000(RELIASOFT, 2003)

1	Sem Efeito	Nenhum efeito no produto ou processos subsequentes.
2	Efeito Muito Ligeiro	O cliente mais provavelmente não observara a falha. Efeito muito ligeiro ou no desempenho do produto/processo. Falha não vital observada às vezes.
3	Efeito Ligeiro	Cliente ligeiramente irritado. Efeito no produto ou no desempenho do processo. Falha não vital observada na maioria das vezes.
4	Efeito Menor	O cliente sente o menor incômodo. Efeito menor no desempenho do produto/processo. Falha não requer o reparo. A falha não vital observou-se sempre.
5	Efeito Moderado	O cliente sente algum descontentamento. Efeito moderado no desempenho do produto/processo. A falha na parte não vital requer o reparo.
6	Efeito Significante	O cliente sente o desconforto. O desempenho do produto/processo degradou, mas operável e seguro. Peça não vital inoperável.
7	Efeito Maior	Cliente descontente. Efeito no processo; retrabalho/reparo na parte necessária. Desempenho do produto/processo afetado severamente, mas, funciona e é seguro. Subsistema inoperante.
8	Efeito Extremo	O cliente muito descontente. Efeito extremo no processo; o equipamento danificou. Produto inoperável, mas, seguro. Sistema inoperável.
9	Efeito Sério	Efeito potencial perigoso. Capaz de parar o produto sem acidente; segurança relacionada; falha dependente do tempo. Rompimento às operações do processo subsequente. O cumprimento com regulamento do governo está sob risco.
10	Efeito Perigoso	Efeito perigoso. Segurança relacionada, falha repentina. Sem cumprimento com regulamento do governo.

Da forma como foi apresentada, a ênfase do FMEA é definir as conseqüências de um dado modo de falha de um componente sobre a operação de um sistema. Além disso, esta ferramenta serve como um ponto de partida para enumerar e entender os possíveis mecanismos de falha do sistema, possibilitando uma melhor compreensão da eventual progressão de um acidente, tendo em vista a falha do componente. Esta análise também fornece subsídios para definir a criticidade de alguns componentes sobre a segurança do sistema, indicando pontos onde há necessidade da utilização de componentes redundantes.

3.3. Manutenção

Existe uma variedade muito grande de denominações para classificar a ação da manutenção, o que pode ser visto com detalhes no Dicionário de Termos de

Manutenção, Confiabilidade e Qualidade, (BRANCO, 1996). Algumas vezes, esta variedade provoca algumas variações na caracterização dos tipos de manutenção.

Sob o ponto de vista da confiabilidade, há três práticas básicas para as ações a serem levadas a cabo pela manutenção: a manutenção preventiva, a manutenção corretiva e a manutenção preditiva. Isto porque há implicações relacionadas à natureza do equipamento, suas características funcionais, seus modos de falha e o comportamento temporal da sua taxa de falhas, estas condições regem a seleção das práticas mais adequadas de manutenção de um sistema e os elementos que o compõem.

3.3.1. Manutenção Preventiva

Esta prática de manutenção é a mais conhecida e utilizada na indústria. Caracteriza-se por intervenções regulares em períodos fixos, onde se executam tarefas pré-determinadas, normalmente recomendadas pelos fabricantes. Por esse motivo é indispensável o conhecimento dos modos de falha mais frequentes e, principalmente, da periodicidade com que as falhas ocorrem. Estes requisitos impõem, por sua vez, restrições aos tipos de equipamentos passíveis de serem tratados por esta prática, em que pese à sensação de segurança que a adoção desta modalidade de manutenção proporciona.

A prática de manutenção preventiva também é de interesse para a ciência da confiabilidade, pois a princípio, sua função é manter a menor degradação possível da confiabilidade. Entretanto, embora seja admirada no ambiente industrial, a manutenção preventiva está envolta em uma série de equívocos. O primeiro deles, diz respeito à afirmação comum em conversas nos setores de manutenção das empresas de que a manutenção preventiva aumenta a confiabilidade do sistema, (SOUZA, 2005c).

Considere-se a seguinte situação do gráfico constante da Figura 3.21, onde o sistema opera até o instante T no intervalo $[0, T]$. Neste instante, é feita uma intervenção preventiva. Supondo que a manutenção retorne o sistema à condição de “novo”, no próximo intervalo $[T, 2T]$ - lembrar que a manutenção preventiva é executada a intervalos fixos - a confiabilidade neste novo intervalo será, segundo Lewis (LEWIS, 1987) :

$$R_m(t) = R(t).R(t-T) \Rightarrow T \leq t \leq 2T \quad (3.28)$$

Onde $R_m(t)$ é a confiabilidade do sistema após a manutenção preventiva.

O gráfico da Figura 3.8, ilustra com clareza que a confiabilidade não se restaura, apenas a curva da confiabilidade, após a ação da manutenção, se torna idêntica àquela do instante inicial quando do início da vida operacional do equipamento ou sistema.

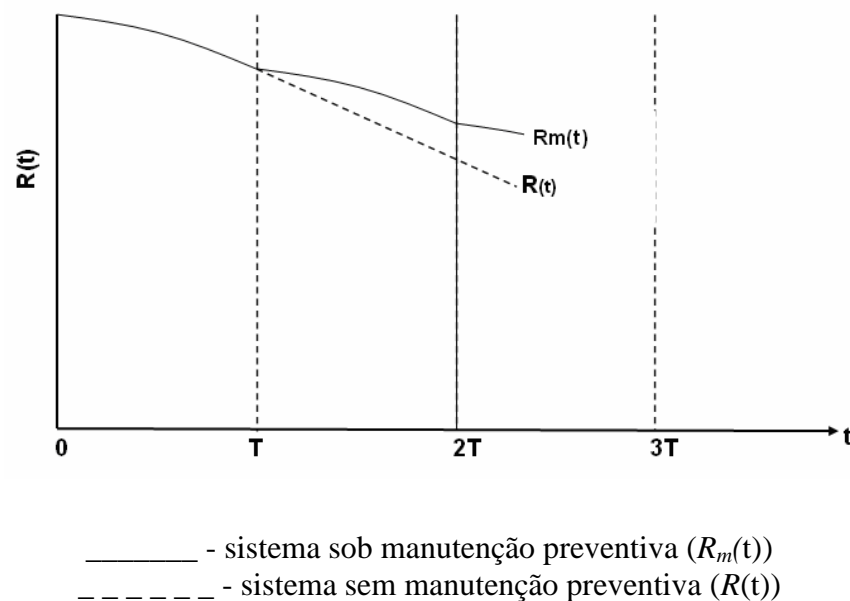


Figura 3. 8. Efeito da Manutenção Preventiva na Confiabilidade (LEWIS, 1987)

Outro equívoco diz respeito à hipótese de que a manutenção preventiva é aplicável a todo e qualquer tipo de sistema. Deve-se empregar esta prática se forem verificados benefícios em termos da confiabilidade. Estes benefícios relacionam-se não só à rentabilidade de um equipamento, mas também à sua segurança. Acompanhe a situação representada pelo gráfico da Figura 3.9, supondo que a confiabilidade do componente seja modelada por uma distribuição de Weibull, ou seja:

Logo, acompanhando-se o gráfico da Figura 3.9, nota-se que ações preventivas de manutenção são indiferentes se $\beta = 1$, ou seja, é inútil adotar manutenção preventiva para sistemas com taxa de falhas constante. Se $\beta < 1$, a manutenção preventiva acaba por prejudicar ainda mais o equipamento, fazendo com que este volte a operar, após a execução das atividades de manutenção, em situação pior que aquela existente antes da intervenção, pois se retorna à taxa de falha na condição inicial, onde esta é elevada e decrescente com o tempo. E se $\beta > 1$, a manutenção preventiva é requerida como a prática mais adequada para reduzir a degradação da confiabilidade do componente e/ou equipamento.

Portanto, manutenção preventiva deve ser empregada quando se tem taxas de falhas crescentes, típicas de processos de falha associados aos fenômenos de desgaste e de fadiga. Por isso, os sistemas mecânicos exigem manutenção preventiva.

3.3.2. Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é executada após a ocorrência da falha, sem nenhum tipo de programação. Usando os conceitos de confiabilidade, a falha pode ser uma diminuição no desempenho e não precisamente uma quebra.

Percorrendo as seções de muitas instalações fabris, é possível notar a aversão que os profissionais de manutenção nutrem pela atividade corretiva, chegando a classificá-la como medida do nível de incompetência do setor em lidar com as falhas. E, realmente, é desejável que as falhas não ocorram.

A manutenção corretiva é atacada em virtude de estar associada a efeitos de falhas que causam sempre os maiores prejuízos possíveis, pois além dos efeitos das falhas, estão presentes os problemas da imobilização do equipamento e perda de produção ou utilidade em virtude da falha, espera em fila nas oficinas, custo da

substituição do item avariado e o problema da diagnose, o qual pode tomar mais tempo que todos os outros fatores reunidos.

As formas de prevenir as falhas tiveram origem nas intervenções corretivas. Então, uma das contribuições desta prática é prover dados históricos para o acompanhamento dos sistemas e futuros subsídios para decisões.

Sob o aspecto da confiabilidade, existem componentes ou sistemas os quais simplesmente não aceitam intervenções preditivas ou preventivas pelas suas características (arranjo, natureza de funcionamento, inexistência ou impossibilidade de coletar medidas e outros), ou seja, suas falhas são aleatórias e não possuem um tempo de desenvolvimento. Por conseguinte, não apresentam sintomas, o que é bem característico de componentes eletrônicos. Vendo o exemplo simples de uma lâmpada, a qual não avisa sobre a ocorrência de uma falha, pois em operação normal, ela simplesmente queima e pára de funcionar. Neste caso, a falha deve simplesmente ser tolerada. Entretanto, a ocorrência da falha não deve causar os espantosos efeitos comentados anteriormente. Tanto a manutenção, como os projetistas têm condições de atenuar ou eliminar efeitos das falhas, lançando mão de recursos como a redundância - instalação de sistemas capazes de cumprir a função em caso de falha do sistema principal, a alteração na disposição dos componentes do sistema e, mais recentemente, a concepção de sistemas tolerantes à falha.

Há de se ressaltar que algumas falhas podem ser toleradas até um momento conveniente para a imobilização do equipamento, dando origem ao termo corretiva programada. Deve-se tomar a precaução de não confundir esta prática com a preditiva, pois no caso da corretiva programada, a falha terá ocorrido sem que tenha sido monitorada.

Concluindo, a manutenção corretiva, embora possa ser exigida em virtude de erros operacionais, da manutenção ou até mesmo de projetos deficientes, não é um sinal de incompetência. Seu emprego é, em algumas ocasiões, a única alternativa. Permitir ou não a ocorrência da falha é uma decisão a ser tomada após cuidadosa análise dos aspectos da confiabilidade exigida para o sistema em questão.

3.3.3. Manutenção Preditiva

Esta prática de manutenção é erroneamente tratada com o sinônimo de monitoração. A manutenção preditiva se ocupa em estimar o estado de funcionamento do sistema, pela medição de parâmetros vitais para sua operação, como temperatura, vibrações, intensidade de correntes elétricas, emissão acústica, análise da presença de partículas e verificação da composição química em óleos lubrificantes e isolantes. Diz-se que a manutenção preditiva é baseada na condição do parâmetro, como citado por Nepomuceno (1989) e Motter (1992).

Pode-se ainda dizer que a manutenção preditiva acompanha o desenvolvimento da falha, apontando o melhor momento para a intervenção. A grosso modo, isto quer dizer dilatar conscientemente a utilização dos componentes, o que se traduz em economia. Por isso, esta prática tem sido bastante adotada, porém às vezes de forma errônea.

Primeiro, porque nem todos os parâmetros de funcionamento podem ser medidos, assim como não é possível realizar isto para todo e qualquer equipamento. Além disso, as falhas pesquisadas devem fornecer sintomas e esta característica restringe o uso desta prática para equipamentos eletrônicos, por exemplo.

O emprego da manutenção preditiva exige interpretação dos dados coletados, o que por si só já é um fator complicador. A medição e o tratamento dos dados a tornam uma operação sofisticada e cara. Além disso, se o objetivo é apenas dilatar o prazo de

utilização de um componente, corre-se o risco de admitir a ocorrência de falhas sem que se possa ter controle sobre seus efeitos, isto porque há possibilidade de medir parâmetros irrelevantes por falta de conhecimento dos aspectos vitais do funcionamento de um sistema, tomando decisões com base em dados e interpretações errôneas. Este é um risco advindo da falta de critérios para a adoção da manutenção preditiva.

Por isso, adotar a manutenção preditiva sem analisar previamente os sistemas ou sem que estes tenham sido projetados com esta possibilidade pode ser uma péssima idéia que alia altos custos com baixa confiabilidade.

Algumas técnicas têm sido associadas a esta prática, tais como:

- Tratamento de sinais;
- Análise de emissão acústica;
- Termografia;
- Análise de óleos lubrificantes para medida de desgaste;
- Análise da composição de óleos isolantes de transformadores.

Esta prática é adotada no caso de atividades que requeiram altos índices de disponibilidade e segurança, como as centrais nucleares, refinarias de petróleo, estações de bombeamento e indústrias de processo contínuo (papéis, químicas) entre outras. (NEPOMUCENO, 1989).

A manutenção preditiva tem ainda uma interferência com as áreas ditas produtivas da empresa, pois uma vez constatado o desenvolvimento da falha, deve-se programar a intervenção e alocar recursos para sua realização. Com a deterioração do equipamento, a exigência por mais recursos - materiais, humanos e até tempo de paralisação - passa a ser maior e as intervenções cada vez mais difíceis de serem realizadas.

A Manutenção Preditiva tem o interesse da ciência da confiabilidade por permitir uma prorrogação na utilização de componentes cujas falhas possam ser aleatórias ou não, porém apresentando um tempo de desenvolvimento. Mas em termos de sua caracterização matemática, a manutenção preditiva não apresenta novidades, pois constatada uma situação onde a falha tenha se tornado intolerável, o equipamento é paralisado e a partir de então o procedimento é semelhante ao da manutenção corretiva, com a vantagem desta prática permitir a programação da parada e, obviamente, não permitindo que o equipamento sofra os efeitos da falha consumada.

Portanto, a manutenção preditiva está relacionada à confiabilidade na medida em que o modo de falhar e o comportamento estatístico da falha fornecem indicações sobre a conveniência de sua aplicação, sem entanto contribuir para reduzir a degradação da confiabilidade do sistema. Quando utilizada unicamente como recurso para prorrogar a utilização de itens sujeitos à manutenção preventiva, pode haver inclusive aceleração no processo de degradação da confiabilidade. Utilizar a manutenção preditiva visa assegurar que, durante a operação, o item analisado está desempenhando suas funções dentro de níveis estabelecidos de desempenho.

É de vital importância para o planejamento desta prática a execução da análise de tendência do parâmetro, pois o estado atual do parâmetro no momento da medição é de pouca utilidade na decisão de parar ou não o equipamento, sobretudo na fase de implementação da manutenção preditiva e em caso de utilização de medições discretas. Assim, deve-se ter em mãos o histórico dos parâmetros e recorrer-se a algum método numérico, em geral regressões exponenciais ou polinomiais, obtendo uma curva semelhante à mostrada na Figura 3.10, para definir o comportamento temporal do parâmetro.

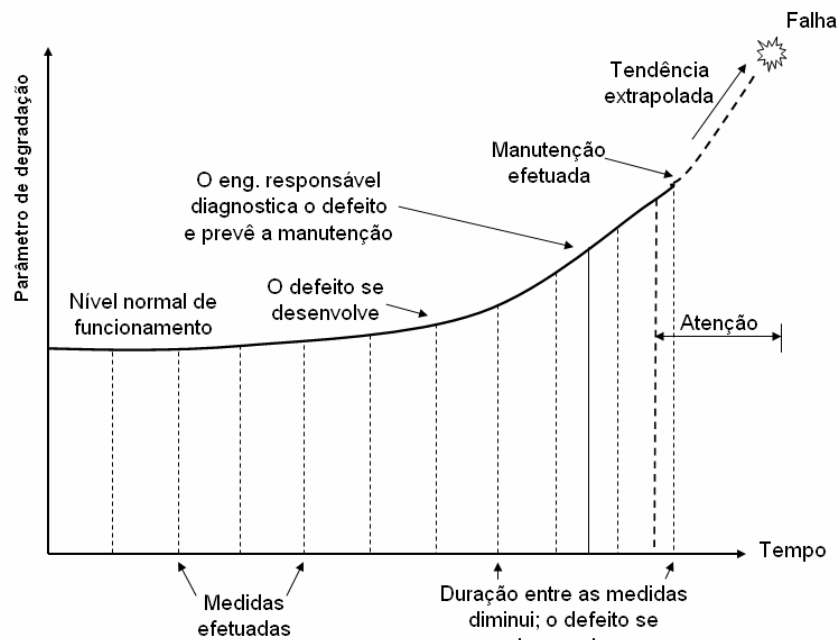


Figura 3. 10. Curva de Tendência para o Valor de um Parâmetro de Interesse (XENOS, 2004)

A curva mostrada na Figura 3.10 mostra que, enquanto não se conhece o valor de perigo (onde se dá a falha), há a necessidade de reduzir o espaço entre as medições quando se nota uma aceleração na deterioração do parâmetro. Outra necessidade da elaboração de uma curva deste tipo é que, depois de diagnosticada a falha, necessita-se programar a parada. Logo, entre o instante da detecção e a imobilização do equipamento, o mesmo deve operar satisfatoriamente (caso contrário, a manutenção preditiva perderia todo o seu significado) e o intervalo até a parada deve terminar em um instante onde o valor do parâmetro ainda não tenha ultrapassado, preferencialmente, um nível de alerta, o qual estará entre o valor normal e o de perigo. Com o passar do tempo, a estimativa desta curva passa a ser bastante fidedigna, já que os históricos dos parâmetros acumularão bastante informação, permitindo traçá-la diretamente ponto a ponto até bem próximo de nível de perigo. (SOUZA, 2005b). Alguns autores advogam que, após a diagnose da falha e decidida a necessidade da intervenção, a manutenção passa a ser uma corretiva programada, outros, que esta hipótese não é verdadeira já que há uma antecipação à falha. Na verdade, não há uma antecipação à falha, já que a manutenção preditiva se aplica em componentes cujas falhas tenham tempo de desenvolvimento. O que ocorre é que há uma antecipação com relação à parada inadvertida do equipamento. Aliás, outra restrição que se faz a respeito de sistemas sujeitos à manutenção preditiva é que os mesmos apresentem algum grau de tolerância à

falha e, neste caso, o tempo de franquia ou “grace time” é a média das diferenças entre os valores de perigo e alerta para curvas estimadas com base em sistemas idênticos falhando sempre sob o mesmo modo.

3.4. Manutenção Centrada em Confiabilidade

O termo Manutenção Centrada em Confiabilidade é empregado para descrever um programa de manutenção baseado no tempo, que tem por objetivo manter o equipamento com desempenho igual ou superior ao necessário para este realizar a atividade para o que foi projetado, ou seja, controlar a taxa de degradação da confiabilidade do equipamento. Verifica-se que esta metodologia baseia-se na análise da confiabilidade dos equipamentos que compõem um sistema, bem como na relação entre os modos de falha dos mesmos e a degradação do desempenho operacional do sistema (SOUZA, 2005a).

