

CAIO MARCO MARTINS PORTELLA (Nº USP 2932000)

**SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA: AUMENTO DA  
DISPONIBILIDADE ATRAVÉS DA MELHORIA DAS  
PRÁTICAS DE MANUTENÇÃO**

9,5  
(NOVE E CINCO)  
glw  
11/DEZ/2003  
NOTA FINAL  
9,0 (MOM)

ham  
22/01/04

Trabalho de Formatura

Escola Politécnica da Universidade  
de São Paulo

Orientador:

Gilberto Francisco Martha de Souza

Coordenador:

Edson Gomes

São Paulo

2003

CAIO MARCO MARTINS PORTELLA (Nº USP 2932000)

**SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA: AUMENTO DA  
DISPONIBILIDADE ATRAVÉS DA MELHORIA DAS  
PRÁTICAS DE MANUTENÇÃO**

Trabalho de Formatura apresentado à  
Escola Politécnica da Universidade de  
São Paulo para obtenção do título de  
engenheiro mecânico.

Área de Concentração:  
Engenharia Mecânica de Automação e  
Sistemas

Orientador:  
Gilberto Francisco Martha de Souza

Coordenador:  
Edson Gomes

São Paulo  
2003

DEDALUS - Acervo - EPMN



31600010988

TF-03  
P 8324

1563615

DEDALUS - Acervo - EPMN



31600010988

TF-03  
P 8324

1563615

## ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 2-1.: Foto da barragem no Rio Paraná onde se encontra Itaipu*
- Figura 2-2.: Localização hidrográfica de Itaipu*
- Figura 2-3.: A barragem*
- Figura 2-4.: A tomada de água*
- Figura 2-5.: A turbina*
- Figura 2-6.: O gerador*
- Figura 2-7.: Partes da turbina e do gerador*
- Figura 2-8.: Desenho esquemático do conjunto turbina e gerador*
- Figura 3-1.: Desempenho x tempo para a manutenção preditiva*
- Figura 3-2.: Resultados em função do tipo de manutenção aplicado*
- Figura 3-3.: Percentual de aplicação de recursos de manutenção entre os anos de 1990 e 1997*
- Figura 3-4.:Custo da manutenção pelo faturamento*
- Figura 4-1.: Sistema de geração de energia hidrelétrica*
- Figura 4-2.: Casa de máquinas*
- Figura 4-3.: Turbina*
- Figura 4-4.: O gerador*
- Figura 4-5.: Os mancais*
- Figura 4-6.: O enrolamento do estator*
- Figura 5-1.: Diagrama de fase para a água*
- Figura 5-2.:equilíbrio estático da bolha*
- Figura 5-3.: Esquema de formação de bolhas em perfis diferentes*
- Figura 5-4.: Bombas afogada (esquerda) e não afogada*
- Figura 5-5.: Efeitos da cavitação ao longo do tempo em uma placa de alumínio*
- Figura 5-6.: Efeitos da cavitação na extremidade da pá de uma turbina*
- Figura 5-7.: Isolação das barras de compensação*
- Figura 5-8.:Corpo do estator pré-isolado*
- Figura 5-9.:Montagem das bobinas de campo shunt*
- Figura 5-10.:Estator acabado*
- Figura 5-11.:Embarque de conjunto armadura e estator de D32-T*

*Figura 5-12: Usina hidrelétrica de Okuhoshino*

*Figura 5-13: Usina hidrelétrica de Shintakasegawa*

*Figura 5-14: Detalhe do mancal de guia de Shintakasegawa*

*Figura 5-15: Detalhe do mancal de escora de Shintakasegawa*

*Figura 5-16: Segmento do mancal de escora*

*Figura 5-17: Pontos críticos e seus monitoramentos*

*Figura 7.1: A curva formato de banheira*

*Figura 7.2: Densidade de probabilidade x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$*

*Figura 7.3: Probabilidade x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$*

*Figura 7.4: Confiabilidade x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$*

*Figura 7.5: Taxa de falha x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$*

*Figura 7.6: Densidade de Probabilidade x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\eta$*

*Figura 8.1: Possível classificação para os tipos de falhas*

*Figura 8.2: Possíveis locais de monitoração*

*Figura 8.3: Gerador*

*Figura 8.4: Circuitos de água pura, bruta, trocador de calor*

*Figura 8.5: Eixo, acoplamento, sistema de regulação*

*Figura 8.6: Atuador hidráulico*

*Figura 8.7: Atuador e anel de regulação*

*Figura 8.8: Bielas e dreno: problemas com junta de carvão*

*Figura 8.9: Central Hidráulica*

## ÍNDICE DE TABELAS

*Tabela 3-1.: Exemplo de tipo de manutenção*

*Tabela 3-2.: Exemplo de TPM Tabela 3-3.: Custos dos tipos de manutenção*

*Tabela 5-1: Os possíveis tipos de montagens verticais do sistema*

*Tabela 5-2: Os possíveis tipos de montagens horizontais do sistema*

*Tabela 5-3: Problemas e locais onde deve ser feita a manutenção*

## RESUMO

Este trabalho consiste no estudo do sistema de geração de energia em uma usina hidrelétrica a partir do qual são aplicados métodos de manutenção preditiva, preventiva e corretiva com a finalidade de aumentar a disponibilidade de energia.

Hoje, no Brasil, grande parte da energia elétrica gerada é resultado da transformação da energia potencial hidráulica. Dessa maneira, de vital importância para o país, a geração de energia hidrelétrica é abordada nesse trabalho com o grande objetivo de servir de referência para a construção de novas usinas, para operações de repotencialização, para operações que tenham como objetivo melhorar o fornecimento de energia para o país.

Como os planos de manutenção variam de usina para usina, o trabalho não faz o estudo de um determinado caso, e sim, levanta os principais elementos presentes em todas as usinas hidrelétricas e procura analisá-los de maneira crítica. Assim, toda informação sobre os componentes da usina isolados podem ser obtidos com os respectivos fabricantes, mas, como os sistemas estão relacionados, quais as técnicas de manutenção aplicáveis e quais os procedimentos de monitoração que podem ser utilizados são informações que não podem ser encontradas em lugar nenhum, exceto na própria usina, onde profissionais capacitados podem fazer essa análise.

O que ocorre na verdade é que poucas usinas possuem essa análise crítica mencionada. Existem atualmente poucas técnicas de predição efetivamente aplicadas ficando a manutenção centrada muitas vezes em procedimentos empíricos. Um trabalho que levante os principais elementos de uma usina, seus modos de falha, que estude a relação entre os diversos subsistemas que constituem um sistema de geração, que faça uma análise dos modos e efeitos de falha nos principais componentes, conforme realizado, é de grande importância para qualquer usina, e esse é a grande contribuição deste trabalho.



## ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1.	Considerações iniciais .....	1
1.2.	Objetivos do trabalho.....	3
1.3.	Desenvolvimento do trabalho .....	4
2	FUNCIONAMENTO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA .....	6
2.1.	Subsistemas de Itaipu .....	7
3	TIPOS DE MANUTENÇÃO.....	13
3.1.	Manutenção corretiva .....	13
3.2.	Manutenção preventiva.....	14
3.3.	Manutenção preditiva .....	15
3.4.	Manutenção produtiva total .....	16
4	DIAGRAMAS FUNCIONAIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA .....	20
5	PRINCIPAIS PROBLEMAS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA .....	28
5.1.	Cavitação.....	28
5.2.	Cavitação em turbinas hidráulicas.....	36
5.3.	Erosão devido à cavitação em turbinas hidráulicas.....	39
5.4.	Envelhecimento das barras do estator .....	41
5.5.	Alinhamento do sistema composto pelo eixo, mancal de escora e mancal guia 45	
5.6	Controle de temperatura do óleo dos mancais de guia e escora do conjunto turbina-gerador.....	53
5.6.	Outros locais onde podem ocorrer falha e o tipo de manutenção que é realizada.....	55

6	ESTUDO DE CASO DE IBERDOLA.....	57
6.1.	Diagnóstico da turbina.....	57
6.2.	Diagnóstico do gerador.....	59
6.3.	Reparo da turbina e do gerador.....	61
7	INTRODUÇÃO À CONFIABILIDADE.....	63
7.1.	Considerações iniciais.....	63
7.2.	Confiabilidade de sistemas.....	68
7.3.	FMEA.....	71
7.4.	Classificação das falhas do sistema.....	72
8	CLASSIFICAÇÃO DAS PRINCIPAIS FALHAS ESPERADAS DE UM HIDROGERADOR.....	75
8.1.	O conjunto gerador.....	77
8.2.	O conjunto turbina.....	81
8.3.	O conjunto mancal de escora.....	86
9	O FMEA DE UMA UNIDADE GERADORA.....	88
10	CONCLUSÕES.....	91
11	BIBLIOGRAFIA.....	92

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1. *Considerações iniciais*

O Brasil é um país que tem sua geração de energia baseada em tecnologia hidrelétrica. Nos últimos anos, o Brasil vem enfrentando uma crise relacionada a esse tema e é baseado nesse contexto que esse trabalho será realizado.

O país encontra-se diante de dificuldades energéticas que representam uma etapa difícil na história do Brasil, ou seja, isso significa que não há energia elétrica suficiente e que toda a energia disponível deve ser usada de maneira inteligente para evitar que “apagões” ocorram novamente.

Antes de detalhar objetivo do trabalho, é importante ressaltar algumas características básicas do sistema de geração de energia hidrelétrica.

A energia hidrelétrica é obtida a partir do aproveitamento da força das águas. Para isso, é necessário construir uma barragem em um rio e acumular água em grande quantidade em um reservatório. A água é conduzida em um túnel e faz girar as turbinas, produzindo eletricidade. Posteriormente a eletricidade é transportada às subestações por meio de linhas de transmissão, chegando aos consumidores por meio de linhas de distribuição.

No Brasil, mais de 90% de toda a energia vem de usinas hidrelétricas e, aproximadamente 18% dessa produção, acaba sendo desperdiçada por mau uso na cidade e no campo.

A crise de energia tem quatro causas importantes que merecem destaque, e serão pouco detalhadas a seguir.

Nos últimos anos, os investimentos em geração no Brasil não acompanharam o crescimento da demanda. A Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), preocupada com o abastecimento de seu mercado, deu prioridade para a ampliação de seu parque de geração sendo, no momento, a única empresa a fazer grandes investimentos em geração. Cerca de 2,3 bilhões de reais estão sendo aplicados, em

parceria com a iniciativa privada, na construção de 8 usinas hidrelétricas e 1 térmica. Também está trabalhando na ampliação e conversão da Usina Térmica de Igarapé, que deixa de operar com óleo para produzir energia a partir de gás natural (fonte: [www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br)).

O Brasil é um país em desenvolvimento e, no último ano, registrou um crescimento de 4,5%, mas o crescimento da capacidade de geração não foi proporcional. Isso significa que o Brasil precisa e gasta cada vez mais energia, mas a produção não cresce no mesmo ritmo, aumentando os riscos de falta de energia.

Além disso, a dependência do Brasil em relação às usinas hidrelétricas é um fator agravante da crise. Hoje, elas respondem por quase a totalidade da energia consumida no país. Vale ressaltar que a energia produzida em um local pode ser transportada a outro local e isso é feito por meio de linhas de transmissão que funcionam como verdadeiras estradas para a eletricidade. No Brasil nem todas as regiões estão interligadas, o que impossibilita um tráfego contínuo entre todas as regiões, como é o caso das regiões Norte e Nordeste, que não estão ligadas às demais. Em relação à Região Sul, o problema é outro. Embora esteja ligada ao sudeste e ao Centro-Oeste, o sistema de transmissão limita o transporte da energia excedente gerada no Sul.

Outro fator importante é, para que seja possível gerar energia nas usinas hidrelétricas é preciso que os reservatórios tenham volume suficiente de água para acionar as turbinas.

Com a falta de investimentos na ampliação do parque gerador, as reservas de água das usinas em operação tem sido utilizadas de forma intensiva, reduzindo os níveis de armazenamento dos reservatórios. Isso aumenta a dependência por índices de chuva mais altos para recompor o volume de água dos reservatórios. Em abril de 2001, já no período chuvoso, os reservatórios deveriam estar cheios, mas o armazenamento médio das represas da Região Sudeste foi de pouco mais de 30%.

Com base nessas informações, ciente da crise energética que o país vive, sabendo-se que importante manter o fornecimento de energia compatível com a

demanda e das restrições do sistema de geração de energia é que o trabalho terá desenvolvimento.

Dentro desse tema, muitas linhas de estudo podem ser seguidas, mas a escolhida pelo aluno foi a de determinação de modos de falha de um sistema de geração de energia (desde o momento em que a água atinge a turbina até o gerador, incluindo toda a parte mecânica envolvida nesse meio) e proposição de métodos de manutenção preventiva, preditiva e corretiva compatíveis com uma usina hidrelétrica procurando sempre minimizar os gastos com a manutenção e maximizar o fornecimento de energia sem que o sistema fique sobrecarregado (dentro de condições razoáveis de operação).

Durante a vida útil dos sistemas, deve ser dada uma atenção especial à manutenção, operação e feedback das informações de campo.

Os dados coletados com as falhas de campo tem valor especial porque eles fornecem estimativas da confiabilidade que incorpora, dentre outros fatores, efeitos de carregamento, ambientais, manutenção imperfeita que são encontrados na prática.

A coleta de dados de falhas de campo é importante por revelar muitas vezes fatores que não são antecipados pelos projetistas. Tal informação deve ser utilizada para melhorar a confiabilidade de sistemas ao revisar-se as práticas operacionais e calendários de manutenção, Lewis (1976).

## ***1.2. Objetivos do trabalho***

No trabalho são estudados os principais subsistemas que compõe o sistema de geração de energia hidrelétrica. No primeiro momento são mostrados esses componentes levantando-se suas principais funções, a seguir, são levantados os principais modos de falha desses componentes e é apresentada toda a teoria que está por trás dos fenômenos que levam o sistema a falhar.

Com tais informações, acrescidas dos conceitos de confiabilidade, técnicas de manutenção (onde é dada uma atenção especial para a manutenção preditiva), são

propostas práticas de manutenção aplicáveis a qualquer hidrelétrica visto que o estudo mais aprofundado de técnicas aplicáveis de manutenção centrada em confiabilidade depende do conhecimento profundo de uma determinada unidade geradora, os aspectos construtivos de cada componente da mesma, bem como de todo seu histórico de falhas e manutenções, o que não é o objetivo do trabalho.

Com todas essas informações, pode ser construído o FMEA de uma unidade de geração, assim, sabendo-se os pontos críticos de monitoração e os subsistemas que possuem falhas críticas, podem ser levantados os principais pontos críticos para projetos futuros de hidrelétricas. Dessa maneira, o projetista que possuir essa documentação pode dedicar mais tempo ao projeto de elementos de elevada criticidade do sistema, sempre visando o mínimo de paradas para manutenção, maximizando assim a geração de energia hidrelétrica.

### ***1.3. Desenvolvimento do trabalho***

O trabalho é iniciado situando o leitor no universo da geração de energia enfatizando a importância do estudo desse tema no Brasil. A seguir, é apresentada uma breve descrição de um sistema de geração de energia hidrelétrica baseado em informações de Itaipu.

A seguir, são introduzidos os principais tipos de manutenção existentes e são desenvolvidas suas principais características, além de conceitos de confiabilidade de vital importância para o plano de manutenção proposto. Essa informação dá as bases necessárias para o trabalho começar a ser efetivamente realizado através da construção dos diagramas funcionais de uma usina hidrelétrica. Assim, é discutido, com mais clareza, como os componentes que estão presentes em todas as usinas deste tipo se relacionam, os mesmos são divididos hierarquicamente e por grupos, de acordo com sua função.

No capítulo seguinte, são levantados os principais modos de falha da unidade geradora e são apresentados os fenômenos que estão por trás dos mesmos. Assim,

nesse ponto, o leitor estará ciente de quais serão os alvos de ataque para possíveis planos de manutenção e projeto, no caso de novas usinas ou repotencialização.

A seguir, é feito um estudo de caso onde são apresentados diversos planos de atuação em uma hidrelétrica trazendo informações que poderiam servir de base para o FMEA. No trabalho, são apresentadas muitas outras técnicas que estão sintetizadas no FMEA localizado na parte final do trabalho.

Após, classificadas as falhas e construídos os planos de manutenção de cada subsistema relevante da unidade geradora, de acordo com teoria vista em capítulos anteriores.

Para fechar o trabalho, no capítulo seguinte é explicado o que é um FMEA, bem como sua importância e é construído o FMEA de um sistema genérico de geração de energia hidrelétrica com base em todos os planos de manutenção construídos anteriormente bem como toda a análise crítica apresentada ao longo do texto. O desfecho é dado pela conclusão e bibliografia utilizada para a construção do trabalho.

## 2 FUNCIONAMENTO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA

Para descrever o funcionamento de uma usina hidrelétrica, foi tomado como exemplo Itaipu, por sua importância no cenário nacional ([www.itaipu.gov.br](http://www.itaipu.gov.br)).

A Usina Hidrelétrica de Itaipu, a maior do mundo em operação, é um empreendimento binacional desenvolvido pelo Brasil e pelo Paraguai no Rio Paraná. A potência instalada da usina é de 12.600 MW (megawatts), com 18 unidades geradoras. Na foto abaixo pode ser vista a barragem do rio Paraná onde se encontra instalada a usina de Itaipu.



*Figura 2-1.: Foto da barragem no Rio Paraná onde se encontra Itaipu*

As 18 unidades geradoras de Itaipu entraram em operação, de acordo com o cronograma, ao ritmo de dois a três por ano, a contar de maio de 1984. A 18ª entrou em operação em 9 de abril de 1991.

A usina superou seus próprios recordes mundiais de produção de energia, por vários anos consecutivos. Em 1999, a usina produziu 90 bilhões de quilowatts-hora (kWh) e em 2000 a produção superou os 93,4 bilhões de kWh, suficiente para garantir o suprimento de 95% da energia elétrica consumida no Paraguai e de 24% de toda a demanda do mercado brasileiro.



Em 2002, Itaipu produziu 82.914 GWh, superando em 4,5% a produção de 2001, ano de geração notadamente baixa em função das reduzidas afluições à usina e do racionamento de energia no sistema interligado brasileiro.

A capacidade instalada da usina será ampliada para 14.000 MW até meados de 2004, quando estarão operando as duas novas unidades geradoras, cujas obras de instalação e fabricação começaram ainda no primeiro semestre de 2001.

A Usina Hidrelétrica de Itaipu está localizada no Rio Paraná, sua localização no trecho de fronteira entre o Brasil e o Paraguai (vide figura 2-2), 14 km ao norte da Ponte da Amizade. A área do projeto se estende desde Foz do Iguaçu, no Brasil, e Ciudad del Este, no Paraguai, ao sul, até Guaira (Brasil) e Salto del Guairá (Paraguai), ao norte.

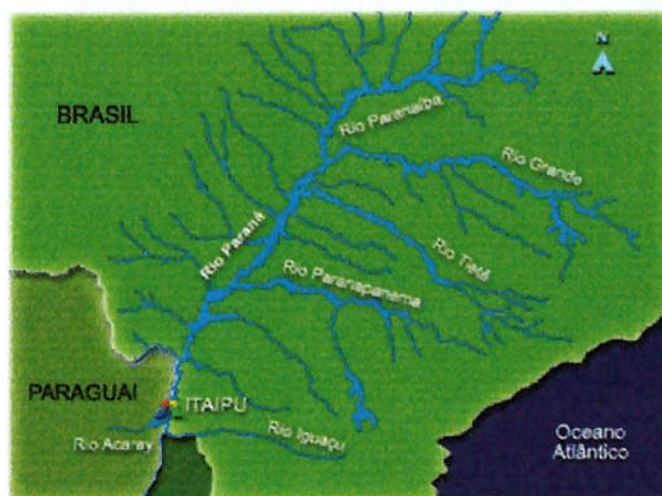
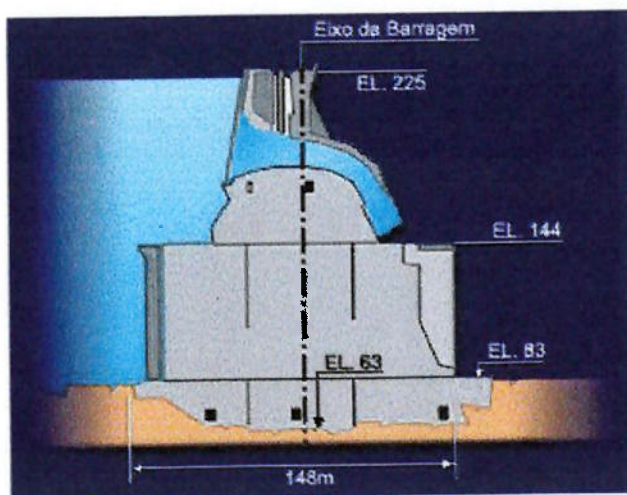


Figura 2-2.: Localização hidrográfica de Itaipu

## 2.1. *Subsistemas de Itaipu*

Aqui serão mostrados alguns dos subsistemas de Itaipu para ilustrar o funcionamento básico de uma usina hidrelétrica.

Dentre eles, são mostrados a seguir a barragem, a tomada de água, o gerador, a turbina e outros equipamentos que se mostram importantes na geração de energia hidrelétrica.



Tipo	Gravidade Aliviada
Comprimento (m)	612
Altura Máxima (m)	196
Quantidade de Blocos	36
Volume de Concreto (m <sup>3</sup> )	4,4 X 10 <sup>6</sup>

Figura 2-3.: A barragem

A barragem, mostrada acima na figura 2-3, é responsável por represar a água de um rio, armazenando assim energia potencial hidráulica que será transformada em energia de movimento na tomada de água, sendo transformada em energia de rotação pela turbina, finalmente, em energia elétrica pelo gerador.

