

# 1 INTRODUÇÃO

A produção da energia elétrica no Brasil é predominantemente Hidráulica e nos próximos anos o potencial hidráulico continuará sendo muito utilizado, seja através de grandes obras como as Usinas de Jirau e Santo Antônio no rio Madeira e a Usina de Belo Monte no Xingu, na construção de usinas hidrelétricas menores ou através de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's espalhadas pelo país. Até que estas usinas entrem em operação e contribuam na geração de energia elétrica para o país, as unidades geradoras em operação necessitam atender a demanda crescente de energia. Este fato contribui para que grande parte destas usinas que já estão em operação, opere em seus limites máximos ou até mesmo em sobrecarga. Como consequências disto, muitas usinas têm operado suas turbinas com algum nível de cavitação.

Os danos provocados pela cavitação têm sido ao longo dos últimos anos, um dos principais fatores de preocupação aos sistemas de geração de energia hidráulica. Em adição a outros efeitos indesejáveis este fenômeno pode introduzir grave erosão na turbina, em particular nas pás, o que resulta em danos estruturais e perdas de desempenho, que por sua vez introduzem problemas importantes na manutenção e na geração de energia.

Atualmente o planejamento de manutenção de boa parte das empresas de energia elétrica baseia-se em sistemas de monitoramento dos parâmetros operacionais e diagnóstico de possíveis problemas surgidos ao longo do tempo, com significativa redução de custos, aumento da segurança operacional e confiabilidade do sistema elétrico. No caso específico da erosão causada pela cavitação em turbinas hidráulicas, os sistemas disponíveis encontram-se baseados em inspeções periódicas intrusivas, gerando custos com indisponibilidade das unidades geradoras, mão de obra e eventualmente com consumo desnecessário de material devido à imprevisão do momento adequado para o reparo.

Apesar da cavitação não atingir todas as plantas hidráulicas, os efeitos prejudiciais quando presentes podem ser tão graves que o controle e monitoramento deste fenômeno é uma questão chave para a maioria das autoridades de geração de energia hidráulica. Isto envolve não apenas a detecção de cavitação, mas também a avaliação dos danos de erosão causados pela cavitação, para cada condição operacional.

A técnica de emissão acústica vem sendo amplamente utilizada na detecção e monitoramento da cavitação, porém a estimativa dos danos causados pela cavitação utilizando ferramentas como esta, ainda é um desafio muito grande, devido à natureza complexa do fenômeno, a presença de ruído considerável e também por causa da complexidade dos caminhos de propagação das ondas acústicas desde a fonte emissora (região de cavitação/erosão) até o local de coleta destes sinais onde os sensores estão instalados.

Este trabalho propõe-se em avaliar os danos causados pela cavitação em turbinas hidráulicas utilizando a técnica de emissão acústica. O capítulo 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica sobre os temas discutidos ao longo do texto. O capítulo 3 apresenta os fundamentos da técnica no monitoramento e diagnose de cavitação. O capítulo 4 apresenta o procedimento experimental que foi realizado em três turbinas Francis com estágios diferentes de erosão por cavitação. O capítulo 5 apresenta os resultados e discussões dos experimentos. O capítulo 6 apresenta as conclusões finais e o capítulo 7 apresenta sugestões para continuidade do trabalho.

## **1.1 Objetivo Geral**

Este trabalho se propõe em avaliar os danos causados pela cavitação em turbinas hidráulicas utilizando a técnica de emissão acústica.

## **1.2 Objetivos específicos**

- Avaliar a influência do local de instalação dos sensores de emissão acústica;
- Avaliar a influência das condições operacionais da turbina nos níveis de emissão acústica;
- Correlacionar o nível de emissão acústica através do parâmetro RMS [V] com o nível de erosão da turbina, através da quantidade de material necessário [kg] para recompor o perfil original das pás da turbina.

### **1.3 Contribuições do trabalho**

Os resultados deste trabalho poderão ser utilizados como parte de um sistema de monitoramento de turbinas hidráulicas com foco na estimativa de material necessário para recompor o perfil original das pás das turbinas. Este sistema poderá contribuir para uma melhor gestão da manutenção, uma vez que poderão ser evitadas paradas para inspeção além de prever o ponto ideal para o reparo economizando materiais consumíveis, custos com homem-hora, tempo de indisponibilidade da máquina, etc.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a síntese de alguns trabalhos de pesquisa onde foram estudados os temas: cavitação em turbinas hidráulicas, aplicação das técnicas de vibração e acústica na análise e monitoramento da cavitação e por fim, sistemas de monitoramento e diagnose de cavitação em turbinas hidráulicas.

### 2.1 Cavitação

Knapp et al. (1970) estudam o fenômeno da cavitação e se tornam uma referência para pesquisadores nesta área. Eles apresentam em sua obra os fundamentos teóricos da cavitação, mostram também a cavitação em máquinas hidráulicas além de apresentarem diversos resultados experimentais relacionados a cavitação.

Calainho et al. (1999) apresentam os possíveis danos oriundos da cavitação em turbinas hidráulicas enfatizando que a erosão devida a cavitação é um dos danos mais nocivos por causar grandes perdas econômicas uma vez que indisponibiliza as máquinas periodicamente, por longos períodos, para serviços de reparo. Apresentam uma tabela comparativa da situação da cavitação em turbinas hidráulicas no Brasil e em suas conclusões mencionam que os métodos de monitoramento da cavitação ainda não conseguiram correlacionar os sinais detectados com o nível de erosão existente.

Avellan (2004) utiliza um modelo reduzido de uma turbina Francis para levantar as características relacionadas à cavitação e mostra quatro formas de cavitação que podem se desenvolver em determinadas condições de operação de uma turbina Francis. Ainda realiza um mapeamento nas áreas das pás do rotor da turbina Francis onde ocorre a erosão devido à cavitação. Em suas conclusões afirma que a erosão causada pela cavitação pode ser mensurada através de métodos indiretos que possam medir os níveis das vibrações.

## **2.2 Aplicação das técnicas de vibração e acústica na análise e monitoramento da cavitação em máquinas hidráulicas**

Kaye e Farhat (2002) utilizam acelerômetros para coletar os sinais durante um teste padrão de cavitação em um modelo de turbina Francis. Analisam os dados utilizando técnicas de vibração e concluem que a análise de vibração pode ser utilizada para caracterizar a cavitação e complementar os testes padrão de cavitação em modelos.

Escaler et al. (2006) realizam uma investigação experimental para avaliar as condições de detecção da cavitação em turbinas hidráulicas baseada na análise dos sinais oriundos do fluido e transmitidos através da estrutura gerando vibrações e emissões acústicas e medições das pressões hidrodinâmicas nas máquinas. Os experimentos são realizados em protótipos de turbinas Francis, Kaplan e turbinas-bombas além de um modelo de turbina Francis. Na montagem das turbinas Francis, utilizam acelerômetros na faixa de 40 kHz, instalados, nos pinos das palhetas móveis, no tubo de sucção e no mancal guia da turbina além de utilizar um sensor de emissão acústica com frequência de ressonância em 200 kHz instalado no mancal guia da turbina e um sensor de pressão instalado no tubo de sucção. Analisam os sinais transmitidos pelo fluido e os sinais transmitidos através da estrutura utilizando o espectro em alta frequência, modulação por amplitude e o espectro em baixa frequência. Seus resultados mostram que em todos os tipos de cavitação detectados, há um aumento dos níveis de vibração em alta frequência acima de 3 kHz. O sensor de emissão acústica em banda alta de frequência mostrou resultado análogo aos obtidos com acelerômetros em banda de frequência mais baixa.

## **2.3 Monitoramento e diagnose de cavitação em turbinas hidráulicas**

Bajic (2000) apresenta exemplos práticos de diagnóstico de cavitação utilizados em turbinas Francis, Kaplan e Bulbo. Ele mostra que o seu sistema de diagnóstico pode otimizar a faixa operativa das máquinas de modo a diminuir e/ou evitar a erosão ocasionada pela cavitação assim como predizer as mudanças na taxa da erosão acumulada em função de novas condições operacionais.

Huixuan et al. (2007) desenvolvem um sistema de monitoramento da cavitação em tempo real para turbinas Kaplan com foco na detecção da erosão causada pela cavitação, utilizando acelerômetros e sensores de emissão acústica na coleta dos sinais. O sistema foi instalado em um protótipo na Usina de Gezhouba e a avaliação dos dados foi realizada levando em consideração as condições de operação das turbinas (potência e queda líquida) e os sinais no tempo considerando a evolução da erosão nas pás. Pode-se notar neste trabalho que os sinais da emissão acústica aumentam a medida que a erosão é maior, possibilitando uma correlação entre a massa perdida com os sinais de emissão acústica.

### 3 FUNDAMENTOS DA TÉCNICA DE EMISSÃO ACÚSTICA NO MONITORAMENTO E DIAGNOSE DE CAVITAÇÃO

Este capítulo apresenta os conceitos fundamentais sobre a cavitação mostrando os principais tipos que podem ser desenvolvidos inclusive àqueles encontrados em turbinas hidráulicas. Também trata dos fundamentos de acústica definindo os modelos de propagação em sólidos e fluidos além de apresentar o som em turbinas. Por fim, introduz a técnica de emissão acústica e discute os principais parâmetros que serão utilizados neste trabalho.

#### 3.1 Cavitação

Knapp et al. (1970) definem a cavitação como uma condição que ocorre quando um líquido alcança um estado no qual cavidades de vapor são formadas e crescem devido a pressão dinâmica do fluido reduzir até a pressão de vapor do líquido com temperatura constante.

Inicialmente, nas regiões mais rarefeitas, formam-se pequenas bolsas, bolhas ou cavidades (daí o nome de cavitação), no interior das quais o líquido se vaporiza. Conduzidos pela corrente líquida, as bolhas chegam a regiões de elevada pressão, entram em colapso, com a condensação do vapor e o retorno ao estado líquido. O colapso das bolhas provoca um deslocamento do líquido circundante para seu interior, gerando uma pressão de inércia considerável. As partículas formadas pela condensação se chocam muito rapidamente umas de encontro às outras, e de encontro à superfície que se antepõe ao seu deslocamento. Produz-se, em consequência, simultaneamente, uma alteração no campo representativo das velocidades e das pressões que deveria existir segundo as considerações teóricas do escoamento líquido.

As superfícies metálicas onde se chocam as partículas resultantes da condensação, e onde ocorre a implosão das bolhas, são submetidas a uma atuação de forças oriundas da energia dessas partículas e do colapso das bolhas, que produzem ondas de choque desagregando elementos de material de menor coesão e formando pequenos orifícios que, com o prosseguimento do fenômeno, dão à superfície um aspecto esponjoso, rendilhado, corroído. É a erosão por cavitação. A FIG 3.1 apresenta uma pá de turbina Francis com erosão devido à cavitação.

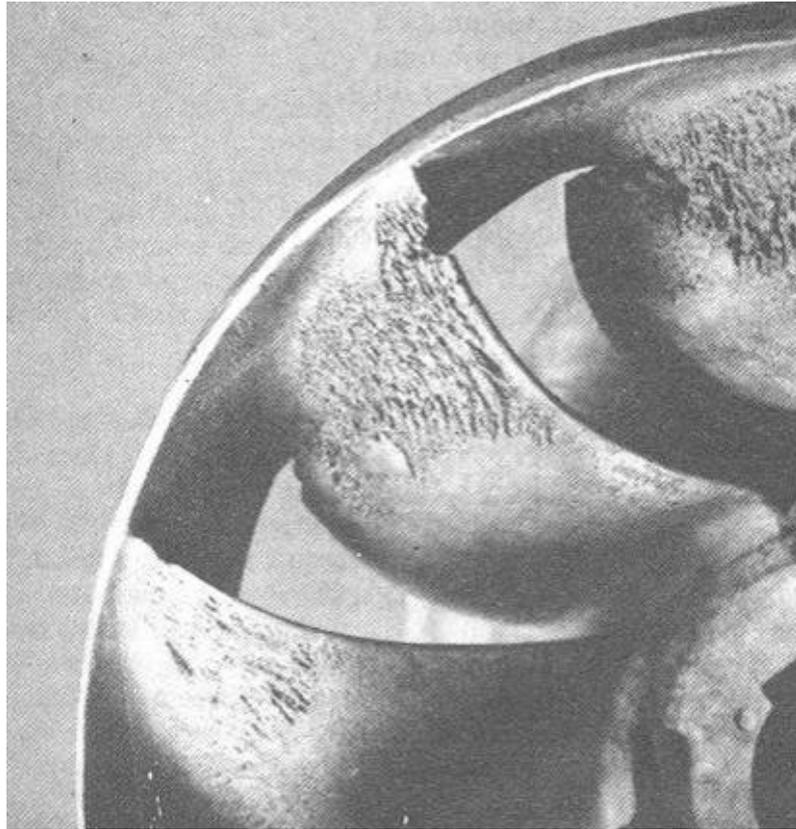


FIGURA 3.1 – Pás com erosão por efeito de cavitação

FONTE – MACINTYRE, A. J., 1983, p. 56

A erosão causada pela cavitação contribui para que os níveis de cavitação sejam maiores, isto porque um maior grau de rugosidade nas superfícies provoca maiores níveis de cavitação. A FIG 3.2 apresenta a influência da rugosidade no número de início de cavitação. O número de início de cavitação é um parâmetro que define o valor onde a cavitação surge. Abaixo deste valor, a cavitação existe e acima deste valor não.

