

INSTRUMENTAÇÃO DE TURBINA HIDRÁULICA BASEADA NOS CONCEITOS DE MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE

Daniel Rodrigo Barreto Silva

drbsilva@uol.com.br

Resumo. Um sistema de geração de eletricidade espera-se ser confiável, seguro, possuir alta disponibilidade e baixa manutenibilidade. Assegurar esses índices é tarefa equipe de manutenção baseada em uma política elaborada previamente. Neste contexto a técnica de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) provê uma metodologia estrutura capaz de identificar modos e efeitos de falha críticos que acarretam a parada da máquina, interrupção da produção de energia elétrica e redução de disponibilidade. O trabalho foca uma turbina hidráulica Kaplan e foram elaboradas a Arvore Funcional e a Descrição Funcional dos sistemas e componentes mecânicos da turbina. Por fim o FMEA (do inglês, *Failure Modes and Effects Analysis*) detalha os modos, mecanismos e efeitos potenciais de falhas. Classificando a severidade dos modos de falha em função do efeito sobre desempenho do sistema, obtêm-se os modos de falha críticos. Resultado deste estudo é a avaliação da instrumentação adequada que capture estes modos de falha críticos com a finalidade de auxiliar a equipe de manutenção e aumentar a disponibilidade do sistema de geração, para implementação em uma turbina que passa(rá) por uma modernização.

Palavras chave: *Manutenção, Confiabilidade, Turbina Hidráulica e Instrumentação.*

1. Introdução

A geração de eletricidade no Brasil é fortemente caracterizada pelo uso de recursos hídricos. Em 31 de dezembro de 2006, a potência instalada da geração hidrelétrica alcançou 73 081 MW, ou 82,8% do total, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Diversos empreendimentos hidrelétricos no Brasil foram construídos durante as décadas de 60 e 70, e completaram assim, na passagem para o século 21, no mínimo 30 anos de vida. Dada a crescente demanda por energia elétrica e expressiva contribuição da energia hidrelétrica na matriz energética do país, é clara a necessidade da modernização para não comprometer o futuro abastecimento.

Ao passar por uma modernização, conceito diferente de repotenciação, pretende-se estender a vida útil e introduzir novas funcionalidades no equipamento. A sobrevida é alcançada pela reforma ou substituição, com desempenho no mínimo igual ou superior, daqueles componentes que estão no final de suas vidas úteis. Entre as novas funcionalidades, a principal é a automação. É desejada a operação computadorizada e remota de procedimentos de partida, parada, controle e monitoramento das condições operacionais.

No escopo da modernização, deve ser incluídos requisitos de auxílio da atividade de manutenção. A excelência de manutenção está intimamente ligada às configurações do equipamento e, muito provavelmente, a visão desta atividade pelo fabricante original era diferente da atual. Esta funcionalidade deve estar presente quando da reforma ou substituição de componentes. Além disso na modernização há a oportunidade de introduzir sensores para monitoramento do estado do equipamento que auxiliem na execução da manutenção e no aumento de disponibilidade, foco deste trabalho.

2. Objetivos

O conjunto de sensores num equipamento é usado para monitorar seu desempenho e estado e para controle. O acompanhamento de sinais, suas tendências e médias indicam possíveis anomalias naquele conjunto. Para a equipe de manutenção, os sensores têm uma função estratégica vital: revelar possíveis falhas e o local onde investigar.

A disponibilidade é um índice da condição operacional do equipamento, igual à razão do tempo operacional pelo tempo total (tempo de parada + tempo operacional). Assim a instrumentação pode seguramente aumentar a disponibilidade ao agir diretamente na redução dos tempos de diagnose de problemas e de validação/teste, prevenir uma possível falha ou realizar todo um planejamento a priori que reduza os demais tempos da parada, vide Figura 1.