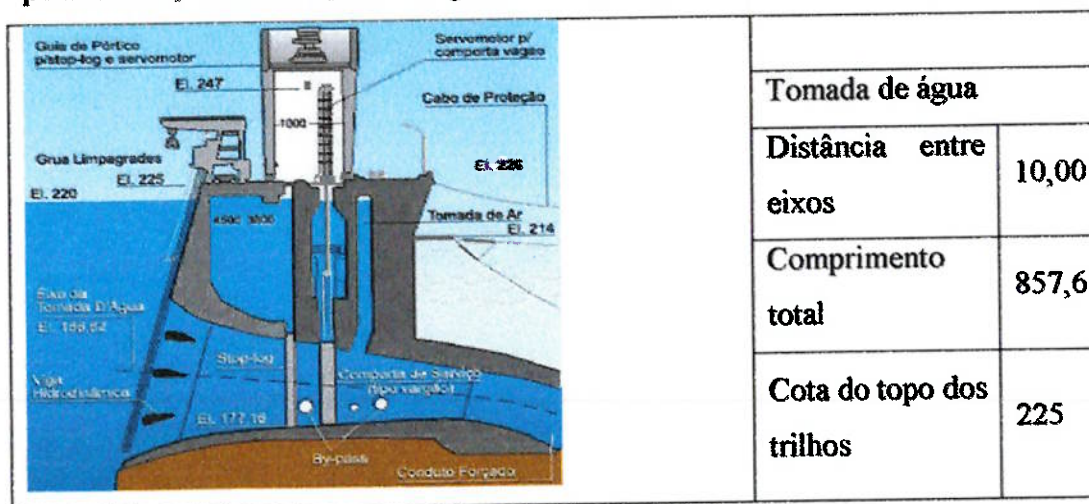
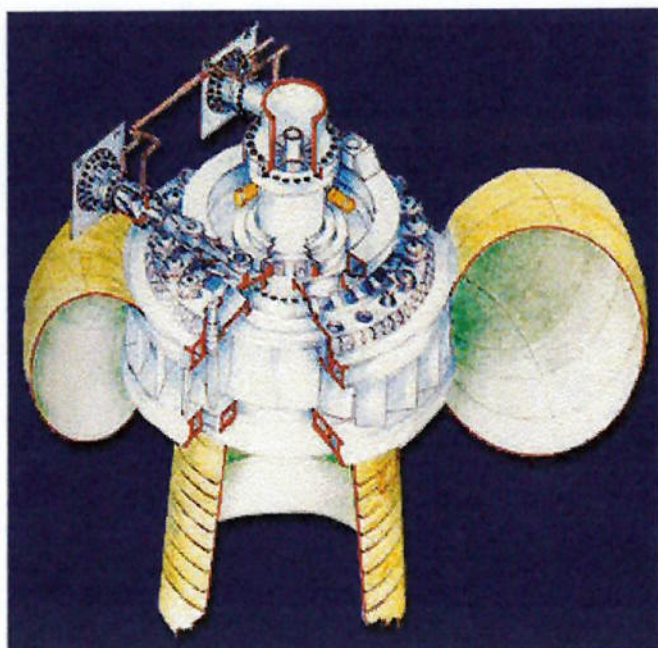


Figura 2-4.: A tomada de água

Integrada à barragem encontra-se a tomada de água, figura 2-4, responsável por receber a água armazenada e conduzi-la até o sistema adutor que por sua vez alimenta as turbinas hidráulicas, cujos sistemas básicos são indicados na figura 2-5.

Além disso, devem ser citadas ainda a casa de força ou casa de máquinas que abriga todo o conjunto gerador (mostrado a seguir na figura 2-6) como também todo

o sistema de controle de operação e de manutenção da usina; o canal de fuga responsável pela condução da água que deixa as turbinas (vide figura 2-5) ao reservatório inferior; vertedouros, que correspondem à parte da barragem cuja função além de represar a água, permite o escoamento, sem passar pelas turbinas, do eventual excedente de líquido controlando assim o nível do reservatório, dentre outros sistemas que fogem ao escopo do trabalho.



Turbina	
Quantidade	18
Tipo	Francis
Potência nominal unitária (MW)	715
Velocidade de projeto - 50 / 60 Hz (rpm)	90,9 / 92,3
Queda líquida de projeto (m)	118,4
Vazão nominal unitária (m <sup>3</sup> /s)	645
Peça indivisível mais pesada - rotor ( t )	296

Figura 2-5.: A turbina



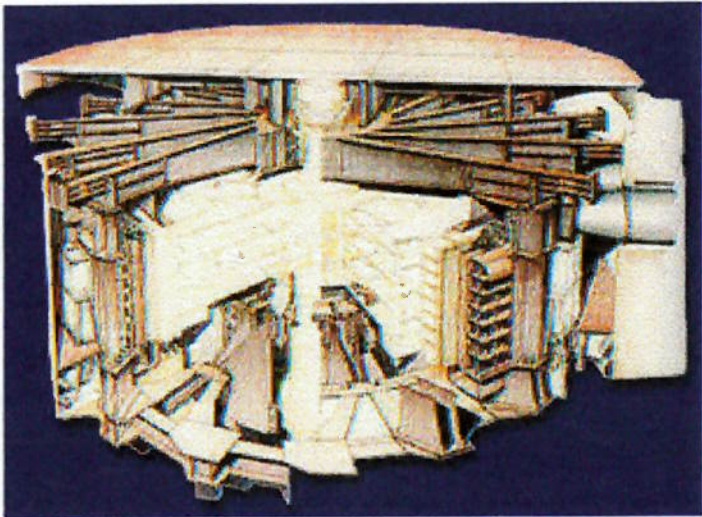
	Gerador	
	Quantidade	18
	Frequência	60 Hz (9 un.) 50 Hz (9 un.)
	Potência nominal	50 / 60 Hz (MVA) 823,6 / 737,0
	Tensão nominal (kV)	18
	Nº de pólos	50 / 60 Hz 66 / 78
	Momento de inércia - GD2 (t.m2)	320.000
	Fator de potência	50 / 60 Hz 0,85 / 0,95
	Peça mais pesada - rotor (t)	1.760

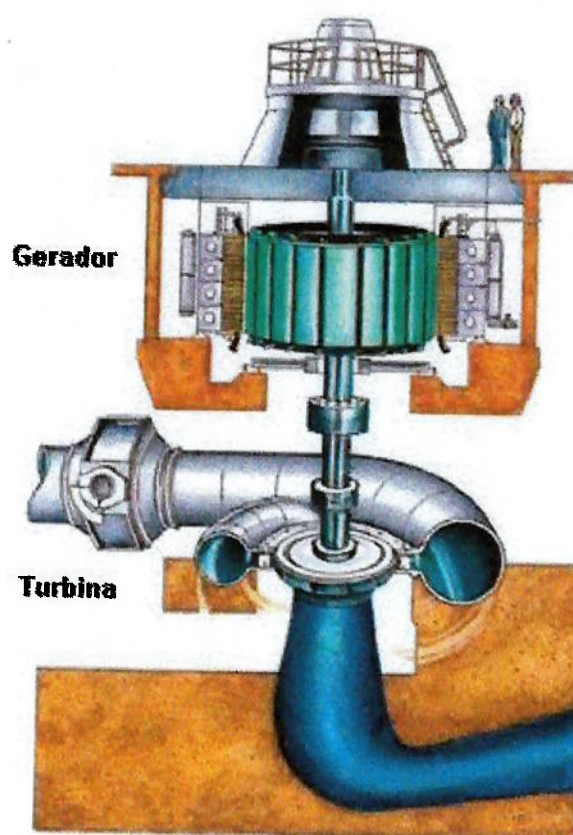
Figura 2-6.: O gerador

A figura a seguir, então numerada 2-7, mostra de uma maneira mais clara como estão interligados os componentes mecânicos envolvidos na transformação da energia da água em energia mecânica na turbina seguido da transformação dessa energia em energia elétrica pelo gerador.

Nota-se que antes da água atingir a turbina, ela passa por um elemento chamado “caixa espiral” responsável pela entrega da água às pás da turbina. Antes de atingir as pás da turbina, a água passa também por elementos como o pré-distribuidor e as palhetas diretrizes cuja orientação permite variar a vazão através da turbina, sendo esse um dispositivo de controle a ser estudado com mais cautela na segunda



A título de curiosidade, a figura 2-8 mostra qual a grandeza dos sistemas quando se fala em Itaipu. Veja o tamanho dos elementos gerador, eixo, turbina, caixa espiral e outros quando comparados às pessoas localizadas logo acima do gerador.



*Figura 2-8.: Desenho esquemático do conjunto turbina e gerador*

### 3 TIPOS DE MANUTENÇÃO

Antes de continuar o processo de detalhamento do sistema de energia hidrelétrica é importante definir o que é manutenção, quais os tipos de manutenção existentes atualmente e como são aplicados.

A manutenção é utilizada em todo tipo de empresa para evitar possíveis falhas e quebras - em máquinas e instalações, entre outros. Ela é importante para dar confiabilidade aos equipamentos, melhorar a qualidade e até para diminuir desperdícios.

Há vários tipos de manutenção que podem ser empregados, como por exemplo a manutenção planejada e a preventiva, abaixo estão listados e explicitados os principais tipos de manutenção.

#### 3.1. *Manutenção corretiva*

Como o próprio nome diz, este tipo de manutenção significa deixar o equipamento trabalhar até quebrar (ou falhar) e depois corrigir o problema.

Este tipo de manutenção não é necessariamente uma manutenção de emergência pois entra em ação quando há quebra, ou quando o equipamento começa a operar com desempenho deficiente.

Em linhas gerais, a Manutenção Corretiva significa restaurar ou corrigir o funcionamento da máquina, porém é preciso estar atento pois uma quebra inesperada pode gerar altos custos para a empresa. Além do reparo, a interrupção no processo de fabricação pode significar atraso nas entregas e até perdas de clientes.

Pode-se ainda diferenciar dois tipos de manutenção dentro do grupo de manutenção corretiva que são eles: a manutenção corretiva não planejada e a manutenção corretiva planejada.

A primeira delas, como não é planejada, geralmente implica em altos custos, pois a quebra inesperada pode gerar perdas de produção e de qualidade do produto. A segunda ocorre quando percebemos que o equipamento não está trabalhando como

deveria. Ela é mais barata, rápida e mais segura que a manutenção corretiva não planejada.

Mesmo quando é decidido que um equipamento deve funcionar até quebrar, essa pode ser uma decisão planejada. Assim, a manutenção pode ser preparada. A empresa pode, por exemplo, fazer a aquisição de peças para substituição.

### 3.2. *Manutenção preventiva*

Esse tipo de manutenção é realizado com a intenção de reduzir ou evitar a quebra (ou a queda) do desempenho do equipamento. Para isso utiliza-se de um plano antecipado com intervalos de tempo definidos onde se realizam cuidados a fim de evitar quebras ou falhas.

Esse tipo de manutenção é utilizado quando não for possível fazer a manutenção preditiva (que será explicada a seguir), se houver riscos de agressão ao meio ambiente, em equipamentos fundamentais, em sistemas complexos ou de operação contínua, quando o equipamento possui aspectos relacionados com a segurança pessoal ou da instalação.

Segue na tabela 3-1, uma planilha modelo com um exemplo de um plano de manutenção preventiva, mostrando as atividades a serem executadas de manutenção preventiva, bem como os responsáveis pela sua execução.

*Tabela 3-1.: Exemplo de plano de manutenção*

<b>Equipamento</b>	<b>O que fazer</b>	<b>Quem</b>
<b><i>Manutenção Diária</i></b>		
Máquina	Limpe com ar comprimido de baixa vazão	Operador
Lubrificante	Verifique o nível do óleo	Operador
<b><i>Manutenção Semanal</i></b>		
Guia dos Carros	Limpe com ar comprimido	Operador
Correntes de arraste	Limpe com ar comprimido	Operador



<b>Manutenção Mensal</b>		
Máquina	Verifique se os conjuntos estão fixados	Mecânico
Feltros de Limpeza	Verifique os feltros das roldanas de deslizamento	Mecânico
Guia dos Carros	Limpe e lubrifique	Mecânico
Correntes de arraste	Limpe, lubrifique e verifique a tensão	Mecânico

### **3.3. Manutenção preditiva**

A manutenção preditiva é aquela que visa realizar ajustes no maquinário ou no equipamento apenas quando eles precisarem, porém, sem deixá-los quebrar ou falhar. Com um acompanhamento direto e constante é possível prever falhas, saber quando será necessário fazer uma intervenção e, claro, entrar em ação.

A manutenção preditiva pode ser feita apenas em equipamentos que permitem a existência de acompanhamento, como por exemplo, em eixos. Neste caso, a instalação de acelerômetros em locais apropriados permite um monitoramento da vibração do eixo, dessa maneira, a detecção de elevados níveis de vibração podem indicar problemas relacionados ao balanceamento, problemas de mancais, entre outros. Esse monitoramento permite que a manutenção do eixo seja feita antes que o mesmo apresente problemas sérios (caso da manutenção corretiva), ou que seja feita a manutenção do mesmo em tempos determinados (caso da manutenção preventiva). Por isso, muitos profissionais que trabalham diretamente com manutenção chegam até a tratar a manutenção preditiva, como sendo uma manutenção planejada.

Esse tipo de manutenção relata as condições do equipamento e mostra quando a intervenção é necessária através da interpretação de um gráfico temporal, que relaciona o desempenho da máquina com algum parâmetro monitorado, resultando em redução do desempenho desejado, conforme mostrado na figura 3-1. Pode-se interpretar essa prática como sendo uma manutenção corretiva planejada.

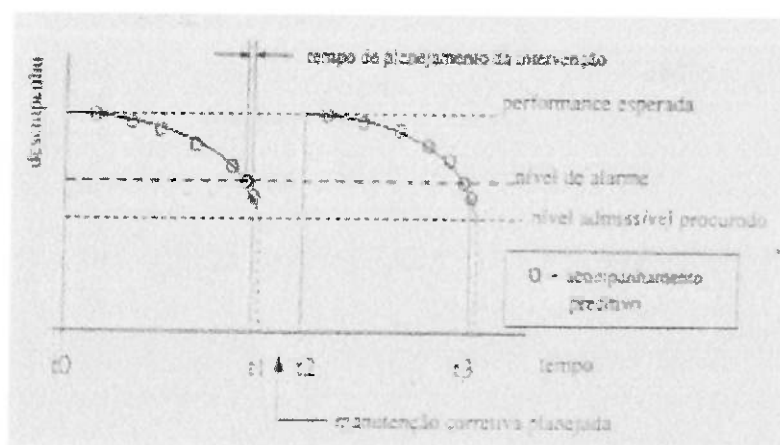


Figura 3-1.: Desempenho x tempo para a manutenção preditiva

Existem algumas condições para a implantação da manutenção preditiva: o equipamento deve permitir monitoramento; deve inclusive merecer monitoramento devido aos custos envolvidos; as causas das falhas ou quebras devem ser monitoradas e ter sua evolução acompanhada; deve existir um programa de acompanhamento, análise e diagnóstico. Com um acompanhamento direto e constante é possível prever falhas e saber quando será necessário fazer uma intervenção.

### 3.4. *Manutenção produtiva total*

Existe ainda um quarto tipo de manutenção chamada de manutenção produtiva total (TPM) que é realizada por todos os empregados por meio de atividades de pequenos grupos, e que visam o controle completo dos equipamentos.

No Japão, terra onde surgiu o TPM, a manutenção é encarada como uma extensão natural da organização fabril. Ela é uma evolução da manutenção corretiva para manutenção preventiva.

A TPM tem como base alguns princípios de trabalho em equipe e autonomia, bem como uma abordagem de melhoria contínua para prevenir quebras. Nessa filosofia, a manutenção é enxergada como um assunto de toda a empresa, para o qual todas as pessoas podem contribuir de alguma forma.

Segue na tabela 3-2 um exemplo do planejamento da execução do TPM.



Tabela 3-2.: Exemplo de TPM

<b>EXEMPLO DE TPM</b>		
	<b>Pessoal de Manutenção</b>	<b>Pessoal de Operação</b>
<b>Papel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ações preventivas</li> <li>• manutenção corretiva</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• domínio e cuidado com o equipamento</li> </ul>
<b>Responsabilidade</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• planejar a prática</li> <li>• avaliar a prática</li> <li>• solução de problemas</li> <li>• treinar os operadores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• operação correta</li> <li>• manutenção preventiva de rotina</li> <li>• manutenção preditiva de rotina</li> <li>• detecção dos problemas</li> </ul>

Na maioria das empresas com um controle razoável de manutenção planeja-se incluindo certo nível de manutenção preventiva regular, o que resulta numa probabilidade razoavelmente baixa de falhar. Na maior parte das vezes, quanto mais freqüentemente elas acontecem, menor a chance de ocorrerem quebras ou falhas nos equipamentos. O equilíbrio entre manutenção preventiva e corretiva é estabelecido para minimizar o custo total das paradas.

A manutenção preventiva pouco freqüente custa pouco para ser realizada, mas resultará em uma alta probabilidade de manutenção corretiva. O inverso também ocorre. A manutenção preventiva muito freqüente será dispendiosa de realizar, mas reduzirá os custos necessários para providenciar manutenção corretiva.

A TPM apresenta algumas metas, dentre elas: melhorar a eficácia dos equipamentos; realização de manutenção autônoma, ou seja, permitir que o pessoal que opera os equipamentos e máquinas assumam a responsabilidade por algumas das tarefas de manutenção; planejar a manutenção; treinamento do pessoal; conseguir gerir os equipamentos.

As figuras a seguir mostram dados de caráter ilustrativo dos tipos de manutenção aplicados. A figura 3-2 mostra, qualitativamente, o aumento dos resultados em função dos tipos de manutenção aplicados.

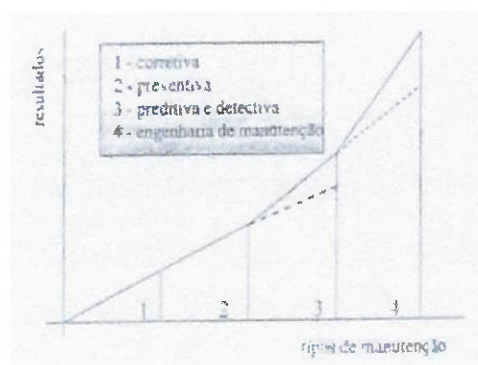


Figura 3-2.: Resultados em função do tipo de manutenção aplicado

A tabela 3-3 mostra dados dos custos de manutenção por HP (horse power) por ano. Dessa maneira, em função da receita proporcionada pela máquina, pode-se saber qual o tipo de manutenção mais apropriado para cada caso, sempre visando maximizar o lucro da empresa.

Tabela 3-3.: Custos dos tipos de manutenção

Tipo de Manutenção	Custo US\$/HP/ano
Corretiva Não Planejada	17 a 18
Preventiva	12 a 13
Preditiva e Monitoramento de Condição/Corretiva Planejada	7 a 9

Obs.: HP (Horse Power) é a potência instalada.

A figura 3-4 ([www.abraman.org.br](http://www.abraman.org.br)) mostra o custo de manutenção em função do PIB para os diversos ramos de empresas existentes. A figura mostra que a manutenção deve ser aplicada conforme o faturamento da empresa e a criticidade do sistema em questão.



**Figura 3-4.: Custo da manutenção pelo faturamento**

## 4 DIAGRAMAS FUNCIONAIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA

O passo que segue após a introdução do problema da geração de energia no Brasil, de fornecidos os dados sobre o funcionamento de uma usina hidrelétrica e conceitos sobre os tipos de manutenção existentes, a proposta do trabalho agora é analisar os sistemas de uma usina hidrelétrica de uma maneira mais crítica e aplicar os conceitos anteriormente citados com a finalidade de propor um aumento da disponibilidade através das praticas de manutenção.

O caminho escolhido para fazer essa análise crítica é propor práticas de manutenção que favoreçam esse aumento da disponibilidade é através da análise da usina hidrelétrica através de seus diagramas funcionais.

Com os diagramas funcionais é possível estabelecer uma hierarquia entre os sistemas que compõe uma usina hidrelétrica. Com os sistemas organizados hierarquicamente, é possível focar o trabalho em um determinado ponto (no caso a casa de máquinas, mais especificamente os sistemas ligados ao gerador e a turbina) e analisar a influência que a quebra de um pequeno subsistema pode gerar para todo o sistema de geração de energia elétrica.

Dessa maneira será construído agora o diagrama funcional mais genérico possível de um sistema de geração de energia indicado na figura 4-1.

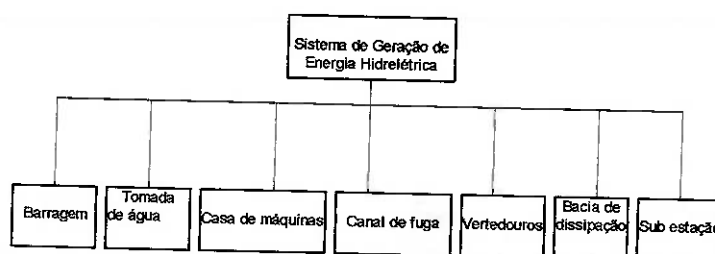


Figura 4-1.: Sistema de geração de energia hidrelétrica

De uma maneira bem grosseira, o sistema de geração de energia hidrelétrica pode ser dividido em subsistemas como a barragem, responsável pelo armazenamento da energia da água; uma tomada de água, responsável pela condução da água à casa de máquinas; a casa de máquinas, onde acontece a transformação da energia armazenada na água em energia elétrica; um canal de fuga, que conduz ao reservatório inferior a água que deixa as turbinas; vertedouros, responsáveis pelo escoamento do eventual excedente de líquido regulando o nível do reservatório; uma bacia de dissipação, sistema subsequente aos vertedouros que deve dissipar a energia contida na água que não foi aproveitada pelas turbinas e que pode superar a energia correspondente à potência instalada; sub estação, que recebe a energia dos transformadores elétricos, eleva a tensão elétrica e alimenta a linha de transmissão.

Esse diagrama mostra que problemas sérios relacionados a qualquer dos subsistemas listados acima pode comprometer diretamente o fornecimento de energia elétrica ou comprometer a segurança do sistema (caso dos vertedouros em cheia do rio e da bacia de dissipação).

Como dito anteriormente, o estudo será focado na casa de máquinas (ver figura 4-2).