O objetivo principal da Manutenção Centrada em Confiabilidade é assegurar que um sistema mantenha-se com nível de desempenho suficiente para executar as tarefas a ele atribuídas. O enfoque deste método de seleção de políticas de manutenção difere da antiga filosofia de manutenção, que procurava evitar a ocorrência de qualquer falha no sistema, considerando a disponibilidade de recursos financeiros finitos. Nesta metodologia é importante executar tarefas de manutenção que assegurem que o sistema continue a cumprir suas funções, com um desempenho específico, dentro de um contexto operacional pré-definido. A ênfase é determinar a política de manutenção necessária para manter o sistema funcionando, ao invés de buscar a condição máxima de desempenho do mesmo.

Os princípios para aplicação do RCM baseiam-se nas respostas das seguintes questões:

- Como ocorre (qual o processo físico associado) um dado modo de falha de um componente do sistema?
- Quais são as conseqüências da ocorrência deste modo de falha para o desempenho do sistema?
- Quais práticas de manutenção, de preferência às práticas preventiva ou preditiva, podem ser utilizadas para reduzir a possibilidade de ocorrência deste modo de falha?

Verifica-se que há uma indicação da priorização das práticas preventivas e preditivas, pois estas envolvem atividades de substituição, reparo ou mesmo ajuste de um ou mais componentes do sistema antes da ocorrência da falha dos mesmos, procurando-se evitar a parada deste sistema. O objetivo desta priorização é reduzir a possibilidade de perda de desempenho do sistema, minimizando a taxa de redução da confiabilidade ao longo do tempo, tendo em vista a deterioração de componentes do sistema devido à ocorrência de fenômenos cumulativos, tais como fadiga, desgaste e corrosão, entre outros.

Usualmente, as conseqüências da ocorrência de uma significativa perda de desempenho, ou mesmo a parada, de um equipamento ou sistema estão associadas a perdas financeiras, classificadas como econômicas, as quais usualmente são de grande monta. Daí a priorização de práticas preventivas ou preditivas, as quais reduzem a possibilidade de ocorrência destas perdas. Embora a aplicação destas práticas de manutenção tenha custos, estes ainda são bastante inferiores à perda econômica, no caso de grave perda de desempenho do sistema. O maior custo da manutenção preventiva está associado com o período de indisponibilidade do sistema quando da execução das atividades previstas no plano de manutenção, embora ainda possam ser contabilizados outros custos como de mão-de-obra e de peças sobressalentes. No caso da manutenção preditiva, além do custo de indisponibilidade do equipamento, estão associados os custos de aquisição, implantação e operação dos instrumentos de monitoração dos parâmetros indicativos do desempenho do sistema, bem como os custos de análise dos dados coletados. (SOUZA, 2005c).

Verifica-se também que a Manutenção Centrada em Confiabilidade prioriza a manutenção de componentes e sub-sistemas cuja falha cause acentuada degradação do desempenho do sistema, incluindo sua parada. Este método admite que ocorrerão falhas em alguns componentes, mas a falha dos mesmos não causará prejuízo ao desempenho do sistema, podendo, portanto, serem toleradas. Para estas falhas utiliza-se a manutenção corretiva, pois o custo associado com estas tarefas é inferior ao custo que estaria associado com tarefas preventivas ou preditivas. (LOMBARI, 2001).

Resumindo, pode-se afirmar que o processo de seleção da política de manutenção de um sistema baseia-se no estudo das conseqüências associadas com a ocorrência da falha de um componente do sistema e não unicamente no estudo dos modos de falha dos componentes. A manutenção centrada em confiabilidade permite a elaboração de uma política de manutenção com atividades pré-agendadas, satisfazendo a requisitos de segurança e de desempenho econômico-operacional do sistema.

A implantação de um programa de manutenção baseado na filosofia da Manutenção Centrada em Confiabilidade envolve a execução de algumas tarefas, de uma forma seqüencial, tal como indicado a seguir:

- i. Elaborar a árvore funcional do equipamento, que consiste em definir a lógica de comunicação entre os componentes de um sistema, possibilitando a definição das funções de cada um dos mesmos, bem como a forma pelas quais estes se agrupam em subsistemas. Nesta fase também devem ser estabelecidos os requisitos operacionais de cada componente, bem como o desempenho mínimo esperado dos mesmos, a fim de garantir o desempenho operacional mínimo do sistema;
- ii. Executar a Análise dos Modos e Efeitos de Falha (FMEA) de cada componente listado na árvore funcional;
- iii. Aplicar um modelo de decisão que permita selecionar uma prática de manutenção para um dado componente, priorizando aqueles cujas conseqüências da falha causem degradação da condição operacional do sistema, incluindo problemas econômicos ou de

segurança, fazendo com que este se mantenha com desempenho superior ao mínimo aceitável para a sua operação;

iv. Identificar os componentes para os quais não é possível a aplicação de práticas de manutenção preventiva ou preditiva, procurando-se estudar possíveis modificações no seu projeto, incluindo possíveis alocações de redundâncias, ou mesmo definir aplicação de manutenção corretiva;

v. Para os componentes onde a aplicação da prática preventiva é viável, deve-se estabelecer um período inicial de substituição ou reparo do mesmo, tendo em vista o histórico temporal de falhas. No caso de aplicação de manutenção preditiva, deve-se definir o parâmetro indicativo da evolução de um dado modo de falha, selecionar o processo de monitoração do mesmo, e definir a forma de análise dos dados obtidos, visando à tomada de decisão sobre o momento de intervenção no componente, para executar tarefas de manutenção antes da ocorrência da falha;

vi. Manter um contínuo registro de falha dos componentes, a fim de subsidiar uma contínua re-avaliação de seu plano de manutenção.

A elaboração da árvore funcional, primeira etapa na aplicação do método da Manutenção Centrada em Confiabilidade, tem por objetivo definir as dimensões do problema a ser analisado, bem como definir claramente o desempenho esperado de cada componente do sistema, a fim de garantir o cumprimento de suas funções. As etapas ii a iv constituem o núcleo principal desta metodologia, envolvendo a obtenção de respostas para uma série de questões que subsidiam a tomada de decisão para seleção de práticas de manutenção. As respostas devem ser subsidiadas pelo maior conhecimento existente na área de projeto e operação dos componentes analisados e do próprio equipamento.

Com relação aos diagramas de decisão do RCM, estes são analisados com mais detalhes no item 3.4.2 deste capítulo.

Ressalta-se que a política de manutenção de um sistema definido com a aplicação da filosofia RCM apenas reduz a taxa de degradação da confiabilidade dos equipamentos que o compõem. Entretanto, o aumento da confiabilidade dos mesmos

apenas pode ser obtido com uma re-avaliação de seus projetos. Já para aumentar a confiabilidade do sistema, além da melhoria da confiabilidade dos componentes, pode-se alterar a configuração do mesmo, com a adoção de redundâncias em componentes muito críticos.

3.4.1. Classificação de Falha e Conseqüências da Falha

Tal como apresentado no item 3.1, deste capítulo, considera-se que ocorre falha de um componente quando este desempenha sua função de forma insatisfatória, caracterizando a incapacidade de executar a tarefa para a qual foi projetado. A afirmação que um desempenho é insatisfatório ou não dependerá das conseqüências daquela falha para certo contexto operacional do sistema. Assim a diferença entre um desempenho satisfatório ou insatisfatório estará relacionada com a função do componente e também ao tipo e ao contexto operacional do sistema no qual este está instalado.

Para qualificar se um desempenho é satisfatório ou insatisfatório necessita-se da fixação de um padrão de desempenho mínimo esperado do componente, que será tomado como referência nesta qualificação. Dessa forma, a condição de desempenho insatisfatório pode representar a perda de capacidade de o componente executar a sua função, ou mesmo a observação de uma evidência física de que está ocorrendo um processo de deterioração da capacidade operacional do componente, que culminará na incapacidade de executar a sua função.

Sob o ponto de vista da tomada de decisão em manutenção, as falhas podem ser funcionais ou potenciais.

A falha funcional é representada pela incapacidade do componente (ou o sistema do qual este forma parte) executar a sua função de acordo com o desempenho mínimo esperado. A completa parada do componente também é uma falha funcional.

A falha potencial é representada pela presença de uma evidência física de que um processo de deterioração de um componente está ocorrendo, o qual culminará com uma falha funcional.

A presença de uma evidência física do processo de deterioração é a premissa básica para a aplicação da manutenção preditiva. A correta monitoração deste processo permite utilizar ao máximo o componente e repará-lo (ou substituí-lo) antes da ocorrência da falha funcional.

A ocorrência tanto das falhas funcionais como das potenciais só é detectada quando o operador do sistema verifica alguma anomalia na condição operacional do mesmo, esta associada à verificação da perda de desempenho do sistema. Em sistemas complexos, como a turbina a gás, a habilidade de o operador detectar a presença de falhas é aumentada com o emprego de sistemas de monitoração associados com alarmes, que indicam com sinais sonoros ou luminosos, a ocorrência de alguma falha funcional. Em alguns casos, estes alarmes indicam a ocorrência de alguma falha de componente, mesmo que este não esteja sendo utilizado no contexto operacional momentâneo do sistema.

Embora muitas das falhas funcionais possam ser detectadas pelo operador do sistema, podem ocorrer falhas de componentes que não são imediatamente observadas pelo operador. Dessa forma, uma falha funcional pode ser classificada em:

Falha evidente, a qual é imediatamente observada pelo operador do sistema quando acontece;

Falha oculta, a qual não é detectada pelo operador do sistema quando da sua ocorrência, ou seja, não há evidências que a mesma ocorreu.

As falhas ocultas podem ser de dois tipos: uma função que é ativa durante a operação normal do sistema, mas que não dá indicação da redução de seu desempenho;

ou uma função que é inativa durante a operação normal do sistema e, portanto, o operador não tem condição de avaliar se a mesma estará operante em caso de necessidade de seu uso, (BLOOM, 2001).

Com relação à classificação das conseqüências das falhas funcionais, esta tem por objetivo determinar a priorização das atividades de manutenção ou mesmo de melhoria no projeto do sistema ou componente, visando prevenir a ocorrência das falhas e, portanto, suas conseqüências.

Quanto maior a complexidade de um sistema, maior será o número possível de falhas que este pode apresentar, em função da ocorrência das falhas dos componentes. As falhas dos sistemas são as conseqüências das falhas dos componentes, podendo ser classificadas em:

Conseqüências de segurança, envolvendo possíveis danos ao sistema, podendo causar efeitos adversos à sua segurança operacional, colocando em risco seres humanos ou o meio ambiente;

Conseqüências operacionais, que envolve uma perda econômica, em função da redução do desempenho operacional do sistema abaixo do mínimo esperado, incluindo nesta perda o próprio custo do reparo;

Conseqüências não operacionais, que não afetam o desempenho do sistema no contexto operacional do mesmo, porém exigem reparo, o qual deverá ser efetuado em algum momento futuro, sendo associado ao mesmo um custo de reparo;

Conseqüências de falhas ocultas, que não tem impacto imediato sobre o desempenho operacional do sistema, mas podem ser o evento inicial (gatilho) para o desenvolvimento de outras falhas funcionais.

O método RCM apresenta um diagrama para classificação de uma falha funcional nas categorias acima citadas, sendo este reproduzido na Figura 3.12. A classificação é baseada em perguntas, cujas respostas são do tipo sim ou não, e

associadas com as conseqüências da falha funcional do componente sobre o desempenho do sistema. Com aplicação deste diagrama ressalta-se mais uma vez a necessidade do entendimento das características operacionais e de projeto do sistema, subsidiando a detalhada execução da Análise de Modos e Efeitos de Falha, a qual associa a falha de um componente com os efeitos (conseqüências) sobre a operação do sistema. (LAFRAIA, 2001)

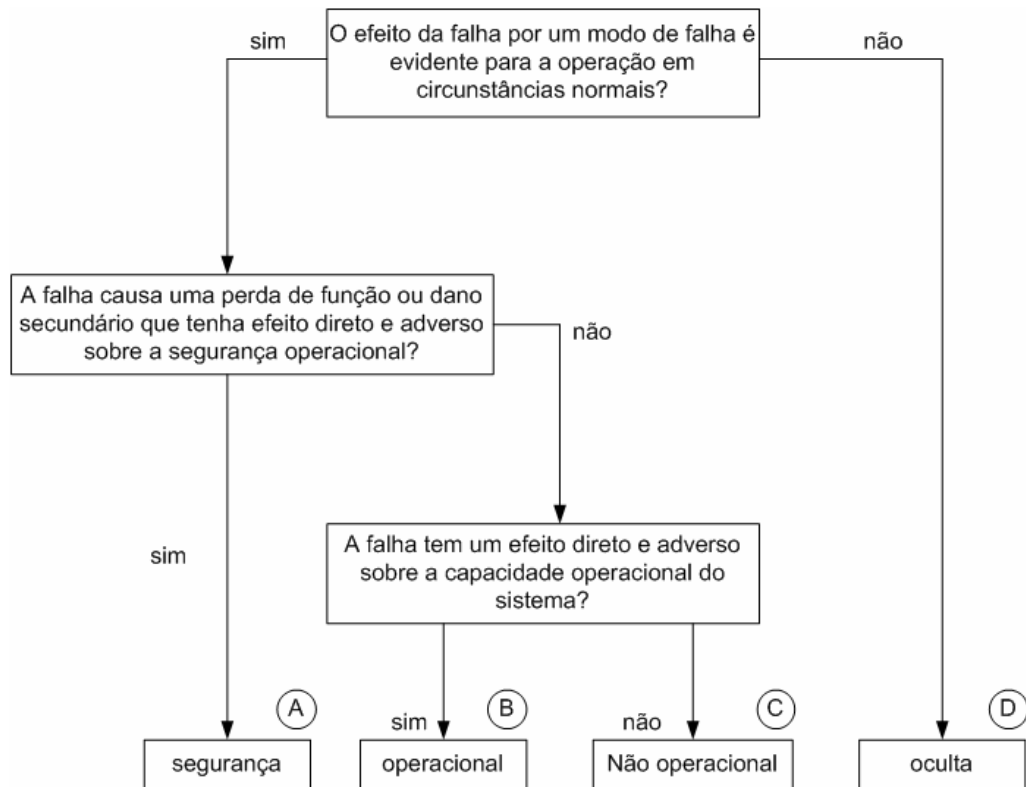


Figura 3. 11. Diagrama de Classificação das Conseqüências das Falhas, (LAFRAIA, 2001)

3.4.2. Diagrama de Decisões da Manutenção Centrada em Confiabilidade

Uma vez definida a classificação das falhas funcionais dos componentes de um sistema, em função das conseqüências destas sobre o desempenho operacional, deve-se proceder ao processo de seleção das práticas de manutenção recomendadas para cada um dos componentes do sistema, elaborando a política de manutenção do sistema.

Este processo de decisão envolve um estudo sistemático de qual das três práticas básicas de manutenção pode ser aplicada a um componente do sistema estudado,

considerando como critérios de seleção a possível aplicabilidade das práticas e a sua eficácia para retardar ou evitar a ocorrência de um dado modo de falha.

Os diagramas de decisão empregados pela RCM são indicados nas Figuras 3.13, a 3.15, (LAFRAIA, 2001) Verifica-se que, qualquer que seja a consequência da falha, busca-se preferencialmente a aplicação da prática de manutenção preditiva. Na seqüência, o diagrama de decisão indica preferência por tarefas de reparo ou substituição do componente em intervalos pré-definidos de tempo, caracterizando a aplicação da prática preditiva. Finalmente, na impossibilidade de aplicação das práticas acima citadas, pode-se utilizar a prática corretiva, ou seja, intervir no componente após a falha do mesmo.

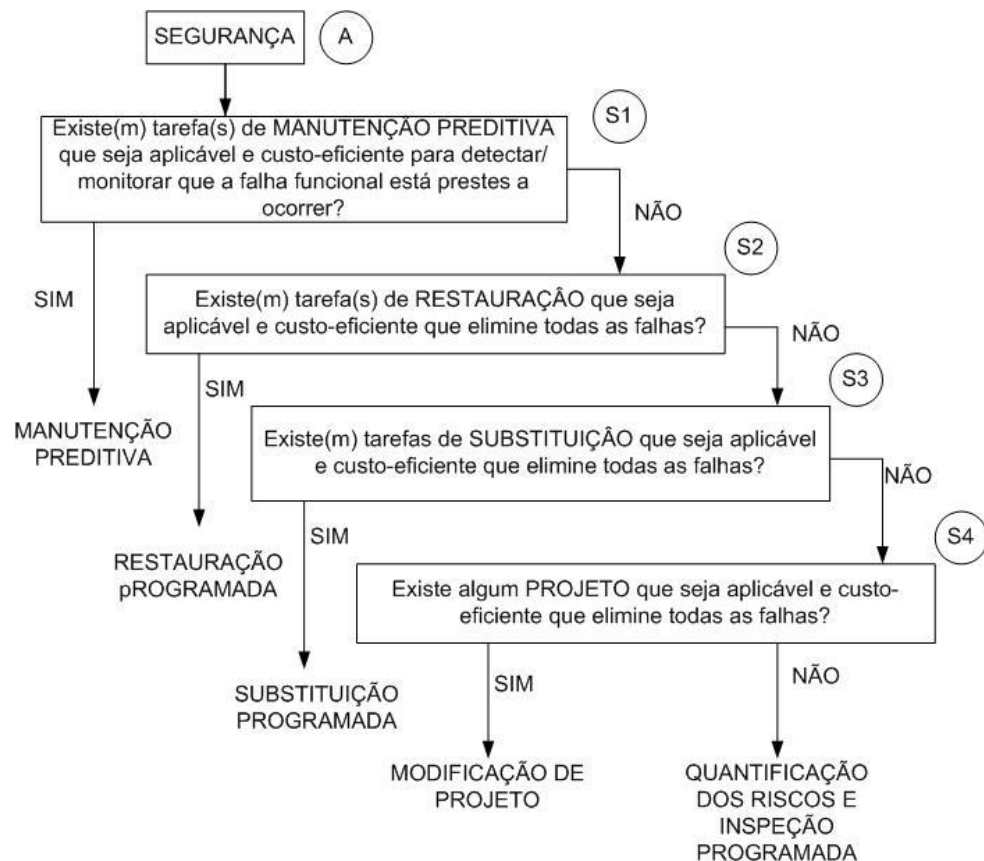


Figura 3. 12. Diagrama de Decisões para Seleção de Práticas de Manutenção – Modos de Falha envolvendo Conseqüências de Segurança (LAFRAIA, 2001)

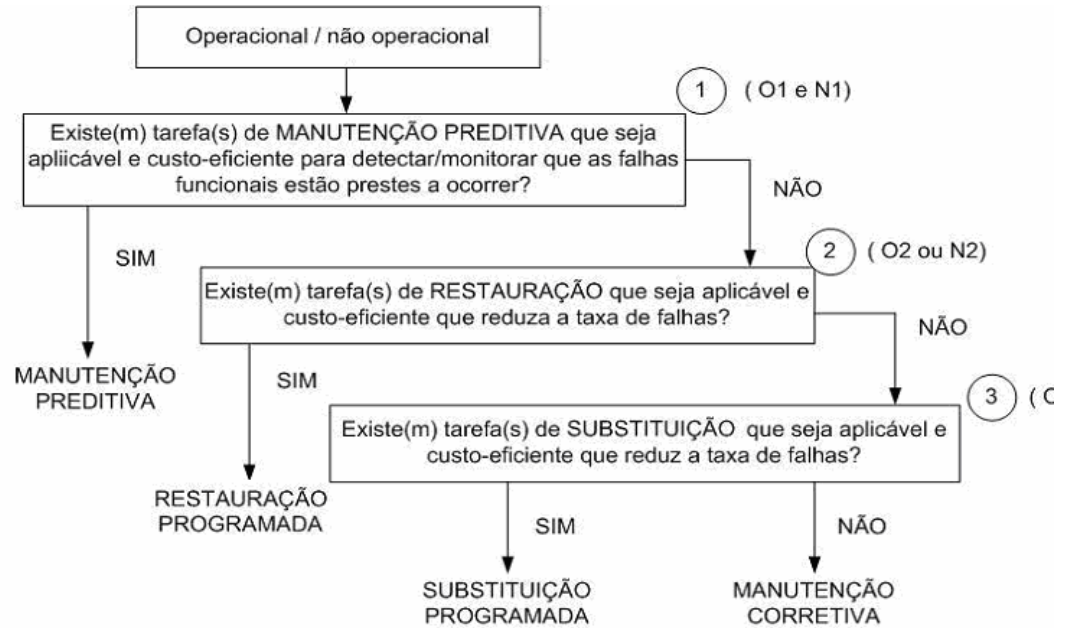


Figura 3. 13. Diagrama de Decisões para Seleção de Práticas de Manutenção – Modos de Falha envolvendo Conseqüências Operacionais e Não-operacionais (LAFRAIA, 2001)