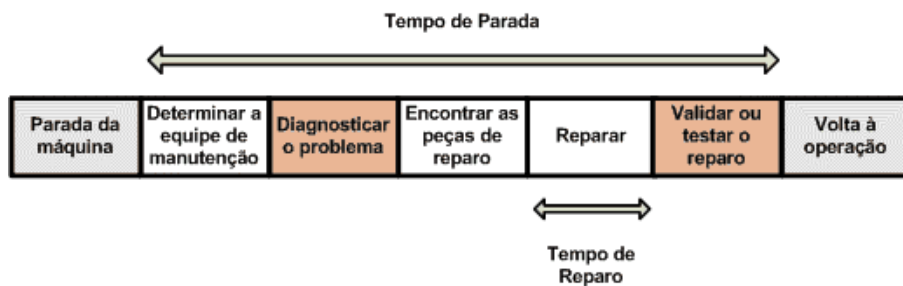


Figura 1 - Etapas do reparo (Adaptado: MOUBRAY, 1999)

A instrumentação proposta tenta cercar os modos de falha denominados críticos em termos operacionais. Este conjunto de sensores fornecerá indícios da ocorrência de modos de falha com efeitos significativos no desempenho ou que induzam à parada da turbina hidráulica. De posse e análise desses dados, a equipe de manutenção poderá estender a operação com segurança (preditiva) ou atuar mais eficiente, reduzindo o tempo de parada.

Este trabalho também subsidia a aplicação da Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) para hidrogeradores com a finalidade de aumento de disponibilidade e seleção de sensores.

3. Procedimento para Definição da Localização de Sensores

O estudo segue o roteiro da Figura 2. É iniciado pelo estudo da turbina e das relações funcionais que a caracterizam, resumidas na Descrição e Árvore Funcional. Para todos os componentes dos ramos inferiores da árvore funcional é realizada uma análise de modos e efeitos de falha – FMEA (do inglês, *Failure Modes and Effects Analysis*), utilizando um formulário padrão. O nível da análise deve ser balanceado para não torná-la extremamente longa ou sucinta demais. Tipicamente é possível a análise de conjuntos inteiros, por exemplo, conjunto bomba ou mecanismo biela/manivela. Dada a extensão do documento, estes formulários encontram-se apenas no texto original.

O FMEA fornece duas informações para determinação da instrumentação: índice de severidade e efeitos da falha. O primeiro é o valor a ser filtrado, pois nem todos os modos de falhas são críticos. Enquanto pelo segundo, a falha é então rastreada, ou seja, as evidências mensuráveis da ocorrência da falha, por exemplo, aumento de temperatura ou vibração.

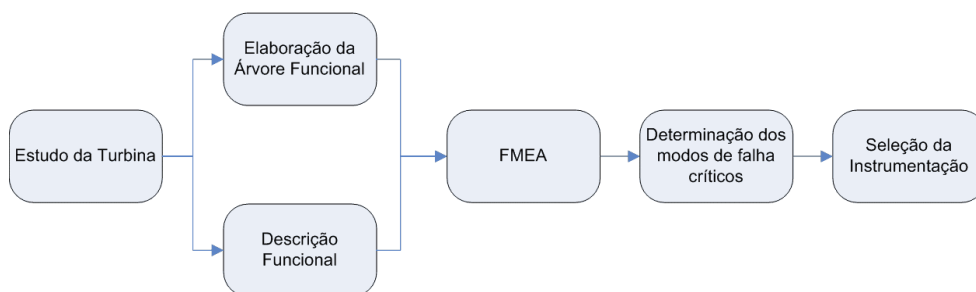


Figura 2 – Roteiro seguido

Na realização do FMEA, a severidade é avaliada conforme a Tabela 1 para sistemas de geração de eletricidade.

No FMEA, os demais índices, detectabilidade e frequência, são específicos de cada usina hidrelétrica, ou seja, do nível de instrumentação existente e do estado de conservação dos equipamentos. A instrumentação sugerida é para implementação em uma turbina que sofrerá reforma, sendo portanto independente destes dois fatores.