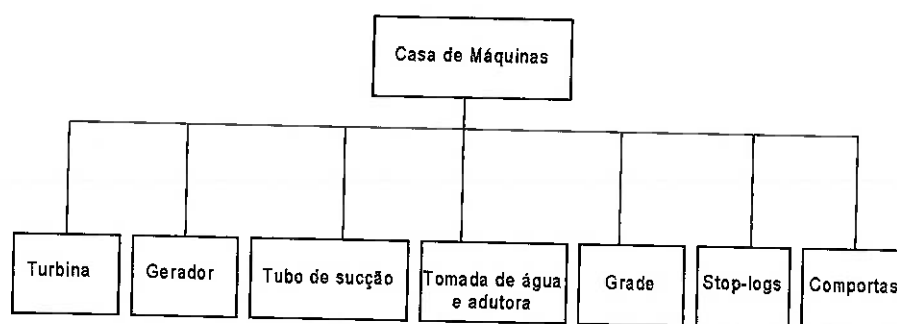


Figura 4-2.: Casa de máquinas

A casa de máquinas, responsável pela transformação da energia da água em energia elétrica possui os seguinte sub sistemas que merecem destaque: as turbinas,



os geradores, tubos de sucção, tomada de água e adutora, grades, stop-logs, comportas, tal como indicado no diagrama funcional da figura 4-2.

Nota-se que a casa de máquinas possui conjuntos de turbina, gerador, etc. Nesse caso, a quebra de uma turbina não acarreta na parada completa do sistema de geração de energia. Nesse momento percebe-se com mais clareza a importância do diagrama funcional organizado de maneira hierárquica. A quebra de uma turbina não pode ser comparada, por exemplo, a problemas estruturais sérios da barragem. O primeiro pode ser contornado com o funcionamento dos demais conjuntos, o segundo compromete totalmente o sistema de geração de energia.

A turbina é responsável pela transformação da energia armazenada na água e transformá-la em energia de rotação. O gerador, por sua vez, é responsável pela transformação dessa energia de rotação em energia elétrica propriamente dita. O tubo de sucção conduz a água do rotor hidráulico até o reservatório inferior, a tomada de água e adutora são responsáveis pela condução da água para a turbina, as grades são responsáveis por impedir a entrada de sólidos de grande porte na adutora, os stop-logs são comportas para o bloqueio da adutora de modo que um único conjunto supere todas as adutoras sendo usado apenas em casos de paradas longas das máquinas, e as comportas são úteis para fazer o bloqueio da adutora e da saída do tubo de sucção.

Dentro da casa de máquinas, diversos sistemas podem comprometer o andamento da geração de energia, assim, o estudo será centrado na turbina, gerador e sistemas a eles associados. Ver os diagramas das figuras 4-3 e 4-4.

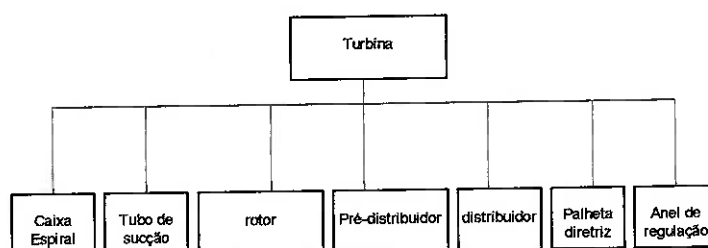


Figura 4-3.: Turbina

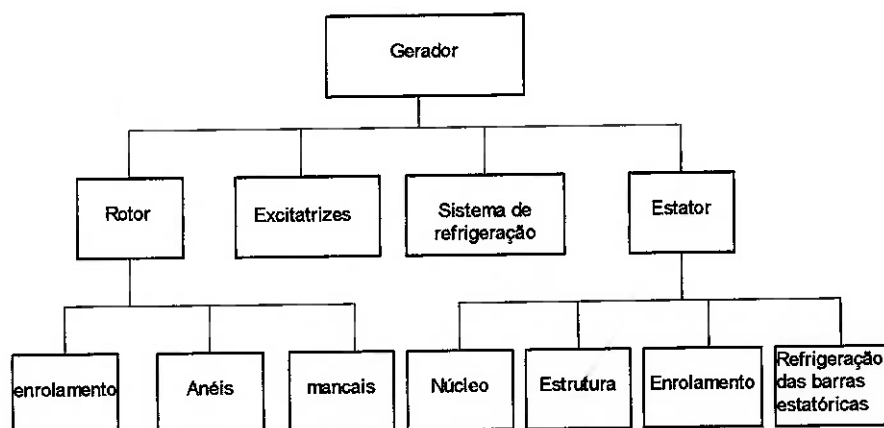


Figura 4-4.: O gerador

O sistema acima nomeado turbina pode ser dividido nos seguintes subsistemas: *rotor*, elemento rotativo fixado ao eixo, constituído por um certo número de pás de curvatura adequada, fixadas ao cubo e à cinta (caso turbina Francis, mesmo de Itaipu); *caixa espiral*, elemento que recebe o fluxo de água do sistema adutor e o dirige para o rotor da turbina e cujas seções transversais diminuem progressivamente no sentido do fluxo; *pré-distribuidor*, conjunto constituído de palhetas fixas e de anéis superior e inferior, localizado entre a caixa espiral e o distribuidor, com a finalidade estrutural e de pré-orientação do escoamento para o rotor; *distribuidor*, elemento da turbina no qual é realizada a conversão de energia de pressão da água em energia cinética, orientação do fluxo e controle da vazão para o rotor; *palheta diretriz*, elemento do distribuidor de perfil hidrodinâmico variável pelo mecanismo das palhetas diretrizes, cuja orientação permite variar a vazão através da turbina; *anel de regulação*, elemento que recebe o comando do servo motor e o transmite ao mecanismo do distribuidor; *tubo de sucção*, que transforma a energia remanescente da água ao deixar o rotor em energia de pressão e a conduz desde a saída do rotor até o canal de fuga ou início de uma nova estrutura hidráulica.

O gerador, por sua vez, apresenta um *rotor*, que deve suportar a excitação do enrolamento, fornecer um caminho de baixa relutância para o fluxo magnético, e transferir o torque desejado da turbina para a reação eletromagnética do air gap. O aço é o único material que atende economicamente a esses requisitos. A elevada

velocidade angular faz com que ocorram altas forças centrífugas, fazendo com que um aço de alta resistência seja utilizado. Os constituintes da liga do rotor são normalmente níquel, cromo, magnésio, molibdênio, carbono, silicone, vanádio.

A forma e o tamanho dos slots dos enrolamentos são determinados por processos de otimização elevando em consideração o fato de que os enrolamentos devem ser robustos o suficiente para suportar tensões de flexão, carregamento estável e variável, passagem apropriada para o fluxo de gás refrigerante, o fluxo magnético no rotor é unidirecional e constante, isso quer dizer que não há perda devido a histerese magnética ou correntes de eddy, deve haver uma margem de segurança entre a tensão máxima no dente na velocidade máxima de funcionamento e a tensão limite do aço.

O estator deve suportar o enrolamento de saída, fornecer uma baixa relutância ao longo do caminho do fluxo magnético e suportar o torque produzido em uma carga desejada.

O núcleo do estator fornece caminhos para o fluxo magnético de um pólo do rotor em torno do lado externo do enrolamento do estator e de volta pra dentro do outro pólo. Ao girar, o rotor carrega consigo uma distribuição de fluxo, ou seja, todos os pontos do estator experimentam uma densidade de fluxo variando de 50 ou 60Hz, dependendo de qual é o mercado da usina. Isso provoca uma voltagem elevada axialmente no núcleo sólido e, para prevenir altas correntes circulantes e suas respectivas perdas, o núcleo é feito de chapas finas de aço com material isolante.

Core frame (ou estrutura do núcleo) é projetado para ser tão leve e consistente para atender as funções do núcleo. A montagem do core consistem em discos de aço não magnético separados por dedos não magnéticos para suportar os dentes.

Os enrolamentos do estator devem ser capazes de suportar a corrente desejada sem exceder as temperaturas especificadas e ser capaz ainda de suportar a voltagem induzida nele.

Dentre os principais tipos de refrigeração do gerador, pode-se citar o sistema de refrigeração com hidrogênio, que possibilita altas taxas de trocas de calor em comparação com outros gases nas mesmas condições, porém, este impõe uma

vedação e condições de controle. Um fato importante é que o hidrogênio é explosivo em concentrações que variam de 4 a 76% o que pode trazer problemas se houver vazamento.

Outra técnica utilizada é o contato direto dos enrolamentos dos condutores com água. Para isso, alguns critérios devem ser observados: a condutividade da água deve ser muito baixa para prevenir o fluxo de corrente; os meios de transferir a água pra dentro dos condutores deve garantir que o material isolante não seja facilmente degradado; a temperatura da água no circuito deve ser baixa o suficiente para garantir uma margem abaixo do ponto de vaporização da mesma.

Quando os primeiros geradores AC foram introduzidos, uma escolha natural para o fornecimento de sistemas de campo foi uma excitariz DC. Esse comutador de corrente contínua não foi somente utilizado como excitariz principal e piloto, mas mais tarde também utilizadas como amplificador de controle, conhecido como amplificador rotativo.

Excitatriz de engrenagens foi introduzida para estender a aplicação dessas máquinas, contudo, aumentando a demanda por correntes de excitação mais elevadas através dos avanços da tecnologia de semicondutores trouxeram a introdução da excitatriz AC retificada. Essa serviu tanto retificadores de diodo semicondutores estáticos ou sistemas brushless que carregam o retificador de diodo no eixo.

No caso da Usina de Euclides da Cunha (material gentilmente cedido pela AES Tietê), a função do sistema de excitação é: primeiramente antes da partida da máquina a alimentação dos painéis do Regulador de Tensão e excitação são alimentados pela tensão de 220VCA e 220VCC através dos painéis para iniciar a excitação e após a partida da máquina ao atingir aproximadamente 70% da rotação liga-se automaticamente o disjuntor de campo e se inicia a excitação transferindo de tensão gerada pelo gerador recebe através de um transformador de potencial (TP) 13,8/380V, instalados na saída dos barramentos e excita automaticamente até 12,5KV o rotor do gerador principal.

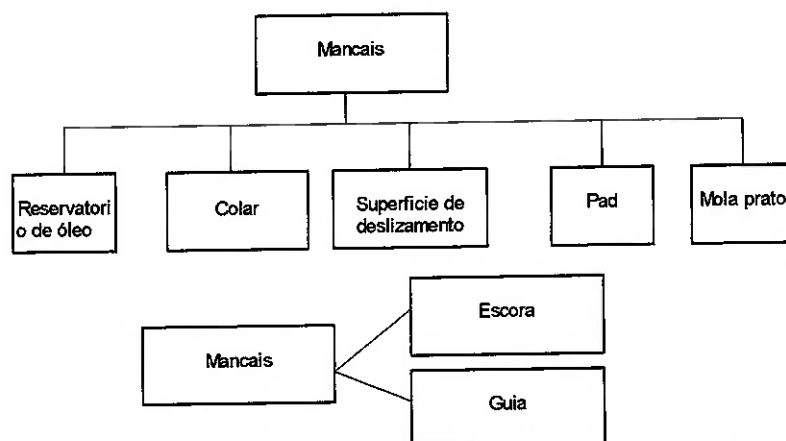


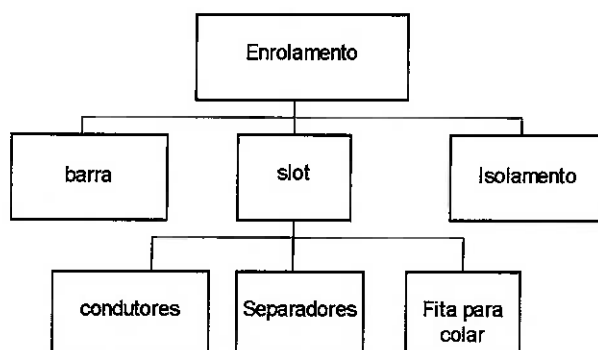
Figura 4-5.: Os mancais

Mais um diagrama funcional de suma importância para o trabalho é o centrado nos mancais (ver figura 4-5 acima). Os mancais são responsáveis pela sustentação de todo o peso do sistema gerador e turbina. Assim, sua monitoração bem como de seus componentes como a pista, a pressão do óleo, a qualidade do óleo que entra no sistema, dentre outras coisas, são fundamentais para o bom funcionamento do sistema de geração de energia hidrelétrica.

Um dos principais problemas encontrados nos mancais, além dos problemas de lubrificação e qualidade do óleo, é o alinhamento que esses precisam apresentar para que o eixo gire da maneira mais suave possível. Desalinhamento acarreta em uso inadequado do sistema, reduzindo sua vida e comprometendo toda a casa de máquinas.

É de vital importância fazer um detalhamento melhor do enrolamento do estator conforme mostrado na figura 4-6.

O enrolamento está disposto em slots, cada slot possui as barras estatóricas cujo isolamento será alvo de uma discussão mais aprofundada no capítulo seguinte, pois a degradação desse isolamento provoca não somente a parada do sistema gerador de energia hidrelétrica, mas também consequências graves, pois a perda do isolamento causa uma descarga elétrica capaz de queimar todo o gerador.



*Figura 4-6: O enrolamento do estator*

As barras são compostas por condutores, separadores e uma fita cuja função é fazer a liga entre os condutores devidamente isolados.

Maiores detalhes sobre as falhas no gerador e na turbina serão dados no capítulo a seguir.

## 5 PRINCIPAIS PROBLEMAS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA

Uma vez situado o campo de estudo, o objetivo do trabalho agora é tentar encontrar os principais problemas que comprometem o sistema de geração de energia hidrelétrica dentro da casa de máquinas, mais especificamente nos sistemas que compõe o conjunto do gerador e da turbina.

### 5.1. *Cavitação*

A referência sobre cavitação apresentada por Lauria (2002) fornece informação sobre o fenômeno da cavitação de uma maneira generalista, ou seja, para todo e qualquer sistema hidráulico e não para turbinas especificamente. Essa referência está apresentada de forma resumida no que segue:

A cavitação é basicamente entendida como um fenômeno de ocorrência limitada a líquidos que traz graves consequências tanto para o escoamento em si para as regiões sólidas ao seu redor. Ela caracteriza-se pela formação de uma fase de vapor líquido em regiões submetidas a pressões reduzidas, mantida a temperatura do meio constante.

Esse fenômeno difere da ebulição apenas pelo fato de um processo ser conseqüente à elevação de temperatura, mantida a pressão constante (ebulição); e o outro ser conseqüente à redução de pressão, mantida a temperatura constante.

Máquinas e instalações hidráulicas estão sujeitas à cavitação em regiões de baixa pressão, tais como faces de sucção de máquinas, entrada de bombas e saída de turbinas, condutos de sucção de bombas ou tubos de sucção de turbinas, face de jusante de válvulas, ou quaisquer regiões do escoamento líquido onde se podem ter pressões próximas daquela de vaporização.

A figura 5-1 mostra as condições de cavitação e ebulição num diagrama de fase  $p - T$





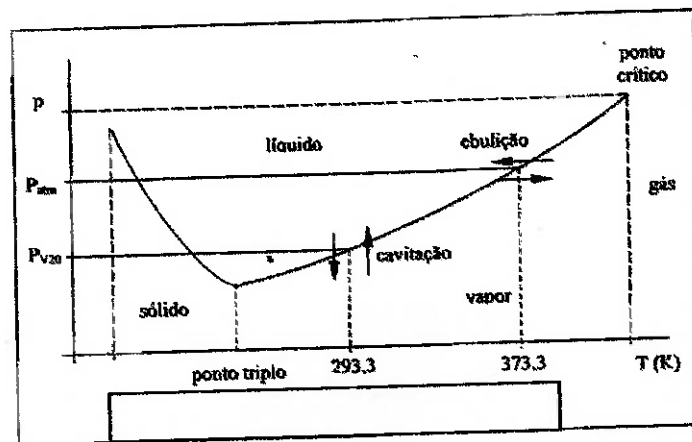


Figura 5-1.: Diagrama de fase para a água

A ocorrência de cavitação está condicionada à presença de núcleos livres de gás no meio fluido e que participam como indutores da vaporização em regiões submetidas às pressões de vapor do líquido. A cavitação irá apenas ocorrer se estes núcleos tornarem-se instáveis e crescerem quando submetidos a uma redução de pressão.

Quando são formadas micro-bolhas nas regiões de baixa pressão do escoamento e estas atingem campos de pressão mais elevados, ocorre a implosão das mesmas. Como consequência dessa implosão desenvolve-se um micro-jato que, incidindo sobre superfícies sólidas, erode-as.

A figura abaixo mostra as condições de equilíbrio estático de uma bolha em função do raio que a mesma desenvolve ao longo de sua vida.

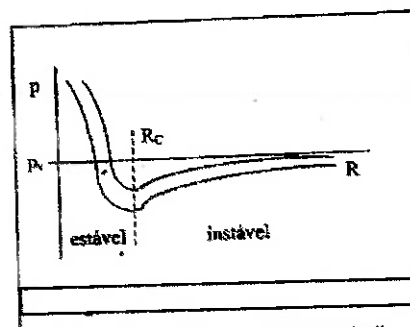


Figura 5-2.: equilíbrio estático da bolha

Da figura observa-se que a pressão adjacente à bolha apresenta um valor mínimo inferior à pressão de vapor do líquido. Enquanto a pressão ambiente for

superior a este mínimo e o raio inicial inferior ao raio associado a esta pressão, o núcleo permanece estável, tendendo a um raio de equilíbrio menor que o raio crítico  $R_c$ . Se a pressão ambiente atingir valores inferiores ao mínimo, a bolha perde a estabilidade dimensional, crescendo até a explosão.

A pressão limite da estabilidade é função do volume de gás dentro da bolha. Quanto menor seu conteúdo menor será a pressão crítica e, assim, menor a possibilidade de ocorrer cavitação. Desta forma conclui-se que a vaporização torna-se impossível de ocorrer em líquidos puros, isentos de núcleos gasosos.

A cavitação é sempre prejudicial ao escoamento. Sua ocorrência deteriora o escoamento local e induz a comportamentos e ruídos característicos que são utilizados para sua identificação.

Pode-se perceber a erosão de partes sólidas somente após longo período de ataque devido às reduzidas dimensões dos micro-jatos e, com isso, aos reduzidos esforços por ele induzidos.

Alguns indícios da ocorrência da cavitação são:

*Ruído típico:* a cavitação, caracterizada por frequências de formação e colapso de bolhas na faixa audível, leva à sensação de estar acontecendo um esfregar de areia contra as paredes. Isso pode ser usado para identificar escoamentos cavitantes, mas, em muitos casos, é difícil identificar esse ruído dentre muitos outros que ocorrem em instalações. Além disso, ao início da cavitação, as frequências situam-se fora da faixa sensível ao ouvido humano.

*Queda de desempenho:* ocorre uma alteração para pior das condições de desempenho das máquinas e instalações devido ao bloqueio parcial do escoamento líquido pelas bolhas formadas. Isso pode ser visto com a redução da altura manométrica total, devido ao aumento do coeficiente de sustentação do perfil, conseqüente à mudança de forma e do descolamento do fluxo. Essa redução pode ser detectada sob cavitação plena, utilizando-se o parâmetro NPSH como padrão de referência. A redução de altura manométrica total e de vazão de uma máquina, como resultado de cavitação, conduz a queda de rendimento. O descolamento do escoamento, assim como a instabilidade de alta frequência, que caracteriza a nuvem

de cavitação, induzem a uma operação instável da máquina. Esta instabilidade pode ser percebida com as vibrações das partes girantes.

*Bloqueio da vazão em válvulas:* elevadas velocidades locais devido a uma redução da área de escoamento e pequena redução de vazão, induzem a baixas pressões e o bloqueio do escoamento por parte da nuvem de cavitação. Normalmente isso ocorre devido à má seleção da válvula.

Identificado o caráter nefasto da cavitação, deve-se lançar mão de procedimentos que permitam eliminá-la ou reduzir seus efeitos, tais como:

*Aumento da pressão estática local:* procedimento simples onde uma pressão local mais elevada irá contribuir para uma eliminação da cavitação. Apesar de simples, deve-se notar que para tal procedimento é necessária uma alteração na instalação, o que muitas vezes é impossível.

*Alteração na forma dos perfis:* esse procedimento conduz a uma mudança de comportamento do escoamento ao seu redor e com isso o campo de velocidades e de pressões. O objetivo de tal procedimento é o de obter campos de velocidade com menor intensidade e, assim, campos de pressões mais elevadas. Devido à impossibilidade de previsão teórica do desempenho dos perfis, tal medida pode apenas ser tomada após confecção dos mesmos; o que encarece muito o projeto.

*Escolha de material resistente:* este procedimento desconsidera as condições de escoamento, concentrando-se apenas na seleção do material mais resistente à sua ação. Com isso a incidência de cavitação se mantém, com os intervalos de manutenção mais espaçados devido à resistência do material selecionado. Ligas de aço inoxidável (Cr-Ni) são as mais indicadas para tal serviço.

*Supercavitação:* perfis supercavitantes induzem a ocorrência de cavitação desde o seu bordo de ataque. Estes perfis não apresentam quaisquer características hidrodinâmicas, revelando formas retilíneas comuns. Nestas condições a nuvem de micro-bolhas desenvolve-se longe da superfície sólida de tal forma que a implosão dessas não incide sobre a superfície. Perfis supercavitantes impõem elevada dissipação ao escoamento fluido devido às suas características não hidrodinâmicas,

não sendo aplicados em máquinas de fluxo. Ver abaixo as nuvens de micro-bolhas formadas devido ao escoamento sobre perfis hidrodinâmicos e supercavitantes.