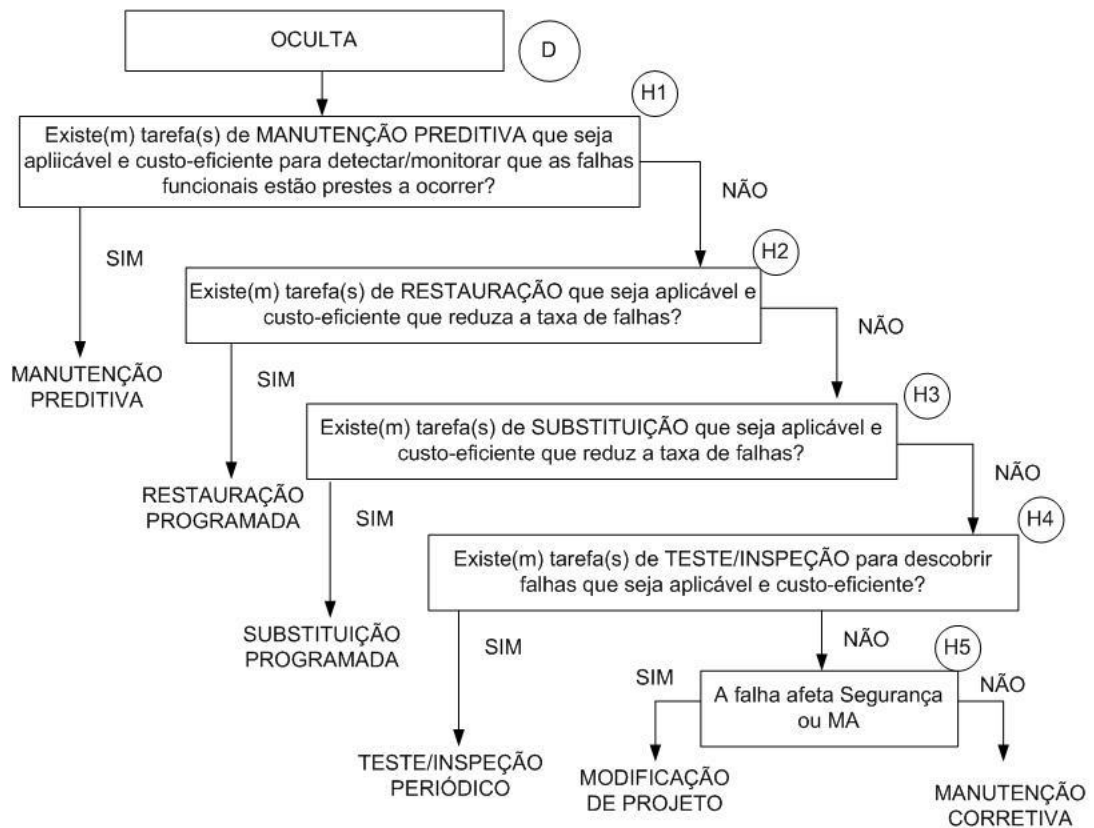


Figura 3. 14. Diagrama de Decisões para Seleção de Práticas de Manutenção – Modos de Falha envolvendo Conseqüências Ocultas (LAFRAIA, 2001)

A aplicabilidade da prática de manutenção preditiva, visando à monitoração da condição operacional de um componente de um sistema, deve ser determinada por técnicos que estejam familiarizados com a operação do componente, com as características de projeto e modos de falha do mesmo, com as técnicas de monitoração disponíveis e com a geometria do sistema onde o componente está instalado, a qual pode influenciar a instalação de sensores. Deve-se ressaltar que a manutenção preditiva só deve ser empregada para modos de falha que tenham um tempo de desenvolvimento, ou seja, apresentam sintomas que vão se modificando ao longo do tempo, até a ocorrência da falha.

Com relação à aplicação da manutenção preventiva, esta é aplicável apenas para modos de falha associados a um processo de dano cumulativo, onde é possível determinar um tempo de intervenção antes da ocorrência da falha. Deve-se ressaltar que a condição operacional do componente, representada pelo ambiente de instalação e pelos esforços sobre ele atuantes, exerce significativa influência na evolução do dano, associado a um dado processo de falha, ao longo do tempo. Para seleção de um período inicial de intervenção preventiva, envolvendo um reparo ou substituição de componente, deve-se basear em informações constantes dos catálogos técnicos dos componentes. (LOMBARDI, 2001)

Especificamente para o caso das falhas ocultas, ao final do diagrama de decisões, caso não seja possível a aplicação de práticas preventivas ou preditivas, existe a necessidade de estudo da viabilidade de aplicação de testes ou inspeções periódicos que permitam identificar o estado operacional do componente. Caso não sejam possíveis estas inspeções, por razões técnicas ou econômicas, sugere-se o emprego de manutenção corretiva, desde que a falha do componente não afete a segurança operacional do sistema. Neste caso, exige-se um re-projeto do sistema, para eliminar esta possibilidade.

Para facilitar a tabulação das questões relacionadas no Diagrama de Decisões do RCM, pode-se empregar uma tabela, tal como a indicada na Tabela 3.3, onde se marca “SIM” ou “NÃO” para as diversas respostas, permitindo a seleção da prática de

manutenção mais indicada para o componente, considerando-se um modo de falha específico, (MOUBRAY, 2000).

Tabela 3. 3. Tabulação de Resultados na Análise de Decisão pelo Método RCM, (MOUBRAY, 2000)

RCM II		SISTEMA										Sistema No.	Facilitador:	Data	Folha No.
TABELA de		SUB-SISTEMA										Sub-Sistema No.	Auditor:	Data	de
DECISÃO															
© 1990 ALADON LTD															
Modo de falha		Avaliação de consequência				H1	H2	H3	Ação padrão			Atividade de Manutenção Proposta	Intervalo Inicial de Intervenções	Deve ser executada por	
		H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5	S4				
						O1	O2	O3							
						N1	N2	N3							

Deve-se ressaltar que esta análise deve ser feita para cada modo de falha de um dado componente, pois a ocorrência dos mesmos pode causar diferentes conseqüências operacionais ou de segurança para o sistema. Dessa forma, a política de manutenção de um componente pode envolver a aplicação de mais de uma prática de manutenção. Tal fato ocorre normalmente para componentes mais complexos, e no caso da turbina a gás.

CAPÍTULO 4 - PROPOSTA DE MÉTODO DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE PARA TURBINA A GÁS

4.1. Considerações Iniciais

O método é baseado nos conceitos de Manutenção Centrada em Confiabilidade, com o objetivo de determinar os componentes críticos da turbina a gás, sob o ponto de vista do comprometimento da capacidade de operação da turbina. Desde o ponto de vista de manutenção, a metodologia terá como objetivo a necessidade de atingir a disponibilidade operacional prevista do sistema, minimizando as paradas para manutenção corretiva ou mesmo reduzindo os períodos de indisponibilidade associados com a manutenção preventiva.

Inicialmente deve-se definir a metodologia de análise de disponibilidade, a qual deverá envolver uma associação entre análise de confiabilidade de equipamentos e técnicas de seleção de políticas de manutenção para os mesmos. Para análise de confiabilidade de um sistema complexo devem ser utilizadas técnicas de modelagem baseadas na análise de falhas de componentes, propondo-se a utilização da Análise de Modos e Efeitos de Falhas (FMEA) para estudar as conseqüências da falha de um componente sobre a operacionalidade do sistema.

Para qualquer sistema de geração de energia elétrica, os componentes críticos são aqueles cujas falhas implicam em interrupção do processo de geração de energia elétrica. Estes componentes são os que prioritariamente devem receber atenção das equipes de manutenção. Aliada à análise do tipo FMEA deve-se implantar um processo de seleção de práticas de manutenção que vise minimizar a possibilidade de ocorrência de falha dos equipamentos críticos, minimizando o decréscimo de confiabilidade do sistema. Os conceitos de Manutenção Centrada em Confiabilidade deverão ser adaptados para este fim, considerando as peculiaridades de um sistema de geração de energia elétrica. Para estimar a disponibilidade do sistema de geração de energia elétrica deverá ser utilizada a técnica do Diagrama de Blocos, que permite a descrição do fluxo

de informações no sistema, e conhecida à confiabilidade e os tempos de reparo dos componentes críticos, em caso de falha dos mesmos, possibilita uma avaliação numérica da disponibilidade do mesmo.

Adicionalmente, o Diagrama de Blocos permite a execução de uma análise de sensibilidade dos efeitos das alterações das políticas de manutenção sobre a disponibilidade do sistema.

Na Figura 4.1, é apresentada a metodologia de forma esquemática, mostrando a seqüência das atividades da metodologia a ser aplicada.

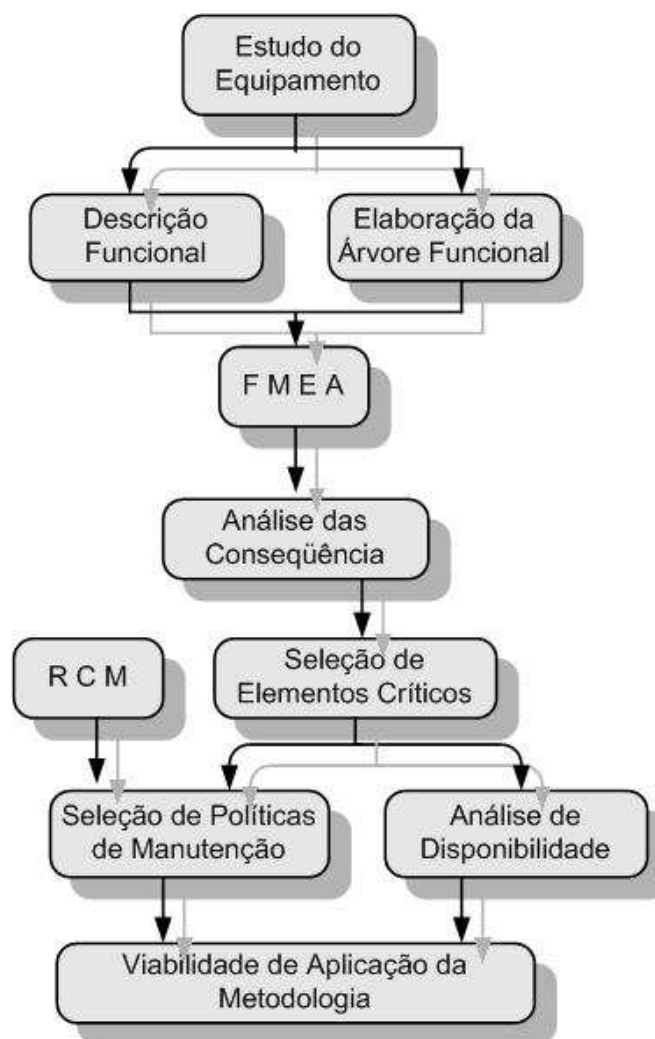


Figura 4. 1. Metodologia de Análise de Confiabilidade para Turbina a Gás

4.2. Proposta do Método de Análise

4.2.1. Análise de Disponibilidade da Turbina a Gás

O cálculo da disponibilidade de usinas termelétricas é normalmente executado através do emprego de normas técnicas, que consideram algumas condições operacionais específicas destes sistemas. Para o cálculo da disponibilidade de usinas termelétricas recomenda-se o emprego da norma técnica IEEE 762 (IEEE 1987), a qual considera para cálculo de disponibilidade a possibilidade de redução da capacidade de geração em função de efeitos ambientais regionais ou mesmo devido às falhas de equipamentos que tem como consequência à redução da capacidade de geração do sistema.

Neste trabalho definiu-se que o cálculo de disponibilidade da turbina a gás, tomada como parte de um sistema de geração de energia elétrica deve ser executado com o emprego de conceitos de confiabilidade. A partir da definição de um desempenho desejado da turbina, especificado em termos de uma potência nominal, define-se a probabilidade deste atingir este desempenho específico ao longo de um período de tempo específico, considerando a confiabilidade de seus componentes e as ações de manutenção ao quais estes são submetidos.

Ao serem empregados os valores de tempos entre falhas da turbina a gás para definir a sua confiabilidade, implicitamente está sendo considerado o efeito da política de manutenção preventiva deste componente, pois as falhas ocorrem mesmo com a turbina sendo submetida a uma série de ações de manutenção calendáricas, previamente agendadas, com a finalidade de reduzir a taxa de decréscimo da confiabilidade. Estas falhas ocorrem ao longo do tempo operacional efetivo da usina, ou seja, aquele tempo no qual se deseja que a mesma esteja operando sem falhas, ou seja, desconsiderando-se o tempo em que a máquina permanece parada para sofrer ações de manutenção preventiva.

De uma forma simplificada, a disponibilidade a turbina a gás pode ser definida pela seguinte relação:

$$A^*(\infty) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR + MTBPA} \quad (4.1)$$

onde: *MTBF*: Tempo Médio Entre Falhas (“Mean Time Between Failures”);

MTTR: Tempo Médio de Execução de Atividades de Manutenção Corretiva (“Mean Time To Repair”);

MTBRA: Tempo Médio de Execução das Atividades Associadas com a Manutenção Preventiva (“Mean Time Between Repair Activities”).

O denominador da equação (4.1) representa o tempo total operacional da turbina a gás, ou seja, em um dado intervalo de tempo ou este está operando ou está parada, sendo submetida a ações de manutenção.

4.2.2. Elaboração da Árvore Funcional

Para a elaboração da árvore funcional de um sistema qualquer é preciso conhecer a lógica de operação do mesmo. No caso específico dos sistemas de geração termelétrica, pode ser analisada através do esquema operacional, buscando-se definir a relação funcional entre os subsistemas e equipamentos constituintes do mesmo, bem como as suas funções na condição operacional.

Definidos o esquema básico da usina termelétrica executa-se a árvore funcional das turbinas a gás nela instalada, definindo as funções e as relações operacionais entre os principais equipamentos que as compõem. A elaboração pode ser auxiliada pela metodologia apresentada por Massarani (2003), que consiste em responder as perguntas: **como é executada (cumprida) uma determinada função?** ; E, **por que uma determinada função deve ser executada?**

A resposta à primeira pergunta terá um nível primário, que permite definir quais componentes devem ser utilizados para executar esta função. Assim continuar até chegar ao último nível, que é o nível do componente. A segunda pergunta serve para verificar se a árvore baseada na primeira pergunta esta correta. Na Figura 4.2, ilustra a metodologia para a elaboração da árvore funcional.

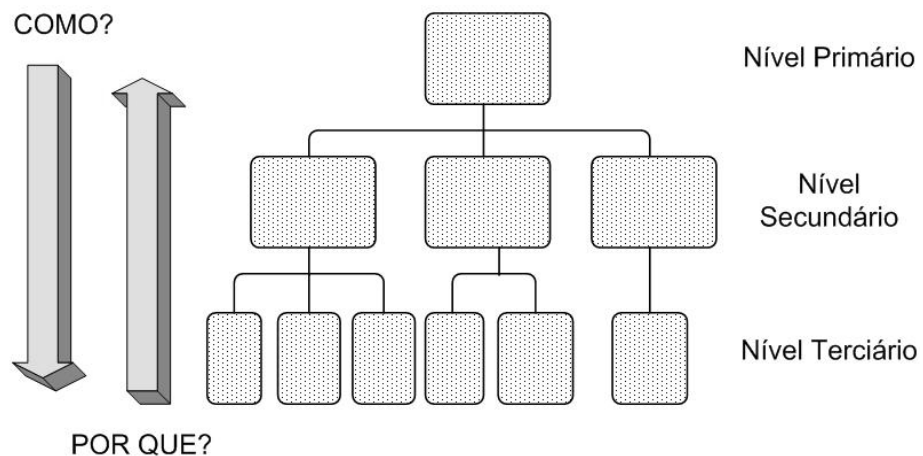


Figura 4. 2. Arranjo Geral de Árvore Funcional (MASSARANI, 2003)

No caso das usinas termelétricas será executada a árvore funcional para uma usina termelétrica em ciclo combinado, composta pela Turbina a Gás, pelas Caldeiras de Recuperação, pela Turbina a Vapor, pelos Geradores e pelo Sistema Auxiliares, sendo que a árvore da Turbina a Gás será explorada para cumprir com o objetivo desse trabalho.

4.2.3. Análise de Modos e Efeitos de Falhas da Turbina a Gás

A partir da árvore funcional da Turbina a Gás deve-se executar uma análise de tipo FMEA (do inglês “Failure Modes and Effects Analysis” ou Análise de Modos e Efeitos de Falhas), de todos os componentes, conjuntos, subsistemas e sistemas. Tentando identificar seus modos de falha associados com condições operacionais específicas, bem como quais são as causas dos mecanismos de falhas. Adicionalmente, procura-se definir se a ocorrência de um dado modo de falha apresenta sintomas, os

quais indicariam a sua ocorrência, permitindo a ação de manutenção antes da quebra definitiva do mesmo.

Para execução na análise do tipo FMEA utilizou-se o formulário indicado na Tabela 4.1, recomendado pela norma ISO 9000, com o objetivo de tornar mais fácil o processamento das informações dos componentes da Turbina a Gás.

Tabela 4. 1. Formulário Empregado na Análise FMEA.

Componente:				Página: de			
Sistema:				Data inicial: / /			
Equipe							
<i>Responsável:</i>				Revisão número			
<i>Colaboradores:</i>				Data revisão: / /			

Função	Modo de Falha Potencial	Causa(s) e Mecanismo(s) Potencial(is) de Falha	Efeito(s) Potencial(is) da Falha	Severidade	Ocorrência	Detecção	NPR
---------------	--------------------------------	---	---	-------------------	-------------------	-----------------	------------

A tabela é composta por oito (8) colunas, sendo a primeira preenchida com a função do componente em estudo, a segunda com os modos de falha do mesmo, entendendo como modo de falha a forma a qual o componente perde a capacidade de cumprir com a sua função, ou cumpre com um desempenho menor que o esperado. Na seqüência da tabela, são listadas as possíveis causas do mecanismo de falha. No nosso estudo, são identificados os efeitos de cada uma das falhas em forma seqüencial, desde o nível de componente até a usina como um todo, ou seja, desde o final das ramas da árvore funcional até o sistema turbina a gás, e posteriormente até a usina termelétrica. As colunas de severidade são usadas para a classificação da severidade baseadas na Tabela 3.12., e adaptada para o sistema sob análise. Embora as colunas de ocorrência, detecção e o número de prioridade do risco (NPR) façam parte da tabela, estas não serão usadas em nossa análise.

Como resultado do FMEA, serão analisadas as conseqüências das falhas sobre a operação do sistema, permitindo a avaliação dos equipamentos considerados críticos para a interrupção de geração de energia.