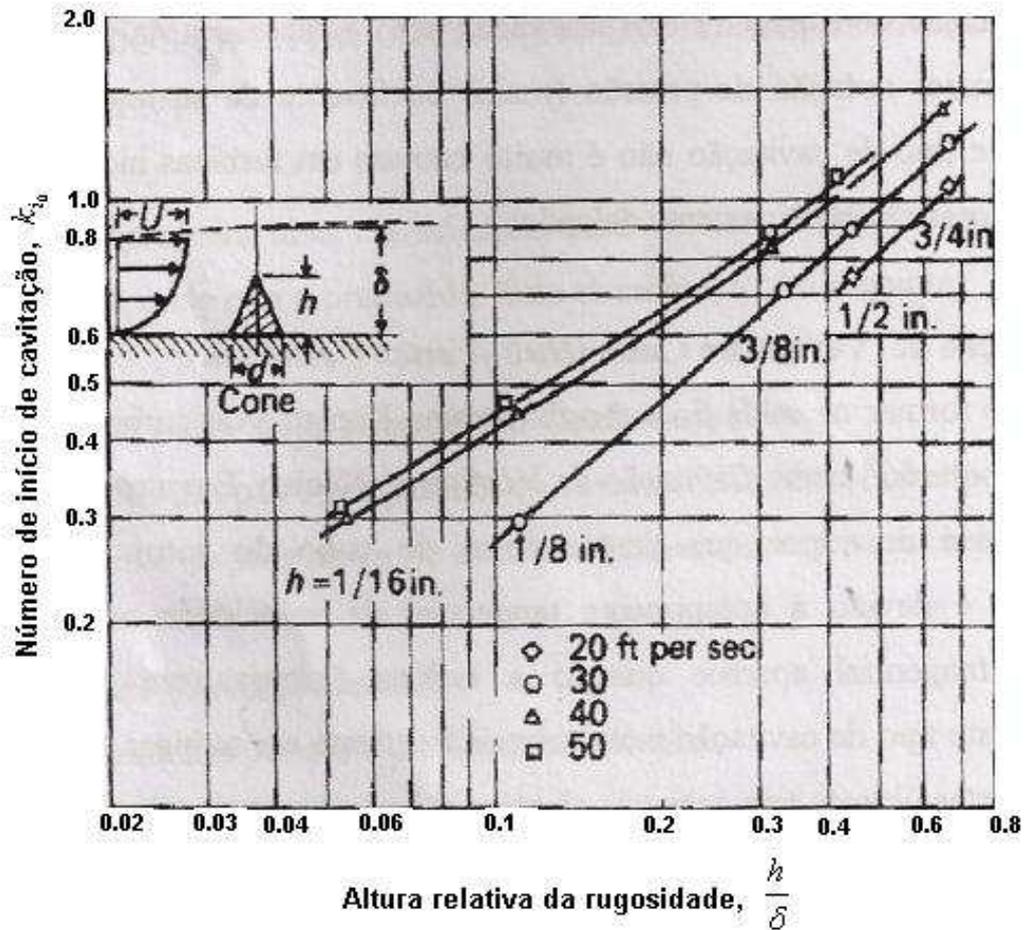


FIGURA 3.2 – Influência da rugosidade na cavitação

FONTE – KNAPP ET AL., 1970, p. 247

A FIG. 3.2 apresenta quatro curvas mostrando a influência da rugosidade superficial no número de início de cavitação. As curvas são em função da velocidade do fluido que atravessa o cone e da altura do cone. Pode-se notar que quanto maior a altura do cone maior o número de início de cavitação, ou seja, quanto maior a rugosidade superficial, maior o número de cavitação e mais propensa a máquina estará ao surgimento da cavitação.

A seguir serão apresentados os tipos de cavitação segundo classificação realizada por Knapp.

### 3.1.1 Tipos de cavitação

Knapp et al. (1970) considera as condições de escoamento e sua principal característica física para classificar os tipos de cavitação nos seguintes grupos:

### **- Cavitação em movimento “*Traveling cavitation*”**

Na cavitação em movimento, as três fases da cavitação: o início, o desenvolvimento e o colapso ocorrem durante o movimento das bolhas no sentido do fluxo. Neste tipo de cavitação as bolhas estão em movimento junto ao fluxo.

### **- Cavitação fixa “*Fixed cavitation*”**

Na cavitação fixa, a formação das bolhas ocorre em torno de um corpo rígido submerso. Em torno desta cavidade formada, as bolhas se movimentam no sentido do fluxo. Este tipo de cavitação é associado à formação e o desprendimento de camada limite em torno dos corpos submersos.

### **- Cavitação em vórtice “*Vortex cavitation*”**

Na cavitação em vórtice, as bolhas são encontradas no núcleo dos vórtices ao qual são formados em zonas de alto cisalhamento. A cavitação pode aparecer como cavitação em movimento ou fixa. Este tipo de cavitação é um dos tipos mais antigos já observados, pois freqüentemente ocorre nas extremidades das pás das hélices de navios. Este tipo de cavitação é muitas vezes conhecido como “*tip cavitation*”.

### **- Cavitação vibratória “*Vibratory cavitation*”**

Na cavitação vibratória, o elemento líquido sofre vários ciclos de cavitação devido às flutuações de pressão de alta amplitude e de alta frequência. Estas flutuações de pressão são devidas às superfícies submersas que vibram perpendicularmente a sua superfície e geram ondas de pressão no fluido.

De acordo com esta classificação geral pode-se observar que todos estes tipos de cavitação estão presentes nas turbinas. A cavitação em movimento e fixa são encontradas quando o fluxo é obstruído numa direção, e assim, é desviado de sua direção inicial. A cavitação em vórtice ocorre em zonas de interferência, por exemplo, nos extremos das pás da turbina devido à existência de um gradiente de pressão paralela à superfície guia e normal ao fluxo. No tubo de sucção também pode ocorrer cavitação em vórtice.

### 3.2 Cavitação em turbinas Francis

No projeto das turbinas a primeira forma de se evitar e ou minimizar a cavitação é assegurando que a turbina seja instalada de forma a atender a altura de suspensão,  $H_s$ , que é o desnível entre a entrada do tubo de sucção e o nível de jusante. O valor de  $H_s$  pode assumir valores negativos e quando isto ocorre, diz-se que a turbina trabalha com contrapressão. A altura de suspensão,  $H_s$ , pode ser calculada pela expressão:

$$H_s = H_b - \sigma H - h_v \quad (3.1)$$

Onde:

$H_b$  Pressão barométrica local, expressa em m.c.a;

$\sigma$  Coeficiente de cavitação de Thoma;

$H$  Queda líquida, em metros;

$h_v$  Pressão de vapor da água na temperatura do escoamento, em m.c.a;

A TAB 3.1 apresenta os valores da pressão barométrica em função da altitude.

TABELA 3.1

Valores da pressão barométrica em função da altitude

Altitude (m)	$H_b$ (mca)
0	10,33
100	9,85
200	9,76
300	9,65
400	9,52
500	9,40
600	9,28
800	9,15
1200	9,00
2200	8,00
2250	7,00

FONTE – MACINTYRE, A. J., 1983

A TAB. 3.2 apresenta os valores da pressão de vapor em função da temperatura da água.

TABELA 3.2

Valores da pressão de vapor em função da temperatura da água

Temperatura [°C]	Pv [kPa]
5	0,88
10	1,23
15	1,84
20	2,35
25	3,2
30	4,28
35	5,68
40	7,56
45	9,87
50	12,48
55	16,19
60	19,91
65	25,65
70	31,39
75	39,34
80	47,93
85	58,66
90	71,11
95	84,88
100	101,26

FONTE: PROCEL SANEAR

O coeficiente de cavitação de Thoma depende da velocidade específica,  $n_s$ , da turbina e pode ser obtido pelas seguintes expressões:

$$\sigma = 0,0000154 * n_s^{1,7} \quad (3.2)$$

$$\sigma = \frac{n_s^{1,64}}{4325} \quad (3.3)$$

$$\sigma = 0,625 * \left(\frac{n_s}{100}\right)^2 \quad (3.4)$$

As expressões acima são conhecidas respectivamente por: *Fórmula de Graeser*, *Fórmula do National Bureau of Reclamation, dos Estados Unidos* e *Fórmula de Rogers*.

O cálculo da velocidade específica é realizado através da expressão abaixo:

$$n_s = \frac{n\sqrt{N}}{H^{\frac{5}{4}}\sqrt{H}} \quad (3.5)$$

Onde:

- $n$  Rotação da turbina, em RPM;  
 $N$  Potência da turbina, em cv;

A maioria das turbinas opera obedecendo à altura de suspensão conforme foi explicitado anteriormente, mas mesmo assim o fenômeno da cavitação pode aparecer. Isto ocorre porque a cavitação também depende das condições operacionais da turbina como a vazão e a queda líquida.

Escaler et al. (2004) estudam o fenômeno da cavitação em turbinas Francis e mostram os tipos de cavitação que podem ocorrer levando-se em consideração as condições operacionais. Eles definem as condições operacionais das turbinas através dos coeficientes de queda,  $\psi$ , e de vazão,  $\phi$ , conforme as expressões a seguir:

$$\psi = \frac{2E}{\omega^2 R^2} \quad (3.6)$$

$$\phi = \frac{Q}{\pi\omega R^3} \quad (3.7)$$

Onde:

- $E$  Energia hidráulica específica  
 $\omega$  Velocidade angular  
 $R$  Raio de referência do rotor  
 $Q$  Vazão

A FIG 3.3 A apresenta um diagrama típico de operação de uma turbina Francis e a FIG 3.3 B um diagrama de vetores representando a cinemática do fluxo no rotor da turbina.

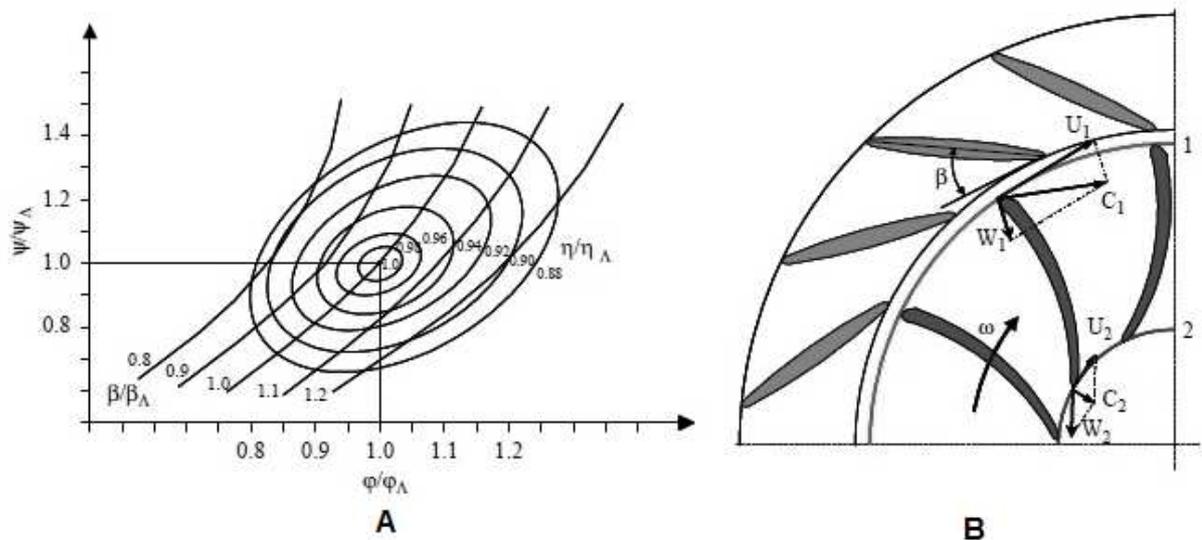


FIGURA 3.3 – (A) Diagrama típico de operação de uma turbina Francis.

(B) Vetores representando a cinemática do fluxo que atravessa o rotor.

FONTE: ADAPTADO DE ESCALER ET AL.(2004)

Na FIG 3.3 A o índice subscrito  $\Lambda$  significa o ponto de operação de projeto da máquina ou de melhor eficiência. Todavia a queda pode sofrer mudanças uma vez que os níveis do reservatório a montante e a jusante podem variar. Por outro lado, a vazão é alterada pela abertura das palhetas móveis alterando o ângulo de abertura,  $\beta$ , de forma a regular a potência de saída, conforme mostra a FIG 3.3 B. Estas variações têm influência direta na cinemática do fluxo no rotor e podem determinar a tendência ao surgimento da cavitação.

Quanto mais as condições operacionais se afastam das condições de projeto, mais susceptível fica a turbina em relação ao surgimento da cavitação. As principais formas de cavitação que surgem nas turbinas Francis operando fora das condições operacionais são:

- Cavitação nas bordas: ocorre no lado de sucção quando a queda é maior que a queda de projeto ( $\Psi/\Psi_{\Lambda} > 1$ ) ou no lado de pressão quando a queda é menor que a de projeto ( $\Psi/\Psi_{\Lambda} < 1$ ).

- Cavitação em movimento: as bolhas surgem quando o número de cavitação da planta é baixo e elas crescem com a carga alcançando seu máximo quando a máquina opera em regime de sobrecarga com a vazão muito maior que a de projeto ( $\Phi/\Phi_{\Lambda} \gg 1$ ).

- Cavitação em vórtice no tubo de sucção: ocorre quando as turbinas operam em cargas parciais ( $\frac{\varphi}{\varphi_{\wedge}} < 1$ ) ou em sobrecargas ( $\frac{\varphi}{\varphi_{\wedge}} > 1$ ) devido à componente da velocidade circunferencial residual da descarga do rotor.

- Cavitação em vórtice entre as pás: ocorre nos vórtices secundários localizados nos canais entre as pás devido à separação da camada limite ocasionadas pela variação do perfil entre o cubo e a cinta. Estes vórtices podem surgir em cargas parciais ( $\frac{\varphi}{\varphi_{\wedge}} < 1$ ) ou em condições extremas de altas quedas ( $\frac{\psi}{\psi_{\wedge}} \gg 1$ ).

- Cavitação em vórtice de von Karman: ocorre na borda de saída da pá devida a turbulência induzida de von Karman.

A cavitação é um fenômeno pulsante que provoca oscilações de pressão em baixas frequências e pulsos de pressão de alta frequência. Estas oscilações de pressão estão associadas à dinâmica das bolhas e os pulsos de pressão são produzidos pelo colapso das bolhas. Como consequência deste processo, vibrações e ruídos acústicos são gerados e se propagam através das estruturas e do próprio fluido. Além do mais, a cavitação é uma fonte de excitação que atua internamente junto ao escoamento principal ou em suas adjacências como nas paredes que o circundam.