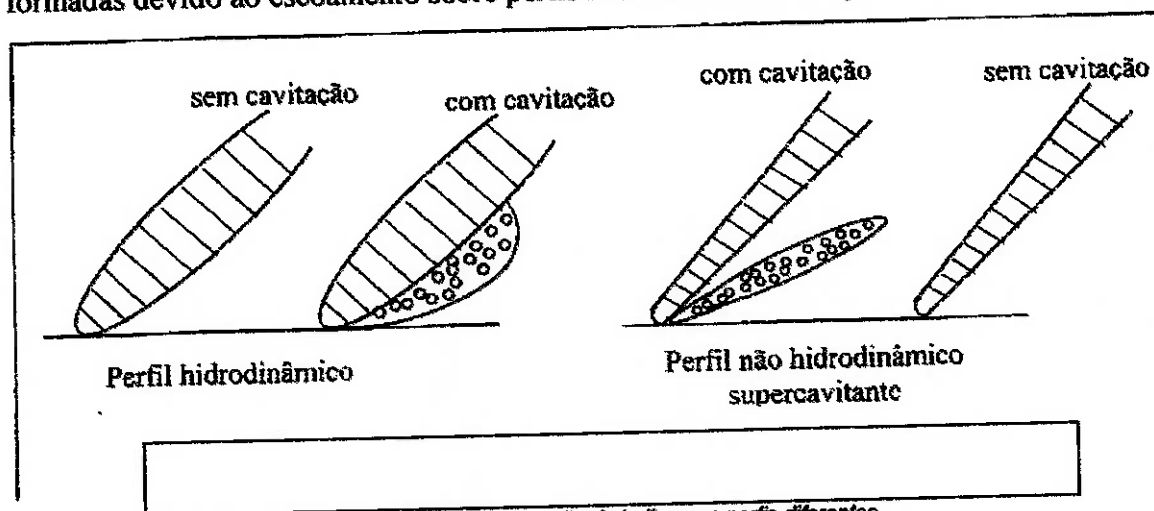


Figura 5-3.: Esquema de formação de bolhas em perfis diferentes

*Injeção de ar comprimido:* esta medida é tomada especificamente para atenuar os efeitos da cavitação e da formação de vórtices à entrada de tubos de sucção de turbinas. Este procedimento impõe um aumento localizado de pressão, enquanto o colchão de ar injetado pode auxiliar na proteção da superfície sólida contra ataque erosivo.

A identificação da sensibilidade à cavitação de máquinas e instalações é determinada por parâmetros numéricos apoiados em expressões empíricas, como por exemplo o coeficiente de Thoma ( $\sigma$ ) e o parâmetro NPSH (Net positive suction Head) que tem sua aplicação limitada às bombas hidráulicas.

O NPSH foi definido no início do século, mantendo-se inclusive como referência universal. O NPSH corresponde à carga absoluta (positiva) líquida tomada na face de sucção de uma máquina, onde a palavra líquida indica ser o valor do NPSH igual à carga absoluta na face de sucção referida a um plano definido, subtraída da carga de vapor e da carga cinética na mesma sucção.

O NPSH pode ser calculado a partir da seguinte expressão:

$$NPSH = \frac{P_{Eabs} - P_{Vabs}}{\rho g} + \frac{v_E^2}{2g}$$

Onde:  $P_{Eabs}$ : pressão absoluta na face de sucção da máquina

$P_{Vabs}$ : pressão absoluta de vapor do líquido à temperatura de operação

$v_E$ : velocidade na face de sucção da máquina

Nas figuras a seguir verifica-se a participação da altura de sucção  $H_s$  na determinação do NPSH depende da forma de instalação da máquina. Observa-se que em máquinas afogadas, a altura de sucção contribui para um aumento da carga estática, reduzindo a sensibilidade à cavitação do sistema. Em máquinas não afogadas, a altura de sucção reduz a carga estática à entrada da máquina, contribuindo para um aumento da sensibilidade do sistema à cavitação.

O valor positivo de  $H_s$  associa-se à redução da sensibilidade enquanto que o valor negativo associa-se ao aumento da mesma, ou seja, para sucção afogada, a altura de sucção recebe o sinal positivo, enquanto que para sucção não-afogada esta altura recebe o sinal negativo.

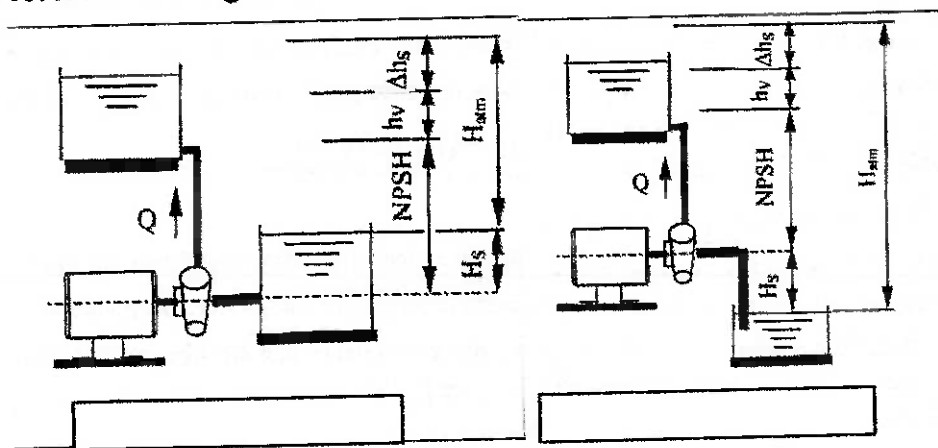


Figura 5-4.: Bombas afogada (esquerda) e não afogada

A expressão que permite o cálculo do NPSH a partir da instalação é o seguinte:

$$NPSH = H_{atm} + H_s - \Delta h_s - h_v$$

Onde:  $H_{atm}$ : carga barométrica absoluta

$P_{atm}$ : pressão barométrica absoluta

$h$ : altura local com relação ao plano de referência

Conclui-se, então, ser possível a determinação de dois valores de NPSH. O primeiro, experimental, resultado de medidas feitas em ensaio específico, é calculado pela primeira expressão de NPSH e é chamado NPSHr (NPSH requerido). O segundo, dependente apenas da instalação onde a máquina irá operar é chamado NPSHd (NPSH disponível).

Comparando esse dois valores, pode-se estabelecer critérios de análise de ocorrência de cavitação. Tem-se as três situações abaixo:

$NPSHd < NPSHr$  : sempre ocorre cavitação, pois a instalação disponibiliza menos que o exigido pela máquina.

$NPSHd = NPSHr$ : ocorrerá cavitação, mesmo com a igualdade

$NPSHd > NPSHr$ : poderá ou não ocorrer cavitação, dependendo da diferença entre valores requerido e disponível.

Outro parâmetro importante e de maior uso em turbinas hidráulicas é o coeficiente de Thoma ( $\sigma$ ). O coeficiente de Thoma foi definido inicialmente por Dieter Thoma em 1925 num trabalho sobre cavitação em turbinas Kaplan, tornando-se o parâmetro de referência para cavitação em turbinas.

A proposta de Thoma visou adimensionalizar o NPSH, tomando como parâmetro a altura de queda da turbina no ponto de análise. Em consequência da definição, os parâmetros NPSH e  $\sigma$  oferecem a mesma informação, porém o

coeficiente de Thoma pode ser usado para caracterizar famílias de máquinas, o que não se consegue com o NPSH.

$$\sigma = \frac{NPSH_r}{H}$$

A relação entre as rotações específica referida à vazão (que é um dos principais parâmetros característicos de uma máquina de fluxo) e a referida à cavitação pode ser expressa por:

$$\sigma^{0.75} = \frac{n_q}{n_{qc}}$$

Além do NPSH e do coeficiente de Thoma, existe também o coeficiente de fator de cavitação como parâmetro de referência, sendo que este é aplicado a estruturas hidráulicas outras que máquinas. Alguns autores preferem chamar o fator de cavitação também de coeficiente de Thoma.

$$\sigma = \frac{\Delta p}{\frac{1}{2}\rho v^2} = \frac{p_{aa} - p_{va}}{\frac{1}{2}\rho v^2}$$

Onde:  $p_{aa}$ : pressão local absoluta

$p_{va}$ : pressão absoluta de operação do líquido à temperatura de operação

$V$ : velocidade do escoamento

$\rho$ : massa específica

## 5.2. *Cavitação em turbinas hidráulicas*

O projeto e fabricação de turbinas hidráulicas, principalmente as de grande porte, vêm evoluindo ao longo do tempo, sendo que atualmente algumas chegam a apresentar rendimentos máximos superiores a 96%. Entretanto ainda hoje os fabricantes se deparam com problemas significativos com relação à cavitação.

Nas turbinas hidráulicas de reação, principalmente as Francis e Kaplan de altas velocidades específicas, a incidência de cavitação é maior em virtude de depressões ocorridas com maior frequência nas regiões convexas próximas à saída das pás rotoras.

Os tipos de cavitação que mais ocorrem nessas máquinas são:

*Cavitação fixada:* que consiste basicamente da formação, crescimento e enchimento de uma cavidade de vapor, que posteriormente é interrompida por um fluxo reentrante, e deslocada para a jusante, para regiões de pressões mais elevadas, onde é implodida violentamente, provocando ondas de choques e concentrações de altas pressões. Este tipo de cavitação é capaz de realizar um alto poder de destruição.

*Cavitação por vórtice:* que se desenvolve normalmente em regiões de altas tensões cisalhantes, onde ocorre a formação de vórtices. Nos vórtices a pressão absoluta decresce no centro para valores próximos aos da pressão de vapor. Esses vórtices são normalmente desenvolvidos nas extremidades das pás rotoras de turbinas Kaplan (tipo vortex cavitation), nas camadas cisalhantes de jatos submersos, na extensão do cone dos rotores (principalmente em turbinas Francis) e nas passagens de fluxo entre as pás. Este tipo de cavitação é responsável por grandes erosões vibrações e ruídos intensos.

*Cavitação por bolhas:* ocorre como consequência do ciclo da bolha, originado devido a gradientes de pressão e a existência de germes ou núcleos contidos nos fluidos. Esta cavitação é erosiva devido ao impacto do jato reentrante,





que se forma durante a implosão, com a superfície sólida; ou ainda devido à repercussão das ondas de choques geradas.

Um fator relevante em turbinas hidráulicas, é que a melhor forma de prever a cavitação da turbina protótipo é através de ensaios em laboratórios especializados em modelos de escala reduzida, com posterior transposição dos resultados. Entretanto esse método é acompanhado de algumas imprecisões, em virtude dos defeitos de escala existentes entre as condições de ensaio e as de operação real da unidade. Estas diferenças que provocam desvios das similaridades podem se manifestar das seguintes formas:

- Viscosidade;
- Rugosidade;
- Germes de cavitação;
- Nível de turbulência
- Qualidade da água

Portanto para a determinação dos limites operacionais da unidade e do posicionamento do rotor da turbina, é levado em consideração um fator de segurança com relação à cavitação. As turbinas normalmente são projetadas e instaladas de forma que os coeficientes da cavitação da instalação seja superior ao coeficiente de cavitação crítico.

A relação entre os sigmas da instalação e o crítico representa o fator de segurança com relação à cavitação que, por volta de 1960 era de 50%, e atualmente está em torno de 15%, sendo-se que já existem fabricantes trabalhando com 10%. Espera-se que esta relação chegue em menos de 5%, quando for possível um quase perfeito diagnostico do fenômeno, bem como uma considerável melhoria no seu controle.

Uma vez que cada turbina tem suas próprias características com relação à cavitação, fatores como pressão atmosférica, elevações dos níveis de jusante e

montante, são responsáveis por grandes influências no comportamento de turbinas hidráulicas, e tornam, sua análise mais complexa.

O posicionamento do rotor da turbina com relação ao nível mínimo jusante é fundamental, pois se a contrapressão no rotor não for suficiente para compensar as quedas de pressões oriundas das condições operativas, poderá surgir uma cavitação intensa e comprometer o seu funcionamento.

Também não é viável economicamente aumentar o afogamento ( $H_s$ ) da turbina, pois isto elevaria os níveis de escavações e como consequência, os gastos com concreto durante a construção.

Atualmente fórmulas empíricas, advindas de métodos estatísticos, têm sido usadas para determinar de forma preliminar as alturas de sucção das turbinas hidráulicas. Estas fórmulas normalmente são função da queda, e principalmente da velocidade específica de turbinas homólogas, no entanto a comprovação do comportamento do rotor da turbina com relação à cavitação, é feita nos ensaios do modelo reduzido.

Pesquisas recentes, realizadas pelas áreas de Projeto Eletromecânico de Usinas Hidrelétricas (EEGM) e de Engenharia de Manutenção da Geração (CEMG) da Eletronorte, junto às principais empresas geradoras de energia do setor elétrico, mostraram que existem aproximadamente 129 Turbinas Francis operando no Brasil sob cavitação, das quais 110 apresentam potências unitárias superiores a 100MW, e 49 Turbinas Kaplan também operando com problemas de cavitação, sendo que dessas, 23 unidades possuem potências superiores a 100MW.

Também pode-se citar que os principais fatores que levam essas turbinas a cavitarem poderão ser os abaixo citados (individuais ou em conjunto):

Perda dos perfis das pás rotoras, devido a sucessivas intervenções para reparos, principalmente quando não se dispõe de gabaritos para a reconstrução do perfil;

Perda dos perfis das palhetas diretrizes;

Rugosidade excessiva;

Operação fora das faixas garantidas, isto é, com carga parcial ou com sobrecarga;

Desconjugação das palhetas diretrizes com as pás rotoras;

Características da água do reservatório;

Operação com altura de sucção inferior a mínima prevista;

Projeto de perfis inadequados;

Sucção da unidade subestimada

Proteção insuficiente das áreas sujeitas a severa cavitação, previstas nos ensaios de modelo em escala reduzida;

Da experiência acumulada por fabricantes de turbinas hidráulicas, companhias geradoras de energia elétrica brasileira e dos resultados experimentais, pode-se dizer que a cavitação de borda de ataque é influenciada pelo ângulo de incidência do escoamento na pá e é praticamente insensível ao valor da altura de sucção.

As cavitações insensíveis à altura de sucção, que são as que normalmente ocorrem no lado de sucção das pás nas bordas de saída, que podem ser evitadas com o incremento da altura de sucção.

### **5.3. *Erosão devido à cavitação em turbinas hidráulicas***

A erosão por cavitação em turbinas hidráulicas é um efeito dos mais indesejáveis e nocivos, e responsável por grandes perdas e danos para o setor elétrico brasileiro.

Com o objetivo de evitar essas erosões severas, sempre que possível os limites operacionais das unidades geradoras são limitados.

Como já mencionado anteriormente, o fenômeno de erosão por cavitação é baseado na interação entre o fluido e uma superfície sólida. As altas pressões, e ondas de choques, geradas por implosões de estruturas de vapor, são responsáveis pelos danos causados nas superfícies metálicas.

O estudo desse fenômeno de erosão é bastante complexo pelo fato de envolver o comportamento hidrodinâmico dos fluxos cavitantes, especialmente as fases de implosão das estruturas de vapor e o comportamento do material com relação aos impactos repetitivos oriundos da cavitação.

A previsão da erosão por cavitação em turbinas hidráulicas tem sido objeto de pesquisas intensas atualmente, nos campos numérico e experimental, entretanto o problema ainda não foi resolvido.

A interface entre estes mecanismos erosivos hidráulicos e de danos, é denominada agressividade da cavitação, que é o carregamento de impactos sobre a parede em virtude de impactos sucessivos.

Embora os mecanismos dos colapsos ainda não se encontrem totalmente elucidados, é admitido que o impacto é caracterizado por uma pressão da ordem de GigaPascal, com um tempo de duração da ordem de microsegundos, e superfície de impacto da ordem de décimo de milímetro.

A perda de massa do material sólido durante a erosão passa por uma fase de incubação, onde aparecem os pequenos pits e o desgaste é pequeno, em seguida ocorre uma aceleração do processo onde a remoção de massa é incrementada até um valor Máximo após o qual a perda de material se torna estável e aproximadamente constante.

Em um fluxo cavitante, se o coeficiente de cavitação é diminuído e a velocidade mantida constante, a erosão é incrementada até um máximo e decresce posteriormente quando é atingido o estagio de supercavitação.

Prever a capacidade erosiva de um fluxo cavitante não é uma tarefa fácil, principalmente em turbinas hidráulicas onde o escoamento é bastante complexo, essa previsão tem sido objeto de estudo em diversos centros de pesquisas.

A tarefa de propor métodos para evitar que essa erosão e os demais efeitos nocivos da cavitação ocorram ou fazer com que esses ocorram de maneira que os danos para o funcionamento do sistema de geração de energia seja o mínimo possível, é tarefa da segunda metade desse trabalho, em que serão propostas praticas



de manutenção que visam minimizar os gastos com toda a cadeia que envolve a geração de energia por uma usina hidrelétrica.

Os efeitos da cavitação podem ser vistos nas figuras abaixo:

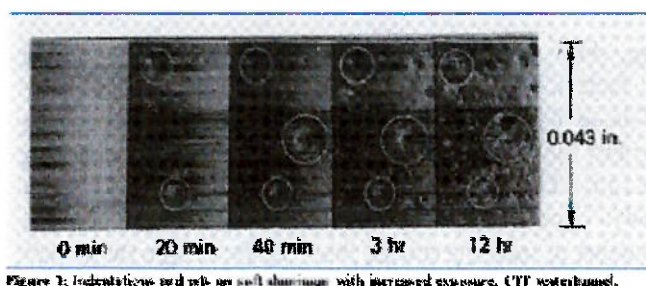


Figure 5-5: Indentations and pits on soft aluminum with increased exposure, CTF water tunnel.

Figura 5-5.: Efeitos da cavitação ao longo do tempo em uma placa de alumínio



Figure 5-6: Cavitation on the leading edge, suction side of a turbine blade, Parker Dam, Arizona. Bureau of Reclamation photo.

Figura 5-6.: Efeitos da cavitação na extremidade da pá de uma turbina

#### 5.4. Envelhecimento das barras do estator

Outro problema frequentemente enfrentado pelos sistemas de geração de energia hidrelétrica é o envelhecimento das barras estatóricas, ou mais precisamente, pela perda do isolamento, muita informação a respeito pode ser encontrada no site ([www.xvii.snptee.com.br](http://www.xvii.snptee.com.br)), segue abaixo um resumo com os principais pontos a respeito do envelhecimento das barras encontrados no site.

Até 1960 os principais sistemas de isolação utilizados em geradores eram compostos de fitas de papel e lâminas de mica aglutinadas com betume, sistema denominado *Micafolium asfáltico*, ou, em menor escala de produção, o *Micafolium goma-loca*, no qual o betume asfáltico era substituído por uma resina natural. Estes sistemas de isolamento são limitados em sua utilização pela temperatura de trabalho que é de aproximadamente de 95 °C, estando enquadrados na Classe Térmica “B”.

No início da década de 60 começaram a surgir os primeiros geradores compostos de folha de mica, tecido de fibra de vidro impregnadas com uma resina sintética, neste caso poliéster, denominado *Micafolium poliéster* que possui propriedades isolantes e características térmicas melhores do que os sistemas anteriores, sendo enquadrado na classe térmica “F”.

Com o aperfeiçoamento das resinas sintéticas, a indústria eletro-eletrônica começou a aplicar como isolantes de bobinas de geradores, um composto de fitas de mica e resina epóxi, que possuem um desempenho muito superior, quando comparados aos primeiros de base asfáltica.

É sabido, tendo em vista a recente utilização de resinas sintéticas como isolantes de geradores, que são poucas as informações sobre o envelhecimento destes materiais, uma vez agora é que se verifica o fim de vida dos primeiros geradores instalados no Brasil que utilizam estes materiais. Mesmo em nível mundial, a utilização destes como isolantes de geradores é recente.

Normalmente as bobinas de estatores são submetidas a uma série de esforços elétricos e mecânicos que, associados a outros fatores como umidade e temperatura elevadas, podem acelerar a degradação da isolação.

Como citado anteriormente, a isolação de bobinas é composta basicamente de fitas de tecido de vidro ou outro material sintético, servindo de suporte para a mica, e impregnadas com resinas, envolvendo os condutores de cobre.

Os isolantes térmicos são classificados termicamente, sendo que esta classificação indica a temperatura máxima de trabalho suportada pelo equipamento.



A decomposição de materiais isolantes a base de resina sintética é muito complexa e depende de vários fatores tais como: temperatura de trabalho, presença de umidade, presença de descargas elétricas.

Dentre os mecanismos típicos de decomposição de isolantes, comentamos alguns responsáveis pela degradação térmica, que compreendem:

Polimerização molecular contínua, que de início pode aumentar a resistência física e elétrica, mas pode a seguir, provocar uma diminuição da flexibilidade, fragilização e falha sob efeito de tensão mecânica;

Oxidação, que provoca a reticulação molecular do material e sua fragilização;

Decomposição química dos constituintes, com formação de produtos nocivos como o ácido clorídrico;

A decomposição térmica do impregnante é sempre um fator importante na avaliação da degradação da resina. A partir de uma simples degradação térmica, podem surgir complicadores maiores como a presença de vazios na isolação propiciando o aparecimento de descargas parciais, descargas estas que abrem caminho através da isolação de mica permitindo a passagem de arco elétrico e provocando falha do equipamento.

A decomposição do meio isolante das bobinas pode ser observada visualmente pela aparência amarelada e presença de pó entre as camadas de mica, fazendo-as se soltarem com facilidade.

Alguns ensaios são frequentemente realizados com a intenção de avaliar o estado do revestimento das bobinas. Alguns destes ensaios serão listados abaixo e utilizados na segunda metade deste trabalho com o intuito de promover uma maximização do fornecimento através de práticas adequadas de manutenção.

Ensaio de caracterização da isolação: dissecação de um segmento de bobina nova e que apresentou falha, caracterização do impregnante e suporte, ensaio de teor de voláteis, análise termogravimétrica, calorimetria diferencial de varredura (DSC); Ensaio elétricos: resistência do isolamento, fator de dissipação, capacitâncias, descargas parciais, voltage endurance;

Serão mostradas a seguir algumas fotos que mostram as fases de execução de um estator de um D32- gerador principal tipo T.



*Figura 5-7.: Isolação das barras de compensação*



*Figura 5-8.:Corpo do estator pré-isolado*



*Figura 5-9.:Montagem das bobinas de campo shunt*



*Figura 5-10.:Estator acabado*



*Figura 5-11.:Embarque de conjunto armadura e estator de D32-*

### ***5.5. Alinhamento do sistema composto pelo eixo, mancal de escora e mancal guia***

Como pode ser visto nas tabelas 5-1 e 5-2, existem diversas configurações possíveis de se montar o conjunto composto por turbina, gerador e os mancais que forem necessários.