Identificados os componentes críticos, estes serão apresentados em uma nova tabela, cujo modelo é indicado na tabela 4.2, a qual destaca o sistema ao qual forma parte, o modo de falha potencial e a classificação da severidade da falha sobre a operacionalidade do sistema.

Tabela 4. 2. Identificação dos Componentes Críticos (SOUZA, 2005b)

Sistema	Subsistema	Elemento	Modo de falha	Classificação

4.2.4. Elaboração do Procedimento de Seleção de Políticas de Manutenção para os Componentes Críticos

Para seleção da política de manutenção mais adequada para um determinado equipamento, deve-se formular um processo de decisão que permita definir quais as práticas de manutenção mais adequadas para o mesmo tendo em vista as características de seus modos de falha e das próprias práticas de manutenção empregadas em equipamentos mecânicos ou elétricos, as quais são: corretiva, preventiva e preditiva. Este procedimento de decisão é baseado na técnica do RCM (“Reliability Centered Maintenance”), ou seja, nos diagramas de decisão apresentados no Capítulo 3.

Como resultados desta análise, serão elaboradas Políticas de Manutenção dos Equipamentos Críticos.

4.2.5. Análise de Confiabilidade e Disponibilidade da Turbina a Gás

Visando a definição da periodicidade das ações de manutenção associadas com as práticas selecionadas para um dado equipamento, no caso específico a turbina a gás, caracterizando a política de manutenção, deve-se formular uma proposta de análise de confiabilidade dos mesmos, baseando-se em dados do tempo de operação entre falhas. A partir destes tempos, pode-se definir a função de probabilidade que melhor expressa o comportamento do tempo entre falhas, caracterizando a confiabilidade do equipamento. Com esta função, pode-se definir os tempos recomendados para execução de práticas de manutenção preventivas, a fim de reduzir a ocorrência da falha.

Finalmente, com o auxílio da árvore funcional e da confiabilidade estimada para os diversos equipamentos, considerando o efeito da política de manutenção selecionada, pode-se caracterizar a confiabilidade e disponibilidade da turbina a gás instalada no sistema de geração, através da construção de um diagrama de blocos.

CAPÍTULO 5 - EXEMPLO DE APLICAÇÃO: TURBINA A GÁS EMPREGADA EM UMA TERMELÉTRICA A CICLO COMBINADO

5.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo apresenta-se um caso exemplo de análise de confiabilidade, com a aplicação do método apresentado no Capítulo 4, envolvendo o estudo de duas turbinas a gás usadas em uma usina termelétrica a ciclo combinado, a qual conta com capacidade de geração superior a 500 MW e o combustível utilizado é gás natural.

Esta usina, do tipo de ciclo combinado, é composta por duas turbinas a gás, com potencia de geração superior a 150 MW ligadas a duas caldeiras de recuperação (HRSG), para a geração de vapor. O ciclo de vapor é composto de uma turbina a vapor com três estágios de pressão e potência nominal superior a 200 MW, ou seja, a usina é do tipo 2 x 1 como ilustrado na Figura 5.1. está construída sobre uma área de 8 hectares, com uma inversão estima em US\$ 310 milhões. Na Tabela 5.1. são apresentadas algumas características da usina termelétrica em estudo e das turbinas a gás.

Tabela 5. 1 Características da Usina

Tipo de ciclo térmico	Ciclo combinado
Potencia total	634,530 kW
Combustível principal	Gás natural
Combustível auxiliar	Óleo diesel
Tipo de água de resfriamento	Torre de resfriamento com ventilação forçada
Turbina a Gás	
Tipo de turbina	Heavy Duty
Potencia de base	163,890 kW
Capacidade de pico	185,000 kW
Eficiência	36 %
Relação de compressão	16:1
Vazão de ar no compressor	1646.802 kg/h
Velocidade de rotação	3600 rpm

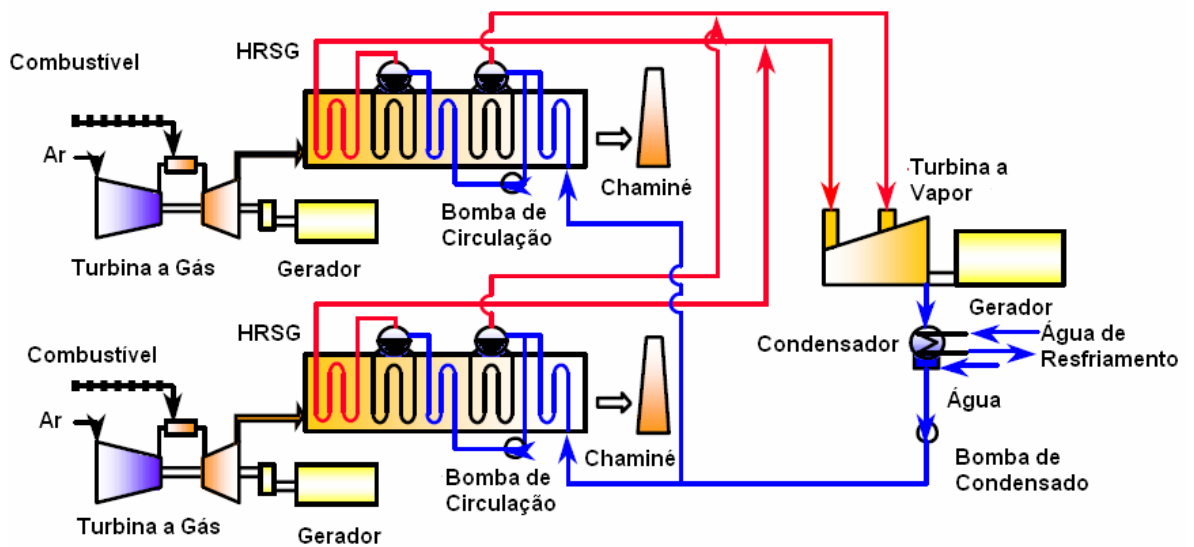


Figura 5. 1. Arranjo de Usina Termelétrica a Ciclo Combinado. (HITACHI, 2003)

5.2. Aplicação do Método

Visando a execução de um caso exemplo demonstrando a aplicabilidade do método proposto no Capítulo 4, torna-se necessário a definição de uma usina termelétrica que será tomada como base de análise, visando à completa caracterização de suas turbinas a gás, permitindo a análise de modos e efeitos de falhas, a qual serve de base para uma futura implantação de políticas de manutenção centradas em confiabilidade.

5.2.1. Elaboração da Árvore Funcional

A etapa inicial da análise para a turbina a gás envolveu a preparação de diagramas funcionais da usina, indicando os diversos sistemas que a compõe. A elaboração destes diagramas foi baseada em informações contidas em referências bibliográficas específicas da área de geração de energia elétrica com emprego de termelétricas como Silva e Rosa (2004), Hitachi (2003), Black & Veatch (1996).

Inicialmente, na Figura 5.2, tem-se o diagrama proposto para a usina, a qual é dividida em sete sistemas: turbina a gás, turbina a vapor, geradores (incluindo os

geradores das turbinas a gás e a vapor), caldeira de recuperação, sistema de resfriamento da água, sistema de tratamento da água e sistemas auxiliares.

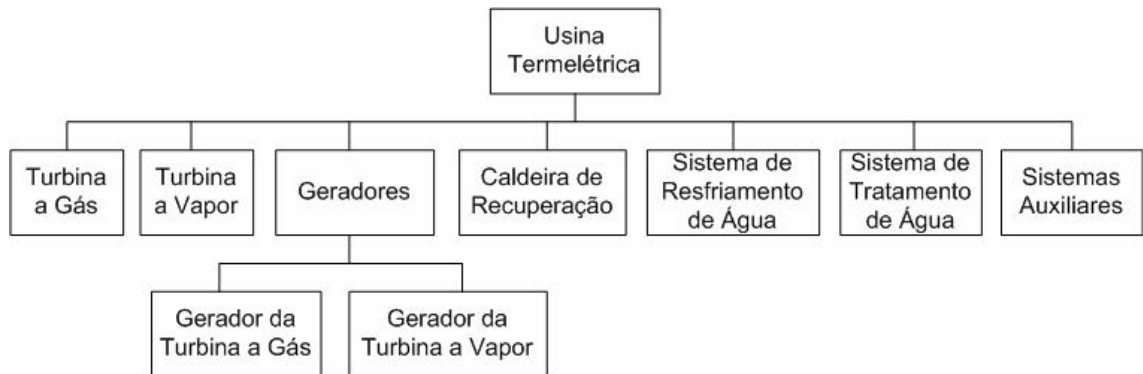


Figura 5. 2. Árvore Funcional da Usina Termelétrica

Para a construção da árvore funcional da turbina a gás deve-se observá-la como um sistema, o qual pode ser dividido em subsistemas, assim, ao ser imaginada sua operação ter-se-ia um diagrama com uma estrutura seqüencial similar ao diagrama explicativo da operação da turbina, constante da Figura 2.2, mas, para o estudo de confiabilidade de sistemas (como a turbina a gás) o diagrama é “desenhado” de acordo com a metodologia apresentada por Massarani (2003) no Capítulo 4 deste trabalho, então o diagrama ou árvore funcional para a turbina a gás é subdividido em grandes subsistemas até chegar nos componentes dos mesmos. A árvore funcional é mostrada na Figura 5.3. e é composta pelos sistemas, subsistemas e componentes de uma turbina a gás genérica. Tendo em vista que para a construção da árvore é necessário o conhecimento de cada uma das funções dos componentes, subsistemas e sistemas que formam parte da mesma, a descrição funcional pode ser usada como uma ferramenta auxiliar para esta tarefa.

A descrição funcional é mostrada no Anexo A deste trabalho, e consiste na listagem de todos os componentes (principais para suportar a função principal da turbina), acompanhados das suas respectivas funções principais e secundárias, em caso de existência das mesmas.

A árvore funcional é utilizada para determinar as conseqüências das falhas de um componente sobre o subsistema do qual faz parte bem como as conseqüências sobre sistema (turbina a gás) como um todo (KAZUNARI, et al, 2004).

Além dos sistemas citados na árvore funcional (Figura 5.3.), a turbina a gás depende de alguns outros sistemas para a operação satisfatória, como sistemas de monitoração, alimentação de combustível, sistemas de controle, entre outros.

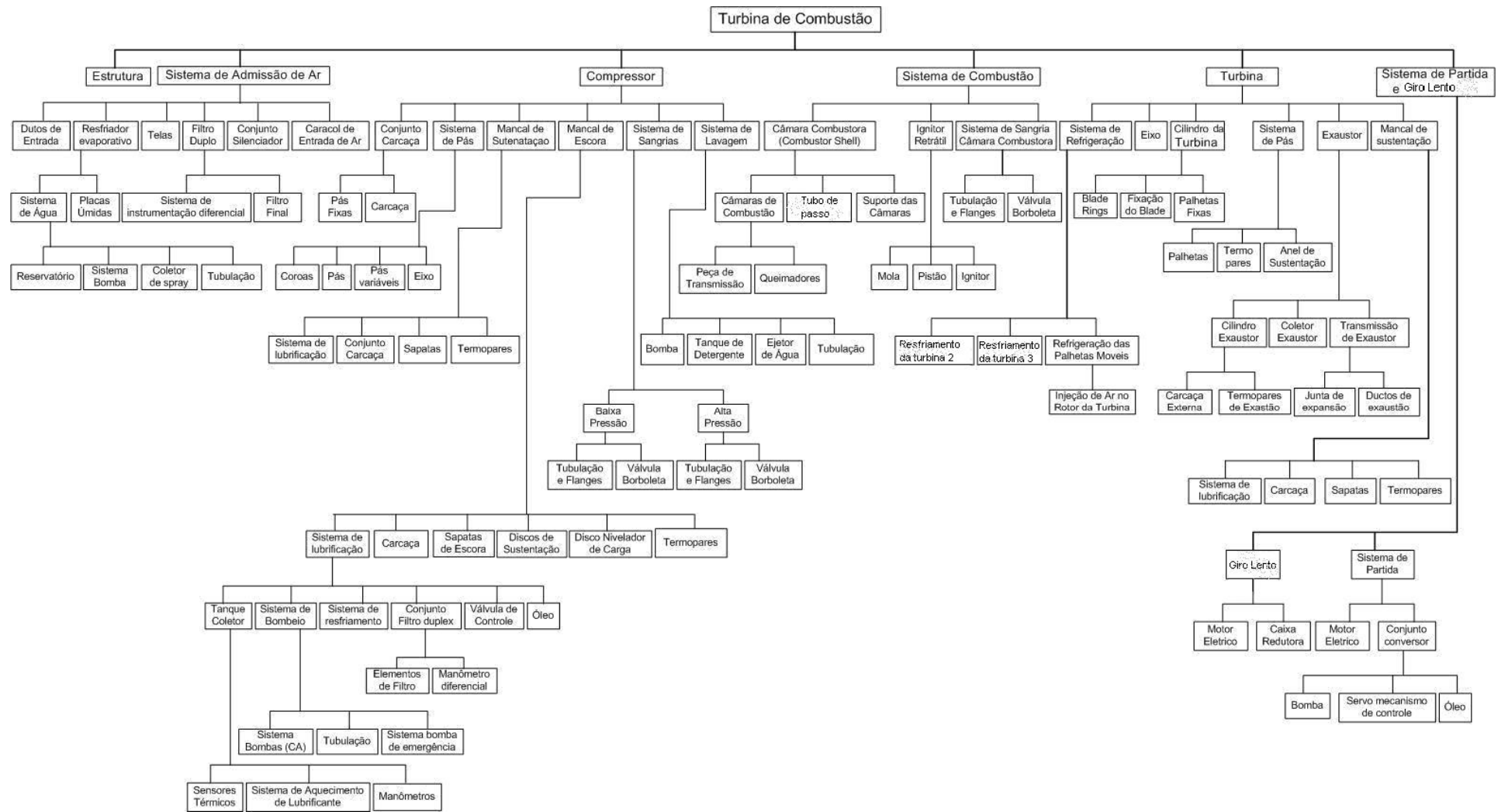


Figura 5. 3. Árvore Funcional da Turbina a Gás

5.2.2. Análise de Modos e Efeitos de Falhas

A execução da análise de modos e efeitos de falhas se inicia com a definição dos possíveis modos de falha dos componentes do sistema. No caso da Turbina a Gás, os componentes considerados na análise são os listados no final dos diversos ramos da árvore funcional dos subsistemas que a compõe.

Verifica-se que os equipamentos constituintes de uma turbina a gás possuem uma diversidade muito grande, pois são compostos de elementos mecânicos, eletrônicos e elétricos. O levantamento dos modos de falha destes componentes é uma tarefa extremamente complexa e para tanto foram obtidos dados em referências bibliográficas, em pesquisas com fabricantes de equipamentos e informações provenientes da própria experiência profissional. Adicionalmente, se especificou os modos de falha dos componentes considerando que estes estão operando de acordo com as especificações de projeto, ou seja, na condição operacional de maior solicitação, de natureza contínua, admissível no projeto dos mesmos.

A cada modo de falha estão relacionadas possíveis causas, as quais se relacionam com fenômenos físicos que ocorrem durante a operação dos componentes. Estas causas foram obtidas a partir da análise de literatura técnica e do estudo das condições operacionais dos componentes, (PARK E HWANG 2001), (KHAJAVI E SHARIAT), (MAZUR E LUNA-RAMÍREZ, 2004), (HITACHI, 2003), (AP007-CTGW501F, 203), (CHANG, 2003), (SASAO, 2003) & (EGASA, 1999).

Levantados os modos de falha, procede-se a uma avaliação das conseqüências (ou efeitos) da ocorrência de uma destas falhas sobre os subsistemas, dos quais os componentes fazem parte. A definição destas conseqüências foi baseada no estudo das características operacionais da turbina a gás, tendo por base a descrição das funções apresentada no Anexo A. As conseqüências estão sempre relacionadas a uma degradação da condição operacional da turbina, sendo a gravidade das mesmas classificadas em função do grau de deterioração na capacidade de geração de energia elétrica em ciclo combinado, que é considerada a condição ideal de operação da turbina. Ressalta-se que ao longo da revisão da literatura relativa ao estudo de confiabilidade de

sistemas de geração de energia elétrica não foi encontrada uma classificação ou mesmo um método de execução da mesma. Sob este ponto de vista já se considera inovadora a proposta de classificação do grau de deterioração das características operacionais de um sistema de geração de energia elétrica, em função das falhas de seus componentes, apresentada neste trabalho.

A partir da associação entre modos de falha de componentes e as suas conseqüências para a condição operacional da usina, pode-se executar uma classificação dos componentes de uma forma hierárquica, tomando como base à degradação da condição operacional da usina em função da falha dos mesmos. Sob o ponto de vista das atividades de manutenção, sem levar em consideração a freqüência de ocorrência dos modos de falha, maior atenção deve ser destinada aos componentes cujas falhas são mais prejudiciais à operação do ciclo combinado. Esta maior atenção pode estar relacionada com atividades de manutenção preditiva, associadas à monitoração das características operacionais dos componentes, ou com o emprego de intervenções periódicas, características da manutenção preventiva. Para execução da análise do tipo FMEA utilizou-se o formulário indicado na Tabela 4.1, do Capítulo 4 recomendado pela norma ISO 9000.

Na descrição dos efeitos de uma falha emprega-se uma indicação numérica onde 1 indica o efeito da falha para o componente, 2 indica o efeito da falha para o subsistema imediatamente superior ao componente, e assim por diante, sendo que o último número indica o efeito da falha para a usina a ciclo combinado.

A análise do tipo FMEA foi executada considerando apenas a severidade da falha, definida como o grau de comprometimento da capacidade de geração de energia elétrica da unidade geradora em função da falha do componente. Embora a planilha permita a análise da freqüência da ocorrência da falha, de uma forma qualitativa, e mesmo da possibilidade de detecção desta nas fases iniciais de desenvolvimento da mesma, em função da aplicação de técnicas de monitoração, neste estudo esta parte da análise foi desconsiderada.

Para esta análise FMEA propõe-se a utilização de nove níveis de severidade, adaptados da classificação ISO e indicados na Tabela 5.2, sendo definidos em função da degradação do sistema de geração de energia elétrica, sob o ponto de vista de manutenção da capacidade de geração de energia elétrica em conformidade com as especificações de projeto da mesma.

No caso da análise da usina termelétrica considera-se como efeito extremo a não operação em ciclo combinado, que é a condição de operação ideal para a mesma. No Anexo B deste trabalho estão apresentadas às tabelas de análise do tipo FMEA para os componentes da Turbina a Gás conforme a seguinte seqüência: II.1. Estrutura, II.2. Sistema de Admissão de Ar, II.3. Compressor, II.4. Sistema de Combustão e II.5. Turbina.

De um modo geral as falhas dos equipamentos da turbina a gás causam sobre a usina termelétrica basicamente as seguintes falhas graves: parada total da mesma, assim por uma falha na turbina a gás perde-se a capacidade de gerar vapor conseqüentemente a perda do ciclo de vapor, e a operação com a capacidade degradada, ou seja, incapaz de gerar energia elétrica na potência nominal quanto requerida. O presente trabalho tenta reconhecer e minimizar a ocorrência destas conseqüências, produtos de falhas na turbina a gás.