Desta forma acelerômetros e sensores de emissão acústica, fixados nas paredes externas dos componentes podem ser utilizados para detecção da cavitação e diagnóstico dos níveis de erosão existentes.

### 3.3 Fundamentos de acústica

Ondas acústicas são ondas mecânicas de compressão que podem se propagar em qualquer meio.

O fenômeno acústico mais familiar é aquele que pode ser associado com a sensação do som. Para a maioria das pessoas jovens, um distúrbio vibracional pode ser

interpretado como som se sua frequência encontra-se dentro de um intervalo entre 20 Hz até 20.000 Hz. Entretanto, dentro de um campo acústico mais amplo, podem-se incluir as frequências ultrassônicas, que são aquelas acima de 20.000 Hz e as infrassônicas que estão abaixo de 20 Hz. A natureza das vibrações associadas com o som são as mais diversas possíveis, como a simples vibração senoidal produzida por um diapasão, vibrações complexas geradas pelas cordas de um violino e os movimentos não periódicos associados com uma explosão, apenas para citar alguns exemplos.

O som pode propagar-se e ser medido em diversos meios. Dentro da turbina os fenômenos hidráulicos associados ao fluxo como turbulências, cavitação, etc. provocam ondas de pressão que se propagam na água. As ondas de pressão que atingem a estrutura são transmitidas para este meio onde continuam se propagando. O movimento vibratório da estrutura provoca oscilações do ar ao redor desta irradiando som no ar. Serão apresentadas a seguir definições comumente utilizadas nesta área.

### 3.3.1 Propagação do som em fluidos

A propagação do som em fluidos pode ser expressa pela equação de ondas abaixo:

$$\nabla^2 p = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \quad (3.8)$$

Onde:

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2} \quad (3.9)$$

$$c^2 = \frac{\partial p}{\partial \rho} \quad (3.10)$$

$p$  Pressão acústica em qualquer ponto, definida como:

$$p = p_t - p_a \quad (3.11)$$

$p_t$  Pressão instantânea em qualquer ponto.

$p_a$	Pressão atmosférica.
$t$	Tempo
$c$	Velocidade de propagação da onda no fluido.
$\rho$	Massa específica do fluido onde a onda se propaga.

Quando todas as variáveis acústicas de uma onda acústica são funções das coordenadas espaciais e, a fase de qualquer variável é constante num plano perpendicular a esta coordenada, a onda é denominada como onda plana.

Abaixo serão descritos outros parâmetros que relacionam a energia envolvida no processo de transmissão.

**Densidade de energia instantânea:** A energia transportada sob um fluido ocorre de duas formas: (1) a energia cinética associada ao movimento dos elementos e (2) a energia potencial do fluido. A energia total acústica é o resultado da somatória destas duas energias e a densidade de energia instantânea por unidade de volume é expressa pela relação:

$$\varepsilon_i = \frac{1}{2} \rho_0 \left( u^2 + \frac{p^2}{\rho_0^2 c^2} \right) \quad (3.12)$$

A densidade de energia em qualquer ponto do fluido vem expressa pela média temporal da expressão anterior:

$$\varepsilon = \langle \varepsilon_i \rangle_t = \frac{1}{t} \int_0^t \varepsilon_i dt \quad (3.13)$$

**Fluxo de energia acústica instantânea:** O fluxo de energia instantânea de uma onda sonora é a taxa instantânea por unidade de área na qual trabalho é realizado por um elemento de fluido em um elemento adjacente e é expresso pela relação:

$$I_t = pu \quad (3.14)$$

A intensidade acústica de uma onda sonora é definida como a média temporal da expressão anterior:

$$I = \langle pu \rangle_t = \frac{1}{t} \int_0^t pudt \quad (3.15)$$

### 3.3.2 Propagação do som em sólidos

Os movimentos de ondas envolvidos na propagação do som em sólidos são classificados em função da forma que a energia se propaga. Estas podem ser ondas de compressão longitudinal, flexão, esforço cortante e ondas superficiais ou de Rayleigh. As ondas de compressão aparecem quando a energia envolvida na propagação é devida a deformação uniaxial e o movimento é paralelo à direção de propagação da onda. Nas ondas de tipo cortante a energia envolvida é devida a deformação por esforços cortantes. Ondas de flexão são apresentadas quando a energia se propaga devida à deformação de flexão. As ondas de Rayleigh possuem duas componentes, sendo uma paralela e outra perpendicular à superfície de propagação.

A propagação do som nas portinholas do tubo de sucção ocorre em sua maioria através de ondas longitudinais e de flexão. A equação que representa a propagação em sólidos com ondas longitudinais é:

$$\frac{\partial^2 \xi}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 \xi}{\partial t^2} \quad (3.16)$$

Onde:

$$c^2 = \frac{\gamma}{\rho}$$

- $\gamma$  Módulo de elasticidade do material.
- $\rho$  Densidade do material onde a onda se propaga.
- $c$  Velocidade de propagação
- $\xi$  Deslocamento longitudinal

A solução desta equação considerando a componente complexa é:

$$\xi(x, t) = Ae^{j(\omega t - kx)} + Be^{j(\omega t + kx)} \quad (3.17)$$

Onde:

$$k = \frac{\omega}{c}$$

$k$  Número de onda

$A, B$  Constantes complexas da amplitude

$\omega$  Velocidade angular

A equação que representa a propagação em sólidos com ondas de flexão é:

$$\frac{\partial^2 y}{\partial t^2} = -(kc)^2 \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} \quad (3.18)$$

A solução da equação acima utilizando identidades trigonométricas hiperbólicas é:

$$y(x, t) = [A \cosh(gx) + B \sinh(gx) + C \cos(gx) + D \sin(gx)] \cos(\omega t + \phi)$$

Onde:

$A, B, C, D$  Constantes que dependem das condições de contorno.

$g$  Número de onda e coeficiente de atenuação espacial.

$\phi$  Ângulo de fase

### 3.3.3 O som em turbinas

Existem diversas fontes de som dentro de uma turbina. A origem destes sons pode ser proveniente das forças magnéticas no gerador, da vibração da estrutura, dos fenômenos hidráulicos associados à transferência de energia do fluido à turbina, da alteração

do escoamento nas regiões com erosões devidas a cavitação, etc. Para o desenvolvimento deste trabalho é de maior interesse o som associado aos fenômenos hidráulicos.

O som gerado num fluxo de fluido ocorre devido aos campos de pressões instáveis que podem aparecer como consequência de distúrbios hidráulicos. Estes distúrbios hidráulicos podem ser gerados por diversos fenômenos, como: cavitação, turbulência, instabilidade da camada limite, erosão na superfície de escoamento do fluido, formação do vórtice de núcleo, etc.

As turbinas são projetadas para trabalhar dentro de uma faixa, dentro da qual, sua eficiência é maior. Quando seu regime de operação está fora desta faixa, aparecem alguns distúrbios no escoamento e estes aumentam à medida que se afasta das condições de projeto da turbina. Estes distúrbios surgem como consequência de ângulos de ataque inadequados das pás da turbina, posição inadequada do distribuidor ou variações da queda em relação à queda nominal.

O som gerado pelos fenômenos hidráulicos que ocorrem dentro da turbina se propaga no fluido e transmite energia acústica para a estrutura. Utilizando instrumentação adequada, o som devido aos fenômenos hidráulicos mencionados anteriormente pode ser medido através da estrutura. A técnica de emissão acústica será utilizada neste trabalho para a medição do som gerado pelos fenômenos hidráulicos.

### **3.4 Emissão acústica**

Emissão acústica (EA) é o termo utilizado para definir o fenômeno de propagação de ondas mecânicas em determinado meio. A técnica de emissão acústica teve suas primeiras aplicações na década de 50 do século passado.

Kaiser (1953) estudou a emissão acústica em materiais metálicos durante o ensaio de tração.

Desde então, a emissão acústica vem sendo muito utilizada na avaliação de integridade física de materiais, na detecção de fontes geradoras de descargas parciais em transformadores, no monitoramento da corrosão em fundos de tanques, apenas para citar

alguns exemplos. Outra aplicação que vem sendo muito estudada ultimamente é a da utilização da emissão acústica na detecção e monitoramento da cavitação.

A seguir será apresentado o princípio da técnica de emissão acústica na avaliação de defeitos em um material e na detecção e monitoramento da cavitação. Em seguida serão apresentados os principais parâmetros da técnica de emissão acústica.

### 3.4.1 Princípios da técnica na avaliação de defeitos internos em um material

A Associação Francesa dos Engenheiros especialistas em Equipamentos Pressurizados - A.F.I.A.P, através do Guia “*Guide to Good Practice for Acoustic Emission (AE) Testing of Pressure Equipment (2004)*” apresenta os princípios da Técnica de Emissão Acústica aplicada na avaliação de integridade física de equipamentos pressurizados. Neste caso a Emissão Acústica é um fenômeno físico que ocorre dentro do material e o termo Emissão Acústica é utilizado para definir a energia liberada pelo material na forma de ondas elásticas transientes.

A FIG 3.4 apresenta o princípio da técnica de Emissão Acústica na avaliação de defeitos internos em um material.

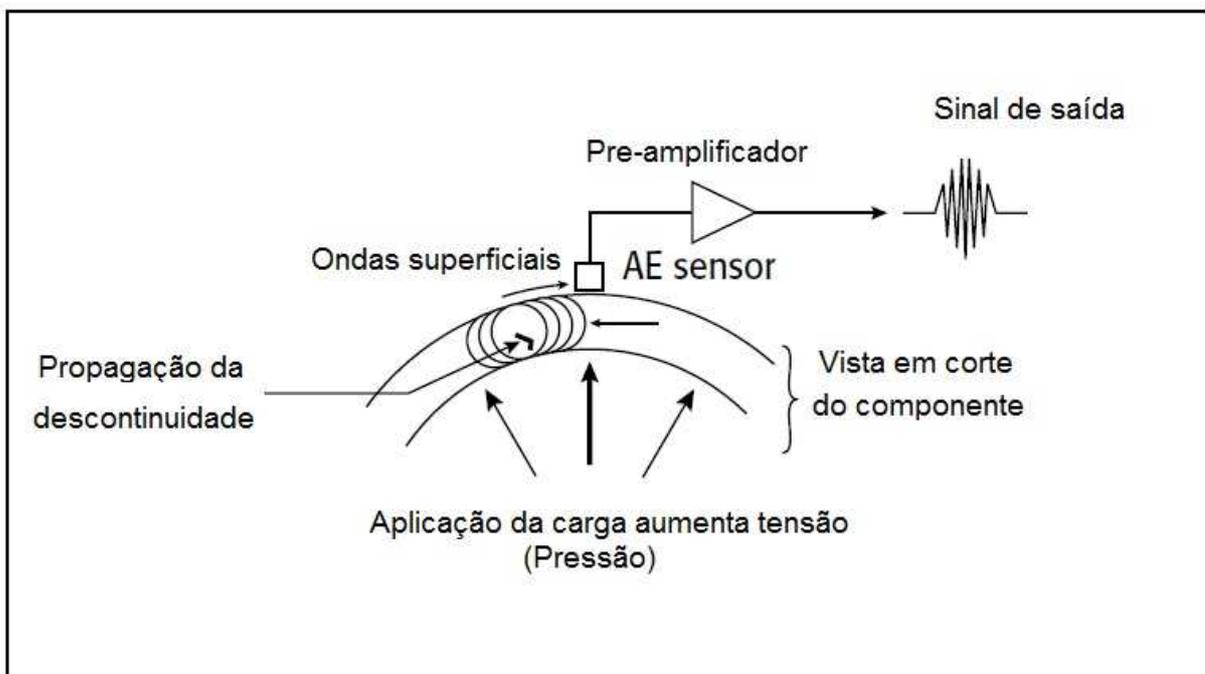


FIGURA 3.4 – Princípio da técnica de Emissão Acústica na avaliação de defeitos internos

FONTE: Adaptado de “*Guide to Good Practice for Acoustic Emission (AE) Testing of Pressure Equipment*” (2004).

A aplicação de carga e/ou a presença de ambiente agressivo produz modificações internas tais como, crescimento de trincas, deformação plástica local, corrosão e em alguns casos mudança de fase o qual geram as ondas de Emissão Acústica.

As ondas são detectadas através de sensores apropriados que convertem o movimento destas em um sinal elétrico. Estes sinais são processados por uma instrumentação capaz de indicar as fontes de emissão acústica com suas respectivas localizações.

#### 3.4.2 Princípios da técnica na detecção e monitoramento da cavitação

Escaler (2004) e Huixuan (2007) pesquisam soluções em sistemas de monitoramento e desenvolvem aplicações utilizando a técnica de emissão acústica na detecção e monitoramento da cavitação em turbinas hidráulicas, comprovando que a técnica de emissão acústica também pode ser utilizada para esta aplicação.

Escaler et al. (2006) utilizam a técnica de emissão acústica para detectar a cavitação em turbinas hidráulicas incluindo uma do tipo Francis. Nesta turbina eles instalam o sensor de emissão acústica no mancal guia da turbina. O princípio de detecção da cavitação utilizando a técnica de emissão acústica baseia-se na propagação das ondas geradas pelas implosões das bolhas de cavitação através do fluido e transmitidas pela estrutura chegando aos sensores de emissão acústica. A FIG 3.5 apresenta o princípio de detecção da cavitação utilizando emissão acústica.