Tabela 5-1: Os possíveis tipos de montagens verticais do sistema






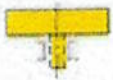
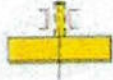












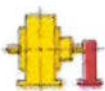
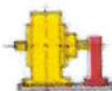
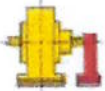
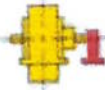
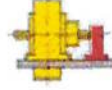
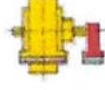
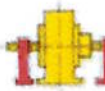
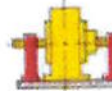
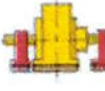
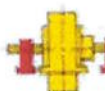
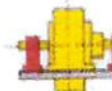
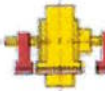
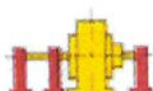

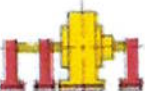
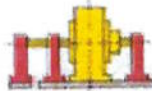


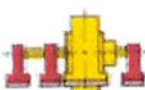
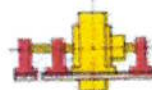
Machines		Second numeral	Arrangement of guide bearing (third numeral)				
			Below the rotor	Above the rotor	Below and above the rotor	Two below the rotor	None
			Type of shaft extension (fourth numeral)				
			Third numeral				
			0	1	2	3	4
Without thrust bearing	With shaft	0	IM 8001 	IM 8011 	IM 8021 	IM 8031 	IM 8041 
	Without shaft	1	IM 8100 	IM 8110 	IM 8120 		IM 8140 
With thrust bearing	Below the rotor		IM 8201 	IM 8211 	IM 8221 	IM 8231 	
	Without shaft		IM 8300 	IM 8310 	IM 8320 		
	Above the rotor			IM 8411 			
	Without flywheel			IM 8510 			



Tabela 5-2: Os possíveis tipos de montagens horizontais do sistema

Machines			Bedplate or soleplate attachment (third numeral)			
			Without bedplate and soleplate	With bedplate	With soleplate	With soleplate and bedplate
			Type of shaft extension (fourth numeral)			
			Third numeral			
			0	1	2	3
Number of pedestal bearings	One	With feet	0 	1 	2 	
		With raised feet	4 	1 	2 	
	Two	With feet	2 	1 	2 	
		With raised feet	2 	1 	2 	
	Three	With feet	4 	1 	2 	3 
		With raised feet	0 	1 	2 	3 

A seguir será mostrada ainda a configuração dos mancais de escora e guia para a usina hidrelétrica de Okuhoshino, no Japão.

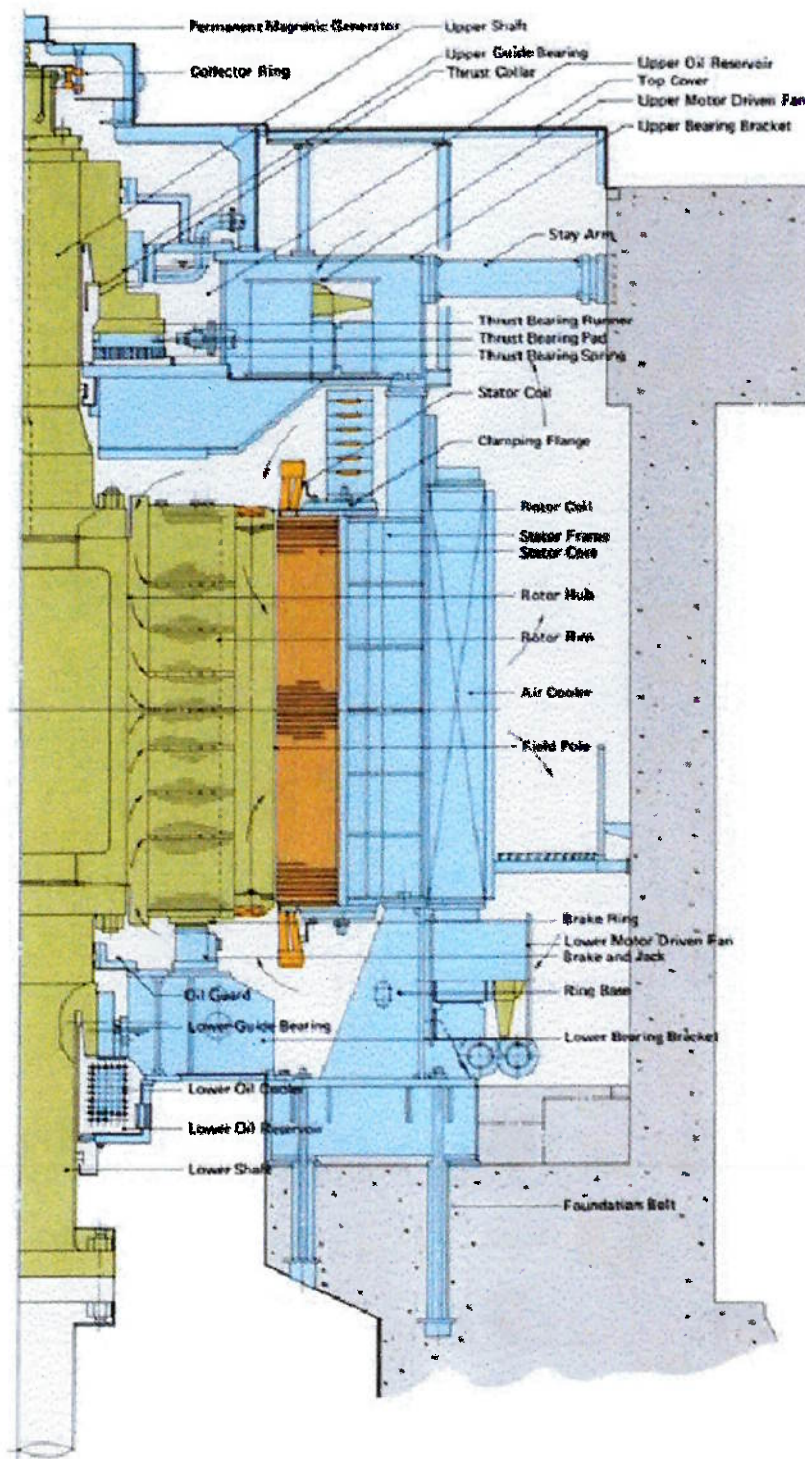


Figura 5-12: Usina hidrelétrica de Okuhoshino

Outro exemplo de configuração dos mancais, agora em Shintakasegawa, também no Japão:

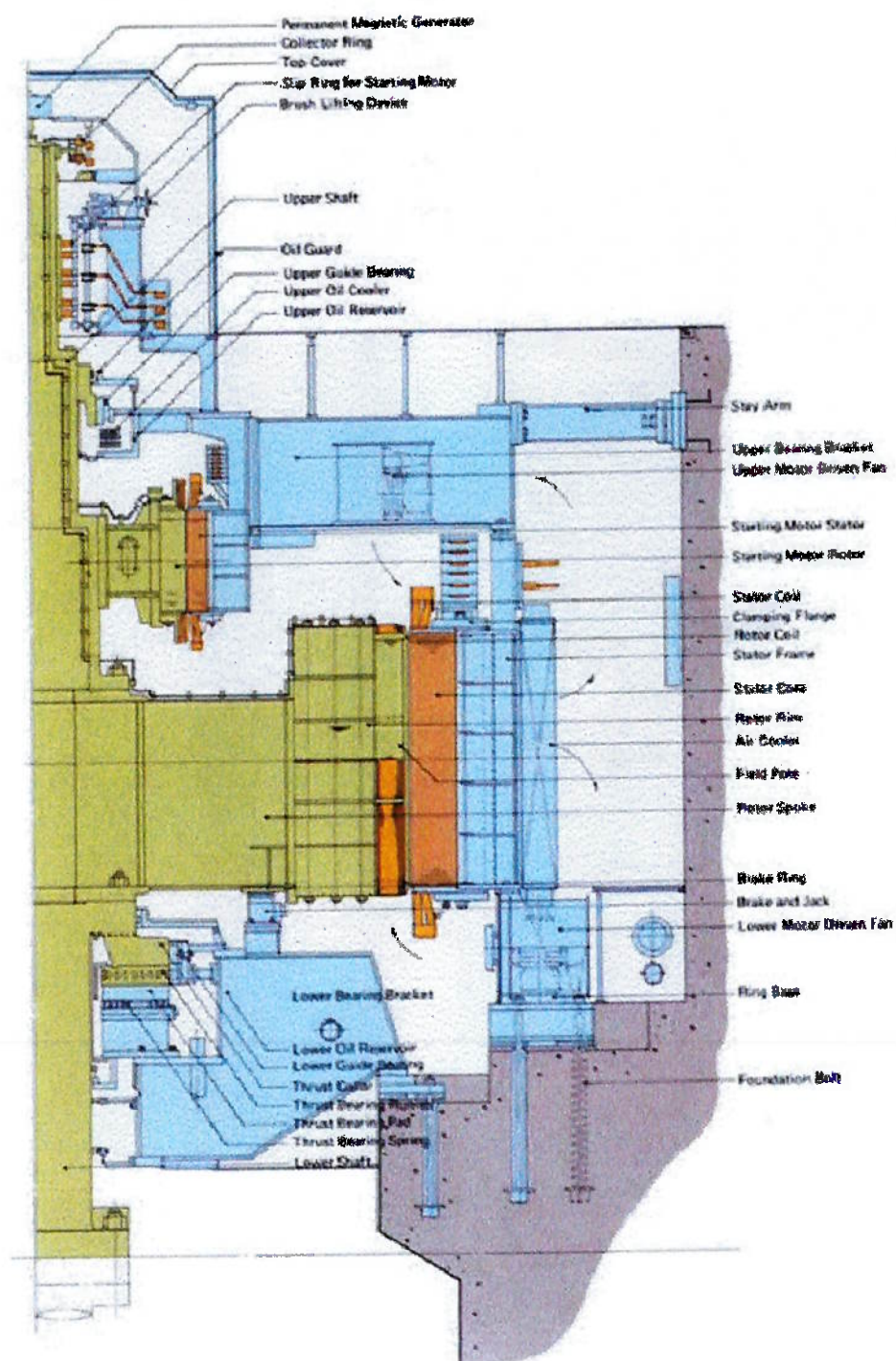


Figura 5-13: Usina hidrelétrica de Shintakasegawa



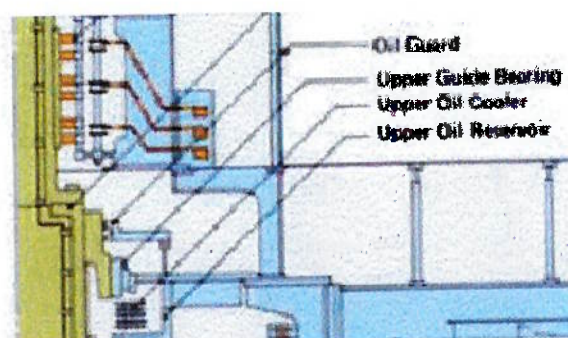


Figura 5-14: Detalhe do mancal de guia de Shintakasagawa

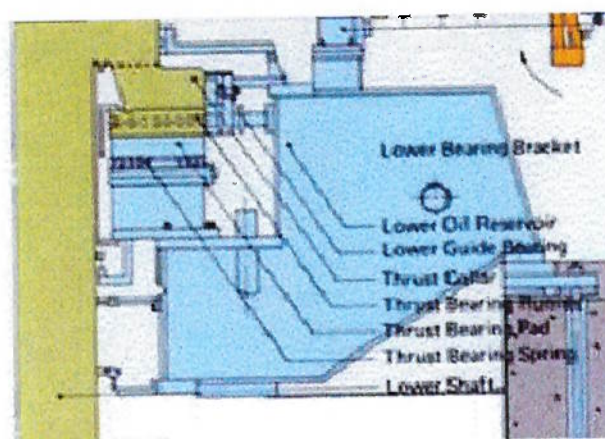


Figura 5-15: Detalhe do mancal de escora de Shintakasagawa

O alinhamento do sistema composto por turbina, eixo, gerador e mancais.

A maioria dos mancais de escora de geradores de sistemas hidrelétricos emprega material patente como a superfície de deslizamento e esta permaneceu a escolha preferida do mundo para a maioria das aplicações pesadas em mancais hidrodinâmicos. Em particular, o metal patente permite uma superfície dimensionalmente estável que é reparada ou substituída facilmente. O material é forjável no sentido de ser capaz de absorver em sua superfície pedaços duros de detritos sem causar danos adicionais.

Por outro lado o metal patente tem ponto de fusão relativamente baixo que impede ultrapassar um limite superior em sua temperatura operacional.

Se esta temperatura é excedida, é provável que dentro de um período de tempo muito pequeno ocorra um arraste do metal patente.



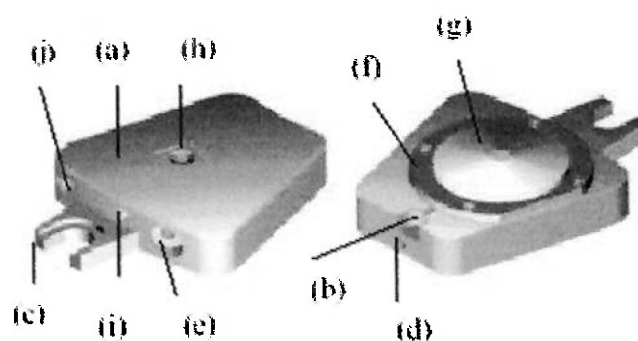
O efeito do limite de temperatura do metal patente é restringir a utilização máxima (expressa como uma combinação de velocidade e carga) permissível em qualquer mancal.

Como uma consideração inicial pode ser notado que o componente principal do metal patente é o estanho, um artigo caro que esteve freqüentemente em disponibilidade limitada em muitas partes do mundo.

Os segmentos do mancal de escora são geralmente fabricados em aço laminado ou forjado (ver figura abaixo). A superfície de deslizamento é revestida com metal patente de alta qualidade.

A rugosidade das duas superfícies de deslizamento asseguram a formação do filme de óleo entre elas e, portanto, a permanência de um atrito fluido, tanto na velocidade nominal quanto na velocidade mínima.

Os segmentos do mancal de escora são suportados por molas-prato que garantem uma distribuição axial em todos os segmentos.



- a - Superfície de deslizamento
- b - Rebaixo para guia do segmento de escora
- c - Apoio do guia do segmento de escora
- d - Furo para fixação do dispositivo de montagem
- e - Entrada de óleo a alta pressão
- f - Anel de fixação da mola prato
- g - Mola-prato
- h - Saída de óleo a alta pressão
- i - Poço para instalação de termômetro / termostato

*Figura 5-16: Segmento do mancal de escora*

A literatura a respeito desse assunto fornece informações adicionais sobre a aplicação de PTFE nos mancais de escora.

Como um material de engenharia, os benefícios do PTFE são bem conhecidos: um coeficiente de fricção baixo quando comparado com o aço, estabilidade química, propriedades dielétricas excelentes e boa força mecânica. Uma característica negativa do teflon (PTFE) é que suas propriedades mecânicas são altamente dependentes da temperatura. Assim, uma subida de temperatura de 20 para 60 graus Celsius ocasiona uma diminuição na resistência a compressão em três vezes. Assim, o PTFE está sujeito a um deslizamento excessivo, ou seja, sofrer deformação devido a carga, até mesmo em baixas temperaturas. Estas últimas propriedades impediram o uso do PTFE como um material de revestimento para mancal em sua forma original.

O projeto do mancal de PTFE, que evoluiu por causa destas limitações, envolve a aplicação de uma camada de 3mm de espessura de PTFE sobre uma manta aramada de cobre e bronze de aproximadamente 7mm de espessura. O PTFE é aplicado sobre pressão, que provoca a sua penetração nos vazios da manta de arame até uma profundidade de 1.5mm. Deste modo um laço firme é formado entre a cobertura de PTFE que penetra a manta de arame.

A capa composta de PTFE/arame é então suavemente soldada a superfície da placa de aço do segmento de escora. A penetração parcial do PTFE nas malhas de arame permite que o segmento mantenha sua elasticidade. Isto reduz tensões de contato na superfície e assegura uma carga uniforme em cima de toda a face do segmento, até mesmo na presença de irregularidades na face do colar de escora.

Todas experiências informadas com este tipo de segmento de escora indicam uma operação satisfatória e vantagens claras que derivam do uso de mancais revestidos com PTFE. Partidas e operação com cargas mais altas são muito mais vantajosas em comparação com cargas específicas típicas. Além disso, a necessidade de alta pressão de lubrificação na partida e parada é eliminada com a redução de custos consideráveis.

A admissão de maiores cargas operacionais específicas conduzem a segmentos de áreas menores para mesmas cargas e em troca obtemos a redução nas perdas de atrito do mancal. O clássico arraste de metal patente que é seguido frequentemente por uma falha catastrófica é bem conhecido. No caso de mancais revestidos com PTFE, contatos localizados ainda pode acontecer, mas o aquecimento por fricção resultante é muito mais baixo. O PTFE tem uma temperatura de funcionamento muito mais alta que o metal patente, e com isto a falha catastrófica não acontece. Ao contrário, o modo de falha, revelado por trabalho experimental descrito adiante, é um modo muito gradual associado com desgaste progressivo.

### ***5.6 Controle de temperatura do óleo dos mancais de guia e escora do conjunto turbina-gerador***

Para este estudo foram utilizadas informações do Manual de Operações da Usina de Euclides da Cunha que foi gentilmente fornecida por Ítalo Freitas Filho e Leonardo Silva Carvalho da Empresa AES Tietê, responsável pela usina mencionada.

O mancal de escora, localizado na parte superior do gerador desta usina, é formado por oito peças em formatos de gomos de laranja cortado transversal, onde toda a parte girante está apoiada, dentro do qual existe óleo hidráulico com serpentina para resfriamento do óleo.

Como o parágrafo acima mostra, dentro do mancal passa uma serpentina cujo objetivo é manter o óleo deste mancal dentro de uma temperatura adequada ao funcionamento do mesmo. O dito sistema de resfriamento deve ser separado em pelo menos dois circuitos para fins didáticos: um circuito fechado de água pura e outro de água bruta.

Através do sistema de circuito fechado de água pura que circula pela bomba de refrigeração, passa pelo trocador de calor (placas de inox, onde de um lado passa água pura e no outro, água bruta) retirando calor da água que já circulou na

serpentina do mancal, onde entra água fria e sai água a uma temperatura mais elevada, retirando o calor do óleo.

A operação fora dos níveis toleráveis de temperatura do óleo provoca a deterioração do metal patente e conseqüentemente a perda da funcionalidade do mancal o que pode ocasionar a parada de um conjunto turbina-gerador.

Outro cuidado que deve ser tomado é que o circuito que entra no mancal deve não pode oxidar ou, por motivo algum, permitir que a água pura (que entra no mancal) se misture com o óleo, o que alteraria completamente a viscosidade da mistura ocasionando uma provável perda do metal patente do mancal devido a operação indevida, ou seja, até aqui, pode-se perceber que a temperatura do óleo é um fator importante, o tratamento da dita “água pura” é também importante para evitar que o circuito que entra no mancal se danifique, e os cuidados que devem ser tomados para evitar a todo custo que água e óleo se misturem dentro do mancal o que ocasionaria uma parada do conjunto turbina-gerador.

O manual de Euclides da Cunha recomenda que sejam acompanhadas as leituras dos pontos, óleo e metal dos mancais no local, antes de atingir pontos de desligamento e ainda que toda vez que for coletada amostra de óleo do mancal, a unidade geradora deve estar parada, caso contrário, ocorrerá um bloqueio da unidade geradora por nível de óleo baixo.

Veja exemplo ilustrativo nas tabelas abaixo:

Ajuste dos Termômetros	UG1	UG2	UG3	UG4
ponto de alarme do óleo	60	60	60	60
ponto de desligamento do óleo				
ponto de alarme do metal	72	72	72	72
ponto de desligamento do metal	79	79	79	79

Tabela 5-3: Temperaturas a serem verificadas no mancal de escora (em °C)

Na Usina de Euclides da Cunha existem sinalizações centralizadas que podem indicar baixo fluxo da água de resfriamento bem como de água pura no trocador de calor. Nesses casos recomenda-se ligar bombas reserva (caso da água de resfriamento) e verificar fluxômetro e sujeira no trocador de calor (caso da água pura).

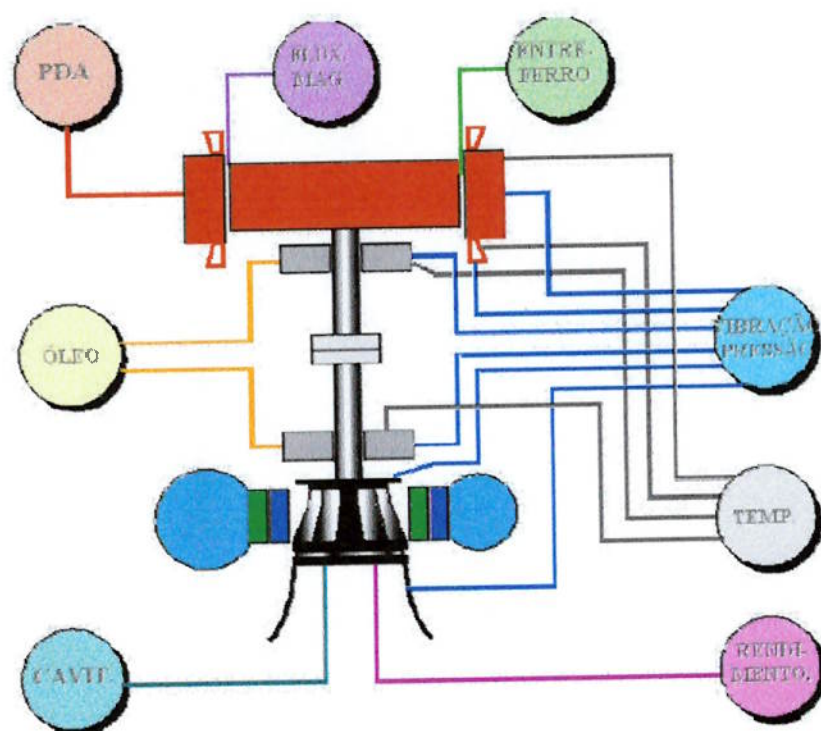
Da mesma maneira, existem sinalizadores equivalentes alarmando caso o nível do óleo do mancal de escora, tanto do gerador quanto da turbina, apresente níveis abaixo do esperado. Para esses casos recomenda-se verificar o nível do óleo bem como a existência de vazamentos.