Tabela 5. 2 Classificação de Severidade Empregada na Análise do Tipo FMEA de um Sistema de Geração de Energia

<i>Grau de Severidade</i>	<i>Efeito sobre a Operacionalidade do Sistema de Geração de Energia</i>
1. (Sem Efeito)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componentes que exigem reparo ou substituição, mas não imediata; - Não afeta o desempenho da máquina ou sistema ou sem efeito sobre o meio ambiente.
2. (Efeito Ligeiro)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componentes que exigem reparo ou substituição, mas não imediata; - Desempenho da máquina ou sistema muito pouco degradado, sem efeito sobre o meio ambiente.
3. (Efeito Menor)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componentes que exigem reparo ou substituição, mas não imediata; - Desempenho da máquina pouco degradado, sem efeito detrimental sobre o meio ambiente.
4. (Efeito Moderado)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componentes, com necessidade de reparo ou substituição. - Desempenho do sistema de geração de energia pouco degradado, mas ainda permite operação, porém com potência gerada reduzida; - Perda de desempenho nos sistemas de controle das condições de operação, com pequenas dificuldades de manutenção das mesmas. - Possibilidade de efeito pouco detrimental sobre o meio ambiente.
5. (Efeito Significante)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componentes, com necessidade de reparo ou substituição. - Desempenho do sistema de geração afetado, mas ainda permite operação, porém com potência gerada reduzida; - Perda de desempenho nos sistemas de controle das condições de operação, com dificuldade de manutenção das mesmas. - Possibilidade de algum efeito detrimental sobre o meio ambiente.
6. (Efeito Maior)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componentes, com necessidade de reparo ou substituição. - Desempenho do sistema de geração afetado severamente, mas ainda permite operação, porém com potência gerada bastante reduzida; - Severa perda de desempenho nos sistemas de controle das condições de operação. - Possibilidade de efeito detrimental sobre o meio ambiente, chance de exceder alguma regulamentação ambiental.
7. (Efeito Extremo)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componente, sem danos a outros componentes. Necessidade de substituição e/ou reparo do componente, com tempo de parada reduzido; - Falha que não afeta segurança do sistema de geração e dos operadores; - Falha causa parada de máquina, com não cumprimento de regulamentação governamental. - Efeito ambiental grave, possibilidade de multa.
8. (Efeito Sério)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componente que causa danos moderados ao sistema de geração de energia, sem danos a outros componentes. Necessidade de substituição e/ou reparo do componente; - Falha que não afeta segurança do sistema de geração e dos operadores; - Falha causa parada de máquina, com não cumprimento de regulamentação governamental. - Efeito ambiental muito grave, possibilidade de multa.
9. (Efeito Perigoso)	<ul style="list-style-type: none"> - Falha de componente que causa danos severos ao sistema de geração, incluindo danos a outros componentes. Necessidade de substituição e/ou reparo de vários componentes; - Falha que afeta segurança do sistema de geração e dos operadores; - Falha causa parada de máquina, com não cumprimento de regulamentação governamental. - Efeito ambiental perigoso, vazamento de substâncias perigosas, aplicação de multa.

5.2.3. Proposta de Política de Manutenção

Tomando-se por base os resultados da análise de modos e efeitos de falha, (listados no Anexo B), apresentam-se sugestões para as práticas de manutenção dos equipamentos críticos da turbina a gás. A criticidade dos equipamentos foi definida em função das conseqüências das falhas dos mesmos sobre a condição operacional da usina, em conformidade com o critério de severidade proposto quando da execução da Análise de Modos e Efeitos de Falhas (FMEA).

Levantou-se (em conformidade com os conceitos da Manutenção Centrada em Confiabilidade), as possíveis práticas de manutenção que podem ser aplicadas aos componentes cujos modos de falha geram conseqüências com severidade superior a 6, em conformidade com o critério apresentado na Tabela 5.2, ou seja, aqueles que degradam fortemente o desempenho do sistema, com a parada do ciclo vapor, ou mesmo causam a parada total da usina termelétrica.

Para cada um dos modos de falha dos componentes ditos críticos se empregou o método de seleção de práticas de manutenção baseado na filosofia da Manutenção Centrada em Confiabilidade, como apresentado no Capítulo 3. Os resultados foram compilados em termos de tabelas, onde se classifica a falha como oculta (H), de segurança (S), operacional (E) e não-operacional (O). A forma de preenchimento destas tabelas está relacionada com as respostas das perguntas constantes do diagrama de decisão da Manutenção Centrada em Confiabilidade, sendo o mecanismo de resposta a estas questões apresentado na referência LAFRAIA, (2001).

As tabelas que relacionam as práticas de manutenção recomendadas para os componentes críticos constam no Anexo C do trabalho de dissertação.

Os componentes analisados são listados na Tabela 5.3. Na Tabela 5.4, e Tabela 5.5, apresenta-se dois exemplos das tabelas de seleção das políticas de manutenção recomendadas pela metodologia da manutenção centrada em confiabilidade.

Tabela 5. 3 Lista de Componentes Críticos para a Turbina a Gás

Sistema	Subsistema	Elemento	Modo de falha	Classificação	
1.Turbina a Gás	1.1. Estrutura		Atingir estado limite último	9	
			Atingir estado limite operacional	8	
	1.2. Compressor	1.2.1. Pás fixas, Coroas		Deformação permanente na região da montagem das pás.	8
				Ruptura da região de montagem da pá.	8
				Trinca na região montagem da pá.	7
		1.2.2. Pás fixas, fixadores		Ruptura por fadiga ou sobrecarga	7
				Deformação permanente	7
		1.2.3. Pás, Pás		Quebra na base.	8
		1.2.4 Pás variáveis , Pás		Falta de fixação	7
				Perda de tolerância geométricas.	7
				Quebra na base.	8
		1.2.5. Eixo		Ruptura da secção transversal do eixo	8
			Deformação permanente	7	
	1.3.Mancal de Sustentação e de Escora. Sistema de lubrificação	1.3.1. Tanque coletor, Conexão a dreno		Ruptura	9
			1.3.1. Bomba,- Bomba	Incapacidade de bombear	7
		- Motor elétrico		Não há converção de energia elétrica em energia mecânica.	7
		- Sistema elétrico		Interrompe corrente indevidamente (abaixo da faixa de ajuste).	7
				(Contato) Não conduzir corrente elétrica.	7
				Interrompe corrente indevidamente.	7
				(Fiação do motor) Fiação interrompida.	7
				Fiação quebrada.	7
			Mau contato fiação.	7	
		1.3.3. Tubulação		Ruptura	8
	Bloqueio total da secção transversal		8		
1.3.3. Trocador de calor		Incapacidade de resfriar óleo.	7		
		Capacidade parcial para resfriar óleo.	7		
1.3.4. Elemento filtro		Bloqueio total do elemento filtrante.	7		

	1.4.Sistema de sangrias	1.4.1. Válvula borboleta de baixa pressão	Incapacidade de fechamento.	7
			Impossibilidade de abertura.	7
		1.4.2. Válvula borboleta da alta pressão	Incapacidade de fechamento.	7
			Impossibilidade de abertura.	7
	1.5.Sistema de lavagem	1.5.1. Válvula seletroira	Incapacidade de fechamento.	8
			Vazamento	7
			Fechamento parcial	7
	1.6.Sistema de combustão	1.6.1. Duto de transição	Ruptura	8
		1.6.2. Câmara de combustão	Ruptura	8
		1.6.3.Tubo de passo de chama	Ruptura	8
		1.6.4. Tubo de passo	Ruptura	8
		1.6.5. Câmara	Quebra	
		1.6.6. Ignitor retrátil - Mola.	Quebra.	8
			Deformação permanente	8
		- Ignitor	Não tem energia.	8
	1.7.Sistema de resfriamento	1.7.1. Flanges	Ruptura	8
		1.7.2. Tubulação	Ruptura	7
	1.8. Sistema de Pás	1.8.1. Pás	Quebra na base.	8
		1.8.2. Anel de Sustentação	Deformação permanente na região da montagem das pás.	8
			Ruptura da região de montagem da pá.	8
	1.9.Eixo	1.9.1 Discos de união	Quebra	7
		1.9.2. Tubos de torque	Ruptura	8
	1.10. Exaustor	1.10.1 Carcaça	Ruptura	8
1.10.2. Dutos de Exaustão		Ruptura	8	
1.11. Giro Lento (Turnig Gear)	1.11.1. Caixa redutora	Bloqueio do conjunto	9	
		Falha por fadiga de contato ou flexão das engrenagens	8	
	1.11.2.Motor elétrico	Não há transformação de energia elétrica em energia mecânica.	8	
1.12. Sistema de partida	1.12.1. Motor - bomba	Não há transformação de energia elétrica em energia mecânica.	8	
		Incapacidade de bombear	8	

Tabela 5. 4 Recomendações de Manutenção para a Turbina a gás - Subsistema Estrutura

RCM II TABELA de DECISÃO © 1990 ALADON LTD	SISTEMA: Turbina a gás									Sistema No.	Fáci.	Data	FolhaNo
	SUBSISTEMA: Estrutura									Subsistema No	Auditor	Data	de
	ELEMENTO: Estrutura												
MODO DE FALHA	Avaliação de consequência				H1	H2	H3	Ação padrão			Atividade de Manutenção Proposta	Intervalo Interv.	Execut. por
	H	S	E	O	S1 O1 N1	S2 O2 N2	S3 O3 N3	H4	H5	S4			
Atingir estado limite último.	N	S	S	S			X				Como atividades de preventivas, o encarregado de manutenção deverá inspecionar as uniões e reajustar em caso de que elas tenham perdido o ajuste. Da mesma forma inspecionara a presença de trincas ou deformações na estrutura. Como atividades preditivas, a monitoração de vibrações da estrutura. Medição com ultra-som da cabeça do parafuso de fixação, para a detecção de trincas ou deformações eternas.		
Atingir estado limite operacional.	N	S	N	S			X				Como atividades de preventivas, o encarregado de manutenção devera inspecionar as uniões e reajustar em caso de que elas tenham perdido o ajuste. Da mesma forma inspecionara a presença de trincas ou deformações na estrutura. Como atividades preditivas, a monitoração de vibrações da estrutura. Medição com ultra-som da cabeça do parafuso de fixação, para a detecção de trincas ou deformações eternas.		

Tabela 5. 5 Recomendações de Manutenção para a Turbina a Gás Subsistema Compressor

RCM II TABELA de DECISÃO © 1990 ALADON LTD	SISTEMA: Turbina a gás										Sistema No.	Facilitador:	Data	Folha No.
	SUBSISTEMA: Compressor										Subsistema No.	Auditor:	Data	de
	ELEMENTO: Coroas													
MODO DE FALHA	Avaliação de consequência				H1	H2	H3	Ação padrão			Atividade de Manutenção Proposta	Intervalo Interv.	Execut. por	
	H	S	E	O	S1 O1 N1	S2 O2 N2	S3 O3 N3	H4	H5	H4				
Deformação permanente na região da montagem das pás.	S	N	N	S		X					Nas operações de manutenções programadas, fazer uma profunda inspeção visual dos componentes na busca de deformações físicas perceptíveis. Como operação de manutenção preditiva a monitoração da vibração, em condições de operação normal. Também pode ser utilizadas técnicas de ultra-som, com o objetivo de detectar sinais audíveis anormais, comparados com os sinais sonoras em operação normal. as quais o pessoal técnico identificara com facilidade.			
Ruptura da região de montagem da pá.	N	S	N	S			X				Nas operações de manutenções programadas, fazer uma profunda inspeção visual dos componentes na busca de deformações físicas perceptíveis. Como operação de manutenção preditiva a monitoração da vibração, em condições de operação normal. Também pode ser utilizadas técnicas de ultra-som, com o objetivo de detectar sinais audíveis anormais, comparados com os sinais sonoros em operação normal. as quais o pessoal técnico identificara com facilidade.			
Trinca na região montagem da pá.	S	S	N	N		X					Como operação de manutenção inspeções dos filtros de entrada de ar, já que as acumulações de matérias abrasivas e corrosivas poderiam causar danos nas pás. Inspeção das pás nas tarefas programadas de manutenção.			

5.2.4. Análise de Confiabilidade e Disponibilidade

Para execução da análise de confiabilidade e disponibilidade, de um sistema qualquer, o primeiro passo é a o estudo e organização dos registros de falha, fornecidos pela equipe de manutenção, com o objetivo de obter os tempos entre falhas do equipamento ou sistema em estudo.

No caso da turbina a gás verificou-se através da análise de FMEA e a árvore funcional que é um sistema muito complexo, e cada um dos componentes devem operar de forma satisfatória, conforme a um desempenho específico, para garantir a operacionalidade da usina em ciclo combinado.

Dos dados de falha fornecidos pela equipe de manutenção da usina em estudo verificou-se:

- i) Os dados de falha são classificados em planilhas, denominadas de unidades 1 e 2. Os dados de falha da unidade 1 relacionam-se às falhas da turbina a gás 1. Já os dados de falha associados com a unidade 2, refere-se às falhas da turbina a gás 2.
- ii) Os dados de falha referem-se ao período operacional compreendido entre os meses de dezembro de 2000, data de início da operação da usina, e dezembro de 2004;
- iii) Para cada uma destas unidades foi necessário selecionar as falhas associadas aos sistemas principais da turbina a gás, considerando as mesmas acopladas aos seus respectivos geradores. Com este critério de análise torna-se possível definir os tempos entre falhas, bem como os tempos de reparo associados aos mesmos.

Ressalta-se que para definição do tempo entre falhas do sistema turbina a gás deve-se considerar o tempo operacional efetivo da mesma entre duas falhas. Este tempo operacional corresponde ao tempo no qual o sistema esteve efetivamente operando,

devendo-se descontar o tempo que eventualmente o sistema ficou parado devido à falha de outros sistemas da usina que implicaram na necessidade de parada da turbina a gás (SOUZA, 2005c).

Na Tabelas 5.6, e 5.7, apresenta-se o resultado da filtragem dos dados históricos de falha da usina, apresentando os tempos de falha referente às turbinas a gás. Estes são os tempos que serão considerados na modelagem da confiabilidade das turbinas a gás 1 e 2. Nestas tabelas, para cada falha observada, indica o instante de início da falha e o instante no qual o sistema voltou a operar, empregando-se a data e o horário em que os eventos ocorreram. O tempo decorrido entre estes eventos é o tempo para reparo, o qual é indicado, em horas, na coluna tempo de reparo da mesma tabela, sendo estes empregados para definição da distribuição probabilística do tempo para reparo do sistema. Finalmente, indica-se o tempo operacional do equipamento, até a ocorrência do evento falha, em horas, em outra coluna da mesma tabela, sendo estes valores empregados para o cálculo da confiabilidade do sistema analisado. Ressalta-se que para o cálculo do tempo operacional até a primeira falha considera-se que os sistemas iniciaram a sua operação às 4h10 do dia 13 de dezembro de 2000. Para cálculo do tempo operacional após a ocorrência da última falha, considera-se que a contagem de tempo é finalizada às 23h59 do dia 31 de dezembro de 2004.

Tabela 5. 6 Dados de Falha do Sistema Turbina a Gás 1

Número	Descrição da falha	Tempo de reparo (horas)	Início de funcionamento	Fim de funcionamento	Tempo de funcionamento até a falha (horas)
1	Alta pressão de exaustão.	1:17:00	13/12/00 0:00	22/12/00 15:43	192:37:00
2	Ajuste na excitação.	1:36:00	22/12/00 17:00	10/02/01 8:30	1055:42:00
3	Alta temperatura no resfriamento do rotor.	3:44:00	10/02/01 10:06	22/03/01 13:07	963:01:00
4	Alta temperatura na câmara de combustão.	6:23:00	22/03/01 16:51	04/04/01 20:28	314:18:00
5	Entupimento dos filtros.	4:58:00	05/04/01 2:51	21/06/01 3:07	1191:43:00
6	Alta temperatura nos combustores.	1:27:00	21/06/01 8:05	21/06/01 11:21	3:16:00
7	Atuação indevida do sensor de vibração do mancal de excitação.	1:57:00	21/06/01 12:48	12/07/01 10:18	300:38:00
8	Necessidade de regulagem manual da entrada de ar no compressor.	16:38:00	12/07/01 12:15	13/07/01 19:17	23:09:00
9	Alta vibração no mancal de excitação.	2:10:00	14/07/01 11:55	22/07/01 22:34	124:28:00
10	Sobre tensão no gerador.	1:23:00	23/07/01 0:44	03/08/01 0:26	249:00:00
11	Retorno de chama na câmara de combustão.	35:26:00	03/08/01 1:49	13/12/01 2:00	2961:16:00
12	Manutenção do combustor #15	23:01:00	14/12/01 13:26	11/01/02 0:51	659:16:00
13	Entupimento dos filtros, na partida.	3:19:00	11/01/02 23:52	19/04/04 5:36	11458:52:00
14	Vibração excessiva no mancal de exaustão.	19:38:00	19/04/04 8:55	26/09/04 9:20	167:33:00
			27/09/04 4:58	31/12/04 23:59	2248:59:00

Tabela 5. 7 Dados de Falha do Sistema Turbina a Gás 2

Número	Descrição da falha	Tempo de reparo (horas)	Início de funcionamento	Fim de funcionamento	Tempo de funcionamento até a falha (horas)
1	Alta pressão na exaustão da turbina	1:33:00	13/12/00 0:00	23/12/00 13:19	226:19:00
2	Alta pressão na exaustão da turbina	0:35:00	23/12/00 14:52	25/12/00 13:58	47:06:00
3	Alta pressão na exaustão da turbina	0:53:00	25/12/00 14:33	25/12/00 17:18	2:45:00
4	Ajuste de instrumentação	4:08:00	25/12/00 18:11	10/03/01 7:46	1279:42:00
5	Entupimento de filtros de combustível	3:26:00	10/03/01 11:54	1/04/01 0:48	514:19:00
6	Alta temperatura no sistema de resfriamento do gerador	2:00:00	01/04/01 4:14	1/04/01 8:15	4:01:00
7	Entupimento de filtros de combustível	5:15:00	01/04/01 10:15	2/04/01 23:57	37:42:00
8	Entupimento de filtros de combustível	1:52:00	03/04/01 5:12	3/04/01 5:29	0:17:00
9	Manutenção de emergência	368:56:00	03/04/01 7:21	5/04/01 4:04	44:43:00
10	Vibração extrema no mancal da excitatriz	8:11:00	20/04/01 13:00	21/06/01 8:19	1364:41:00
11	Problemas no sistema de controle	4:12:00	21/06/01 16:30	1/09/01 22:23	1379:27:00
12	Baixa pressão de gás combustível	5:02:00	02/09/01 2:35	27/11/01 23:10	2022:32:00
13	Sub frequência	104:20:00	28/11/01 :4:12	29/01/02 9:45	1466:46:00
14	Calibração do sistema de gás combustível, Entupimento de filtros de combustível.	16:37:00	02/02/02 18:05	22/03/02 6:24	1062:00:00
15	Falha na pressão de instrumentação	1:19:00	22/03/02 23:00	13/08/02 20:11	2345:21:00
16	Vazamento na câmara de combustão	2:23:00	13/08/02 21:30	28/07/03 3:58	626:31:00
17	Baixa pressão de gás, devido a vazamento de ar.	3:09:00	28/07/03 6:21	28/07/03 11:44	5:23:00
18	Baixa pressão de óleo de controle	73:23:00	28/07/03 14:53	18/09/03 12:38	1230:28:00
19	Baixa pressão de óleo de controle	1393:01:00	21/09/03 14:01	22/10/03 2:34	732:33:00
20	Diferencia l de temperatura nas câmaras de combustão	4:11:00	19/12/03 3:35	19/12/03 4:27	0:52:00
21	Vazamento de ar através dos combustores	10:54:00	19/12/03 8:38	20/12/03 1:10	16:32:00
22	Queima de um cartão do circuito de controle	0:52:00	20/12/03 12:04	21/12/03 8:29	20:25:00
			21//12/03 9:21	31/12/04 23/59	6153:44:00

5.2.5. Confiabilidade

Utilizando-se os dados de tempo de funcionamento até a falha apresentados nas Tabelas 5.6 e 5.7 executou-se a avaliação da confiabilidade de cada uma das duas turbinas a gás.