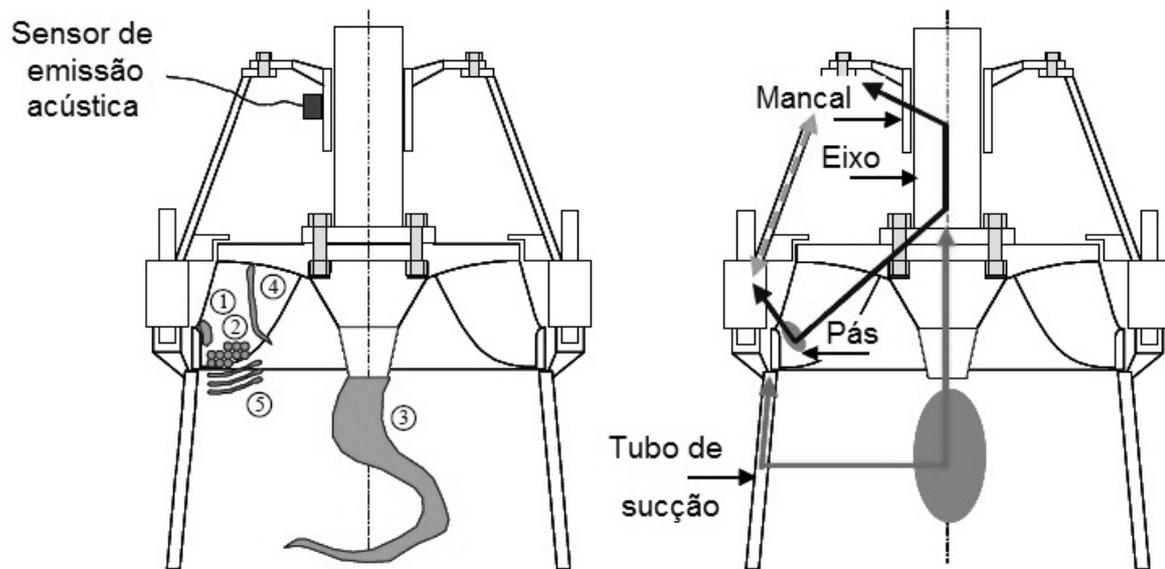


FIGURA 3.5 – Princípio de detecção da cavitação utilizando emissão acústica

FONTE: Adaptado de Escaler et al. (2006)

As fontes geradoras de emissão acústica na FIG 3.5 são tipos de cavitação que podem se desenvolver em turbinas Francis e estão enumeradas de um a cinco. As ondas geradas pela cavitação se propagam pelo fluido atingindo as paredes do tubo de sucção e o eixo da turbina e continuam se propagando até o sensor de emissão acústica.

Além de detectar os níveis e os tipos de cavitação, a técnica de emissão acústica pode ser utilizada para buscar uma correlação entre os sinais de emissão acústica com a erosão ocasionada pela cavitação. Como resultado desta correlação, as equipes de manutenção podem prever o momento ideal para serviços de reparo nas pás dos rotores das turbinas, reduzindo a quantidade de material, tempo de indisponibilidade das máquinas e mão de obra.

Huixuan et al. (2007) utilizam a técnica de emissão acústica dentro de um sistema de monitoramento da cavitação em tempo real para turbinas Kaplan com foco na detecção da erosão causada pela cavitação. Os sinais de emissão acústica nas pás com desgaste são muito maiores do que os sinais das mesmas pás depois de reparadas. A FIG 3.6 apresenta os sinais de emissão acústica coletados na turbina 21F da usina de Gezhouba.

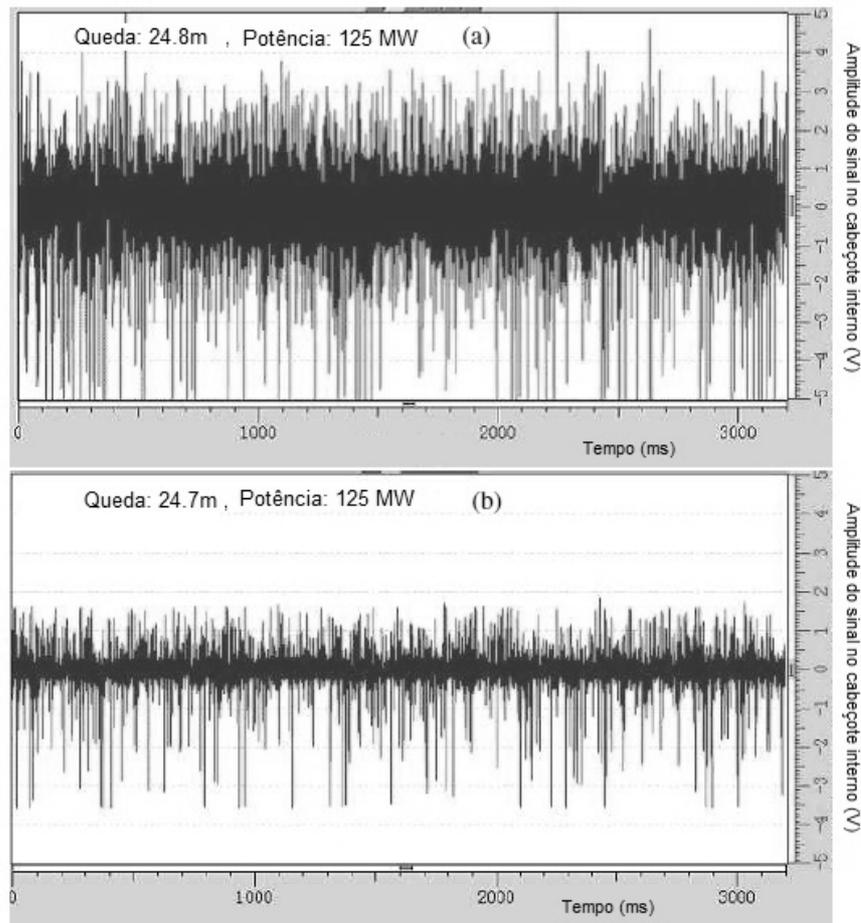


FIGURA 3.6 – Sinais de emissão acústica coletados na turbina 21F da usina de Gezhouba (a) antes do reparo e (b) após o reparo da erosão causada pela cavitação.

FONTE: Adaptado de Huixuan et al. (2007)

A FIG 3.6 mostra que sob as mesmas condições de operação, ou seja, com a mesma carga e a mesma queda, os sinais de emissão acústica coletados na turbina 21F antes do reparo (a) chegam a atingir 5 V no pico e média aproximada de 1 V, enquanto que os sinais coletados após o reparo (b) atingem o pico máximo de 2V e média aproximada de 0,5 V.

Neppiras (1968) apresenta uma tabela classificando os procedimentos de medição de cavitação em três métodos. O primeiro é um método estatístico e é baseado na medição da energia ou velocidade radial do fluido no campo de cavitação. O segundo baseia-se na medição do gás dissolvido presente no líquido. O terceiro método apresentado baseia-se nas medições dos efeitos primários causados pela cavitação, sendo que a erosão é considerada

um destes efeitos. Ele menciona que a medição destes efeitos não necessita ser realizada com o campo de cavitação presente.

A busca pela correlação entre os sinais de emissão acústica com a erosão ocasionada pela cavitação não é uma tarefa fácil devido à existência de vários fatores que podem influenciar nos sinais de emissão acústica, tais como regime de escoamento, níveis de cavitação, queda líquida, etc. Considerando que os demais fatores permanecerão constantes ao longo do tempo, que as medições serão realizadas nos mesmos níveis de montante e jusante, faz-se necessário buscar o regime de operação no qual a turbina trabalhe com o fluxo mais regular possível e sem o campo de cavitação presente, ou com o mínimo possível, para que sejam realizadas as análises dos sinais de emissão acústica tendo a influência em sua maioria do escoamento do fluido. Quanto mais erodidas as pás das turbinas, maiores serão os níveis de cavitação devido às alterações no fluxo. Daí pode-se estimar uma correlação dos sinais de emissão acústica com a erosão das pás.

O sinal de emissão acústica que será utilizado para esta correlação é o RMS (V) dos sinais de emissão acústica. No próximo tópico serão abordados os principais parâmetros da técnica de emissão acústica que serão utilizados no trabalho e sua terminologia.

### 3.4.3 Principais parâmetros da técnica de emissão acústica

Antes da definição dos principais parâmetros utilizados na técnica de emissão acústica, será mostrado um sinal típico de emissão acústica juntamente com alguns destes parâmetros. A FIG 3.7 apresenta o sinal típico de emissão acústica.

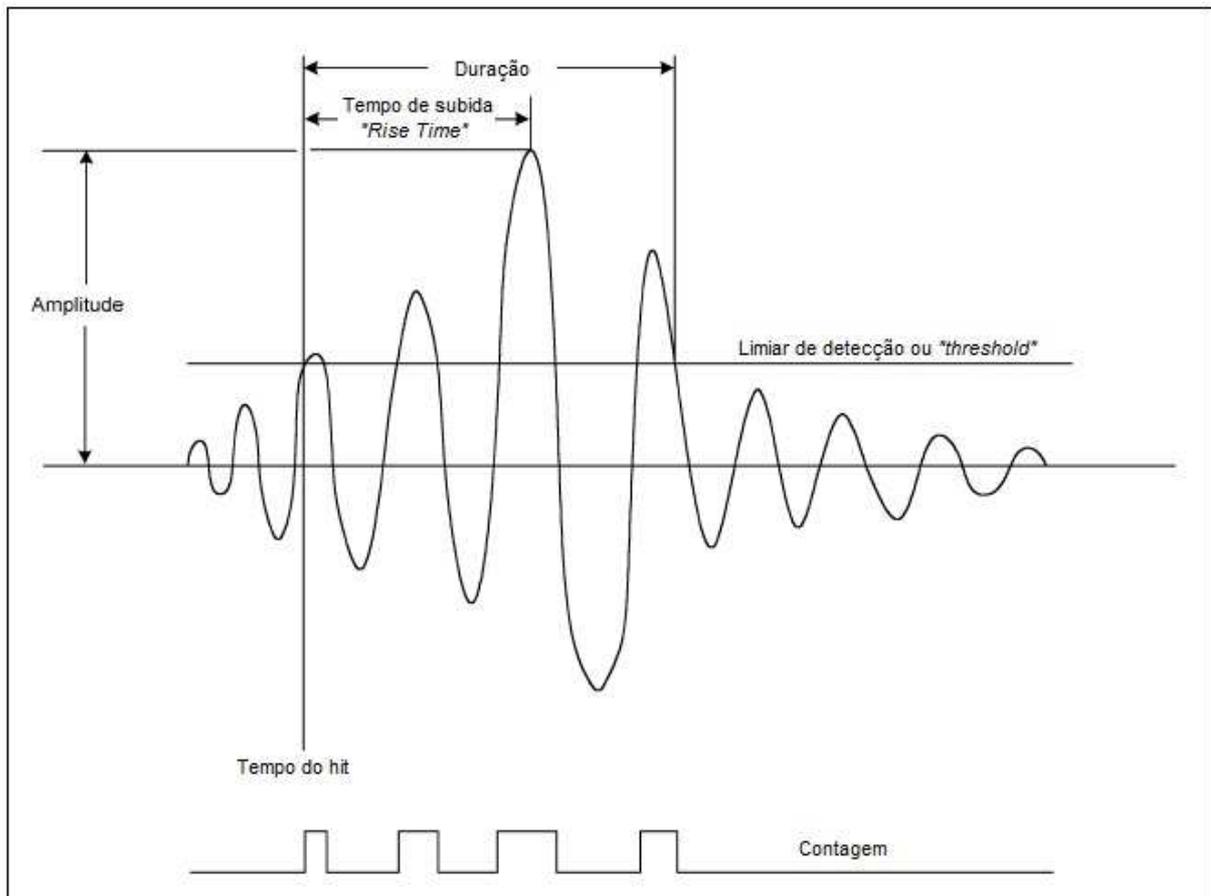


FIGURA 3.7 – Sinal típico de emissão acústica

Na FIG 3.7 podem-se observar seis parâmetros muito utilizados na emissão acústica: Amplitude, Contagem, Duração, Limiar de detecção, Tempo do hit e Tempo de subida. Outros dois importantes parâmetros de emissão acústica e que não foram mostrados acima são o RMS e o ASL. Abaixo segue uma definição dos principais parâmetros utilizados na técnica de emissão acústica.

**Hit:** é o processo de detecção e medição de um sinal de emissão acústica em um canal. O hit é iniciado quando o limiar de detecção é ultrapassado.

**Amplitude:** é o valor máximo de um sinal de emissão acústica dentro de um hit. A amplitude é expressa em decibel (dB) através da relação abaixo:

$$dB = 20 * \log\left(\frac{V}{V_{ref}}\right) - Ganho(dB) \quad (3.19)$$

Onde:

V: tensão máxima em Volts [V];

Vref: tensão de referência em Volts [V] =  $10^{-6}$  V;

Ganho (dB) = Ganho utilizado no pré amplificador = 40 dB.

**Contagem:** é a quantidade de vezes que o sinal cruzou o limiar de referência dentro de um hit. Na FIG 3.7 o número de contagens é igual a quatro.

**Duração:** é definido como o tempo entre o primeiro e o último sinal que cruzam o limiar de detecção dentro de um hit.

**Limiar de detecção:** Também conhecido como “*Threshold*”, é o limite de detecção acima do qual o sistema irá coletar os sinais. Exemplo: Caso o limiar de detecção esteja fixado em 40 dB, um sinal com amplitude de 35 dB não será adquirido.

**Tempo do hit:** também conhecido como “*time of test clock*”, é o tempo no qual um hit foi detectado pelo sistema. Esta detecção ocorre no instante em que o limiar de detecção é ultrapassado.

**Tempo de subida:** é definido como o tempo entre o início do hit e o valor máximo da amplitude dentro de um hit.

**RMS:** é uma unidade de medida utilizada para mensurar a potência do sinal acústico dentro de um hit. Vem do termo em inglês “*Root Mean Square*” que significa média quadrática das raízes. A avaliação do sinal é realizada com intervalo de tempo constante segundo a relação abaixo:

$$RMS(V) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (s_i)^2} \quad (3.20)$$

Onde:

$S_i$ : é o sinal adquirido em volts (V);

n: é o número de sinais coletados dentro do intervalo de tempo estabelecido.