O critério de seleção dos modos críticos baseia-se nos efeitos que levam à parada da turbina: índices maiores ou iguais a sete na escala de severidade. O índice imediatamente abaixo, seis, indica modos de falha que afetam severamente o desempenho. Para alguns destes, são feitas sugestões de sensoriamento.

Tabela 1 - Escalas de Severidade de interesse (CARAZAS, 2006)

<i>Grau de Severidade</i>	Efeito sobre a Operacionalidade do Sistema de Geração de Energia
1...5	- Efeitos decrescentes no desempenho do sistema de geração
6. (Efeito Maior)	- Falha de componentes, com necessidade de reparo ou substituição. - Desempenho do sistema de geração afetado severamente, mas ainda permite operação, porém com potência gerada bastante reduzida; - Severa perda de desempenho nos sistemas de controle das condições de operação. - Possibilidade de efeito detrimental sobre o meio ambiente, chance de exceder alguma regulamentação ambiental.
7. (Efeito Extremo)	- Falha de componente, sem danos a outros componentes. Necessidade de substituição e/ou reparo do componente, com tempo de parada reduzido; - Falha que não afeta segurança do sistema de geração e dos operadores; - Falha causa parada de máquina, com não cumprimento de regulamentação governamental. - Efeito ambiental grave, possibilidade de multa.
8. (Efeito Sério)	- Falha de componente que causa danos moderados ao sistema de geração de energia, sem danos a outros componentes. Necessidade de substituição e/ou reparo do componente; - Falha que não afeta segurança do sistema de geração e dos operadores; - Falha causa parada de máquina, com não cumprimento de regulamentação governamental. - Efeito ambiental muito grave, possibilidade de multa.
9. (Efeito Perigoso)	- Falha de componente que causa danos severos ao sistema de geração, incluindo danos a outros componentes. Necessidade de substituição e/ou reparo de vários componentes; - Falha que afeta segurança do sistema de geração e dos operadores; - Falha causa parada de máquina, com não cumprimento de regulamentação governamental. - Efeito ambiental perigoso, vazamento de substâncias perigosas, aplicação de multa.

Finalmente, para cada sistema um diagrama do tipo Espinha de Peixe, ou Ishikawa, é elaborado. Trabalhando em conjunto com uma tabela cujos elementos relacionam os modos de falha críticos e as evidências de ocorrência, é possível determinar um conjunto de sensores.

4. Resultados

4.1. Caso de estudo

O objeto de estudo deste trabalho é uma turbina hidráulica do tipo Kaplan genérica. Entende-se por genérica que a turbina analisada não está instalada em uma usina específica, e tentou-se incluir componentes certamente encontrados na maioria das instalações. Além do conjunto mecânico do equipamento, foram analisados os seguintes circuitos auxiliares: mancal guia, mancal de escora, vedação do eixo e regulador de velocidades.

As turbinas hidráulicas do tipo Kaplan apresentam a peculiaridade da dupla regulação, ou conjugação, que introduz complexidades no regulador de velocidades e no rotor. Representam um percentual expressivo de usinas hidrelétrica instaladas no Brasil. Cita-se empreendimento como, Jupia, Três Marias e Taquaruçu.

Turbinas hidráulicas têm instrumentação específica para medição de desempenho e segurança, por exemplo, o medidor de vazão Winter Kennedy na Caixa Espiral e as chaves fim-de-curso nos acessos da Caixa Espiral e do Tubo de Sucção, respectivamente. Esta instrumentação mais sistemas elétricos da usina e o conjunto do gerador são essenciais, mas não aparecem nos resultados por estarem fora do escopo do trabalho.

Serão apresentados nos próximos itens os resultados apenas para o mancal guia. Para os demais sistemas é sugerida a leitura do texto original.