Para avaliação da função distribuição acumulada que melhor representa a confiabilidade dos sistemas foi utilizado o programa Weibull++ da empresa Reliasoft (2002). São testadas diversas funções de probabilidade, selecionando-se, para representação da confiabilidade de um dado sistema, àquela que apresenta maior aderência aos dados de tempo até a falha.

Para as turbinas a gás 1 e turbina a gás 2 verificou-se que a distribuição de Weibull de dois parâmetros deve ser utilizada na modelagem da confiabilidade, sendo que em ambos os casos o fator de forma (β) é menor que a unidade.

A confiabilidade, definida com o emprego da distribuição de Weibull, é expressa pela relação:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (5.1)$$

onde β é o fator de forma e η é o fator de escala, sendo ambos os parâmetros da distribuição.

Nas Figuras 5.4, e 5.5 são mostrados os ajustes das curvas de confiabilidade para os sistemas turbinas a gás 1 e 2 respectivamente.

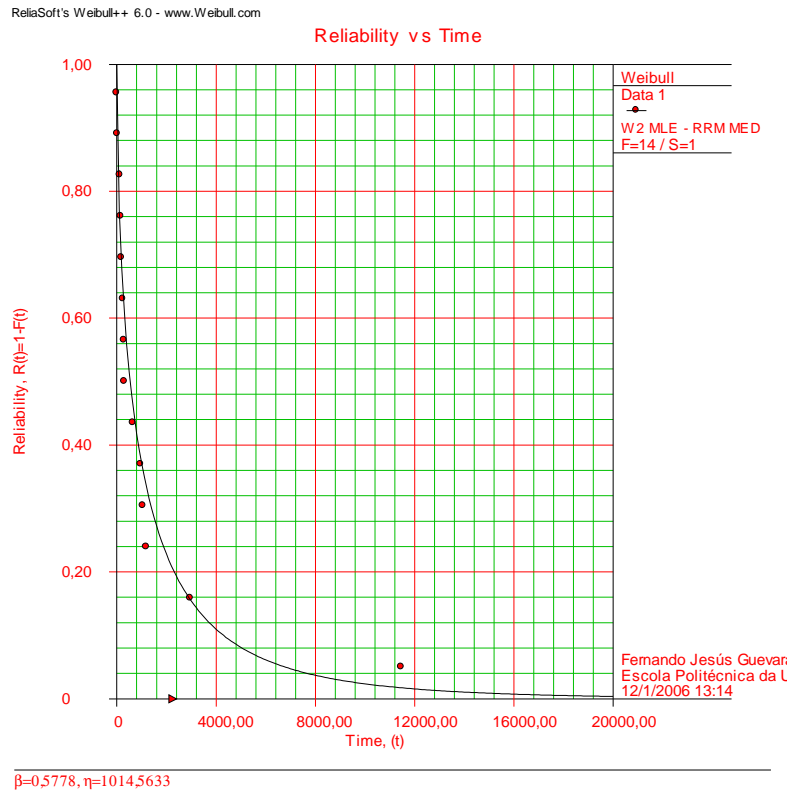


Figura 5. 4. Função Confiabilidade do Sistema Turbina a Gás 1

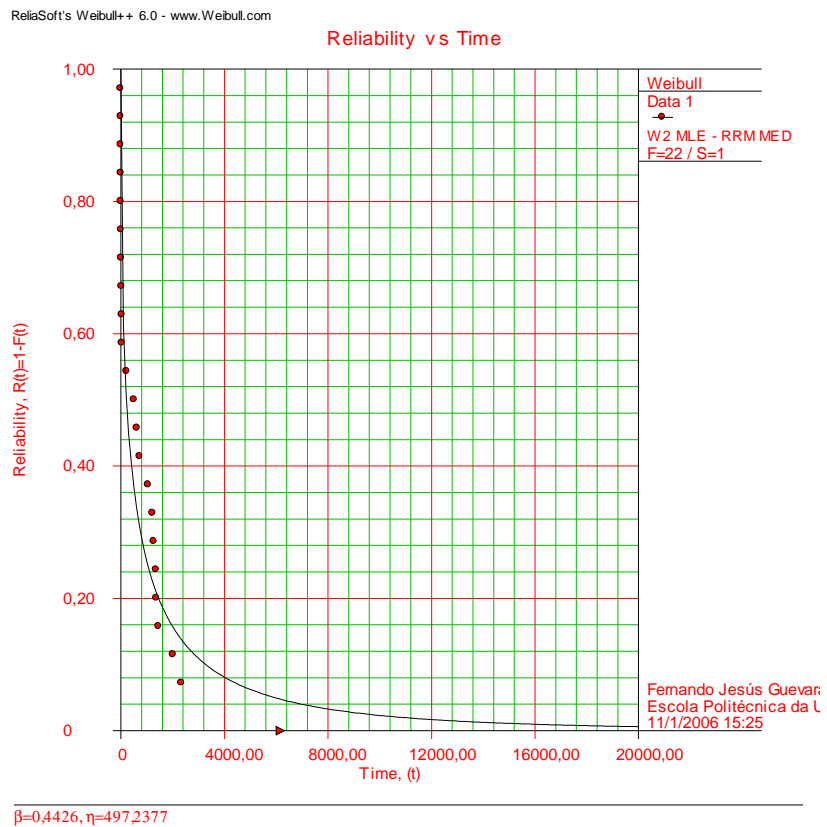


Figura 5. 5. Função de Confiabilidade da Turbina a Gás 2

Na Tabela 5.8, apresenta-se os parâmetros das distribuições de probabilidade empregadas na modelagem das turbinas a gás 1 e 2 citados.

Tabela 5. 8 Parâmetros das Distribuições de Confiabilidade das Turbinas a Gás.

Sistema	Distribuição de Confiabilidade	Parâmetros
Turbina a Gás 1	Weibull 2 parâmetros	$\beta = 0,5778$ $\eta = 1014,5633$
Turbina a Gás 2	Weibull 2 parâmetros	$\beta = 0,4426$ $\eta = 497,2377$

Como resultado da análise de confiabilidade pode-se concluir que:

- i) Verifica-se que as turbinas a gás estão na fase de falhas precoces (ou mortalidade infantil), ou seja, estão apresentando taxa de falha decrescente com o tempo;
- ii) Verifica-se que a sua confiabilidade para as turbinas a gás é representada por uma distribuição de Weibull de dois parâmetros, com fator de forma (β) menor que a unidade, indicando que estas apresentam taxa de falha decrescente com o tempo. A turbina a gás 2 apresenta $\beta = 0,45$, inferior ao valor $\beta = 0,58$ calculado para a turbina a gás 1;
- iii) Para um sistema complexo, como uma turbina a gás, justifica-se que no início da sua vida operacional, esta apresente um maior número de falhas associado com a própria mitigação de falhas relacionadas com o ajuste do complexo sistema de controle, com a aprendizagem da operação da turbina, bem como a pequenas falhas de ajustes e montagens de alguns componentes. Corrigindo estas falhas, a tendência é que o equipamento passe a apresentarem falhas aleatórias;
- iv) No caso do sistema turbina a gás 1 verifica-se que das treze falhas registradas, doze delas ocorreram no período compreendido entre os meses de dezembro/2000 e janeiro/2002, ou seja, durante os primeiros 13 meses de operação do equipamento, realmente caracterizando falhas iniciais de operação;
- v) Com relação ao sistema turbina a gás 2, embora este apresente um número de falhas sensivelmente maior que a turbina a gás 1, no caso 22 falhas, verifica-se que durante o primeiro ano de operação este apresentou uma incidência repetitiva de

falhas para ajuste da pressão de exaustão e para limpeza nos filtros de combustível. Estas falhas, pela sua grande incidência, devem estar associadas a problemas nos sensores e sistemas de controle da operação da turbina. As falhas ocorridas ao longo dos anos de 2002 e 2003 estão basicamente associadas à falhas de componentes mecânicos. Esta grande ocorrência de falhas prolonga a fase de mortalidade infantil do equipamento;

- vi) Com relação à turbina a gás 2, encontra-se uma falha a qual levou a uma parada de 1393 horas, a qual pode estar relacionada com agentes externos não especificados pela equipe de manutenção que forneceu os dados. Mas a equipe considera esta parada como uma atividade de manutenção de grande porte pelo qual pode ser descontada do período operacional. Desconsiderando este período os novos cálculos da confiabilidade da turbina a gás 2 indicam que a confiabilidade ainda é modelada por uma distribuição de Weibull, com parâmetros indicados na Tabela 5.9 :

Tabela 5. 9 Parâmetros das Distribuições de Confiabilidade das Turbinas a Gás Sem 1393 Horas

Sistema	Distribuição de Confiabilidade	Parâmetros
Turbina a Gás 2	Weibull 2 parâmetros	$\beta = 0,4734$ $\eta = 573,7790$

- vii) O resultado de esta segunda análise mostra um aumento no fator de forma para $\beta = 0,4734$, indicando que o sistema apresenta falhas precoces. Mas esta análise com q retirada deste período de parada de 1393 horas mostrou-se significativa na análise de disponibilidade a seguir.

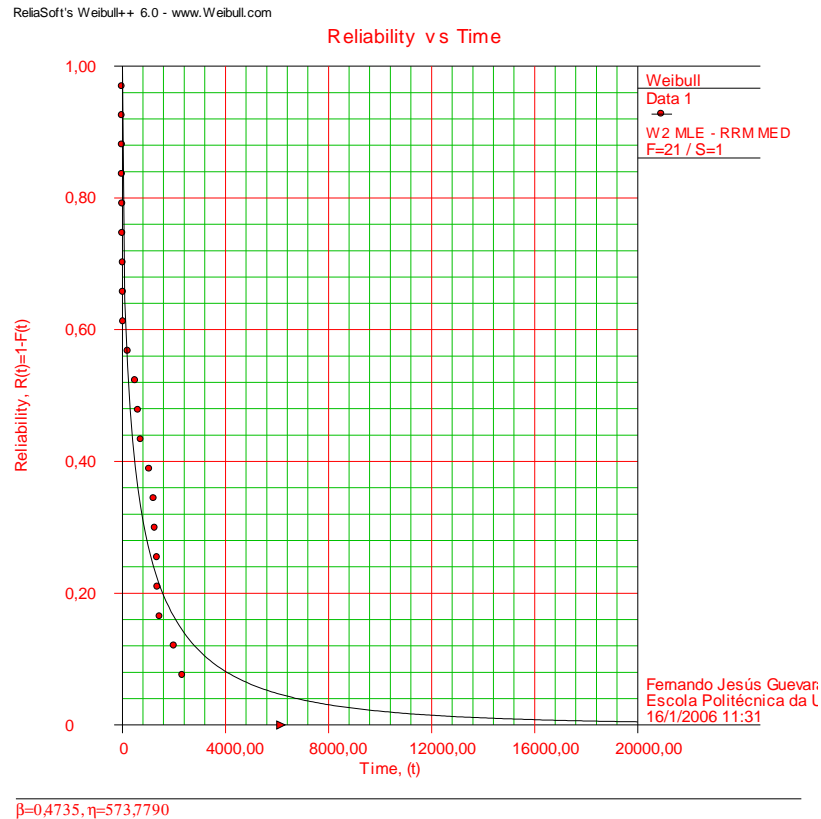


Figura 5. 6. Função de Confiabilidade da Turbina a Gás 2 sem 1393 Horas

5.2.6. Manutenibilidade

Os dados de tempo nos quais as turbinas a gás ficaram imobilizadas para mitigar as falhas são empregados para caracterizar a distribuição dos tempos de reparo das mesmas, sendo estes mostrados nas Tabelas 5.6. e 5.7.

Para as duas turbinas a gás analisadas verificou-se que existe uma grande quantidade de falhas que exigem tempo de reparo reduzido e um pequeno número de falhas que exigem um tempo de reparo significativamente maior que os anteriormente citados. Esta situação é tipicamente observada em equipamentos mecânicos compostos por um grande número de componentes. Neste caso recomenda-se o emprego da distribuição lognormal para modelar a distribuição dos tempos de reparo associados com atividades corretivas (SOUZA, 2005c).

A Manutenibilidade, modelada com o emprego de uma distribuição lognormal, tem sua expressão representada pela seguinte relação:

$$P(\text{tempo reparo} \geq t^*) = 1 - \Phi\left(\frac{\ln t^* - \mu}{\sigma}\right) \quad (5.3)$$

Sendo μ a média no domínio logarítmico e σ o desvio padrão no domínio logarítmico, parâmetros da distribuição, e Φ é o símbolo da distribuição normal reduzida.

Nas Figuras 5.6, a 5.7, são, respectivamente, indicadas as distribuições dos tempos de reparo para os sistemas turbinas a gás 1 e 2. Na Tabela 5.9 apresenta-se os parâmetros da distribuição lognormal empregada para modelar a distribuição dos tempos de reparo corretivos para os sistemas acima citados.

Tabela 5. 10 Parâmetros das Distribuições Lognormais Empregadas na Modelagem dos Tempos de Reparo das Turbinas a Gás

Sistema	Parâmetros
Turbina a Gás 1	$\mu = 1,5230$ $\sigma = 1,1215$
Turbina a Gás 2	$\mu = 1,8831$ $\sigma = 1,9534$

Analisando-se os dados apresentados na Tabela 5.9, pode-se verificar que:

- i) Como resultado da análise fica claro que a turbina a gás 1 possui um menor tempo médio de reparo em comparação com a turbina a gás 2.
- ii) Tal como no estudo de confiabilidade executado anteriormente para a turbina a gás 2, a presença de uma falha que demandou 1393 horas para reparo é desconsiderada, obtendo-se o resultado mostrado na Figura 5.9 e os novos parâmetros da distribuição de tempo de reparo são os apresentados na Tabela 5.11.
- iii) O resultado é esperado refletindo uma diminuição no tempo médio de reparo para a turbina a gás 2.

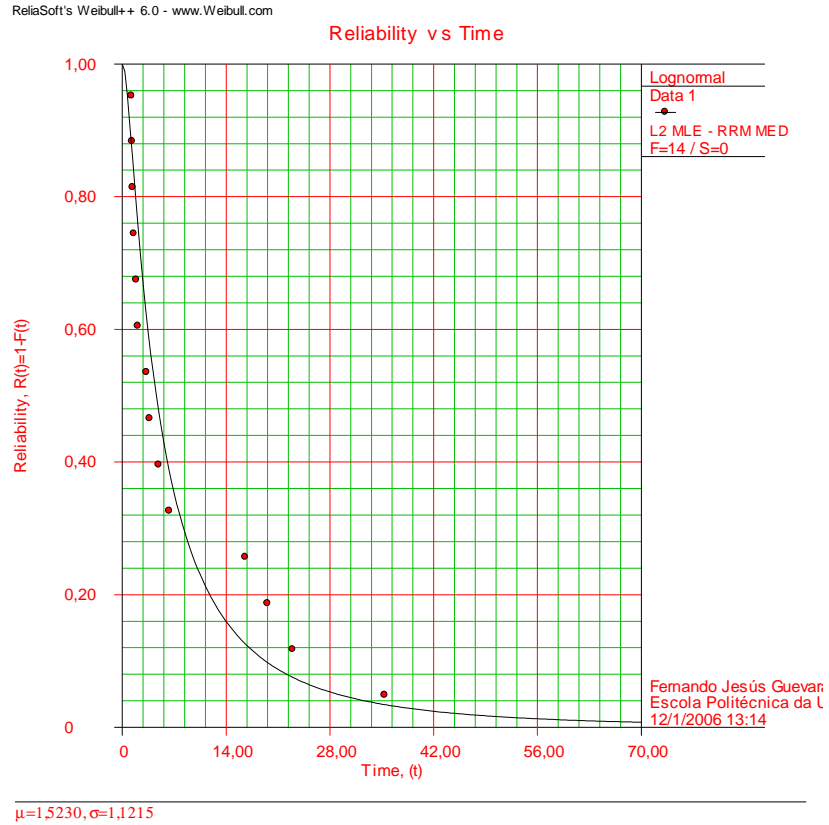


Figura 5. 7. Função Mantabilidade para s Sistema Turbina a Gás 1

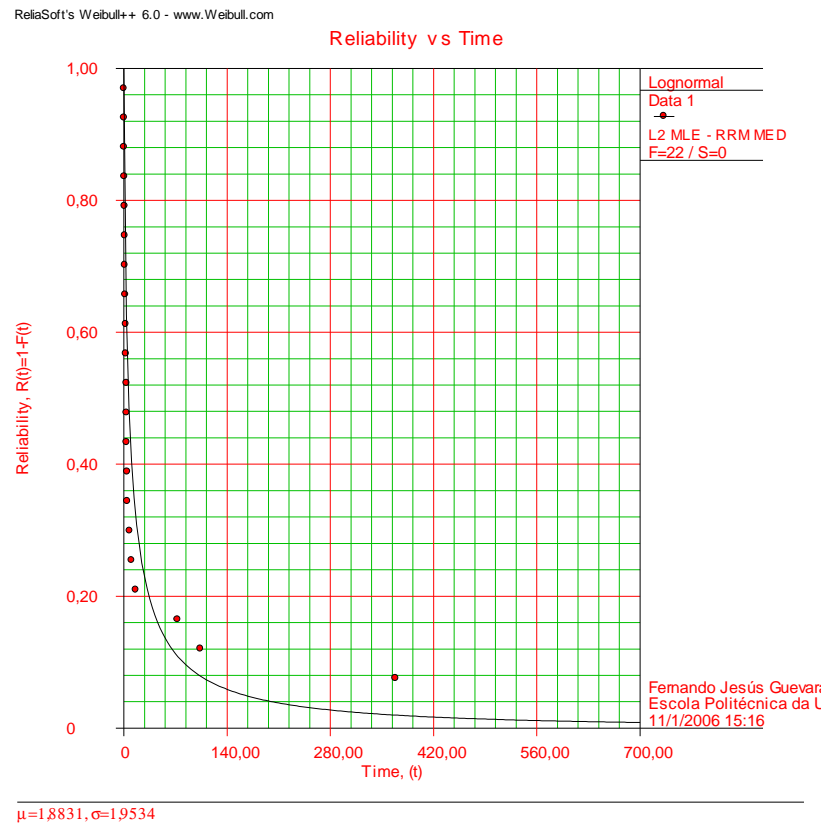


Figura 5. 8. Função Mantabilidade para o Sistema Turbina a Gás 2

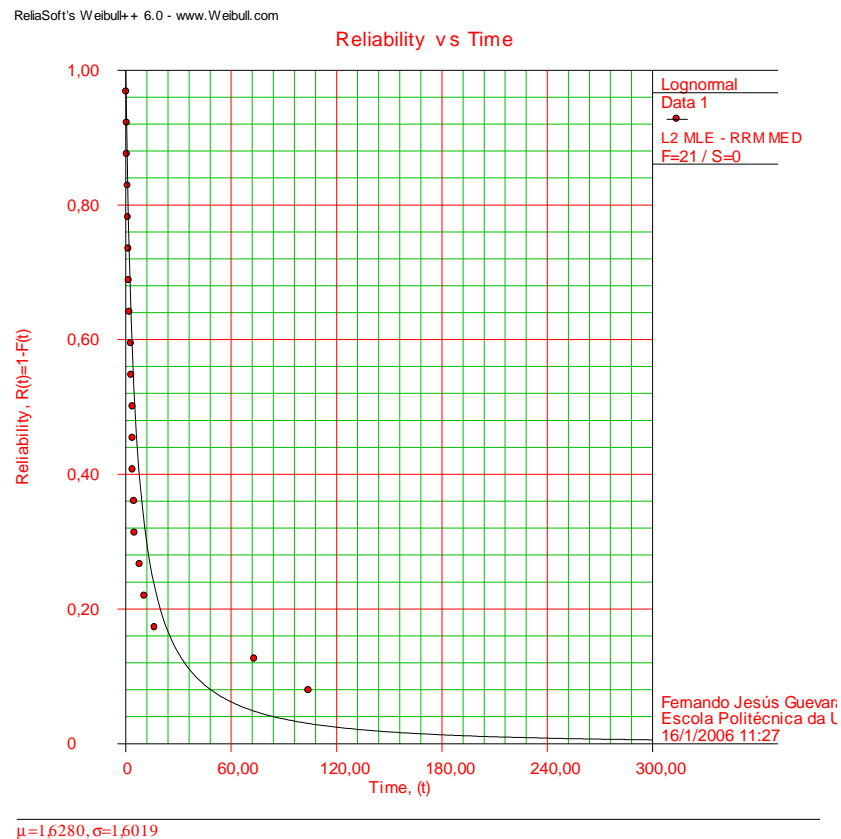


Figura 5. 9. Função Manutenibilidade para o Sistema Turbina a Gás 2 sem 1393 Horas

Tabela 5. 11 Parâmetros das Distribuições Lognormal Empregadas na Modelagem dos Tempos de Reparo da Turbina a Gás 2 sem 1393 Horas

Sistema	Parâmetros
Turbina a Gás 2	$\mu = 1,6280$ $\sigma = 1,6019$

5.2.7. Disponibilidade

Para o cálculo de disponibilidade das turbinas a gás em primeiro lugar define-se como “turbina a gás disponível” a condição operacional da turbina na qual gera energia elétrica no gerador ligado a mesma, assim como a capacidade de operar em ciclo combinado, ou seja com condição de gerar vapor na caldeira de recuperação. A modelagem de análise de disponibilidade foi executada com o emprego do programa BLOCKSIM 6, desenvolvido pela Reliasoft (2002). Para que o programa consiga

modelar a disponibilidade é necessário fornecer as distribuições de confiabilidade e manutenibilidade calculadas nos itens anteriores. O tempo considerando para a simulação da disponibilidade é de 8760 horas correspondente a um ano de operação.