**ASL:** é uma unidade de medida utilizada para mensurar a variação média da amplitude dentro de um hit. Vem do termo em inglês "Average Signal Level" que significa média dos sinais. A avaliação do sinal é realizada com intervalo de tempo constante segundo a relação abaixo:

$$ASL = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (s_i) \quad (3.21)$$

Onde:

$S_i$ : é o sinal adquirido em decibel (dB);

$n$ : é o número de sinais coletados dentro do intervalo de tempo estabelecido.

## **4 DESCRIÇÃO DO PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL**

As variáveis de controle de uma turbina hidráulica são diversas: queda disponível, vazão, rotação da máquina, vibrações e balanceamentos, temperatura dos mancais, etc. O monitoramento de todas estas variáveis não é uma tarefa usual. Neste trabalho três turbinas do tipo Francis são utilizadas para o estudo da erosão das pás causada pela cavitação. A erosão das pás provoca alterações no campo de escoamento do fluido gerando ondas acústicas que podem ser coletadas e mensuradas através de alguns parâmetros de emissão acústica.

A parte experimental e as metodologias utilizadas para a realização desse trabalho serão descritas em duas partes. A primeira trata da descrição do protótipo utilizado para a realização dos ensaios juntamente com os equipamentos utilizados. Informações das turbinas serão apresentadas, além de características do aproveitamento hidráulico. A segunda parte tratará dos ensaios específicos realizados, da metodologia utilizada durante os testes, bem como os procedimentos utilizados na coleta e análise dos dados obtidos nos ensaios.

### **4.1 Descrição do protótipo**

O trabalho experimental foi realizado em três turbinas do tipo Francis instaladas nas Unidades Geradoras 03, 05 e 06 da Usina Hidrelétrica de Estreito, situada no município de Pedregulho, no Estado de São Paulo e administrada pela Eletrobrás Furnas. A TABELA 4.1 apresenta as principais características da turbina utilizada neste trabalho.

TABELA 4.1

Características principais da turbina Francis da Usina Hidrelétrica de Estreito

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICAÇÃO
Rotação	N = 1.875 Hz (112,5 rpm)
Queda líquida nominal	H = 60,8 m
Potência de saída nominal	Pr = 154MW (210.000 Hp métrico)
Potência máxima de saída	Pr = 170MW
Queda máxima	H <sub>máximo</sub> = 65,0m
Queda máxima operacional	H <sub>máximo</sub> = 65,0m
Queda mínima operacional	H <sub>mínimo</sub> = 59,8m
Linha de centro do distribuidor	CL = 556,65m
Nível de jusante mínimo	556,35m (2 turbinas em operação)
Nível de jusante normal	558,00m (4 turbinas em operação)
Nível de jusante máximo	564,50m
<b>APROVEITAMENTO</b>	<b>USLB.O</b>
Fabricante turbina	VOITH
Unidades geradoras	FRANCIS
Potência nominal / máquina	175 MW
Nº de máquinas	06 unidades
Potência nominal da usina	1.050 MW
Potência efetiva máxima / máquina	184 MW
Potência efetiva máxima da usina	1.104 MW
Vazão máxima / máquina	306,5 m <sup>3</sup> /s
Rotação	1.875 Hz (112,5 rpm)
Queda líquida nominal	60,8 m
Nível do reservatório máximo operacional	622,50 m
Nível do reservatório mínimo operacional	618,50 m
Nível do reserv. min. minimum – cota do topo da comporta	615,00 m
Volume útil no nível máximo operacional	178,2 hm <sup>3</sup>
Nível do canal de fuga máximo operacional	558,95 m
Nível do canal de fuga médio	557,80 m
Nível do canal de fuga mínimo operacional	556,35 m
Linha de centro do distribuidor	556,65 m
Afogamento máximo	-2,30 m
Afogamento médio	-1,15 m
Afogamento mínimo	+0,30 m
Impedimento operativo - instabilidade hidráulica	60 a 120 MW

FONTE – ELETROBRAS FURNAS DER.O.012.2004, 2004, p. 3

Escolheu-se as turbinas das Unidades Geradoras 03, 05 e 06, devido estas turbinas possuem estágios diferentes de erosão por cavitação, pois na época dos ensaios a Usina de Estreito passava por um processo de modernização e dentro do escopo destes serviços, previa-se a recuperação das áreas afetadas pela cavitação nas pás das turbinas, o que permitiria a coleta dos dados com as turbinas com níveis de desgaste diferentes uma das

outras e ainda a coleta dos dados após os trabalhos de recuperação com as pás sem erosão. Na primeira etapa dos ensaios, as pás das turbinas 03 e 05 já haviam sido reparadas, enquanto a unidade 06 permanecia sem reparo. Na segunda etapa dos ensaios, as pás da unidade 06 já haviam sido reparadas e o ensaio foi realizado durante a partida inicial da máquina, após a modernização. A TABELA 4.2 apresenta as horas rodadas das turbinas durante os experimentos.

TABELA 4.2

Horas rodadas das turbinas durante os experimentos

DATA DO EXPERIMENTO	TURBINA	HORAS RODADAS
27/02/2011	3	10.000
	5	4.500
	6	34.000
28/04/2012	6	0

#### 4.2 Descrição da instrumentação utilizada

A coleta dos dados foi realizada utilizando o equipamento de emissão acústica da “Physical Acoustics South America – PASA”, subsidiária da “Physical Acoustics Corporation - PAC”, modelo DISP 24, também conhecido como sistema de processamento digital de sinais. Este sistema é composto por seis placas modelo DISP, e cada placa possuem quatro canais, totalizando os vinte e quatro canais do equipamento. A TABELA 4.3 apresenta as principais características do equipamento utilizado nos experimentos.

TABELA 4.3

Características principais do equipamento utilizado nos experimentos

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICAÇÃO
Quantidade de canais	24 canais
Impedância de entrada	50 ohm
Resposta em frequência	10 kHz a 2.1 MHz
Filtros	4 Passa alta (10, 20, 100, 200 KHz) 4 Passa Baixa (100, 200, 400, 2.100 KHz)
Limiar mínimo de ruído detectável	18 dB AE
Amplitude máxima	100 dB AE
Conversor analógico digital	16 bits, 10 MSPS por canal
Taxa de amostragem	10 MSPS

FONTE – MANUAL AE WIN FOR DISP, 2005, p. 8

Foi utilizado um transdutor WDI-AST, que possui pré-amplificador integrado de 40 dB e banda de frequência de 100 KHz até 1 MHz, sendo conectado à placa através de cabo coaxial RG 58 com 50 Ohm de impedância. A placa DISP está incorporada ao hardware do sistema e o software “AEWIN for DISP” é o responsável pelos processos de coleta, processamento e armazenamento dos dados coletados.

O equipamento descrito anteriormente não possui a opção de captar a forma de onda dos dados coletados. Para tal utilizou-se um osciloscópio Tektronix TDS 1012 B, dois canais, 100 MHz com o objetivo de visualizar as formas de onda dos sinais coletados pelo transdutor de emissão acústica. A FIG 4.1 apresenta o diagrama em blocos da instrumentação utilizada com os locais onde os sensores foram instalados.

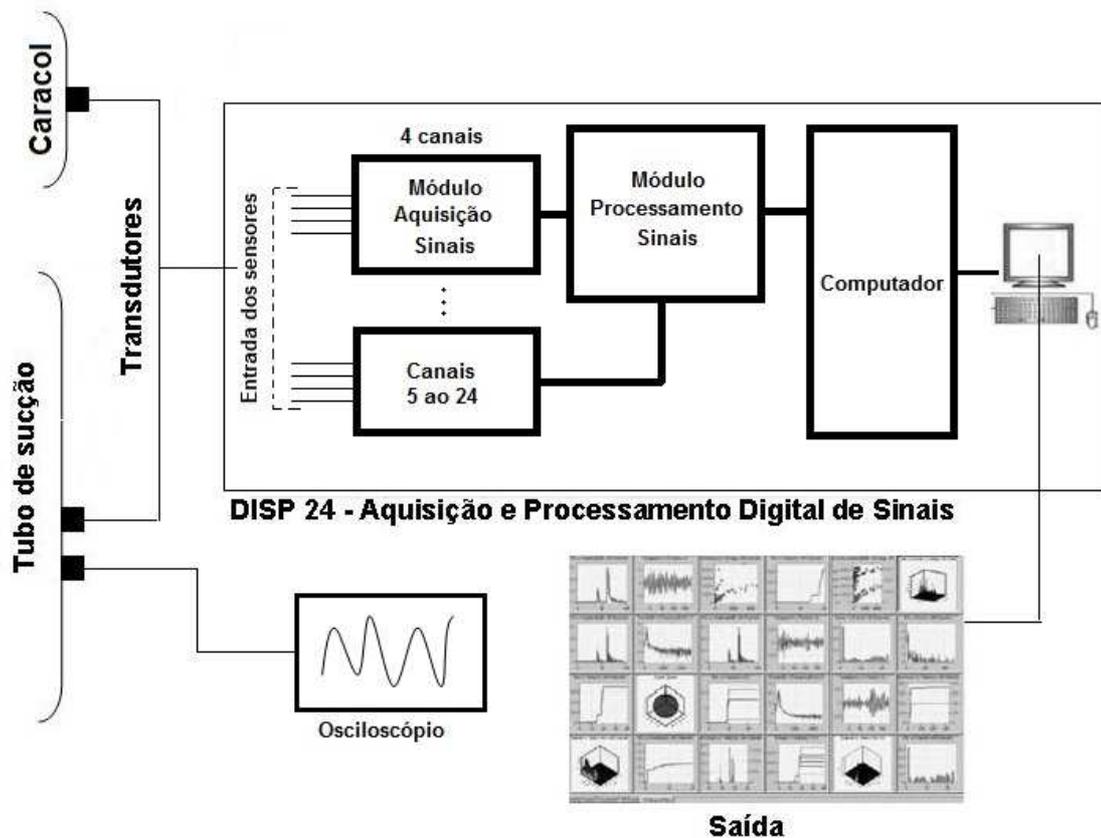


FIGURA 4.1 – Diagrama em blocos da instrumentação utilizada e local de instalação dos sensores

### 4.3 Metodologia utilizada nos ensaios

A seguir serão descritos os procedimentos adotados na coleta e análise dos dados durante os experimentos.

Como já foi dito anteriormente, o fenômeno da cavitação ocorre em função de vários fatores, porém, o objetivo central deste trabalho é avaliar o estado da erosão causada pela cavitação utilizando a emissão acústica. Para tal algumas premissas foram estabelecidas, de modo a se obter na maior parte dos dados coletados, apenas a influência da rugosidade superficial, que representa o estado da erosão por cavitação, no escoamento do fluido. As perturbações geradas no campo de escoamento pela erosão das pás serão coletadas e analisadas utilizando a emissão acústica. Deste modo, o monitoramento por emissão acústica foi realizado nas seguintes condições:

- O número de Thoma,  $\sigma_{\text{thoma}}$ , e queda,  $H$ , constantes.

- Foram utilizadas máquinas com estágios diferentes de erosão por cavitação de modo a comparar os resultados.

O monitoramento por emissão acústica foi realizado acoplando-se externamente os transdutores piezelétricos às portinholas do tubo de sucção e do caracol (caixa espiral) da turbina utilizando uma base magnética para fixação do transdutor e graxa como acoplante entre o transdutor e a portinhola. A FIG 4.2 apresenta 02 (dois) transdutores de emissão acústica fixados à portinhola do tubo de sucção utilizando bases magnéticas.

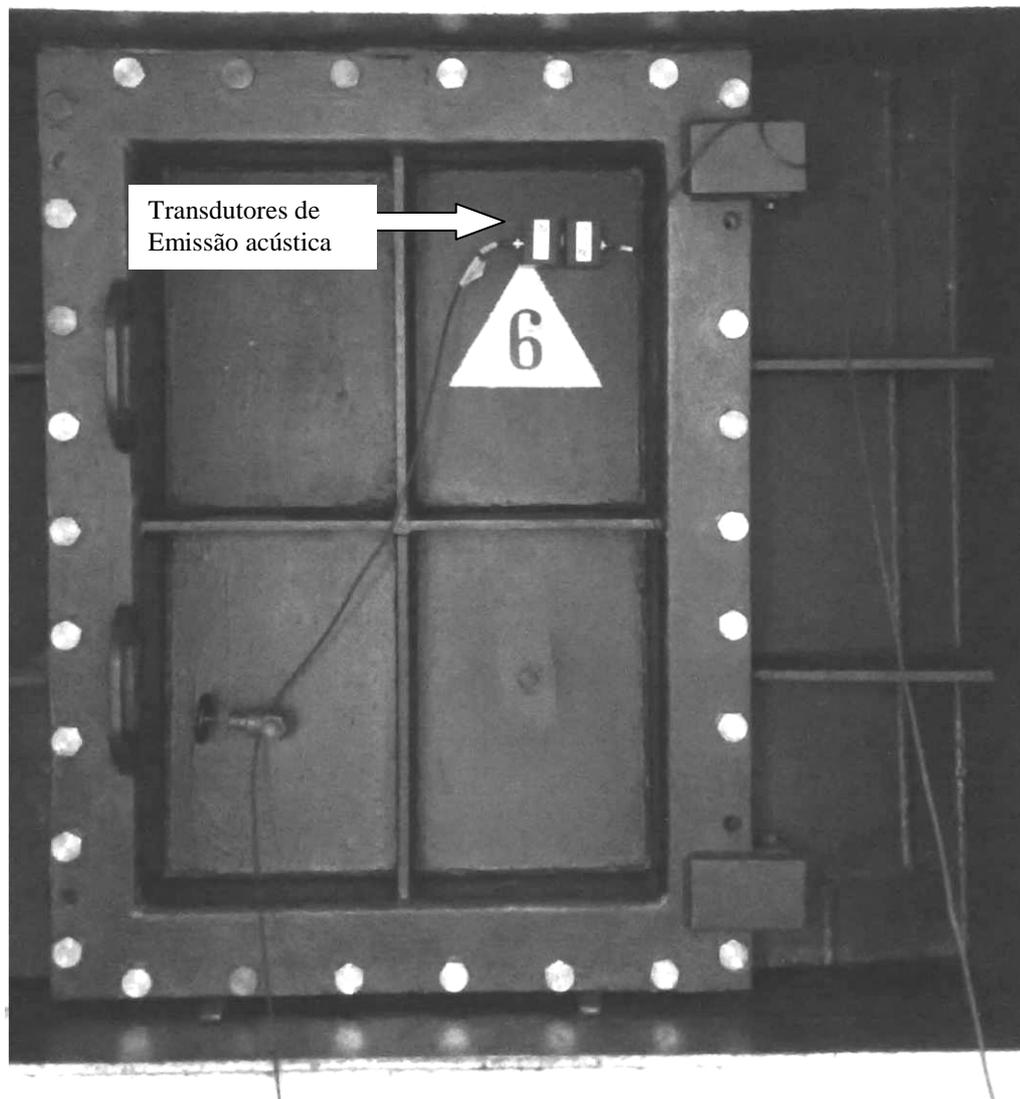


FIGURA 4.2 – Transdutores de emissão acústica instalados na portinhola do tubo de sucção

Inicialmente, os transdutores de emissão acústica foram instalados em dois locais distintos de cada turbina, nas portinholas do tubo de sucção (1) e do caracol (2), conforme FIG 4.3. O objetivo da instalação nestes locais foi o de comparar a qualidade dos sinais que chegavam às portinholas do caracol com as do tubo de sucção e decidir o local ideal de instalação dos transdutores de E.A.