4.2. Árvore Funcional

A metodologia proposta por MASSARANI (2003) para elaboração de uma árvore funcional consiste em responder sistematicamente às seguintes perguntas: Como é executada (cumprida) uma determinada função?; Por que uma determinada função deve ser executada?

Partindo do nível primário, que define a função da existência do equipamento, a resposta à primeira pergunta nos leva um nível abaixo e as funções que asseguram o cumprimento da função do nível acima. Assim sucessivamente até o nível de componentes. A resposta à segunda pergunta percorre o caminho contrário, do nível de componentes até o nível primário e fornece uma forma de checagem da árvore.

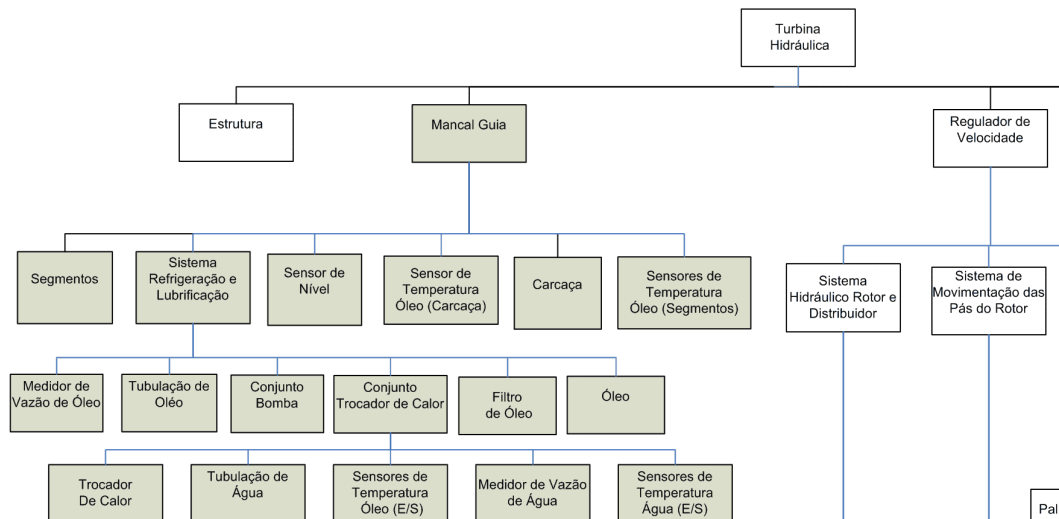


Figura 3 - Detalhe da árvore funcional

Esta hierarquia de funções servirá de meio para avaliar o caminho da falha desde os níveis inferiores até o nível primário no FMEA.

4.3. FMEA

Os componentes dos ramos inferiores são submetidos a uma análise de modos e efeitos de falha (FMEA). A possível causa da falha funcional é atribuída aos modos de falha, ou seja, os eventos que levam à falha funcional. Para cada falha funcional, pode-se listar um ou mais modos de falhas. Adicionalmente, as causas físicas (em inglês, *root causes*) do modo de falha fornecem indícios para a equipe de manutenção do que pode estar errado com o equipamento. São conhecidas também como causas potenciais.

Ao listar os efeitos da falha nas condições nominais de operação foram incluídas as evidências de ocorrência e os efeitos no desempenho (ou parada) da turbina. Estabelecendo um critério, como o descrito no item 3, estes dados servirão de base para seleção de sensores.

A Tabela 2 é um exemplo de análise de componente utilizado neste trabalho com formulário padrão de FMEA.