Optou-se pela simulação de um período operacional de apenas um ano, pois, em função das turbinas a gás da usina ainda estarem no período de mortalidade infantil, espera-se que, em períodos anuais, haja alteração da confiabilidade dos mesmos.

Considerando-se as distribuições de confiabilidade e manutenibilidade para cada uma das turbinas a gás e empregando o método da simulação de Monte Carlo define-se a disponibilidade média para cada uma delas em, ou seja: turbina a gás 1, **99,35%** e a turbina a gás 2, **95,97%**. A turbina 1 tem maior disponibilidade por ter menor tempo até a falha e menor tempo de reparo. Na Tabela 5.12. e 5.13. apresenta-se em resumo os parâmetros utilizados para o cálculo da disponibilidade, assim com a disponibilidade para cada uma das turbinas a gás.

Tabela 5. 12 Resultado do Cálculo de Disponibilidade da Turbina 1(BLOCKSIM, 2002)

Visão Geral do Sistema	
	<u>Geral</u>
Disponibilidade Média (Todos os Eventos)	0,9935
Desvio Padrão:	0,0053
Disponibilidade Média (sem Manutenção Preventiva)	0,9935
Disponibilidade do ponto (Todos os Eventos) em 8760:	0,9956
Confiabilidade em 8760:	0,0284
Número Esperado de Falhas:	6,6504
MTTFF (Mean Time to First Failure):	1365,428
	<u>Sistema Uptime/Downtime</u>
Tempo de operação durante a simulação:	8703,096
Tempo em que o sistema não estava operando devido à manutenção corretiva durante a simulação:	56,9044
Tempo em que o sistema não estava operando devido à inspeção durante a simulação:	0
Tempo em que o sistema não estava operando devido à manutenção preventiva programada durante a simulação:	0
Total de Tempo em que o sistema não estava operando:	56,9044
	<u>Eventos Adversos do Sistema</u>
Número de Falhas:	6,6504
Número de ações corretivas de manutenção executadas:	6,6504
Total de Eventos:	6,6504
	<u>Unidades produzidas/processadas</u>
Total de Unidades	8703,096

Tabela 5. 13 Resultado do Cálculo de Disponibilidade da Turbina 2(BLOCKSIM, 2002)

System Overview	
	<u>Geral</u>
Disponibilidade Média (Todos os Eventos)	0,9579
Desvio Padrão:	0,0594
Disponibilidade Média (sem Manutenção Preventiva)	0,9579
Disponibilidade do ponto (Todos os Eventos) em 8760:	0,9628
Confiabilidade em 8760:	0,0308
Número Esperado de Falhas:	9,204
MTTFF (Mean Time to First Failure):	1072,323
	<u>Sistema Uptime/Downtime</u>
Tempo de operação durante a simulação:	8391,537
Tempo em que o sistema não estava operando devido à manutenção corretiva durante a simulação:	368,4626
Tempo em que o sistema não estava operando devido à inspeção durante a simulação:	0
Tempo em que o sistema não estava operando devido à manutenção preventiva programada durante a simulação:	0
Total de Tempo em que o sistema não estava operando:	368,4626
	<u>Eventos Adversos do Sistema</u>
Número de Falhas:	9,204
Número de ações corretivas de manutenção executadas:	9,204
Total de Eventos:	9,204
	<u>Unidades produzidas/processadas</u>
Total de Unidades	8391,537

De acordo com o exposto referente à aplicação do RCM, e em função da redução dos tempos requeridos para manutenção, através de técnicas de manutenção mais eficientes, a disponibilidade foi novamente simulada supondo uma redução nos tempos médios de reparo de 10 e 30 minutos, obtendo-se um aumento na disponibilidade das turbinas a gás 1 e 2, tal como mostram as Tabelas 5.14.e 5.15. Destaca-se que no caso da turbina a gás 2 o tempo de reparo requerido para uma intervenção de manutenção de grande porte de 1393 horas já foi desconsiderado.

Tabela 5. 14 Disponibilidade em Função da Redução do Tempo de Reparo Para a Turbina a Gás

1

	Parâmetros da Confiabilidade		Parâmetros da Manutenibilidade		Disponibilidade
	β	η	μ	Σ	
Normal	0,577831367	1014,563251	1,522982397	1,121457633	0,9935
-10	0,578785041	1015,964092	1,461740911	1,165652343	0,9936
-30	0,580501655	1018,550329	1,316857637	1,276374066	0,9937

Tabela 5. 15 Disponibilidade em Função da redução do Tempo de Reparo para a Turbina a Gás

2

	Parâmetros da Confiabilidade		Parâmetros da Manutenibilidade		Disponibilidade
	β	η	μ	σ	
Normal	0,473499397	573,7790455	1,628033511	1,601946628	0,9817
-10	0,478649238	578,8676681	1,551651411	1,663743724	0,9813
-30	0,485897163	586,3180266	1,322586311	1,904978626	0,9778

Pode-se observar que a disponibilidade na turbina a gás 1 aumenta em função da redução do tempo médio de reparo, de 99,35% para 99,37%. A turbina a gás 2 não apresenta o mesmo comportamento. Tal comportamento é causado pela dificuldade do modelo de cálculo se adaptar as distribuições de falha que esta apresenta, pois como mostrado na Tabela 5.7, além, da falha referente a um problema no sistema hidráulico que demandou um tempo de reparo de 1393 horas, encontra-se uma outra intervenção de manutenção que requereu um tempo de reparo de 369 horas (referente a uma intervenção de manutenção de emergência não esclarecida pelos operadores, nem pela equipe de manutenção).

Finalmente podemos afirmar que a disponibilidade das turbinas a gás está sendo afetada pelo período de aprendizagem das equipes de operação e manutenção, próprios da fase inicial da operação de uma usina com equipamentos de complexidade como as turbinas a gás. Em outras palavras ainda a operação não esta completamente estabilizada e a disponibilidade deve aumentar ao longo do tempo em função do melhoramento na operação e nas intervenções para manutenção.

Desde o ponto de vista da melhoria na política de manutenção, a aplicação da filosofia de Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM) proposta pode ser de grande utilidade na redução das taxas de falhas, aumentando a disponibilidade como demonstrado nas simulações acima.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

6.1. Conclusões e Recomendações

Em primeiro lugar pode-se concluir que a metodologia de execução da análise mostrou-se bastante adequada ao propósito do estudo, podendo ser aplicada na análise de qualquer outro sistema presente em usinas termelétricas a ciclo combinado, assim como para qualquer outro sistema de geração de energia elétrica.

Ressalta-se a grande importância da execução de uma análise funcional detalhada da turbina a gás (ou sistema em estudo) como etapa inicial. Esta análise funcional pode ser composta pela construção da árvore funcional e a descrição funcional, apresentadas na Figura 5.3.(Capítulo 5) e no Anexo A respectivamente. A análise funcional busca a definição de todos os sistemas que compõe uma turbina a gás e a inter-relação entre os mesmos, descrevendo as suas funções principais e secundárias. A análise funcional (Anexo A) serve como subsídio para a execução da Análise de Modos e Efeitos de Falha (FMEA) (Anexo B). Com a árvore funcional obtém-se a compreensão da função de cada sistema da turbina a gás e qual a inter-relação entre os seus componentes para garantir que esta função seja realizada em conformidade com um desempenho específico.

Confirmou-se a utilidade da Análise de Modos e Efeitos de Falhas, para analisar os efeitos das falhas nos componentes sobre o desempenho operacional da turbina a gás e sobre o desempenho operacional da própria usina termelétrica a ciclo combinado. Os resultados permitem a identificação dos componentes críticos da turbina a gás, ou seja, aqueles cuja falha causa uma parada de máquina ou mesmo uma severa redução do desempenho operacional, prejudicando o desempenho do ciclo combinado. Para a execução desta análise foi proposta uma tabela de avaliação de criticidade que, embora baseada nas tabelas clássicas das normas ISO e SAE, reflete melhor a forma de mensurar a perda de desempenho operacional de uma usina termelétrica a ciclo combinado em função da falha de componentes da turbina a gás.

Constatou-se a complexidade da filtragem dos dados de falhas, já que a equipe de manutenção e operação forneceu dados de falhas da usina em ordem cronológica, ou seja, de todos os componentes, e para uma análise de disponibilidade é de vital importância o conhecimento dos tempos requeridos para manutenção e os tempos de operação de cada sistema de forma individual. Confirma-se a importância e necessidade de um banco de dados onde sejam registrados, de forma sistemática e uniforme: os tempos entre falhas, os tempos de reparo, a causa de falha associada a cada intervenção corretiva e a continuidade ou regime de operação das turbinas (ou equipamentos qualquer em estudo), obtendo-se dados que permitam correlacionar a ocorrência de algum modo de falha de componentes com o regime de operação das mesmas.

Para uma análise de disponibilidade é indispensável a modelagem das distribuições de probabilidade de falha que representa a confiabilidade da turbina a gás, no caso foi escolhida a distribuição de Weibull de dois parâmetros. A utilização da distribuição Weibull para a modelagem da confiabilidade das turbinas a gás da usina termelétrica baseia-se na constatação que as mesmas são formadas por muitos componentes, cada um dos quais com modos de falha específicos, tendo sua confiabilidade representada por diferentes distribuições. A combinação da ocorrência das falhas destes componentes gera a distribuição das falhas dos sistemas, sendo que em função da complexidade dos mesmos estes podem apresentar falhas prematuras, falhas aleatórias ou falhas por desgaste. Tendo em vista a flexibilidade de utilização da distribuição de Weibull, a mesma pode ser empregada na modelagem de sistemas que apresentem falhas em conformidade com qualquer uma das características acima citadas, daí a sua escolha para modelagem da confiabilidade das turbinas a gás desta usina.

Para a modelagem da disponibilidade é necessário também o conhecimento dos tempos de reparo e a distribuição que representa a manutenibilidade, para as turbinas a gás foi usada a distribuição lognormal.

Em função dos resultados da modelagem da disponibilidade pode-se concluir:

- i) As turbinas a gás 1 e 2 ainda estão apresentando falhas precoces, associadas à ajustes das condições operacionais ou mesmo aprendizado da sua operação e manutenção. A confiabilidade dos mesmos foi modelada com o emprego de uma distribuição de Weibull;
- ii) Para as turbinas a gás 1 e 2, verifica-se uma diferença no número de falhas observado no período em estudo, a qual se reflete na confiabilidade das mesmas. A confiabilidade da turbina a gás 1 é maior que a da turbina a gás 2;
- iii) A disponibilidade das turbinas a gás 1 e 2 é de 99,35% e 96%, respectivamente, considerando o período de simulação de 8760 horas. Esta disponibilidade foi calculada considerando-se o desejo da máquina estar operacional durante este período de tempo, ou seja, a máquina não sofre paradas para manutenção preventiva neste período. Dessa forma a parada da máquina está relacionada com a necessidade de ações corretivas, dada a falha de algum de seus componentes. O efeito da manutenção preventiva foi considerado no cálculo da confiabilidade da máquina, ou seja, a confiabilidade está influenciada pelas ações preventivas executadas periodicamente na máquina, cuja periodicidade foi considerada anual, ou seja, após 8760 horas de operação da máquina;
- iv) A turbina a gás 2 é a que apresenta a menor disponibilidade, sendo possivelmente um sistema que deve ter sua política de operação e manutenção revistos com o objetivo de aumentar a sua disponibilidade;
- v) O resultado da análise de disponibilidade com alteração dos tempos decorrentes da aplicação de atividades de manutenção mais eficientes (produto das recomendações de manutenção do RCM), demonstrou o aumento na disponibilidade das turbinas a gás de 99,35% para 99,37% (turbina a gás 1), e 95,79% para 99,07% (turbina a gás 2).

6.2. Recomendações para Trabalhos Futuros

O método proposto e apresentado neste trabalho pode ser usado na tentativa de aumento de disponibilidade de qualquer outro componente da usina termelétrica a ciclo combinado, assim como de qualquer outro sistema de geração de energia, pois pela estrutura do método, este se torna adaptável para qualquer outro sistema.

O método apresentado foi implantado em uma usina real, mostrando a sua aplicabilidade, por este motivo é recomendável para trabalhos futuros a implementação do método na análise dos outros componentes da usina a ciclo combinado.

Neste trabalho foi utilizada a metodologia do RCM (Reliability-Centered Maintenance) na tomada de decisão para a seleção de atividades de manutenção a serem implementadas na turbina a gás. Como recomendação para trabalhos futuros pode-se implementar a tomada de decisão através do uso da análise de risco, pois contando com dados reais de ocorrência de falhas uma análise deste tipo é totalmente viável.

CAPÍTULO 7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AP007-CTGW501F. AES Uruguaiana “CTG W50F Capacitação de pessoal de O&M para Sistemas Termelétricos” Siemens Westinghouse Power Corporation: Curso Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado, Uruguaiana, RS, 2003.

BEN-MME. Balanço Energético Nacional, Ministério de Minas e Energia, 2005, disponível: http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do. Acesso em: 10 abril 2005.

BLACK & VEATCH “Power Plant Engineering” Chapman & Hall, New York NY, An Internatiotal Thomsom Publishing Company, 1996.

BLOOM, N., “Understanding Hidden Failures in RCM Analysis”, Maintenance Technology (2001), disponível em: www.mt-online.com, acessado em 15 de agosto 2005.

BRANCO Filho, G. “Dicionário de Termos de Manutenção e Confiabilidade”, 2ª edição, Editora Ciência Moderna, Rio de Janeiro, Brasil, 2000.

CARDOSO, IAP “Elaboração de Políticas de Manutenção: uma Abordagem Voltada a Análise de Confiabilidade”. Dissertação apresentada à Escola Politécnica da USP como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia, São Paulo, Brasil. 2000.

CHANG; YUN; KIM “Failure analysis of gas turbine buckets” International journal Engineering Failure Analysis, 2003.

CNICE – Ministerio de Educación y Ciencia. Estructuras y Mecanismos, España 2005, disponível em:

<http://recursos.cniece.mec.es/bancoimagenes/ArchivosImagenes/DVD04/4234>. Acesso em: 15 agosto 2005

EGASA “Manual de Mantenimiento de Turbina de Gas” Arquipa, Peru 1999.

GE-MS6001- Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa, Central Térmica Mollendo II, Manual de Mantenimiento Turbina de Gas. 1999.

HITACHI – Turbine Plant Design Department, Hitachi, Ibaraki 317-8511, Japan. 2003.

IEEE – The Institute of Electrical and Electronics Engineers (1987) “IEEE 762 Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability and Productivity” New York, EUA.

IENO, LEITE CP “Seleção de Centrais Termelétricas Utilizando Gás Natural e Bagaço de Cana” Dissertação apresentada à Escola Politécnica da USP como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia, São Paulo, Brasil. 2003.

INDUSTRIAL PRES, “Manual de Turbinas de Gas” New York, NY, 1965.

JUNG C C; YOUNG H Y; CHEL C; JAE CK, “Failure Analysis of Turbine Buckets”. International Journal, Engineering Failure Analysis, 2003.

KAZUNARI F; SATOSHI N; YASUNARI A; TOSHOHIRO F; KENICHIRO F; SHIGERU M; KENTARO M; TARO K. “Risk-based inspection and maintenance systems for steam turbines” International Journal, Pressure Vessels and Piping, 2004.

KHAJAVI M.R. e SHARIAT M.H. “Failure of first stage gas turbine blades” International Journal, Engineering Failure Analysis, 2003

LAFRAIA, J.R.B. “Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade”, 1ª edição, Qualitymark Editora, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.

LEITCH R. “Reliability Analysis for Engineers”, 1ª edição Oxford Press, Grã-Bretanha. 1995.

LEWIS, E. E. “Introduction to Reliability Engineering”, 1. 2ª Edição, John Wiley&Sons, New York, EU, 1987.

LOMBARDI A.A. “Aplicación del Mantenimiento Predictivo para la Reducción de Costos en la Explotación de una Central Térmica de Generación de Energía”, Palestra técnica proferida no 1º Congresso Peruano de Ingeniería de Mantenimiento Industrial, Eléctrica y Minero, 2001.

MASSARANI M, “Engenharia do Valor” Apostila da disciplina de pós-graduação, 2003.

MAZUR Z; LUNA-RAMÍREZ A; JUÁREZ-ISLAS J.A. CAMPOS AMEZCUA A. “Failure analysis of a gas turbine blade made of Inconel 738LC alloy” International journal Engineering failure Analysis, 2004.

MOTTER, O., “Manutenção Industrial: O poder oculto nas empresas”, 1ª edição, Hemus, São Paulo, Brasil, 1992.

MOUBRAY, J. “Reliability-Centered Maintenance”, 2ª Edição, Industrial Press, 2000

NEPOMUCENO, L. “Práticas de Manutenção Preditiva”, 1ª edição, Edgard Blücher, São Paulo, Brasil, 1989.

O’CONNOR, P.D.T., “Practical Reliability Engineering”, 2ª edição John Wiley&Sons, New York, EUA, 1985.

PARK M; HWANG Y; CHOI Y; KIM T. “Analysis of a J69-T-25 engine turbine blade fracture” International Journal, Engineering Failure Analysis, 2001

ROLLS ROYCE, The Jet Engine Roll-Royce 1986.