Após a instalação dos transdutores realizou-se a verificação do sistema quebrando grafites 2H de diâmetro 0,5 mm próximos ao transdutor, conforme a norma ASTM E 650 – 97. O objetivo deste passo, é verificar a resposta em amplitude [dB] dos transdutores ao estímulo da quebra do grafite. Caso a resposta seja inferior a 90 [dB] os transdutores devem ser remontados adicionando mais graxa, pois o acoplamento não está dentro dos padrões para uma boa coleta dos dados.

Durante o experimento para a escolha do local ideal de instalação dos sensores, houve ligeiro aumento de carga durante as medições passando de 133 MW para 140 MW. A carga aumentou para atender demanda do sistema e não para atender algum requisito do ensaio, mas vale mencionar, uma vez que os dados coletados apresentam esta alteração de carga. A coleta dos dados foi realizada com dois canais sendo utilizado o canal 2 para coletar os sinais na portinhola do caracol (2) e o canal 3 para coletar os sinais na portinhola do tubo de sucção (1). Após análise destes resultados, chegou-se a conclusão que os transdutores devem ser instalados na portinhola do tubo de sucção (1), pois a relação sinal/ruído é mais favorável neste local. Deste experimento também foi definido o valor do limiar de detecção na coleta de dados dos experimentos seguintes. Este valor foi definido baseado na análise e medição do ruído de fundo, sendo que o menor valor do limiar de detecção possível sem interferência do ruído de fundo na coleta dos dados foi de 38 dB AE. Estas considerações estão mais bem descritas no capítulo de resultados. A FIG 4.3 apresenta o esquema de montagem dos sensores na turbina Francis selecionada para a realização desse estudo.

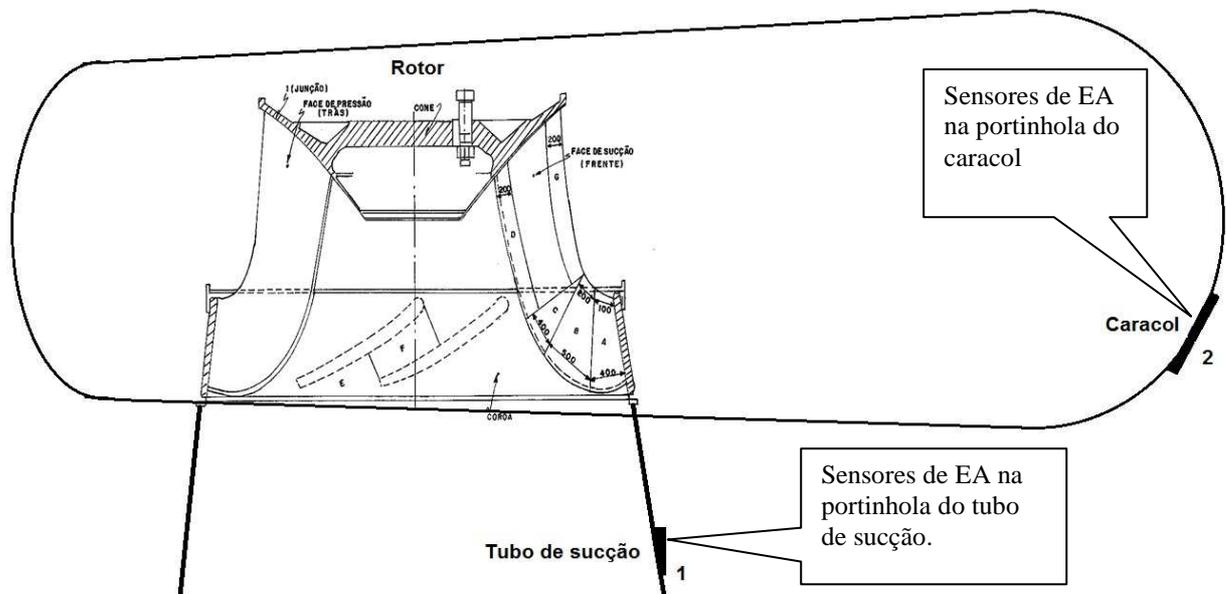


FIGURA 4.3 – Posição de instalação dos transdutores nos ensaios

Uma vez que o local ideal de instalação dos transdutores já havia sido definido em função dos resultados do experimento anterior, nos experimentos seguintes os transdutores foram instalados na portinhola do tubo de sucção (1), conforme FIG 4.3. O objetivo do experimento seguinte foi o de avaliar a influência das condições operacionais da turbina nos sinais de emissão acústica e buscar as regiões onde as máquinas operam com cavitação além de identificar o ponto ótimo de operação no qual as máquinas operam sem cavitação onde o escoamento é o mais regular possível. A variável controlada foi a potência da turbina [MW] que possui relação com a vazão da máquina e é controlada pela abertura e/ou fechamento das pás móveis podendo gerar distorções na cinemática do fluxo que atravessa o rotor e passa pelas pás das turbinas. Após a instalação dos transdutores na portinhola do tubo de sucção, realizou-se a verificação do sistema quebrando grafites 2H de diâmetro 0,5 mm próximos ao transdutor, conforme a norma ASTM E 650 – 97. De modo a se obter os níveis de emissão acústica de cada máquina em função da potência da turbina [MW], os dados foram coletados iniciando com a turbina sem carga e com incrementos de 10 MW passando pela carga nominal (170 MW) até o limite de sobrecarga (180 MW).

A análise dos dados coletados foi realizada utilizando os gráficos de “Contagem por Amplitude”, “Hits por Canal”, “ASL por Canal” e “RMS no tempo”. O gráfico de “Contagem por Amplitude” apresenta o número de vezes que um sinal com determinada amplitude ultrapassa o limiar de detecção dentro de um hit. Este gráfico mostra a influência da rugosidade superficial no escoamento do fluido. O gráfico de “Hits por Canal”

apresenta a quantidade de sinais que cruzam o limiar de detecção em um determinado instante e de determinado canal. Este gráfico também mostra a influência da rugosidade superficial no escoamento do fluido. O gráfico de “ASL por Canal” apresenta o nível médio do sinal acústico. Este gráfico é utilizado para medir o ruído de fundo e consequentemente apontar o limiar de detecção a ser utilizado durante os ensaios. O gráfico de “RMS no tempo” apresenta a média quadrática dos sinais de emissão acústica dentro de uma constante de tempo. Este gráfico é utilizado para entender o comportamento dos sinais em função das alterações de carga nas máquinas.

Após análise dos resultados do experimento anterior, concluiu-se que o valor de potência [MW] ideal para análise e comparação dos dados entre máquinas diferentes e de uma mesma máquina é de 160 MW, devido o escoamento ser mais regular nesta faixa, contribuindo para que a maior parte dos dados coletados pelos sensores represente o escoamento do fluido. Desta forma, os dados coletados foram analisados e apresentados na potência de 160 MW.

No último experimento, aproximadamente um ano após o experimento anterior, foram realizadas novas medições dos sinais de emissão acústica na máquina 06 com o objetivo de buscar uma correlação destes sinais com a erosão das pás desta turbina. Vale ressaltar que o rotor da máquina 06 possuía a condição de novo durante este último ensaio, uma vez que esta máquina acabava de retornar de um grande serviço de manutenção, onde os rotores tiveram todas as pás recuperadas.

Na coleta dos sinais foi utilizado um filtro passa banda de 200 - 2000 KHz através do software AE Win for DISP. Os sinais foram obtidos a uma taxa de amostragem de 10 MSPS. O limiar de detecção utilizado foi de 38 dB(AE).

#### **4.4 Metodologia utilizada para estimar perda de massa no rotor da turbina**

Em data próxima dos experimentos onde se levantou os níveis de emissão acústica das três turbinas, as pás destas foram inspecionadas e foi realizado um mapeamento das áreas erodidas ou com início de erosão por cavitação. Em seguida efetuado um cálculo estimado da quantidade de material necessária para recompor o perfil original.

Esta medição da quantidade de massa perdida de material devido à erosão por cavitação ocorre periodicamente e o objetivo é estimar com o menor erro possível, a quantidade de material a ser depositada em futuros trabalhos de recuperação das pás, uma vez que o planejamento da manutenção para este serviço de reparo é função da quantidade de material a ser adicionada.

A metodologia adotada neste mapeamento ocorre da seguinte forma:

- Inicialmente as áreas com cavitação são demarcadas em todas as pás, sendo  $A$  = largura,  $B$ = comprimento;
- Em seguida são realizadas medições de profundidade  $L$ , das áreas com cavitação, sendo que a maior profundidade encontrada em determinada área é considerada no cálculo do volume de material perdido naquela área, uma vez que nos serviços de soldagem de reparo, necessita-se uniformizar a área, retirando material por goivagem até a uniformização da área no ponto da erosão mais profunda.
- No final soma-se a quantidade de material perdido nas áreas das pás com as áreas das outras pás, totalizando a quantidade de material perdida por rotor. A FIG 4.4 apresenta o modelo adotado na estimativa de perda de massa devido à erosão por cavitação.

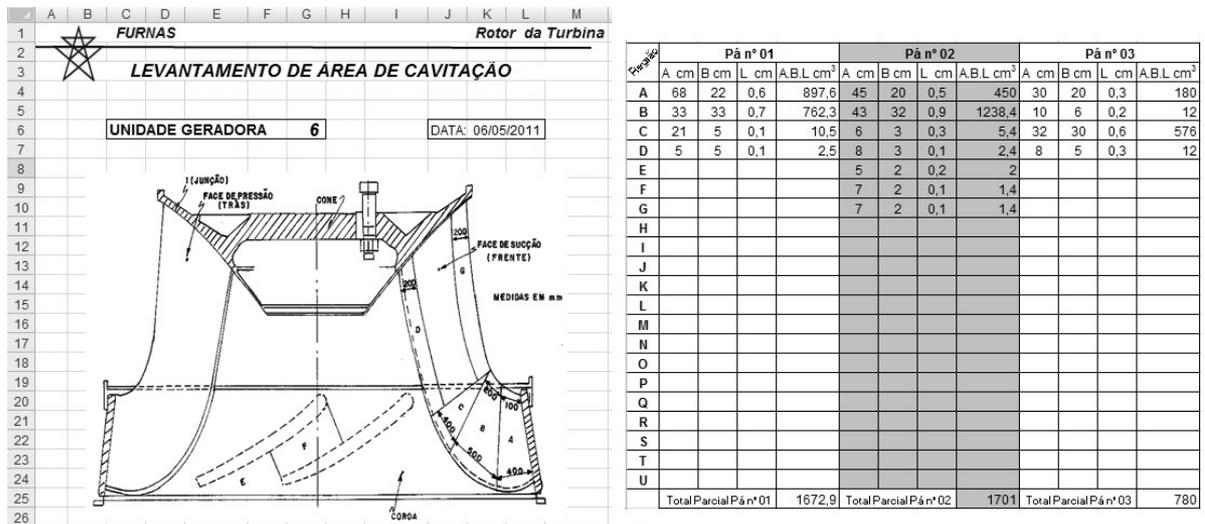


FIGURA 4.4 – Modelo adotado para estimar perda de massa por cavitação em um rotor

A FIG 4.4 mostra um mapeamento efetuado nas pás da turbina 06, antes desta máquina passar por reparo de cavitação. Pode-se ver a medição realizada em três pás e os valores parciais totalizados na parte inferior das colunas. Vale ressaltar que após o

mapeamento completo das quinze pás desta máquina, obteve-se uma perda de massa de 300 kg.

## 5 RESULTADOS:

Serão descritos a seguir os resultados obtidos nos experimentos. Estes valores foram obtidos de acordo com a equação 3.19, ou seja, o nível de referência vale  $1 \times 10^{-6}$  e o ganho utilizado no pré-amplificador foi de 40 dB.

### 5.1 Resultados do experimento dos sinais de emissão acústica em função da localização dos sensores

Inicialmente serão apresentados os resultados obtidos da coleta dos sinais com os sensores instalados na portinhola do caracol e na portinhola do tubo de sucção. Os sensores foram instalados conforme a FIG 4.3.

A FIG 5.1 apresenta a Contagem x Amplitude dos sinais coletados nas portinholas do caracol e do tubo de sucção.