### 5.6. *Outros locais onde podem ocorrer falha e o tipo de manutenção que é realizada*

	Local de instalação	Função	Problemas detectáveis
Vibração	- mancais de unidades geradoras - suportes de cruzetas mancais	- espectro de frequência - análise do valor global da vibração - tendências de vibração	- desalinhamento entre eixos; - desbalanceamento de rotores - desgastes de mancais - movimento axial do eixo - afrouxamento de mancais
Temperatura	- mancais (metal e óleo) - núcleo do estator - bobinas do estator - trocadores de calor - tubulações	- monitorar os valores correntes de temperatura	- posituação de desalinhamento entre mancais; desbalanceamento; - arrastamento de metal patente;
Anal. Óleo	- cárter de mancais; - caixa de mancais; - cárter de reguladores/governadores - transformadores	- espectrofotometria; - contagem de partículas;	- desgastes de mancais; - desgastes de trocadores de calor, filtros em sistemas de refrigeração; - desgastes de servo-válvulas em sistemas de acionamento; - arrastamento de metal patente; - estado do isolamento de trafos
PDA	- cabeças de bobinas	- contagem de descargas que destroem o isolamento	- diminuição da isolação elétrica de enrolamento do estator
Pressão	- caixa espiral - tubo de sucção	- capta as oscilações de pressão na caixa espiral e conduto forçado	- vórtices de baixa carga - flutuação de potência
Vib. Barras estáticas	- enrolamento do estator	- medição da vibração da barra estática	- afrouxamento das cunhas de fixação do enrolamento
Entreferro	- estator do gerador	- medição da distância entre rotor e estator;	- desbalanceamento do rotor; - excentricidade rotor-estator - circularidade do rotor; - circularidade do estator
Fluxo magnético	- estator do gerador	- medição da indução magnética devido a cada pólo	- Curto-circuito entre espiras dos pólos do rotor
Cavitação	- tampa da turbina - anel de regulação - links biela-aro de regulação	- demodula a amostra de sinais de alta frequência devidos à cavitação, mostrando a frequência de passagens de pás	- indica a ocorrência de cavitação (experimental)
Rendimento	- conduto forçado - tomada d'água - canal de fuga	- medição de vazão e altura manométrica (pesquisa)	- determina o rendimento da turbina e indica operação fora da faixa ótima

Tabela 5-5: Problemas e locais onde deve ser feita a manutenção

A tabela acima mostra, além dos modos de falha já comentados, outros problemas que podem ocorrer no sistema de geração de energia, onde devem ser instalados sensores para prever a falha e aplicar os métodos de manutenção explicados em capítulos anteriores e o local da instalação dos mesmos (ver também figura abaixo).



**Figura 5-17: Pontos críticos e seus monitoramentos**

## 6 ESTUDO DE CASO DE IBERDOLA

Nessa fase do trabalho, vamos pegar um caso de estudo para observar os tipos de diagnósticos que são feitos na turbina e no gerador, quais as peças que são substituídas ou apresentaram defeito para, a partir disso, ter idéias para na segunda metade do trabalho de formatura propor um plano de manutenção próprio que vise maximizar o fornecimento de energia. Esse assunto foi amplamente explorado por Veiga (2001), segue abaixo o estudo de caso apresentado sob a ótica de manutenção.

### 6.1. *Diagnóstico da turbina*

O diagnóstico da turbina, para efeito de nova manutenção, requer o estudo de sua documentação de projeto e dos registros anteriores de manutenção, inspeção detalhada de seu estado de conservação, ensaios de vibração do eixo da roda e execução de ensaios de rendimento operacional.

Deve ser enumerada sobre a turbina: o estudo de seleção da máquina, características técnicas, projeto de fabricação e o relatório de testes. Toda essa documentação deve estar disponível nos arquivos da empresa ou no fabricante da turbina, sendo que no caso de usinas antigas, normalmente não são encontrados.

A avaliação do prontuário de manutenções, inspeção visual e ensaios de vibração vão determinar reparos que devem ser feitos na turbina e que vão melhorar seu fator de capacidade pela redução da frequência de paradas por falhas de máquinas e, também, seu rendimento original.

O ensaio de rendimento da turbina é o ensaio que vai determinar a viabilidade de sua repotencialização, isto é, o restabelecimento de suas condições originais ou, até, a substituição de sua roda. O ensaio aqui dito é conhecido como “Index Test” e se utiliza da vazão medida na entrada da caixa espiral da turbina, queda líquida e o rendimento do gerador, para então comparar a potência motora e a potência produzida na determinação do rendimento da turbina.

Os ensaios de índice de rendimento, Index Test, seguem as normas:

IEC – 41 – 1963 (International Code for Field Acceptance Tests of Hydraulic Turbines);  
ASME – PTC – 18 – 1949 (Index Test, Method of Testing)

As finalidades básicas dos ensaios conforme a Norma ASME – PTC – 18 – 1949 são:

Determinar as características de uma turbina para sua operação eficiente;  
Complementar dados obtidos em um ensaio de aceitação;  
Determinar a combinação ideal que relaciona a abertura do distribuidor e as pás da roda em turbinas Kaplan;  
Determinar alterações no rendimento ou potência fornecida ao eixo do gerador devidas ao envelhecimento, erosões, alterações ou qualquer outra mudança de performance ao longo do tempo.

São indicadas a seguir algumas das conclusões do TVA (Tennessee Valley Authority) sobre a aplicação, a partir de 1979, dos ensaios tipo Index Test em seu parque gerador constituído por antigas usinas hidrelétricas:

“Foram realizados 55 ensaios nas turbinas do TVA desde o começo do programa de testes. Uma seca severa limitou os ensaios em 1986. Os ensaios incluíram turbinas tipo Francis, Kaplan, Hélice e de fluxo diagonal. Na maioria dos casos havia indicações de deterioração na performance das turbinas em relação a instalação original.”

“O método Index Test provou ser um meio confiável para medidas relativas de mudança de performance de turbinas. Com algumas exceções o Index Test, conduzido cuidadosamente, pode detectar um nível de desvio de performance de 0,5% ou menos.”



Ensaio frequentes de Index Test, especialmente antes e depois de grandes manutenções em turbinas, devem ser feitos para detectar mudanças na performance num estágio inicial e estabelecimento de controle.”

## **6.2. Diagnóstico do gerador**

O componente que possibilita maior ganho de potência deve ser bem avaliado. A idade, as características, estado de envelhecimento provocado por esforços térmicos, elétricos, ambientais e mecânicos. Deve-se verificar no prontuário do gerador a existência de sobrecargas imprevistas com excesso de temperatura ou deficiências de construção como desgaste da isolação por efeito corona, pois a expectativa de vida fica bem reduzida.

Segundo as recomendações constantes da proposta de normalização IEEE Std. 1147-1991, para que o diagnóstico possa ser feito com alto índice de confiabilidade, deve-se adotar um programa compreensivo para a avaliação das condições dos componentes do gerador, conforme indicado abaixo:

Enrolamento do Estator

Medições de tangente delta;

Medições de descargas parciais/coronas;

Testes de alta tensão/durabilidade;

Enrolamento de Campo

Medições de isolação;

Testes de tensão de impulso (entre espiras);

Medições de resistência;

Cunhagem do enrolamento do estator

Posicionamento;

Firmeza;

#### Núcleo do Estator

Compreensão residual;

Condições de isolamento;

Alinhamento;

#### Rotor

Medições de vibrações;

#### Geral

Medições do sistema de ventilação;

Medições de potência disponível no acoplamento;

Inspeção visual;

Com relação aos aspectos térmicos, a manutenção do gerador exige uma avaliação dos enrolamentos do estator e de campo, bem como, do sistema de excitação, para permitir o aumento da potência requerida, com mudanças na classe de isolamento, se necessário.

Os enrolamentos dos geradores antigos construídos com isolamento de classe de temperatura B, que suportam a temperatura de 120°C, possuem vida útil de 25 anos. Nesse caso, é necessária a troca do enrolamento do estator mudando não só a sua seção condutora, como também, a classe de temperatura de B para F que suporta temperatura de 155°C. Essa mudança permite instalar, na mesma ranhura existente no núcleo do estator, barras com seção maior de cobre e uma seção menor de isolamento com o mesmo poder dielétrico.

O enrolamento de campo, quase sempre suporta um acréscimo de potência da ordem de 20%, sem necessidade de qualquer mudança. Quanto ao equipamento de excitação, geralmente sua modernização é recomendada, já que eram constituídos de máquinas rotativas.

Deve-se prestar atenção no sistema de ventilação, já que o calor gerado precisa ser devidamente dissipado. Há máquinas com sistema de ventilação do tipo aberto e do tipo circuito fechado com radiadores e sistema de resfriamento de água.

### **6.3. *Reparo da turbina e do gerador***

A recuperação de turbinas e geradores compreende a substituição de suas partes desgastadas pelo uso ou erodidas pela ação da água. Algumas peças sofrem alguma modernização pela utilização de novos materiais, no entanto, as dimensões das peças são mantidas exatamente as mesmas. A seguinte recuperação foi executada pela IBERDROLA em 36 turbinas em seu parque gerador (Arregui, Iberdrola, 1996).

Substituição de placas de desgaste e fixados anéis de vedação com aço inox Cr-Ni;

Pás diretrizes aperfeiçoadas pela cobertura de todas as partes que sofrem erosão e as ranhuras de vedações com aço inoxidável. Seus eixos e mancais sofreram reforma completa por usinagem e substituição de buchas. Substituídas as vedações; Todas as buchas de bronze lubrificadas de pás diretrizes, anéis de regulação, servomotor e sistemas de transmissão foram substituídas por buchas auto-lubrificantes. Mancais submetidos a baixas cargas e fácil recolocação foram substituídos por materiais sintéticos como politetrafluoretileno (PTFE) com grafite e fibra de vidro. Aqueles mancais com altas cargas foram substituídos por buchas metálicas auto-lubrificantes;

Todos os parafusos, porcas e superfícies em contato com materiais auto-lubrificantes foram substituídos por aço inox 13%Cr;

O sistema central das pás diretrizes foi aperfeiçoado com novo projeto sobre a tampa superior da turbina;

No caso de turbinas de média e alta queda, vedações especiais foram desenvolvidas para evitar vazamentos quando em operação em vazio com as comportas abertas;

Todos os elementos ou materiais apresentando desgastes e aqueles que se tornaram obsoletos foram substituídos tais como: trocadores de calor, vedações e instrumentação;

Essa manutenção de IBERDROLA não contou com reparos das rodas, pois faz parte da programação normal de manutenções, exceto o reparo de pás erodidas das rodas, cujos ângulos de ataque estivessem deformados, deveria ser incluído na lista de reparos.

No gerador, assim como na turbina, o reparo corresponde a substituição de peças desgastadas que pode ser realizado com baixo custo e proporcionar a extensão da vida útil do equipamento e a volta das suas condições originais de operação.

Além dos problemas até aqui mencionados, vale fazer um ressaltar para dois problemas conhecidos e relevantes que são eles: o alinhamento dos mancais de guia e escora (será mais aprofundado na segunda metade dessa tese) e sua influência sobre o sistema de geração de energia, bem como o tratamento da água de refrigeração do sistema (que se feito incorretamente pode acarretar em danos no revestimento de partes do gerador).

## 7 INTRODUÇÃO À CONFIABILIDADE

### 7.1. *Considerações iniciais*

De acordo com Lewis (1976), de uma maneira geral, confiabilidade é definida como sendo a probabilidade que um sistema possui de funcionar por um determinado tempo sob condições muito bem definidas, ou seja:

$$R(t) = 1 - F(t)$$

Donde:  $R(t)$  é a confiabilidade;

$F(t)$  é a probabilidade de falha em um período  $t$ ;

A maneira mais útil de se expressar a confiabilidade e a função densidade de probabilidade de falha é em termos da taxa de falha ( $\lambda(t)$ ) da seguinte maneira:

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} \frac{d}{dt} R(t)$$

Além disso, deve ser introduzido o conceito de MTTF (mean time to failure ou tempo médio até a falha), provavelmente o parâmetro mais utilizado para se caracterizar a confiabilidade:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

O MTTF (tempo médio até a falha) é provavelmente o parâmetro mais usado para caracterizar a confiabilidade. Ele representa o tempo médio até que a falha ocorra. Muitos responsáveis pela manutenção de sistemas utilizam esse parâmetro como referência para se fazer a manutenção, o que é um erro, pois, em se tratando de tempo médio, como o próprio nome diz, muitas das falhas ocorrem após esse tempo médio, fazendo com que tal escolha não seja adequada.

O comportamento de  $\lambda(t)$  em relação ao tempo está relacionado com as causas de falha. A menos que o sistema apresente componentes redundantes, o

comportamento dessa curva deve se assemelhar ao de uma banheira (Bathtub curve), tal como indicado na figura 7-1.

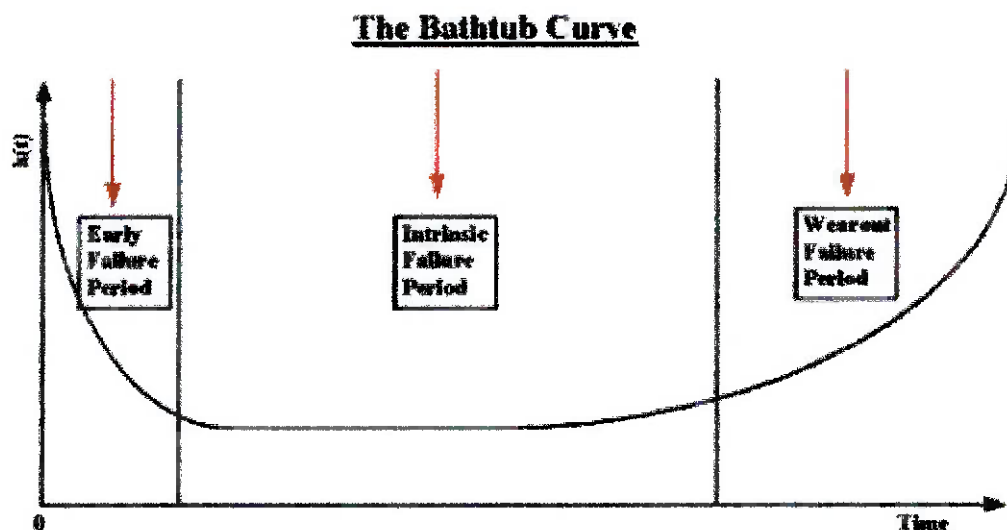


Figura 7.1: A curva formato de banheira

Nesse gráfico pode-se observar no lado esquerdo uma taxa de falha alta, porém decrescente, ao centro uma região com taxas pequenas e praticamente constantes que frequentemente estão associadas a falhas ditas aleatórias, e finalmente na direita, taxas crescentes de falha onde o fator idade se mostra cada vez mais presente.

As falhas aleatórias constituem o modelo mais amplo utilizado para descrever fenômenos de confiabilidade, ele é definido supondo que a taxa de falha de um sistema é independente de seu envelhecimento e outras características de sua história de operação. Essa aproximação é suficiente quando o sistema apresenta pequenas falhas ao longo do início de seu funcionamento ou efeitos de envelhecimento.

Mesmo que a taxa de falha do sistema seja dependente do tempo, pode-se utilizar uma curva que envolva a dependente do tempo com o objetivo de se fazer uma previsão pessimista.

O modelo de taxa de falha constante para sistemas que operam ininterruptamente leva a uma distribuição exponencial:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Um equipamento descrito por uma taxa de falha constante tem a propriedade de “falta de memória”, ou seja, ele irá falhar independente de sua idade.

Para modelarmos falhas no início de vida e falhas ditas de “velhice”, deve-se recorrer a distribuições específicas do tempo para a falha. Ao contrário da distribuição exponencial, essas distribuições devem ter pelo menos dois parâmetros. As distribuições normal e lognormal são freqüentemente utilizadas para modelar efeitos de envelhecimento, mas provavelmente a distribuição de Weibull é a mais utilizada.

A distribuição de Weibull, através da escolha apropriada de parâmetros, permite a modelagem de uma variedade de comportamentos da taxa de falha, isso inclui, como caso especial, a taxa de falha constante. A distribuição de Weibull pode ser formulada tanto na forma de dois ou três parâmetros.

A distribuição de Weibull para dois parâmetros assume a seguinte forma:

$$\lambda(t) = \frac{m}{\theta} \left(\frac{t}{\theta}\right)^{m-1}$$

A partir dessa taxa de falha, obtém-se a função densidade de probabilidade:

$$f(t) = \frac{m}{\theta} \left(\frac{t}{\theta}\right)^{m-1} \exp\left[-\left(\frac{t}{\theta}\right)^m\right]$$

Integrando a variável tempo de 0 a  $t$ , temos:

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{\theta}\right)^m\right]$$

E a confiabilidade:

$$R(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{\theta}\right)^m\right]$$

A seguir, são mostrados os gráficos da função densidade de probabilidade (fig.7-2), probabilidade (fig.7-3), confiabilidade (fig.7-4), taxa de falha (fig.7-5) e densidade de probabilidade (fig.7-6) em função do parâmetro  $\beta$ , que corresponde ao parâmetro  $m$ , visto nas formulações anteriores.

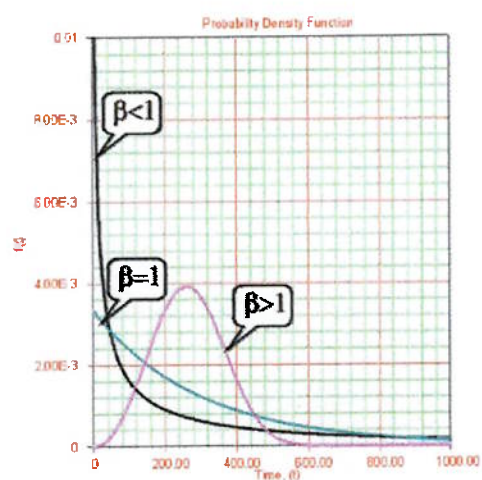


Figura 7.2: Densidade de probabilidade x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$

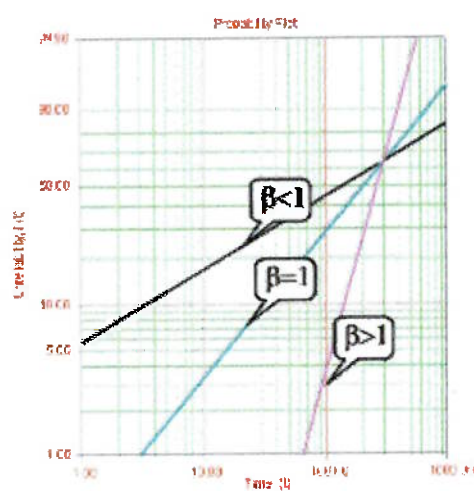


Figura 7.3: Probabilidade x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$

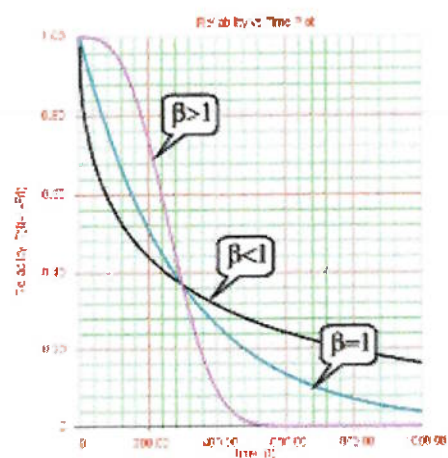


Figura 7.4: Confiabilidade x tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$



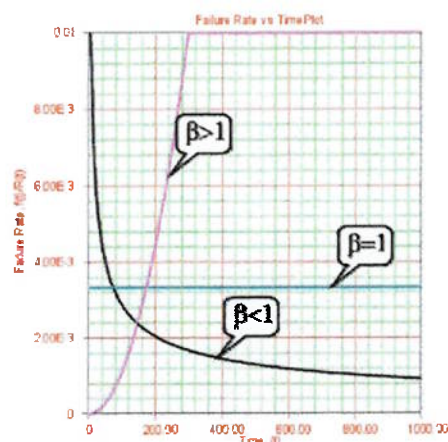


Figura 7.5: Taxa de falha  $\times$  tempo para a distribuição de Weibull variando  $\beta$

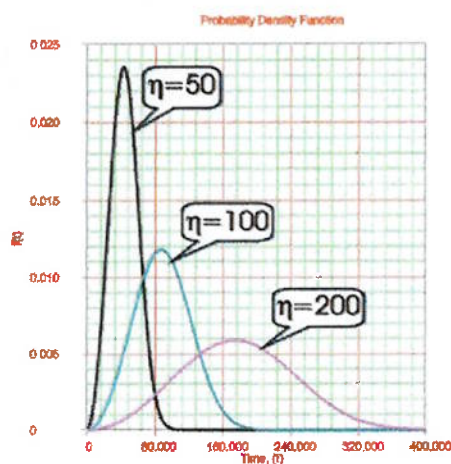


Figura 7.6: Densidade de Probabilidade  $\times$  tempo para a distribuição de Weibull variando  $\eta$

A distribuição de Weibull utilizando três parâmetros é útil para fenômenos em que a falha somente ocorre depois de certo tempo decorrido. Ou seja, para obter essa distribuição simplesmente translada-se a origem para a direita do valor  $t_0$  no eixo do tempo. Com isso tem-se:

$$\lambda(t) = 0, \text{ para } t < t_0$$

$$\lambda(t) = \frac{m}{\theta} \left( \frac{t-t_0}{\theta} \right)^{m-1}, \text{ para } t > t_0$$

$$f(t) = 0, \text{ para } t < t_0$$

$$f(t) = \frac{m}{\theta} \left( \frac{t-t_0}{\theta} \right)^{m-1} \exp\left[-\left(\frac{t-t_0}{\theta}\right)^m\right], \text{ para } t > t_0$$

$$F(t) = 0 \text{ para } t < t_0$$

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t-t_0}{\theta}\right)^m\right] \text{ para } t > t_0$$

## 7.2. *Confiabilidade de sistemas*

Nas páginas anteriores o comportamento quantitativo da confiabilidade foi modelado para situações com taxas de falhas constantes e dependentes do tempo. Em sistemas reais, contudo, um sistema pode falhar através de muitos mecanismos, fazendo com que a curva da banheira apresente um formato difícil de ser definido por qualquer uma das distribuições discutidas até então.