Tabela 2 - Exemplo de FMEA

Sistema: Mancal Guia						
Subsistema: Sistema de Refrigeração e Lubrificação						
Componente: Filtro de Oleo		Obs.: Comumente em redundância (Filtro Duplex)				
Número de Identificação: 2.2.5						
Função	Modos de Falha	Causa(s) e Mecanismo (s) Potencial(is) da Falha	Efeito Potencial da Falha	SEV	OCC	RPN
Retter partículas de dimensões maiores ou iguais ao especificado	Ruptura do elemento filtrante	-Pressões elevadas na linha -Instalação incorreta -Danos por detritos -Filtro com malha diferente do especificado	1) Sistema de Refrigeração e Lubrificação operando com impurezas no óleo maiores que a especificação; possibilidade de danos ao Conjunto Bomba; 2) Possibilidade de danos aos Segmentos do Mancal Guia e ao Eixo; possibilidade de elevação da temperatura do óleo e dos segmentos; 3) Operação da turbina pouco afetada; possibilidade de flutuações da condição nominal;	5		5
	Obstrução parcial	-Impurezas no óleo -Filtro com malha diferente do especificado -Filtro para vazão diferente da especificado	1) Sistema de Refrigeração e Lubrificação operando com limitação de vazão de óleo; 2) Mancal Guia operando com limitação de vazão de óleo; elevação da temperatura do óleo e dos segmentos; 3) Operação da turbina afetada; possibilidade de parada	6		6
	Entupimento do filtro	-Impurezas no óleo -Filtro com malha diferente do especificado -Filtro para vazão diferente da especificado	1) Sistema de Refrigeração e Lubrificação operando com limitação de vazão de óleo; 2) Mancal Guia operando com limitação de vazão de óleo; elevação da temperatura do óleo e dos segmentos; 3) Operação da turbina afetada; Parada da turbina;	7		7

4.4. Seleção dos componentes críticos

Filtrando os modos de falha pela severidade, maior ou igual a sete, é elaborado um diagrama Espinha de Peixe, o qual ilustra as relações de causa e efeito. Adicionalmente foram incluídas as evidências de falhas.

Os modos de falha críticos podem ser expandidos em causas secundárias, causas potenciais (*root causes*), já que para alguns componentes, existem causas que ocasionam o mesmo efeito, mas evidências distintas, por exemplo, no conjunto bomba: a queima do enrolamento do motor elétrico e o desgaste do rotor da bomba por cavitação. Ambos acarretam a incapacidade de transformar energia do conjunto bomba, mas com evidências distintas.

Já certos modos de falhas possuem evidências em comuns, por exemplo, aumento de temperatura do óleo do mancal guia ou da água de resfriamento.

A Figura 4 seguinte ilustra o diagrama do mancal guia.