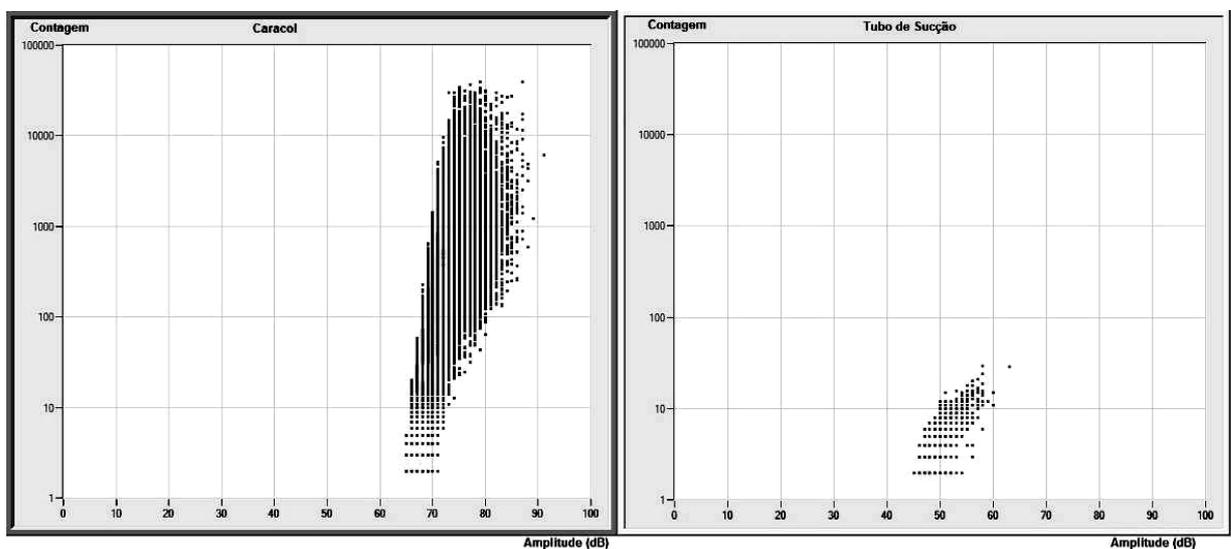


FIGURA 5.1 – Contagem x Amplitude dos sinais coletados nas portinholas do Caracol e Tubo de Sucção

Pode-se observar que a Contagem do sensor instalado na portinhola do caracol atinge valores entre 10.000 e 100.000 com amplitudes entre 65 a 90 dB e a Contagem do sensor instalado na portinhola do tubo de sucção está entre 10 e 100 com amplitudes entre 45 a 65 dB. O resultado mostra que as perturbações de escoamento na região do caracol como

descolamento de camada limite nas pás fixas e móveis influenciam na quantidade e amplitude dos sinais recebidos pelo sensor instalado na portinhola do caracol. Como no tubo de sucção o escoamento é mais regular a quantidade e amplitude dos sinais são menores.

A FIG 5.2 apresenta os Hits x Canal dos sinais coletados nas portinholas do caracol e do tubo de sucção.

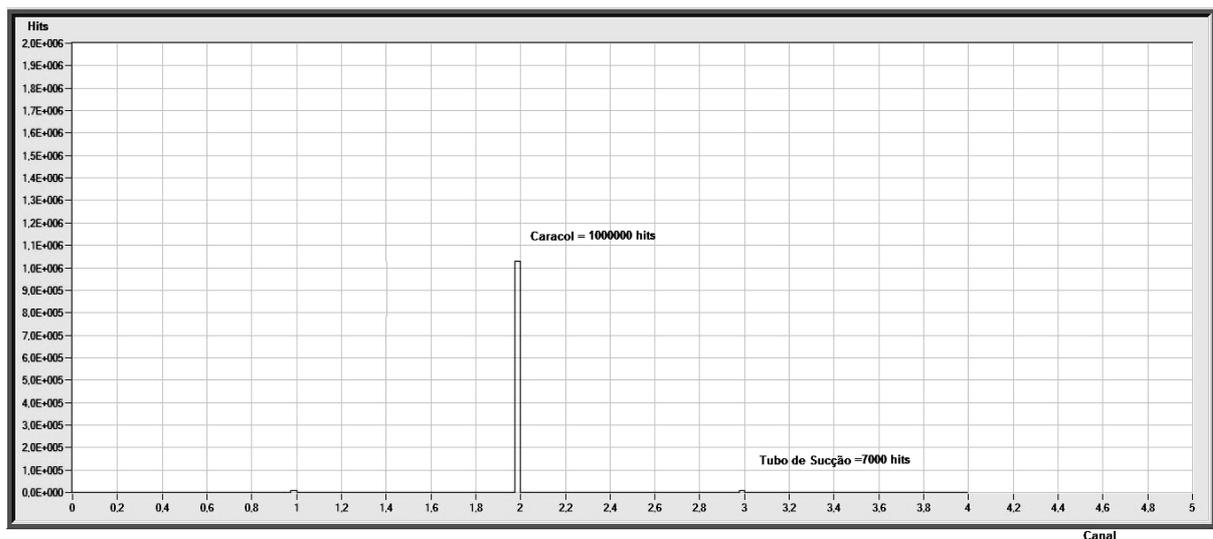


FIGURA 5.2 – Hits x Canal dos sinais coletados nas portinholas do Caracol e Tubo de Sucção

Observa-se que os Hits coletados na portinhola do caracol ultrapassaram 1.000.000 e os Hits na portinhola do tubo de sucção não chegaram a 10.000. Os motivos são os mesmos descritos anteriormente.

A FIG 5.3 apresenta o ASL por Canal dos sinais coletados nas portinholas do caracol e do tubo de sucção.

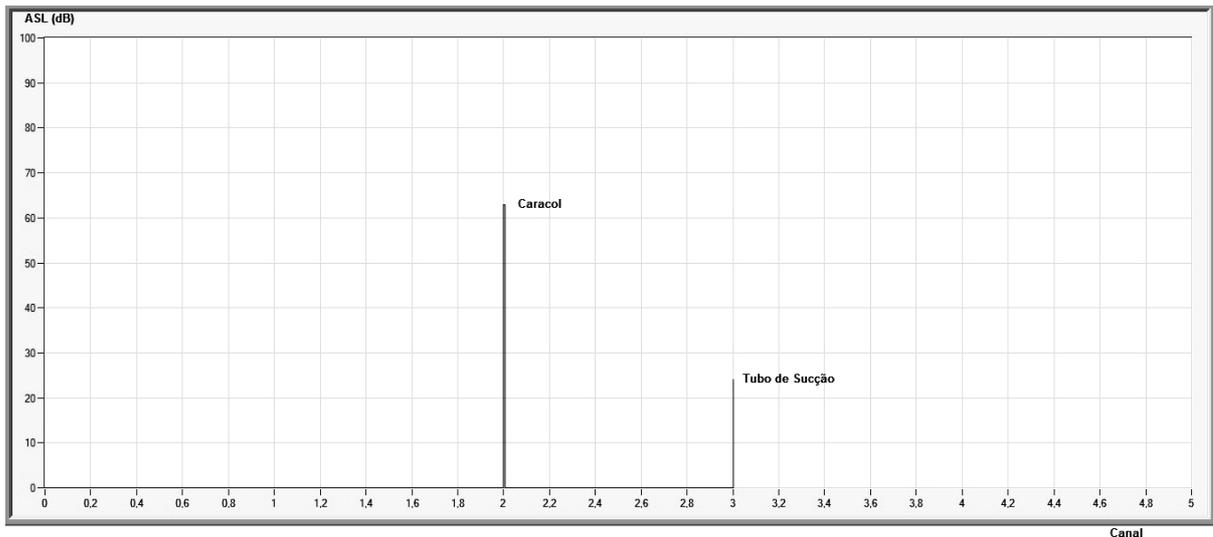


FIGURA 5.3 – ASL (dB) x Canal dos sinais coletados nas portinholas do Caracol e Tubo de Sucção

Observa-se que o ASL medido no caracol é de 63 dB e o do tubo de sucção é de 25 dB. Isto ocorre porque o ruído de fundo medido na portinhola do caracol é muito maior do que o medido na portinhola do tubo de sucção. O limiar de detecção (threshold) foi fixado em 65 dB na portinhola do caracol e 38 dB na portinhola do tubo de sucção. Sabe-se que a probabilidade de detecção (POD) é inversamente proporcional ao valor do limiar de detecção, desta forma a coleta dos dados nos experimentos seguintes foi realizada com os sensores instalados na portinhola do tubo de sucção.

A FIG 5.4 apresenta a intensidade dos sinais de emissão acústica no tempo (RMS) dos sinais coletados nas portinholas do caracol e do tubo de sucção.

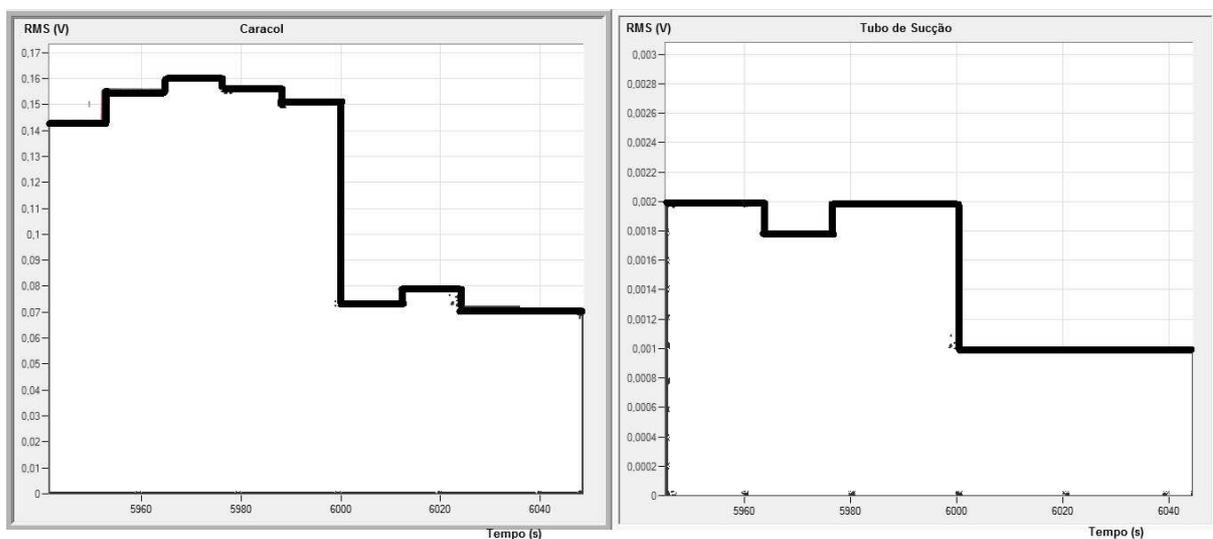


FIGURA 5.4 – RMS dos sinais coletados nas portinholas do Caracol e Tubo de Sucção

Pode-se observar que durante a variação de carga da máquina, o nível do sinal no sensor instalado na portinhola do caracol caiu de 0,16 (V) para 0,08 (V) e no sensor instalado na portinhola do tubo de sucção caiu de 0,002 (V) para 0,001 (V). Nota-se que o sinal medido no caracol tem mais variação do que os sinais medidos através do tubo de sucção. Isto se deve pelo fato do escoamento no caracol ser mais irregular do que o escoamento no tubo de sucção.

## 5.2 Resultados do experimento da medição dos níveis de emissão acústica em função da potência das máquinas

Foram levantados os níveis de emissão acústica em cada ponto de operação das máquinas iniciando em vazio (0MW) e com incremento de 10 MW até ocorrer sobrecarga (180 MW). As curvas foram apresentadas utilizando o parâmetro RMS [V] em função da Potência [MW] em cada turbina.

A FIG 5.5 apresenta os níveis de emissão acústica em função da potência da turbina 05.

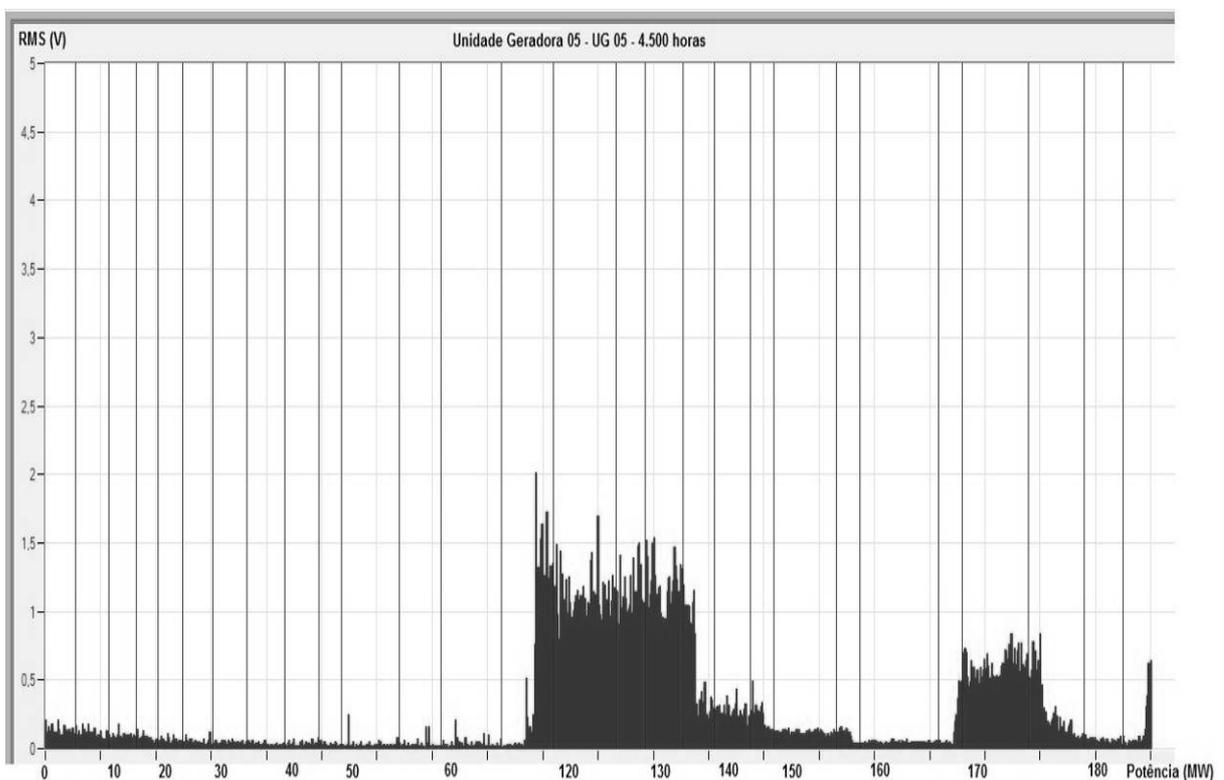


FIGURA 5.5 – RMS x Potência da Unidade Geradora 05

A turbina 05 apresenta instabilidade hidráulica na faixa entre 70 a 130 MW. O ponto ótimo ocorre em 160 MW. Acima de 170 MW esta turbina apresenta cavitação e em 180 MW os níveis de RMS caem devido à entrada do sistema de ar anti-cavitação.