Os mecanismos podem ser fenômenos físicos internos a uma simples estrutura monolítica ou ainda, componentes distintos de um sistema podem falhar (tais como uma biela, uma alavanca). Em ambos os casos é possível separar as falhas de acordo com o mecanismo ou os componentes que os causam. Logo, é possível, dado que as falhas são independentes, generalizar e tratar a confiabilidade do sistema em termos dos mecanismos falhas dos componentes. Isso é chamado de modos de falhas.

Sabendo-se que a confiabilidade de um sistema pode falhar devido a M eventos independentes, que eventos independentes estão associados com as falhas de diversos componentes, pode-ser generalizar para tratar os “modos” independentes que podem corresponder a falhas de componentes diferentes ou ainda diferentes mecanismos do mesmo componente. A confiabilidade do sistema com M modos diferentes de falha fica sendo:

$$R(t) = P\{X_1 \cap X_2 \cap \dots \cap X_M\}$$

Se os modos forem independentes:

$$R(t) = P\{X_1\}P\{X_2\}..P\{X_M\}$$

Se tivermos as taxas de falha disponíveis, para obter-se a taxa de falha do sistema como um todo basta multiplicar a taxa de falha de um determinado componente pelo seu número no sistema e somar esse produto para todos os elementos do sistema, ou seja:

$$\lambda = \sum_j n_j \lambda_j$$

Com estes pequenos e importantes conceitos introduzidos, pode-se agora explicitar o significado de manutenção preventiva e corretiva sob o ponto de vista de confiabilidade como será visto a seguir.

Inicialmente vamos definir “manutenção ideal” como sendo aquela em que o sistema é restaurado a uma condição tão boa quanto a condição de novo cada vez em que a manutenção é aplicada.

Assim, se aplicarmos a manutenção no sistema em intervalos de tempo  $T$ , até a primeira manutenção a confiabilidade do sistema fica sendo:

$$R_M(t) = R(t), \quad p/ 0 < t < T;$$

Aplicando uma manutenção ideal no tempo  $t=T$ , temos:

$$R_M(t) = R(T)R(t-T) \quad p/ T < t < 2T$$

E assim por diante até aplicarmos a  $N$ -ésima manutenção

$$R_M(t) = R(T)^N R(t-NT), \quad p/ NT < t < (N+1)T$$

Se quisermos estimar qual a melhoria da manutenção preventiva, o primeiro ponto é avaliar as falhas aleatórias, ou seja, aquelas representadas por uma taxa constante de falha  $\lambda$ , ou seja:

$$\begin{aligned} R_M(t) &= R(t) \\ 0 &\leq t \leq \infty \end{aligned}$$

Para se examinar os efeitos da manutenção, deve-se calcular a razão  $R_M(t)/R(t)$ . A relação é simplificada se essa razão for calculada no tempo de manutenção  $t=NT$ :

$$\frac{R_M(NT)}{R(NT)} = \exp\left[-N\left(\frac{T}{\theta}\right)^m + \left(\frac{NT}{\theta}\right)^m\right]$$

Logo haverá um ganho na confiabilidade pela manutenção somente se o argumento da exponencial for positivo.

Para avaliar a manutenção corretiva, não faz sentido se interessar somente pela probabilidade de falha, mas deve haver também uma preocupação com o número de falhas, em especial, os tempos em que os reparos são necessários.

Para isso é necessário definir disponibilidade e manutenibilidade. O primeiro é a probabilidade em que o sistema está disponível por um determinado tempo e o segundo quão rápido um sistema deve ser reparado seguido de falha.

Ou seja:

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

Se o sistema não puder ser reparado, então temos:

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

Para a manutenibilidade:

$$M(t) = \int_0^t m(t') dt'$$

Donde  $m(t')dt'$  é a probabilidade que o reparo irá requerer um tempo entre  $t$  e  $t+\delta t$ .

Com os conceitos devidamente introduzidos, cabe agora realizar a parte final do projeto, que é a partir da função de cada subsistema do Sistema de Geração de

Energia Hidrelétrica, introduzir o FMEA, aplicar os conceitos acima de confiabilidade para identificar causa do modo de falha, consequência para o sub sistema que ele pertence e consequência para o sistema como um todo.

### 7.3. *FMEA*

O failure mode and effect analysis (ou análise de modos e efeitos de falhas), usualmente conhecido pela sigla FMEA, é uma das técnicas mais empregadas para enumerar os possíveis modos pelos quais cada componente pode falhar e para visualizar as características e consequências de cada modo de falha para o sistema como um todo. Esse método é, por natureza, inicialmente qualitativo, apesar de algumas estimativas de probabilidade de falha são normalmente incluídas.

Apesar de existir muitas variantes do FMEA, suas características, que serão mostradas em momento apropriado neste trabalho, incluem uma lista principal de componentes, seguido de uma lista de subsistemas associados a estes componentes. Seguido das modos de falha pelos quais o sistema pode falhar, possíveis causas, consequências locais e globais para a unidade geradora como um todo, probabilidade de ocorrência (que não foi muito explorado no trabalho), criticidade, sintomas da falha e possibilidades de ação sobre o sistema com o intuito de reduzir a taxa de falha ou efeitos.

Normalmente atribui-se conceitos para a criticidade que variam de: *catastrófico*: neste caso uma falha traz consequências severas e talvez cause fatalidades;

*Crítico*: uma falha deste tipo irá destruir completamente a performance do sistema;

*Pequena*: uma falha que causa danos ao sistema mas não acaba inutilizando o sistema;

*Menor*: perda de uma função que não afete o sistema.

Como as consequências para o sistema dependem do conhecimento de características próprias de uma determinada unidade geradora, foram apenas utilizados dois conceitos na construção do FMEA: crítico (para sistemas cujas falhas são de difícil monitoração e alta probabilidade de ocorrência) e controlável (para sistema com monitoração mais fácil e pequena probabilidade de ocorrência).

Outras colunas podem ainda ser incluídas no FMEA. Uma lista de sintomas ou métodos de detecção de cada falha podem ser muito importantes para operações seguras. Com o objetivo de concentrar os esforços para eliminar aqueles modos que tem efeitos mais amplos, é muito comum criar um ranking das várias causas de um modo particular de falha de acordo com o percentual de modos de falha que ocorrem.

A ênfase do FMEA está nos fenômenos físicos básicos que podem causar a falha de um componente. Com isso, muitas vezes, o ponto inicial para a construção do mesmo é a enumeração e o entendimento dos mecanismos de falha antes de proceder a uma ou outra técnica de análise de segurança.

#### **7.4. Classificação das falhas do sistema**

De acordo com Nepomuceno (1989), as falhas de um sistema mecânico podem ser classificadas da seguinte maneira:

*Falhas permanentes:* tal tipo de falha permanece, inexistindo o desempenho adequado por se tratar de componente defeituoso, até que o defeito seja sanado pela substituição do componente.

*Falhas Intermitentes:* Tais falhas são as que mais transtornos causam. Tais falhas dão origem a uma ausência da função executada pelo componente ou dispositivo durante um curto tempo, voltando a função a ser executada logo depois, permanecendo durante longo tempo. Nesses casos, é comum existir dificuldade em detectar qual componente é responsável pelo transtorno.

Quando se trata de falhas permanentes, existe a possibilidade de uma subdivisão em dois tipos de falhas:

*Falha global ou ruptura:* quando aparece a ausência total da função exercida pelo componente ou dispositivo

*Falha parcial:* quando o componente ou dispositivo executa parte das funções que lhe competem, inexistindo outras, originando execução incompleta das funções necessárias.

Além das descrições acima, tanto as falhas permanentes quanto as intermitentes podem ser classificadas segundo a velocidade com que aparecem, podendo ser:

*Falhas evolutivas:* que podem ser previstas ou preditas através de ensaios ou exames periódicos, permitindo que sejam tomadas providências antes de atingir a fase catastrófica.

*Falhas abruptas:* São aquelas que não são aptas de predição ou previsão acontecendo abruptamente independentemente de informação ou sinal prévio.

Observe que ambos os tipos descritos podem ser combinados dando origem a classificação seguinte:

*Falhas catastróficas:* quando se trata de falhas abruptas e completas;

*Falhas de degradação:* quando se trata de falhas evolutivas e parciais

Além do mais, a falha pode se apresentar e se desenvolver de maneiras diferentes, permitindo a classificação:

*Desgaste:* tais falhas são originadas pelo uso normal de componentes que, devido ao uso, desgastam-se de conformidade como que foi previsto durante a fase de projeto. Tais falhas podem ser preditas e evitadas mediante programa adequado de manutenção preditiva;

*Uso inadequado:* Tal tipo de falha é bastante comum, e consiste em utilizar o componente ou dispositivo com um regime de trabalho que implica tensões superiores àsquelas para as quais o mesmo foi projetado. O caso mais comum consistem em aumentar a rotação de bombas, visando maior fluxo. Como é natural, a mesma romper-se-á uma vez que não foi projetada para o regime que lhe foi imposto.

*Debilidade Inerente*: tal tipo de falha é devida ao fato dela não se adequar ao projeto ou da construção do componente, obrigando-o a operar sob tensões superiores àquela que o mesmo pode resistir.

Olhando novamente para a curva da banheira, pode-se ainda classificar a falha de acordo com o tempo em que elas aparecem:

*Falhas precoces*: são aquelas que aparecem logo após o início de operação de um dado equipamento, apresentam características marcantes.

*Falhas randômicas*: aparecem nos casos onde as margens de tensão e deformação são estabelecidas de tal maneira que permanecem muito próximas. Isso ocorre muito em engenharia aeronáutica, onde aparece uma exigência entre desempenho e peso, criando uma situação de maximizar dois valores antagônicos.

*Falhas Crono-dependentes*: são aquelas que dependem do tempo em que a peça está operando. Sabe-se que toda e qualquer peça deve operar satisfatoriamente durante um tempo. Tal tempo de vida é calculado, e o projeto leva em consideração os fatores que influenciam o tempo de duração; o dispositivo em questão deve operar satisfatoriamente durante tal tempo. Após o tempo de vida útil, desaparece a segurança da operação, podendo o componente se romper a qualquer momento.



## 8 CLASSIFICAÇÃO DAS PRINCIPAIS FALHAS ESPERADAS DE UM HIDROGERADOR

Em um sistema de geração de energia hidrelétrica, foram levantados diversos modos de falha dos sub-componentes presentes no mesmo. Cabe agora listar essas falhas e classificá-las de acordo com critérios anteriormente vistos.

A figura 8-1 permite visualizar os tipos de classificação que efetivamente interessam para um sistema de geração de energia sob o ponto de vista de sistemas mecânicos.

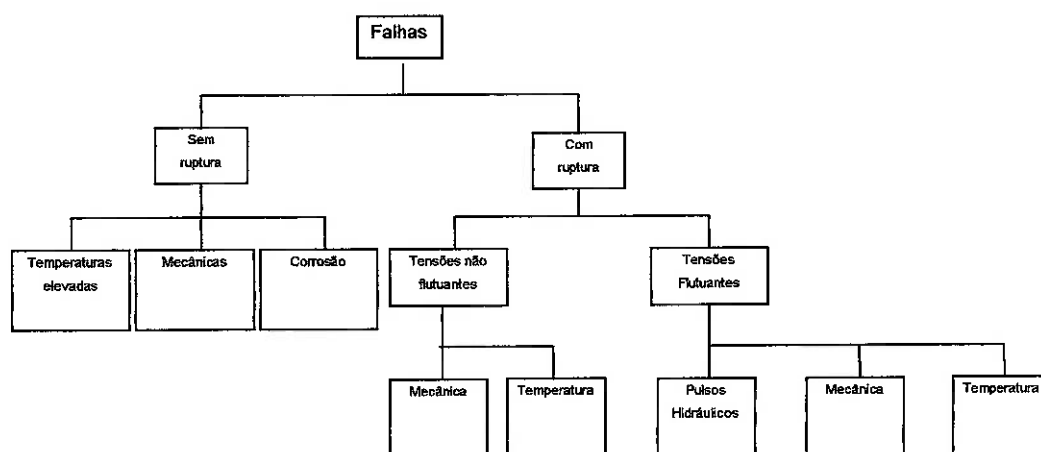


Figura 8.1: Possível classificação para os tipos de falhas

As falhas anteriormente mencionadas apresentam-se aqui organizadas em: falhas com e sem ruptura. Dentre essa classificação levantada, é possível classificar as falhas sem ruptura em: falhas por temperaturas elevadas, mecânicas, corrosão. Já as falhas com ruptura são classificadas em: falhas de tensões flutuantes e não



### **8.1. O conjunto gerador**



*Figura 8.3: Gerador*

O conjunto gerador (veja figura 8-3) pode agora ser dividido em seis grandes grupos: rotor, estator, excitatriz, eixo, circuito de refrigeração e mancal guia.

O rotor, cujos sub-itens mais relevantes são: os slots e o enrolamento, apresenta como falha principal a perda do isolamento dos condutores do enrolamento por oxidação. Nesse caso, ocorre a abertura de arco, fazendo com que o conjunto gerador queime ocasionando a parada da unidade geradora. Assim, como técnica de manutenção, vale observar a qualidade do isolamento do condutor com o intuito de encontrar indícios de oxidação.

Como o principal agente causador da oxidação é a umidade, seria interessante utilizar algum agente desumidificador para evitar que a umidade ataque o isolamento, sendo essa, de qualquer maneira, uma técnica preventiva e não preditiva, pois ela não permite acompanhar a evolução dos focos de oxidação.

A falha devido à oxidação, seguindo classificações anteriormente mencionadas, pode ser classificada como permanente, global, já que ocasiona a perda do gerador ao executar sua função, evolutiva, catastrófica e crono-dependente.

O estator do gerador, também dividido em enrolamento e slots, possui problema semelhante ao estator, ou seja, a maioria dos equipamentos elétricos tratados ao longo desse trabalho sofre o problema de oxidação, devendo esse ser um

dos principais alvos de manutenção para evitar desastres no sistema de geração de energia. A perda do isolamento, apesar de ser controlável, pode trazer consequências catastróficas para a unidade geradora, sendo assim de vital importância a sua manutenção.

Ainda no estator, vale medir a indução magnética devido a cada pólo. Assim evita-se um curto-circuito entre espiras dos pólos do rotor.

Caso o enrolamento do estator seja composto por barras estatóricas, uma possível técnica de predição seria medir a vibração das barras estatóricas com auxílio de acelerômetros para evitar o afrouxamento das cunhas de fixação do enrolamento, o que pode causar sérios danos para o gerador.

A excitatriz possui como problema mais grave o desgaste do anel porta-escova. A falha desse anel, também por oxidação resulta na abertura de arco e conseqüente queima do gerador. Essa falha pode ser classificada da mesma maneira que outras relacionadas ao problema da oxidação valendo, assim, a verificação do anel de desgaste com frequência como técnica de manutenção.

O eixo do gerador pode sofrer fratura que, naturalmente, resultaria na parada da unidade geradora. Essa falha, seguindo mais uma vez a classificação apresentada no capítulo anterior, pode ser dada como sendo uma falha permanente, de ruptura, evolutiva (ou abrupta dependendo do caso) e catastrófica. Problemas no eixo como desbalanceamento (devido a ele próprio e não aos mancais, o desbalanceamento devido a problemas nos mancais será tratado no tópico apropriado), excentricidade, circularidade com o estator, apesar de raros, podem ser facilmente detectados através de técnicas como a estroboscopia, onde é possível observar o deslocamento e oscilação do eixo. Essa técnica consiste em fazer uma luz estroboscópica piscar em uma frequência múltipla da frequência de rotação do eixo podendo, assim, o operador observar o mesmo como se estivesse parado ou girando bem devagar, conforme for mais apropriado. A vibração do mesmo pode ser observada colocando-se acelerômetros no estator do gerador com o intuito de medir a distância entre o rotor e o estator. Dessa maneira, pode-se saber se o sistema apresenta desbalanceamento caso o eixo apresente grandes oscilações.



*Figura 8.4: Circuitos de água pura, bruta, trocador de calor*

O sistema de refrigeração (fig. 8-4) do estator é composto por circuitos de água (água bruta e/ou água pura) e um trocador de calor. Os principais modos de falha relacionados podem ocasionar uma refrigeração com taxas de troca de calor inferiores às desejadas, ou ainda, no caso de vazamento, a perda do gerador por queima. Esse funcionamento, com desempenho abaixo do esperado, pode ocorrer por entupimento do circuito ou por obstruções (sujeira) que possa estar presente no trocador de calor (que geralmente é de placas ou casco-tubo). A classificação da falha por entupimento pode ser: falha intermitente (ou permanente dependendo do caso), parcial, evolutivas, ou seja, falha de degradação. Como técnica de predição, pode-se monitorar as temperaturas e vazões dos circuitos de água. Uma redução na vazão indicia entupimento ou vazamento. Caso haja ainda um aumento da temperatura interna do gerador, fica claro que ocorre algum problema no circuito de água, ou ainda no trocador de calor, que pode estar obstruído impedindo assim a troca apropriada de calor.

No caso de parada da máquina para manutenção, é possível detectar problemas nos circuitos de água utilizando testes hidrostáticos ou ultra-sônicos. No caso de teste hidrostático, pode-se introduzir água sob pressão no circuito (se possível com corante para facilitar a visualização) e verificar quais os pontos de vazamento do circuito. Este teste, para efeito de curiosidade, tem princípio semelhante àquele utilizado em botijões de gás de residências. Neste caso, coloca-se sabão na saída do botijão para verificar se há vazamento de gases.

O teste ultra-sônico funciona da seguinte maneira: com a utilização de microfones apropriados, procura-se vazamentos pela presença de frequências acima de 40KHz, que caracterizam o vazamento. É um teste bastante utilizado para gases sendo não tão usado para líquidos, onde é mais fácil utilizar o teste hidrostático.

Além disso, não se pode esquecer de verificar com certa frequência a condição de filtros nos circuitos de água bruta, pois eles reduzem a passagem de partículas sólidas que são nocivas para o circuito.

O mancal guia do gerador foi dividido em: bucha, bloco guia, óleo, refrigeração. As falhas do mancal normalmente estão associados aos circuitos a ele ligados, normalmente uma falha do mancal é precedida de um superaquecimento do óleo nele contido. Seja por problemas de vibração do eixo, de refrigeração, de perda de viscosidade, o óleo é o alarme que deve ser constantemente monitorado. As principais falhas que ocorrem no mancal são: perda do metal patente (bucha, pad, ou segmento de mancal dependendo do caso) devido a um superaquecimento do óleo ou perda de viscosidade do mesmo.

Normalmente um aquecimento do óleo resulta na perda de viscosidade do mesmo e por consequência aumento do atrito sobre o metal patente que resulta em vibração, mais aquecimento do óleo e assim por diante até o mancal travar.

De maneira mais polida, pode-se dizer que as principais falhas são três: desgaste do metal patente, perda da viscosidade do óleo e problemas de refrigeração, apesar de que os três fatores estão totalmente relacionados.

As falhas do sistema de refrigeração já foram comentados anteriormente. Assim, resta classificar o desgaste da bucha e a perda de viscosidade do óleo. A primeira falha pode ser considerada uma falha permanente, global, evolutiva. A segunda pode ser uma falha permanente, global, evolutiva. Como já foi dito, tudo deve ser feito para que o óleo esteja sempre em temperaturas adequadas e livre de partículas sólidas e outros agentes que comprometam a sua viscosidade.

No caso do mancal guia, vale a pena fazer os seguintes procedimentos de manutenção: medir temperatura do metal patente, temperatura do óleo, temperatura dos circuito de água pura (interno do mancal), vazão da água pura. No caso de parada

da máquina, realizar análise de óleo através dos seguintes processos: contagem de partículas, espectrofotometria, teor de água (normalmente quando há vazamento do circuito de água pura, as consequências são catastróficas, entretanto, pode-se detectar pequenos vazamentos), inspeções sensoriais (aparência e odor), teste de viscosidade, infra-vermelho, índice de neutralização (presença de acidez que possa atacar as partes metálicas).

A análise do óleo pode fornecer, entre outras coisas, indícios de desgastes de mancais, desgaste de trocadores de calor, filtros em sistemas de refrigeração, desgaste de servo-válvulas em sistemas de acionamento (no caso do atuador do sistema de distribuição da turbina), arraste de metal patente.

Podem ser instalados acelerômetros nos mancais (procedimento preditivo) com o intuito de detectar possíveis desalinhamento entre eixos, desgaste de mancais, movimento axial do eixo, afrouxamento de mancais.

## 8.2. *O conjunto turbina*



Figura 8.5: Eixo, acoplamento, sistema de regulação

Nessa parte do trabalho, o conjunto turbina foi dividido nos seguintes subconjuntos: caixa espiral, tubo de sucção, rotor, distribuidor, central hidráulica, mancal guia, eixo. Ainda nessa distribuição existem outros componentes que merecem melhor divisão. No caso do distribuidor, ele será analisado por seus



subsistemas: atuador, palheta diretriz, anel de regulação, bielas alavanca diretora. São sub-sistemas da central hidráulica: bomba, acumuladores, reservatório de óleo. Para o mancal guia vale a mesma divisão utilizada no mancal guia do gerador. Na análise do eixo da turbina, especial destaque será dado para a vedação do eixo (em alguns casos utiliza-se junta de carvão).

A caixa espiral, o tubo de sucção e o rotor (elementos diretamente em contato com a água) sofrem oxidação. A causa é a mesma, mas os efeitos e as técnicas de predição são específicos para cada um deles.

No caso da caixa espiral e do tubo de sucção, o projeto incorreto resulta na formação dos chamados vórtices de baixa carga. A formação dos vórtices contribui para uma perda de material da caixa espiral por oxidação. Isso faz com que a turbina perca rendimento resultando oscilações indesejáveis na rede. Na classificação de Nepomuceno, essa falha rara pode ser considerada intermitente, parcial, evolutiva, resultado de erros de projeto. Para evitar os danos dessa falha, podem ser instalados sensores de pressão em ambos condutos. A oscilação de pressão nesses condutos identifica a presença de vórtices de baixa carga que geram oscilação de potência. Além disso, a análise com ultra-som permite a verificação de cavitação em ambos.