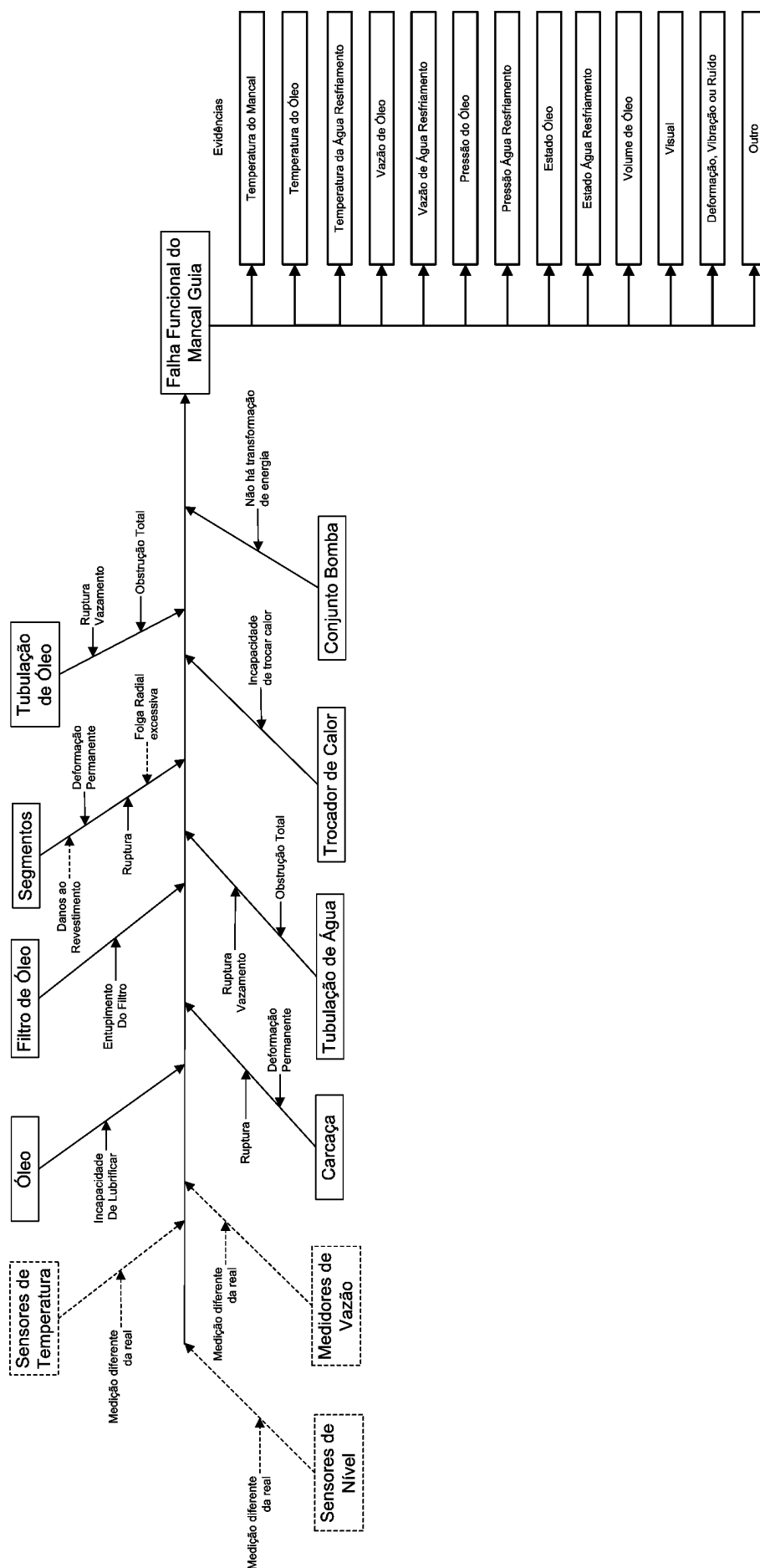


Figura 4 – Modos de falha críticos do mancal guia

4.5. Seleção dos Sensores

O procedimento para determinação dos sensores parte do princípio que ocorrência da falha deixa evidências, ou por seja, quais evidências caracterizam a ocorrência do modo de falha. Esta etapa assemelha-se a determinar a identidade da falha e é estruturada com auxílio da Tabela 3.

Há falhas que possuem evidências em comum, o que torna a determinação única difícil, senão impossível.

Tabela 3 - Relações de evidências

Componente	Modo de Falha	Temperatura do Mancal	Temperatura do Óleo	Temperatura Água Resfr.	Vazão de Óleo	Vazão Água Resfriamento	Pressão de Óleo	Pressão Água Resfriamento	Estado Óleo	Estado Água Resfriamento	Volume Óleo	Visual	Deformação/Vibração/Ruído	Outro
Segmentos	Ruptura do Segmento	X	X	X					X			X	X	X
	Deformação Permanente	X	X	X									X	X
	Danos ao revestimento (*)	X	X	X					X					X
	Folga radial excessiva (*)	X	X	X									X	X
Tubulação de óleo	Ruptura/Vazamento Excessivo	X	X	X	X		X		X		X	X		
	Entupimento total	X	X	X	X		X							
Conjunto Bomba	Não há transformação de energia	X	X	X	X		X					X	X	X
Trocador de Calor	Incapacidade de trocar calor	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X
Tubulação de Água	Ruptura/Vazamento Excessivo	X	X	X		X		X		X		X		
	Entupimento total	X	X	X		X		X						
Filtro de Óleo	Entupimento do Filtro	X	X	X	X		X							
Óleo	Incapacidade de lubrificar	X	X	X					X			X		X
Carcaça	Ruptura								X		X	X	X	X
	Deformação Permanente												X	X