ReliaSoft “BlockSim Version 6 User’s Guide”, ReliaSoft Corporation, Tucson, Arizona, EUA. 2002.

ReliaSoft “Weibull ++ Version 6 User’s Guide”, ReliaSoft Corporation, Tucson, Arizona, EUA. 2002.

ReliaSoft “Xfmea User’s Guide”, ReliaSoft Corporation, Tucson, Arizona, EUA. 2002.

SILVA L E E; ROSA M A, “Geração Térmica, Planejamento, Projeto e Operação”. Editora Interciência Ltda Rio de Janeiro. 2004.

SILVEIRA J L, “Cogeração Disseminada para Pequenos Usuários: Estudo de Caso para o Setor Terciária”, Tese de Doutorado Apresentada a UNICAMP- Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, 1994.

SMIT J.M. “Gas Turbines” In: Black & Veatch “Power Plant Engineering” Chapman & Hall, New York NY, An International Thomson Publishing Company, 1996.

SMITH “Gas Turbines and Jet Propulsion” Iliffe & Sons, Ltd, Londres. 1951

SASAO T; LIU Q; BALL M. “Re-powering of Thermal Power Plant with Low NO_x Emission, Heavy-Duty Type Gas Turbine” 14th International Conference on the Properties of Water and Steam in Kyoto, 2003.

SOUZA, G.F.M., Bueno, C.C.; Carazas, F.J.G. “Relatório 2: Elaboração de Árvore Funcional de Usinas Hidrelétrica e Termelétrica”, Escola Politécnica da USP, convênio FUSP-AES Tietê, São Paulo, Brasil, 2005a.

SOUZA, G.F.M.; Carazas, F.J.G. “Elaboração das Políticas de Manutenção dos Equipamentos listados na Fase 4”, relatório técnico apresentado a AES Tietê referente ao projeto de pesquisa intitulado “Desenvolvimento de Método de Análise de Disponibilidade de Sistemas de Geração de Energia: Comparação entre Sistemas de Geração de Energia Baseados em Usinas Hidrelétricas e Termelétricas”, São Paulo, Brasil. 2005c.

SOUZA, G.F.M., Moreira, J.R.S., Bueno, C.C.; Carazas, F.J.G. “Relatório 3: Análise de Modos e Efeitos de Falha de Usina Hidrelétrica e Termelétrica”, Escola Politécnica da USP, convênio FUSP-AES Tietê, São Paulo, Brasil, 2005b.

SOUZA, GFM. “PMR-5201 Análise de Confiabilidade Aplicada ao Projeto de Sistemas Mecânicos”, Apostila de disciplina de pós-graduação. 2003.

US MIL-STD-1629A “Procedures for Performing a Failure Mode, Effects and Criticality Analysis”, Department of Defense, Washington DC, EUA, 1977.

XENOS, H. G. “Gerenciamento a Manutenção Produtiva” Editora INDG. Rio de Janeiro, 2004.

ANEXO A

I. SISTEMA TURBINA DE COMBUSTÃO

Função primária:

- Transformar energia química em energia térmica.
- Transformar a energia térmica em energia cinética.
- Transformar a energia cinética em energia mecânica.

I.1. Sub-sistema Estrutura:

Função primária:

- Servir de apoio para o sistema Turbina de Combustão.

I.2. Sub-sistema de Admissão de Ar:

Função primária:

- Fornecer, limpar e resfriar o ar atmosférico para a sucção do compressor.

I.2.1. Dutos de Entrada:

Função primária:

- Direcionar o ar de entrada.

I.2.2. Resfriador Evaporativo:

Função primária:

- Resfriar o ar de entrada.

I.2.2.1. Sistema de Água:

Função primária:

- Fornecer de água ao sistema.

I.2.2.1.1 Tubulação:

Função primária:

- Encaminhar o fluxo de água do sistema.

I.2.2.1.2. Reservatório:

Função primária:

- Conter a água do sistema.

I.2.2.1.3. Sistema Bomba:

Função primária:

- Transferir energia mecânica para a água com vazão e pressão previamente definidos.

I.2.2.1.3.1. Bomba:

Função primária:

- Transferir energia mecânica para a água.

I.2.2.1.3.2. Motor elétrico

Função primária:

- Transformar energia elétrica em energia mecânica, para acionamento da bomba.

I.2.2.1.3.3. Sistema Elétrico

Função primária:

- Controlar o acionamento do motor elétrico.

I.2.2.1.4. Coletor de Spray

Função primária:

- Distribuir a água através das placas úmidas do resfriador evaporativo.

I.2.2.2. Placas Úmidas:

Função primária:

- Conter o fluxo de água para o resfriamento do ar de entrada no compressor.

I.2.2.3. Telas

Função primária:

- Impedir entrada de impurezas no sistema de ar.

I.2.2.4. Filtro de Dupla Ação:

Função primária:

- Filtrar o ar de entrada.

I.2.2.4.2. Sistema de Pressão Diferencial.

Função primária:

- Monitorar a pressão diferencial para indicar quando o filtro está entupido.

I.2.2.4.3. Filtro Final

Função primária:

- Filtrar o ar de entrada de partículas de até 5 μm .

I.2.2.5. Conjunto Silenciador

1.1.1 FUNÇÃO PRIMÁRIA:

- Atenuar o ruído provocado pelo fluxo de ar na entrada do filtro e compressor.

I.2.2.6. Caracol de Entrada de Ar:

Função primária:

- Prover uma transição suave do ar dos dutos até a entrada ao compressor.

I.3. Sistema Compressor

Função primária:

- Imprimir velocidade ao ar, transformando a energia cinética em energia de pressão.

I.3.1. Sistema de Pás:

Função primária:

- Imprimir velocidades ao ar.
- Direcionar o fluxo em cada etapa de compressão.

I.3.1.1. Conjunto Coroas

Função primária:

- Prover sustento para as pás moveis, nos 16 estágios.

I.3.1.2. Conjunto de Pás

Função primária:

- Imprimir impulso ao ar.
- Direcionar o ar em cada etapa de compressão.

I.3.1.4. Eixo

Função primária:

- Transmitir energia mecânica para o eixo do gerador, transmitindo rotação e momento torsor.
- Prover apoio para as coroas nas 16 etapas de compressão.

I.3.1.5. Pás Variáveis

Função primária:

- Aumentar a velocidade do fluxo visando prevenir surtos no compressor.

I.3.2. Conjunto Carcaça

Função primária:

- Prover proteção ao compressor.
- Fixar o compressor com a estrutura.

I.3.2.1. Pás Fixas

Função primária:

- Direcionar o ar entre cada etapa de pás móveis.

I.3.2.2. Carcaça

Função primária:

- Prover proteção ao sistema compressor.
- Prover suporte das pás fixas.

I.3.3. Mancal de Sustentação

Função primária:

- Manter a concentricidade da rotação do eixo, na operação da máquina.

- Permitir o movimento de rotação do eixo com o menor atrito possível.
- Transmitir os esforços radiais do eixo para a estrutura da máquina.

I.3.3.1. Conjunto Carcaça

Função primária:

- Fornecer alojamento e proteção aos componentes do mancal.
- Fixar o conjunto com a estrutura.

I.3.3.2. Sapatas

Função primária:

- Garantir alinhamento do maçal.
- Prover sustentação para as cargas radiais atuantes no eixo.

I.3.3.3. Termopares

Função primária:

- Registrar a temperatura do mancal.

I.3.3.4. Sistema de Lubrificação

Função primária:

- Prover um ininterrupto suprimento de óleo filtrado, na temperatura e pressão requerida.

I.3.3.6.1. Tanque Coletor

Função primária:

- Armazenar o óleo do sistema de lubrificação.
- Prover tempo para desaeração e assentamento de impurezas.

I.3.3.6.1.1. Sensor de Temperatura

Função primária:

- Registrar a temperatura do óleo no tanque.

I.3.3.6.1.4. Sistema de Aquecimento de Óleo

Função primária:

- Aquecer o óleo para a temperatura requerida pelo sistema.

I.3.3.6.1.5. Manômetros

Função primária:

- Registrar a pressão do tanque coletor.

I.3.3.6.2. Sistema de Bombeamento de Óleo

Função primária:

- Garantir o fluxo requerido de óleo a pressão constante.

I.3.3.6.2.1. Bomba

Função primária:

- Transferir energia mecânica para o óleo, garantindo um fluxo permanente a pressão constante.

I.3.3.6.2.1.1. Bomba

Função primária:

- Transferir energia mecânica ao óleo.

I.3.3.6.2.1.2. Motor Elétrico

Função primária:

- Transformar energia elétrica em energia mecânica, para o acionamento da bomba.

I.3.3.6.2.1.3. Sistema Elétrico

Função primária:

- Controlar a operação do motor elétrico.

I.3.3.6.2.2. Tubulação

Função primária:

- Encaminhar o fluxo de óleo.

I.3.3.6.2.4. Bomba de Emergência

Função primária:

- Garantir o fluxo de óleo no sistema em caso da bomba principal falhar, transmitindo energia mecânica no óleo.

I.3.3.6.3. Sistema de Resfriamento de Óleo

Função primária:

- Manter controlada a temperatura do óleo do sistema.

I.3.3.6.4. Conjunto Filtro Duplex

Função primária:

- Filtrar o óleo, mantendo-o livre de detritos.

I.3.3.6.4.1. Elemento Filtro

Função primária:

- Filtrar o óleo, mantendo-o livre de detritos.

I.3.3.6.4.2. Manômetro Diferencial.

Função primária:

- Registrar a caída de pressão através do filtro e indica quando o filtro deve ser trocado ou limpo.

I.3.3.6.5. Válvula de Controle

Função primária:

- Controlar a pressão no coletor de suprimento de óleo para os mancais.

I.3.3.6.6. Óleo

Função primária:

- Lubrificar, reduzindo o atrito entre o eixo e mancal.
- Resfriar os componentes do mancal.
 - Manter livre de impurezas os componentes, capturando os detritos contaminantes no mancal.
- Sustentar o eixo do compressor

I.3.4. Mancal de Escora

Função primária:

- Transmitir os esforços axiais associados com a operação das partes girantes à parte fixa da máquina.
- Permitir o movimento de rotação do eixo do gerador com o menor atrito possível.

I.3.4.1. Conjunto Carcaça

Função primária:

- Servir de alojamento e proteção para os componentes do mancal.
- Fixar o conjunto com a estrutura.

I.3.4.2. Sapatas de Escora

Função primária:

- Transmitir os esforços no eixo para o disco nivelador de carga, provocando o equilíbrio do carregamento no eixo.

I.3.4.3. Discos de Sustentação

Função primária:

- Servir de sustento para as sapatas de escora.

I.3.4.4. Disco nivelador de Carga

Função primária:

- Manter o equilíbrio de esforços provocados pelas cargas no eixo.

I.3.4.5. Termopares

Função primária:

- Registrar a temperatura no mancal de escora.

I.3.4.6. Sistema de Lubrificação

Função primária:

- Prover um ininterrupto suprimento de óleo filtrado, na temperatura e pressão requerida. (É igual ao sistema de lubrificação do mancal de sustentação).

I.3.5. Sistema de Sangrias Alta e Baixa Pressão

Função primária:

- Prover ar de baixa temperatura para resfriamento da câmara de combustão e palhetas fixas da turbina
- Prover uma margem segura contra ondas de pressão e eliminar bolsões de ar.

I.3.5.1. Válvulas Borboleta

Função primária:

- Limitar o fluxo de ar e controlar a pressão nos diversos estágios do compressor.

I.3.5.2. Tubulação

Função primária:

- Encaminhar o fluxo de ar de drenagem.

I.3.6. Sistema de Lavagem

Função primária:

- Limpar as duas primeiras rodas do compressor de ar.

I.3.6.1. Sistema Bomba

Função primária:

- Prover um fluxo de água para o sistema a uma pressão constante.

I.3.6.1.1. Bomba

Função primária:

- Transferir energia mecânica para o fluido visando à uma pressurização.

I.3.6.1.2. Motor Elétrico

Função primária:

- Transformar energia elétrica em energia mecânica, para acionamento da bomba.

I.3.6.1.3. Sistema Elétrico

Função primária:

- Controlar o motor elétrico.

I.3.6.2.. Ejetor de Água

Função primária:

- Arrastar o detergente do tanque de detergente, com a descarga da bomba, para misturá-lo à água de lavagem.

I.3.6.3. Tubulação

Função primária:

- Encaminhar o fluxo de água de lavagem no sistema de lavagem.

I.4. Sistema de Combustão

Função primária:

- Transformar energia química em energia térmica.
- Transformar a energia térmica em energia cinética.

I.4.1. Câmaras de Combustão (*Combustor Shell*)

Função primária:

- Permitir a queima de combustível.
- Alojamento dos componentes do sistema de combustão.

I.4.1.1. Câmaras de Combustão

Função primária:

- Permitir a queima de combustível.

I.4.1.1.1. Duto de Transmissão

Função primária:

- Direcionar os gases quentes da câmara de combustão para a turbina.

I.4.1.1.2. Queimadores

Função primária:

- Introduzir o combustível na câmara de combustão para permitir a combustão.

I.4.1.2. Cross Flame Tube

Função primária:

- Garantir o acendimento em todos os combustores.

I.4.1.3 Suporte das Câmaras de Combustão

Função primária:

- Prover suporte aos componentes das câmaras de combustão.

I.4.2. Ignitor Retrátil

Função primária:

- Dar início à queima da mistura ar/combustível

I.4.2.1. Mola

Função primária:

- Manter o ignitor dentro da câmara de combustão, até que a pressão dos gases da combustão empurre o ignitor dentro do suporte.

I.4.2.2. Pistão

Função primária:

- Servir de sustentação para o ignitor, nele vai montado o ignitor.

I.4.2.3. Ignitor

Função primária:

- Dar início à queima da mistura ar/combustível, através da descarga contínua de alta tensão.

I.4.3. Sistema de Sangrias Combustor Shell

Função primária:

- Permitir o desvio de uma parte dos gases de combustão.

I.4.3.1. Tubulação

Função primária:

- Encaminhar o fluxo de ar dentro da câmara de combustão.

I.4.3.2. Válvula Borboleta.

Função primária:

- Direcionar e controlar o fluxo de ar dentro da câmara de combustão.

I.5. Sistema Turbina

Função primária:

- Transformar a energia cinética dos gases em energia mecânica.

I.5.1. Sistema de Refrigeração

Função primária:

- Prover resfriamento direto para os componentes expostos às altas temperaturas dos gases.
- Controle ambiental da turbina.

I.5.1.1. Refrigeração do disk Cavt 2

Função primária:

- Resfriar as palhetas fixas com ar da sangria do compressor.

I.5.1.2. Refrigeração do disk Cavt 3

Função primária:

- Resfriar as palhetas fixas com ar da sangria do compressor.

I.5.1.3. Refrigeração das pás moveis

Função primária:

- Resfriar a palheta e prover um fluxo positivo através dos anéis e selos entre os estágios.

I.5.1.3.1. Injeção do ar no Rotor da Turbina

Função primária:

- Permitir o ingresso de ar de resfriamento no rotor da turbina.

I.5.2. Turbine Cylinder

Função primária:

- Servir de suporte para as pás fixas da turbina.

I.5.2.1. Blade Rings

Função primária:

- Transformar o fluxo dos gases de escapamento da combustão em energia mecânica.

I.5.2.2. Fixação do Blande

Função primária:

- Fixar o Blade Ring com o eixo da turbina.

I.5.2.3. Palhetas Fixas

Função primária:

- Direcionar o fluxo gases de combustão de um estágio para o próximo imediato.

I.5.3. Eixo

Função primária:

- Transmitir energia mecânica para o sistema.
- Transmitir rotação e momento torsor.
- Servir de suporte para as pás móveis.

I.5.4. Exaustor

Função primária:

- Encaminhar os gases de escape da combustão.
- Prover alojamento para os componentes do mesmo.
- Isolar o ambiente das altas temperaturas dos gases de escapamento.

I.5.4.1. Cilindro Exaustor

Função primária:

- Servir de carcaça do conjunto exaustor.

I.5.4.1.1. Carcaça Exterior

Função primária:

- Proteger os componentes do exaustor.

I.5.4.1.2. Termopares do Exaustor

Função primária:

- Monitorar a temperatura dos gases de exaustão.

I.5.4.2. Coletor Exaustor

Função primária:

- Permitir o fluxo dos gases de escapamento da combustão.

I.5.4.3. Transmissão de Exaustor

Função primária:

- Servir como passagem dos gases entre o coletor de exaustão e a chaminé.

I.5.4.3.1. Junta de Expansão

Função primária:

- Acomodar o movimento axial da unidade devido à expansão térmica e evitar um carregamento externo imposto pela movimentação do coletor de exaustão.
- Comunicar o coletor com a transmissão.

I.5.4.3.2. Dutos de Exaustão

Função primária:

- Conectar o exaustor com a chaminé.

I.5.5. Mancal de Sustentação

Função primária:

Manter a concentricidade da rotação do eixo, na operação da máquina.

Descrito no ponto I.3.3. Mancal de Sustentação

I.5.6. Sistema de Pás

Função primária:

- Transformar a energia cinética dos gases de combustão em energia mecânica.

I.5.6.1. Palhetas

Função primária:

- Transformar energia cinética dos gases de combustão em movimento de rotação.

I.5.6.2. Anel de Sustentação

Função primária:

- Servir de sustento para as palhetas.

I.5.6.3. Termopares

Função primária:

- Registrar a temperatura das palhetas móveis.

I.6. Sistema Turning Gear e de Partida

Função primária:

- Prover a potência necessária para sobrepor a inércia e girar o eixo do turbo gerador antes da partida da turbina.
- Prover meios para girar o eixo após um desligamento da turbina permitindo resfriar os componentes da turbina evitando deformações térmicas nos mesmos.

I.6.1. Turning Gear

Função primária:

- Prover a potência necessária para sobrepor a inércia e girar o eixo do turbo gerador antes da partida da turbina, até a velocidade de Turning Gear.
- Prover meios para girar o eixo após um desligamento da turbina permitindo resfriar os componentes da turbina evitando deformações térmicas nos mesmos.

I.6.1.1. Motor Elétrico

Função primária:

- Transformar energia elétrica em energia mecânica para o acionamento do turning gear.

I.6.1.2. Caixa redutora

Função primária:

- Alterar a magnitude e transmitir o momento tursor ao eixo da turbina.

I.6.2. Sistema de Partida

Função primária:

- Prover o torque necessário para a giro inicial do rotor desde a velocidade de turning gear até a velocidade de rotação auto-sustentação.

I.6.2.1. Motor elétrico

Função primária:

- Transformar energia elétrica em energia mecânica para o acionamento do sistema de partida.

I.6.2.2. Conjunto Conversor

Função primária:

- Transmitir o momento tursor do motor elétrico para o rotor.

I.6.2.2.1. Sistema Bomba

Função primária

- Succionar o óleo, transferindo energia mecânica, visando à elevação de pressão a um valor especificado.

I.6.2.2.1.1. Bomba

Função primária:

- Transferir energia mecânica para o óleo, visando à sua pressurização.

I.6.2.2.1.2. Motor Elétrico

Função primária:

- Transformar a energia elétrica em energia mecânica para acionamento da bomba.

I.6.2.2.1.3. Sistema elétrico

Função primária:

- Controlar o acionamento do motor elétrico.

I.6.2.2.2. Servo Mecanismo de Controle

Função primária:

- Controlar a operação da válvula de entrada de óleo.

I.6.2.2.3. Óleo

Função primária:

- Transmitir a energia mecânica para as palhetas do sistema de partida.
- Lubrificar e limpar o sistema (é o mesmo óleo do sistema de lubrificação geral).