Já no caso do rotor, a presença de cavitação tem outras consequências além da perda de material. Tratando-se de uma peça rotativa, a perda de material acarreta num desbalanceamento aumentando os níveis de vibração do sistema. Com o rotor desbalanceado, as solicitações no mancal são maiores, gerando mais calor, que podem superaquecer o metal patente, reduzir a viscosidade do óleo entre outros efeitos.

Existem técnicas já bem conhecidas para evitar a cavitação de turbinas, todas elas visando aumentar a pressão estática do líquido. Dentre essas medidas pode-se citar: afogamento da turbina, injeção de ar comprimido. Uma vez que existe cavitação, cabe ao responsável pela manutenção aplicar técnicas que meçam o quão grande é o fenômeno. Como dito anteriormente, componentes mecânicos quando sujeitos a cavitação emitem ruídos de alta frequência. Parte desse ruído pode ser percebida pelo ouvido humano e é identificado como um som semelhante ao de duas



superfícies com areia se esfregando. No caso, para identificar as frequências com maior precisão, utiliza-se o teste ultra-sônico e faz-se uma demodulação dos sinais de alta frequência. A falha de perda de material das pás por cavitação pode ser classificada como sendo global, evolutiva, de degradação.

A composição do distribuidor, como explicada acima, apresenta todos os elementos desde o atuador (fig. 8-6, acionado pela central hidráulica) até a palheta diretriz, que regula efetivamente qual o volume de água que será lançado no rotor da turbina.



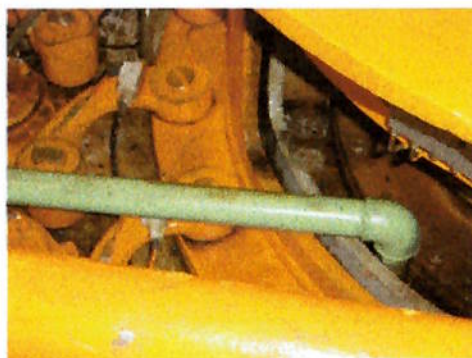
*Figura 8.6: Atuador hidráulico*

O atuador do distribuidor apresenta dois principais modos de falha: flambagem e vedação. Ambos, apesar de raros, podem resultar na perda do sistema de regulação, o que a princípio não necessariamente resultaria na parada da unidade geradora, mas com certeza faria a mesma operar incorretamente (pelo menos oscilações na rede). A falha por flambagem, resultado de projeto inadequado, pode ser classificada como sendo permanente, global, abrupta, ou seja, catastrófica. No caso da vedação, a falha pode ser considerada permanente, parcial, evolutiva, ou seja, de degradação. Para ambos, podem até existir técnicas de predição, mas o mais indicado seria confiar no projeto.



*Figura 8.7: Atuador e anel de regulação*

O anel de regulação, como pode ser visto na figura 8-7, acionado pelo atuador, possui diversas articulações. Essas podem travar, fazendo com que se perca o sistema de regulação. Vale o bom senso aqui também de se confiar no projeto e na inspeção visual, porém reservando uma atenção especial pela lubrificação das diversas articulações.



*Figura 8.8: Bielas e dreno: problemas com junta de carvão*

A biela de ruptura (fig. 8-8), acionada pelo anel de regulação tem como principal modo de falha a fratura por fadiga. Essa falha, também considerada rara, pode ser considerada permanente, global, abrupta, portanto catastrófica. A manutenção desse componente, bem como do atuador pode ser feita visualmente sendo que nesse ponto podem até ser utilizadas técnicas de predição, mas vale mais o bom senso e a inspeção visual.

Exatamente a mesma análise vale para a alavanca diretora, que no sistema é acionada pela biela de ruptura.

No fim desse circuito encontra-se a palheta diretriz. Responsável por efetivamente realizar a regulação do sistema, a palheta diretriz sofre todos os problemas de fadiga, fratura de qualquer componente mecânico explicitado anteriormente, com o agravante de estar em contato com a água. Dessa maneira ela também sofre problemas de peças metálicas em contato com fluidos (cavitação, corrosão) cujos modos de falha já foram resumidos anteriormente. Caso a fratura da palheta seja grande, parte desse material poderia entrar em contato direto com a pá da turbina podendo assim trazer resultados catastróficos para o sistema. Este porém, não é um fato observado na literatura a respeito, podendo ser considerado também um fato raro. Caso a máquina faça alguma parada programada, vale a pena observar a condição da palheta diretriz. Nesse caso, podem ser feitos testes para verificar a espessura da pá visando substituí-la em momento apropriado.



*Figura 8.9: Central Hidráulica*

O subconjunto denominado central hidráulica (fig. 8-9) é composto por bomba, acumuladores e reservatório de óleo apresenta como falha principal a falta de óleo pressurizado pela bomba, além dos já conhecidos problemas relacionados ao óleo (como pureza, viscosidade, etc.). Assim, nesse subconjunto, além das falhas da própria bomba, não se pode esquecer das falhas devido a componentes mecânicos a ela associados como por exemplo: válvulas e pressostatos. Acumuladores e reservatório de óleo não costumam apresentar modos de falhas significativos que justifiquem mencioná-los.

Assim, como procedimento de manutenção, deve-se verificar condição de válvulas, pressostatos, executar todos os cuidados relativos a sistemas com óleo (realizar contagem de partículas, teste de presença de água e demais testes com a máquina parada).

As falhas desses subsistemas associados à bomba (pressostatos, válvulas) não podem aqui ser classificados, pois estes são elementos próprios de cada usina. Nesse caso, uma prática de manutenção desses elementos requer um aprofundamento no conhecimento de uma determinada unidade geradora, o que foge do escopo deste texto.

O eixo da turbina apresenta todos os problemas mostrados pelo eixo do gerador e as mesmas falhas podendo assim ser classificado da mesma maneira. O destaque para o eixo é a vedação. Incluída no subconjunto turbina, a vedação do eixo (em alguns casos utiliza-se junta de carvão) é um componente de fundamental importância apesar de ser algo extremamente simples. Com a função de evitar que a água que passa pelo circuito da turbina suba para o restante da casa de máquinas, a vedação do eixo sofre constante desgaste e é item essencial para inspeção nas paradas da unidade geradora. Não raro encontrar-se bombas de dreno para a água que passa pela vedação. A falha da junta de carvão pode ser classificada como falha permanente, parcial, evolutiva, portanto, de degradação.

A inspeção visual é ainda a estratégia de manutenção mais utilizada para este componente mecânico. Vale ressaltar, porém, que outras técnicas de predição, como a estroboscopia aplicada ao eixo e a colocação de acelerômetros para mensurar a vibração podem auxiliar a aumentar a vida útil desse componente.

### **8.3. *O conjunto mancal de escora***

Ao contrário do que possa parecer, o mancal de escora é um componente muito significativo para uma unidade geradora. Muito mais do que facilitar a rotação do eixo, este mancal é responsável por arcar com todo o peso da unidade geradora

sendo ele, normalmente, um componente que pode assumir a mesma importância de um gerador ou uma turbina.

Os componentes do mancal de escora não são muito diferentes dos demais mancais da unidade geradora. Assim, toda o procedimento de manutenção, técnicas de predição e demais atitudes tomadas nos demais mancais aqui são válidas.

A classificação das falhas segue a mesma teoria por trás dos demais mancais. Muitas vezes estes mancais são do tipo hidrostático, assim, seria necessário incluir bombas e circuitos de óleo pressurizado no conjunto mancal de escora. Nesse caso, valem todos os procedimentos para mancais guia, acrescidos dos tratamentos necessários para circuitos de óleo.

## 9 O FMEA DE UMA UNIDADE GERADORA

Este capítulo sintetiza todo o trabalho de pesquisa realizado no formato FMEA. Esta ferramenta divide a unidade geradora em itens de maior relevância. Estes itens são divididos em subitens também de grande importância, são levantados os principais modos de falha de cada subitem e, a partir deste ponto, começa a análise crítica das falhas. São levantadas as causas de cada falha, os efeitos para o sub-item, para o item (ou conjunto) e para a unidade geradora.

Existe também colunas de ocorrência, criticidade, possíveis ações para reduzir a taxa de falha. No FMEA apresentado nesse trabalho, a coluna de ocorrência não foi preenchida pois depende do conhecimento aprofundado de uma determinada unidade geradora, todo o seu histórico de falhas, os procedimentos tomadas, não cabendo aqui entrar nesse detalhe. A coluna criticidade é preenchida levando em conta a ocorrência, que no caso não foi preenchida, mas usando-se o bom senso, pode-se ter uma idéia se a falha é freqüente ou não, e ainda as diversas técnicas de manutenção que podem ser aplicadas àquele item.

Assim, item que possui baixa ocorrência de falha e pode ser monitorado através de diversas técnicas recebeu “controlável” no item criticidade. Por outro lado, falhas mais freqüentes, ou que possuem acompanhamento difícil, receberam “crítico” em criticidade. É claro que essa escala é bem simplista, muito abaixo do esperado em FMEAs reais, porém, dado que a ocorrência depende da usina em questão, dá para se ter uma idéia de como ficaria o FMEA de uma unidade geradora de uma usina genérica.

O que é percebido na prática é que poucas técnicas de predição são aplicadas nas usinas no Brasil. Existem casos em que somente medidas de temperatura são utilizadas para fazer o monitoramento e ainda assim, a medida de temperaturas em diversos pontos do sistema de geração de energia é utilizada muito mais como critério de parada da máquina do que como técnica de predição.

Uma grande contribuição deste trabalho é trazer diversas técnicas de predição que podem ser aplicadas a quaisquer usinas. Assim, todo e qualquer sistema que

sofra de cavitação (veja tabela do FMEA construída) pode estar recebendo equipamento apropriado para executar a medição de ruídos, já que a presença de ruídos de alta frequência, bem como a redução no desempenho da máquina, são os principais sinais de que o conjunto está sofrendo cavitação.

Outra técnica que pode ser aplicada é a instalação de acelerômetros em locais apropriados do eixo. Com a monitoração da vibração, diversos problemas podem ser identificados, tais como desbalanceamento do eixo, problemas relacionados aos mancais (alinhamento, aquecimento, dentre outros) antes que seja necessária a parada da máquina a título emergencial.

Todo e qualquer equipamento que sofra oxidação e fadiga, pode ser visto a presença de pó amarelado e trincas superficiais, indícios de que o sistema está prestes a falhar.

A presença de medidores de vazão por todos os circuitos hidráulicos são alarmes de que possa haver entupimento ou vazamento. Nesse caso, um queda de vazão indica problemas no circuito antes mesmo que seja necessário fazer a limpeza dos filtros, ou a parada da máquina em casos mais extremos.

As análises de óleo propostas também são grandes indicadores do desgaste de buchas, metal patente, problemas com alinhamento, vazamento, dentre outros fatores que possam contaminar o óleo.

Os principais diferenciais deste trabalho foram levantados e segue a tabela completa do FMEA com todas as ações para reduzir a taxa de falha, bem como efeitos, causas, ocorrência, criticidade e sintomas que são esperados do FMEA de uma unidade geradora genérica.



Item	Sub-item	Modo de Falha	Causa da Falha	Sintomas da Falha	Efeitos subitem	Efeitos item	Efeitos U. Geradora	Ocorrência	Criticidade	Ação para reduzir taxa de falha
Rotor	Enrolamento	Perda do isolamento	Oxidação	presença de pó amarelado	Abertura de arco	Queima	Parada da Unidade Geradora	y%	Crítico	Verificar a qualidade do isolamento reduzir umidade no local
	Slots									
Estator	Enrolamento	Perda do isolamento	Oxidação	presença de pó amarelado	Abertura de arco	Queima	Parada da Unidade Geradora	u%	Controlável	Verificar espessura e aparência do isolamento
	Slots									
Excitatriz		Desgaste do porta-escova	Oxidação	presença de pó amarelado	Abertura de Arco	Queima	Parada da Unidade Geradora	t%	Controlável	Verificar anel de desgaste com frequência
Eixo		Fratura	Fadiga	pequenas trincas	Quebra	Quebra	Parada da Unidade Geradora	t%	Controlável	Verificar trincas na superfície do eixo e presença de pó amarelado
			Corrosão	pó amarelado						
	Circuito de Água Bruta	Entupimento	Partículas grandes no circuito	queda na vazão sujeira nos filtros	Redução capacidade de refrigeração	Queda de desempenho	Aquecimento mancais possível parada	g%	Controlável	Executar limpeza periódicas dos filtros
	Circuito de Água Pura	Vazamento	Oxidação	queda na vazão	Redução capacidade de refrigeração	Queda de desempenho	Aquecimento mancais possível parada	h%	Controlável	Verificar tubulação. Procurar indícios de oxidação
	Trocador de calor	Obstrução	Sujeira	aquecimento dos circuitos	Perda da eficiência	Queda de desempenho	Aquecimento mancais possível parada	t%	Controlável	Executar limpeza periódicas nas placas do trocador de calor
Mancal guia	Bloco guia									
	Bucha	Desgaste	Aquecimento	partículas da bucha no óleo	Perda da bucha	Superaquecimento	Parada da unidade Geradora	j%	Crítico	Verificar pressão, temperatura, qualidade óleo dos mancais
	Óleo	Perda da viscosidade	Temperatura incorreta	elevação da temperatura	Perda da viscosidade	Superaquecimento	Parada da Unidade Geradora	k%	Crítico	Verificar qualidade, pressão, temperatura do óleo nos mancais
	Refrigeração	Ver item refrigeração	Ver item refrigeração	Ver item refrigeração	Ver item refrigeração	Ver item refrigeração	Ver item refrigeração	r%	Crítico	Ver item refrigeração
		Cavitação	Vórtices de baixa carga	ruidos de alta frequência	Oxidação	Perda de rendimento	Oscilações na rede	g%	Controlável	Monitorar pressão na caixa espiral e tubo de sucção
Caixa Espiral										
Tubo de Sucção		Cavitação	Vórtices de baixa carga	ruidos de alta frequência	Oxidação	Perda de rendimento	Oscilações na rede	h%	Controlável	Monitorar pressão na caixa espiral e tubo de sucção
Rotor		Cavitação	Região de baixa pressão	ruidos de alta frequência	Oxidação, perda de material	Perda de rendimento	vibração, ruptura, perda de material da pá	x%	Controlável	Afogar turbina, injeção de ar comprimido, material/construção
	Atuador	Vedação	desgaste	atuação mais lenta, vazamentos	Perda do atuador	Operação incorreta	Oscilações na rede torque inadequado	n%	Controlável	Verificar estado da haste, cilindro e pistão
	Palheta Diretriz	Perda de mat. quebra	Oxidação	presença de ruidos de alta frequência	Quebra, vibração	Operação incorreta	Operação incorreta	l%	Controlável	Verificar estado das palhetas
	Anel de Regulação	Articulações	"engripar"	Ruidos, condição das articulações	Trava o anel	Perda do sistema de Regulação	Operação incorreta	u%	Controlável	Verificar estado das articulações
	Bielas	Fratura	Fadiga	presença de trincas	Quebra	Perda do sistema de regulação	Operação incorreta	u%	Controlável	Verificar estado da biela
Distribuidor	Alavanca Diretora	Fratura	Fadiga	presença de trincas	Quebra	Perda do sistema de regulação	Operação incorreta	y%	Controlável	Verificar estado da alavanca diretora
	Bomba	Falta de óleo pressurizado	Bombas, válvulas, pressostatos	queda de pressão	Funcionamento incorreto	Perda do sistema de regulação	Parada da unidade geradora, op. incorreta	t%	Crítico	Verificar temperaturas, condição de válvulas, pressostatos.
	Acumuladores									
	Reservatório de óleo									
	Bloco guia	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	k%	Crítico	Ver item mancal
Mancal guia	óleo	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	n%	Crítico	Ver item mancal
	Bucha	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	d%	Crítico	Ver item mancal
	Vedação do eixo	Desgaste	Desgaste	Ver item mancal	Perda da capacidade de vedação	Nada	Inundação da casa de máquinas	f%	Crítico	Ver estado da junta de carvão, parar a máquina com peg. Vazam.
		Ver item mancal (buchas)	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	w%	Crítico	Ver item mancal
		Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	e%	Crítico	Ver item mancal
Bloco de escora		Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	Ver item mancal	d%	Controlável	Ver item mancal



## 10 CONCLUSÕES

O trabalho realizado apresenta um público alvo muito grande, pois abrange conteúdo que varia desde conceitos simples do funcionamento de uma hidrelétrica para pessoas leigas, até práticas de manutenção que possam ser úteis para profissionais responsáveis pela manutenção de hidrelétricas já existentes.

Pelo fato de não ser abordada nenhuma hidrelétrica em especial, exceto no capítulo 2 onde foram usadas informações de Itaipu para fazer a descrição dos principais componentes de uma usina, o trabalho pode servir ainda como referência para profissionais que venham a projetar uma usina nova. Com os principais modos de falha levantados e todos os pontos críticos de funcionamento, bem como pontos de monitoração e possíveis técnicas a serem utilizadas, fica mais fácil atacar os principais problemas presentes em um sistema de geração de energia hidrelétrica desde o seu projeto.

Não se pode descartar o uso deste trabalho também para possíveis repotencializações já que documentos como este não são comuns em muitas usinas, inclusive algumas visitadas para a realização do trabalho.

A maior contribuição que este trabalho traz para a sociedade é uma análise crítica de sistemas de geração de energia. Pode servir de guia quando o objetivo for aplicar conceitos básicos de práticas de manutenção centrada em confiabilidade bem como para efeitos mais práticos, como a instalação de acelerômetros ou uso de sensores apropriados nos pontos possíveis de monitoração.

Alguns dados apresentados no FMEA apresentam-se de maneira simplista pelo fato de não estar sendo estudado algum caso especial, mas para aqueles que venham a utilizar este trabalho como base para FMEA em usinas reais, toda a base teórica apresenta-se disponível ao longo do trabalho para que essa metodologia possa ser aplicada a qualquer unidade geradora de usinas hidrelétricas.

## 11 BIBLIOGRAFIA

- [1] BRITISH ELECTRICITY INTERNATIONAL. **Modern Power Station Practice** - Turbines, Generators and Associated Plant – Volume C 3. ed. Pergamon Press, 1991
  
- [2] LAURIA, D. **Máquinas de Fluxo**: apostila do curso de PME 2454, 2002.
  
- [3] VEIGA, J.R.C. **Oportunidade de negocio com a repotencialização de usinas**: aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Universidade de São Paulo, 2001.
  
- [4] CEMIG. **Informações** sobre o funcionamento de usinas hidrelétricas. Disponível em <[www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br)> . Acesso em: 22/05/2003.
  
- [5] ELETROBRÁS: **Informações** sobre a geração de energia elétrica no Brasil. Tabelas. Disponível em <[www.eletronbras.gov.br](http://www.eletronbras.gov.br)>. Acesso em: 03/04/2003.
  
- [6] ANEEL. **Informações** sobre a geração de energia elétrica no Brasil. Tabelas. Disponível em <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 05/07/2003.

- [7] KUNZ, L. A. **Aplicação de PTFE em mancais de escora de hidrogeradores.** Trabalho apresentado ao seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Foz do Iguaçu, 1999. Disponível em < [www.xviisnptee.com.br](http://www.xviisnptee.com.br)>. Acesso em: 03/06/2003.
- [8] MARQUES, A. P. **Avaliação de envelhecimento em barras de estator de hidrogeradores.** Trabalho apresentado ao seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Foz do Iguaçu, 1999. Disponível em < [www.xviisnptee.com.br](http://www.xviisnptee.com.br)>. Acesso em: 03/06/2003.
- [9] MARÇAL, A. T. M. **Análise do ensaio de envelhecimento acelerado em barras de estator retiradas de operação.** Trabalho apresentado ao seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Belém do Pará, 1997. Disponível em < [www.xviisnptee.com.br](http://www.xviisnptee.com.br)>. Acesso em: 03/06/2003.
- [10] TAVARES, M. G. **Entreferros assimétricos – uma nova concepção para reduzir as perdas sob carga nominal em hidrogeradores de grande porte.** Trabalho apresentado ao seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Campinas, 1997. Disponível em < [www.xviisnptee.com.br](http://www.xviisnptee.com.br)>. Acesso em: 03/06/2003.

- [11] ROBERT, R. **Imagem de defeitos por descarga parcial estimulada por raio x em barras estatóricas de hidrogeradores.** Trabalho apresentado ao seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Foz do Iguaçu, 1999. Disponível em < [www.xviisnptee.com.br](http://www.xviisnptee.com.br)>. Acesso em: 03/06/2003.
- [12] FERREIRA, I. **Análises físicas da isolação e do condutor de bobinas estatóricas do gerador nº4 da usina Henry Boden.** Trabalho apresentado ao seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Foz do Iguaçu, 1999. Disponível em < [www.xviisnptee.com.br](http://www.xviisnptee.com.br)>. Acesso em: 03/06/2003.
- [13] ITAIPU. **Informações sobre o funcionamento de usinas hidrelétricas.** Disponível em <[www.itaipu.gov.br](http://www.itaipu.gov.br)> . Acesso em: 22/05/2003.
- [14] ILHA SOLTEIRA. **Informações sobre o funcionamento de usinas hidrelétricas.** Disponível em <[www.ilhasolteira.com.br](http://www.ilhasolteira.com.br)> . Acesso em: 22/05/2003.
- [15] PORTAL DO SÃO FRANCISCO. **Informações sobre o funcionamento de usinas hidrelétricas.** Disponível em <[www.portaldosaofrancisco.hpg.ig.com.br](http://www.portaldosaofrancisco.hpg.ig.com.br)> . Acesso em: 22/05/2003.
- [16] CHESF. **Informações sobre o funcionamento de usinas hidrelétricas.** Disponível em <[www.chesf.gov.br](http://www.chesf.gov.br)> . Acesso em: 30/05/2003.

[17] LEWIS, E. E. **Introduction to Reliability Engineering**. St. Martins Press, New York, 1976.

[18] NEPOMUCENO, L. X. **Técnicas de manutencao preditiva**. Vol1. São Paulo: Edgard Blücher, 1989.