(*) - Modo de falha não crítico

Pelas marcações da Tabela 3, determina-se os sensores a serem instalados. A determinação da localização do sensor retoma o estudo da turbina, a análise dos componentes mais solicitados do sistema e a análise das vantagens/desvantagens da diversas configurações de instalação. Exemplos:

- Medidor de vazão de água: instalado após o trocador de calor para assegurar que a vazão medida realmente passou pelo trocador. Juntamente com a medição de temperatura de água (E/S) é possível avaliar a capacidade de troca de calor.
- Medidor de temperatura nos segmentos: os segmentos estão expostos às maiores temperaturas de filme de óleo. São os componentes mais solicitados do mancal guia.
- Medidor de temperatura da carcaça: medida da temperatura média do óleo e de referência para operação do mancal.

A seguir é apresentada a instrumentação proposta para o mancal guia.

Tabela 4 - Instrumentação do mancal guia

Componente	Modos de Falha Críticos	Instrumentação	Observação
Segmento	Ruptura Deformação permanente Folga radial excessiva	Sensor de proximidade	Dois (2x) sensores alinhados a noventa graus entre si para captura da órbita do Eixo e níveis de vibração. Instalados na carcaça, mas com elevação próxima da linha de centro do Mancal.
		Medidor de temperatura	Instalados nos Segmentos por serem os componentes mais solicitados do conjunto e expostos às maiores temperaturas de filme de óleo.
		Medição de folga radial	Averiguar facilmente a folga radial quando a turbina estiver parada, por meio de chapas de ajuste.
		Visual/Ruído/Vibração	A evolução de níveis de ruído, vibração e vazamentos podem ser acompanhadas e comparadas com estados iniciais de comissionamento.
	Danos ao revestimento	Análise de óleo	Vide Óleo
Carcaça	Ruptura Deformação permanente	Extensômetros	Para medição dos níveis de deformação da Carcaça e estimativa da carga do Mancal.
		Medidor de temperatura	Temperatura média do óleo na Carcaça
		Chave de nível e vareta	O reservatório de óleo do Mancal é a própria Carcaça. O volume de óleo é medido por uma vareta e sinalizado pela chave de nível.
		Detector umidade no óleo	Capturar possíveis falhas de vedação ou mistura de fluidos no Trocador
Tubulação de Óleo	Ruptura Entupimento total	Medidor de vazão	Instalado após o Trocador de Calor.
		Medidores de pressão	Instalados na saída da bomba e antes da entrada no Mancal. Ambos, medidores de pressão e de vazão, permitem avaliar a perda de carga do circuito de óleo.
Conjunto Bomba	Não há transformação de energia	Pressostato	Regulado para sinalizar a queda de pressão e a incapacidade da bomba de manter o fluxo.
		Visual/Ruído/Vibração	As bombas são geralmente instaladas em locais de fácil acesso. A evolução de níveis de ruído, vibração e vazamentos podem ser acompanhadas e comparadas com estados iniciais de comissionamento.
		(Válvula de alívio)	Impedir a sobrepressão na linha e danos à própria bomba e aos demais componentes do circuito.
		(Redundância)	Bomba de reserva.

Componente	Modos de Falha Críticos	Instrumentação	Observação
Trocador de Calor	Incapacidade de trocar calor	Medidores de temperatura do óleo (E/S)	A troca térmica é avaliada pela diferença de temperatura entre a entrada e saída do óleo.
		Medidores de temperatura de água (E/S)	A troca térmica é avaliada pela diferença de temperatura entre a entrada e saída da água.
		(Redundância)	Trocador de reserva.
Tubulação de Água	Ruptura Deformação permanente	Medidor de vazão	Instalado após o Trocador de Calor.
		Medidores de pressão	Instalados no circuito de água de resfriamento. Ambos, medidores de pressão e de vazão permitem avaliar a perda de carga do circuito.
		Análise da água	Acompanhamento da qualidade da água captada do reservatório.
Filtro de Óleo	Entupimento do filtro	Pressostato diferencial	Sinalizar o entupimento
		Medidor de pressão	Indicar a perda de carga pelo filtro
		(Redundância)	Filtro Duplex.
Óleo	Incapacidade de lubrificar	Análise do óleo	Deteção de umidade e particulado dissolvido no óleo. Pode-se realizar a análise de partículas para determinar locais de desgaste.
		Viscosímetro	Detectar o estado limite de utilização do óleo.

5. Conclusões

A análise foi conservadora, a fim de ressaltar os modos de falha críticos. Componentes sabidamente instalados em redundância são analisados como únicos, já que, quando da falha múltipla, a redundância tem efeito similar ao componente instalado isoladamente. Neste caso a instrumentação deve tornar evidente a falha de um dos componentes.

Deve-se ter atenção especial ao fato de que cada usina tem características específicas e os sensores são dimensionados em função dos níveis da grandeza medida, como vazão e temperatura médias, ou mesmo espaço físico. O impacto da introdução de sensores na operação e confiabilidade da turbina são temas longos que fica como sugestão de trabalhos futuros.

A equipe de manutenção deve ser treinada para operar e interpretar resultados da instrumentação sugerida, assim como ter conhecimento dos conceitos básicos de Manutenção Centrada em Confiabilidade. Ela deve estar ciente dos detalhes de funcionamento do equipamento, pois muitos modos de falhas têm algumas evidências comuns. A interpretação errada pode induzir a erros de decisão.

Esta análise não tenta extinguir todos os modos de falha dos componentes analisados. O FMEA é um documento dinâmico, e novos modos de falha podem ser acrescentados e analisados. A capacidade da instrumentação de capturar estes novos modos de falha deve ser reavaliada para níveis de severidades acima ou igual ao desejado.

6. Agradecimentos

Agradeço a todas as pessoas que de alguma forma participaram na minha formação pessoal e intelectual. Dedico um obrigado especial ao Prof. Dr. Gilberto Francisco Martha de Souza do Departamento de Engenharia Mecatrônica de de Sistemas Mecânicos da EPUSP pela atenção e dedicação de seu tempo à orientação deste trabalho.

7. Referências

- Carazas, F. J. G., “Análise de Disponibilidade de Turbinas a Gás Empregadas em Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado”, Dissertação de Mestrado, EPUSP, 2006.
- Massarani, M., “Engenharia do Valor”, Apostila da disciplina de pós-graduação, EPUSP, 2003.
- Moubray, J., “Reliability-Centred Maintenance”, Butterworth-Heinemann; 2ª Edição, 1999.

8. Direitos autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

INSTRUMENTATION OF A HYDRAULIC TURBINE BASED ON THE CONCEPTS OF RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE.

Daniel Rodrigo Barreto Silva

drbsilva@uol.com.br

Abstract. A power generation system must be reliable and safe. Besides it must have high availability and low maintainability. The maintenance team is responsible to meet these requirements after the turbine is put into work. RCM (Reliability Centered Maintenance) is a powerful tool to analyze the machine and to seek critically failure modes that could stop the system, and, indeed, power generation. This work applies the RCM technique to a Kaplan Hydraulic Turbine to show up critically failure modes. Ranking the effects of a particular failure mode over the performance of the system, we are able to extract critical failure modes. As a result, this study recommends sensors to monitor these critical failure modes to increase availability in a turbine that will be refurbished.

Keywords. *Maintenance, reliability, hydraulic turbine, Instrumentation.*