A FIG 5.6 apresenta os níveis de emissão acústica em função da potência da turbina 03.

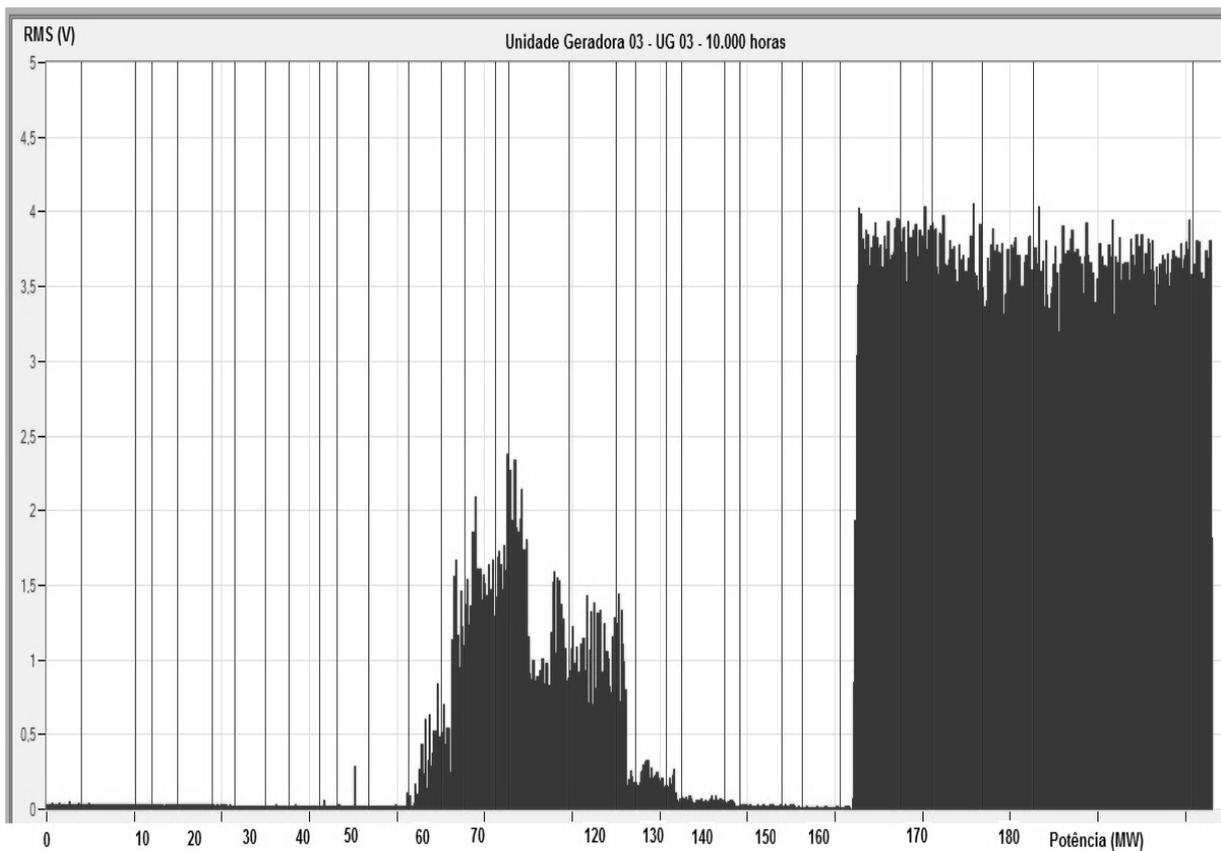


FIGURA 5.6 – RMS x Potência da Unidade Geradora 03

A turbina 03 apresenta instabilidade hidráulica na faixa entre 60 a 130 MW. O ponto ótimo ocorre em 160 MW. Acima de 170 MW esta turbina apresenta cavitação e diferentemente da turbina 05, o sistema de ar anti-cavitação não estava ligado.

A FIG 5.7 apresenta os níveis de emissão acústica em função da potência da turbina 06.

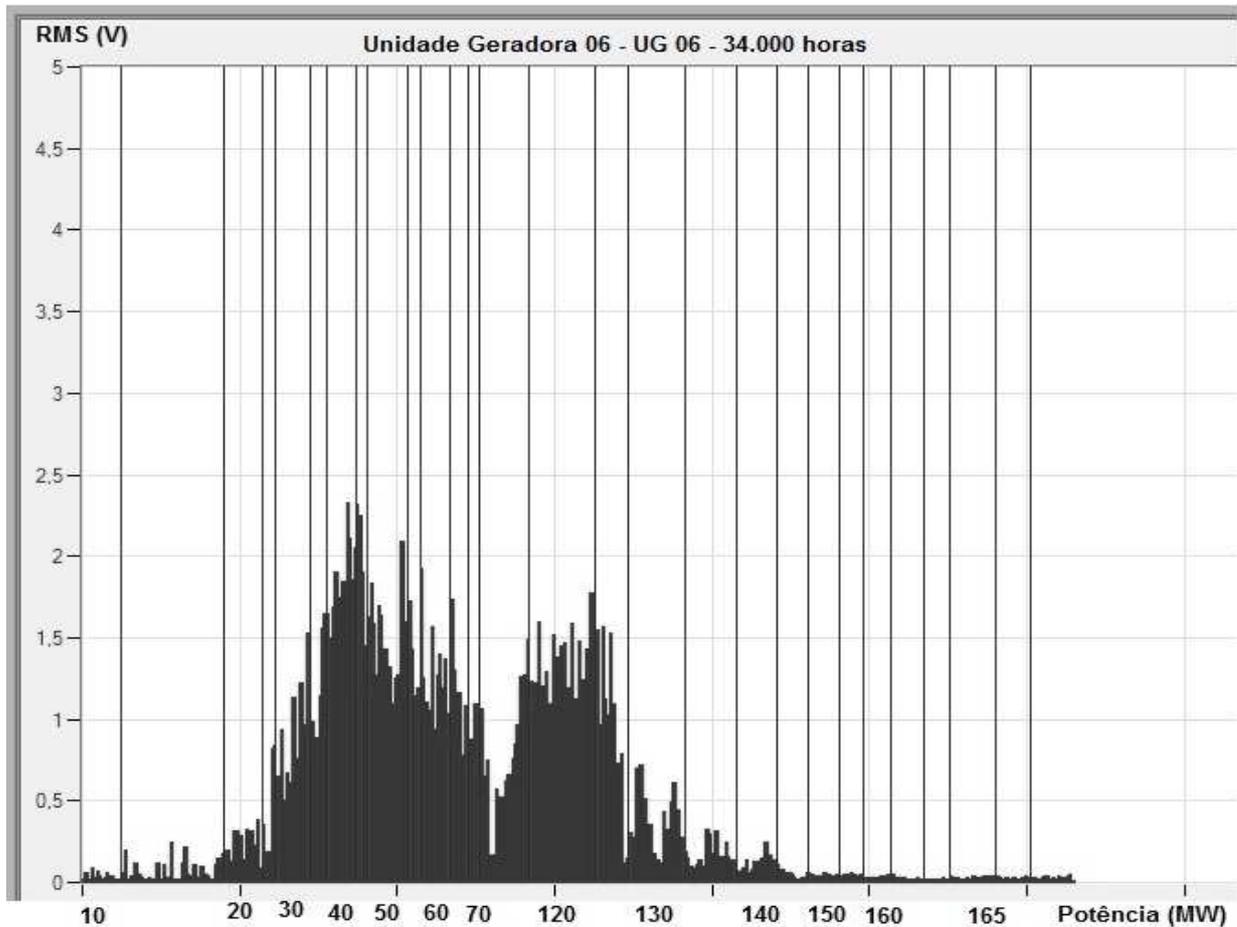


FIGURA 5.7 – RMS x Potência da Unidade Geradora 06

A turbina 06 possui uma vibração anormal em altas e baixas cargas. Neste trabalho vale mencioná-la uma vez que esta vibração foi coletada pelos sensores de emissão acústica na faixa entre 20 e 70 MW. Entre 70 e 130 MW a turbina possui instabilidade hidráulica. O ponto ótimo ocorre em 160 MW. Em consequência deste problema de vibração, esta turbina está com o limite superior de operação fixado em 165 MW, acima do qual ocorre a cavitação em altas cargas, e desta forma não foi possível operar esta turbina no regime de sobrecarga, conforme demonstrado na FIG 5.7.

Das três curvas anteriores, foram extraídos os dados para análise na potência de 160 MW, ou seja, na região onde o escoamento é mais regular, a turbina tem a maior eficiência e a relação sinal/ruído é mais favorável. O diagrama de colinas da turbina de Estreito mostra as regiões de maior eficiência desta máquina em função das características operacionais como vazão e queda líquida, o que comprova os resultados apresentados pelo ensaio de emissão acústica. Este diagrama encontra-se no ANEXO A deste trabalho.

A seguir serão apresentados os resultados após a extração dos dados coletados na potência de 160 MW. As Figuras 5.8, 5.9 e 5.10, apresentam os Hits por Amplitude das Unidades Geradoras 05, 03 e 06, respectivamente, na potência de 160 MW.

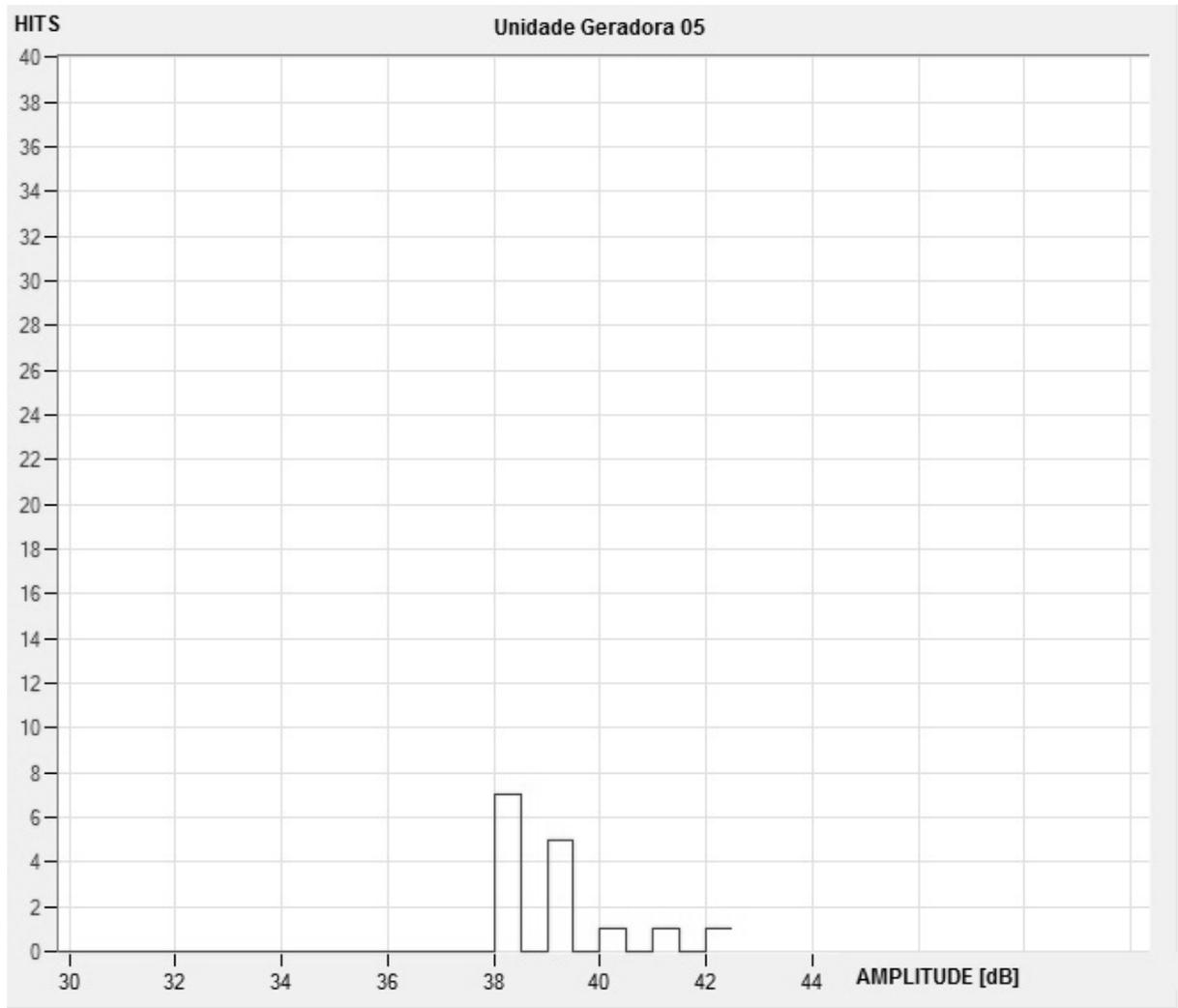


FIGURA 5.8 – Hits x Amplitude da Unidade Geradora 05 na potência de 160 MW

A FIG 5.8 apresenta o máximo de 7 Hits com amplitude de 38 dB e a amplitude máxima atingida foi de 42 dB.

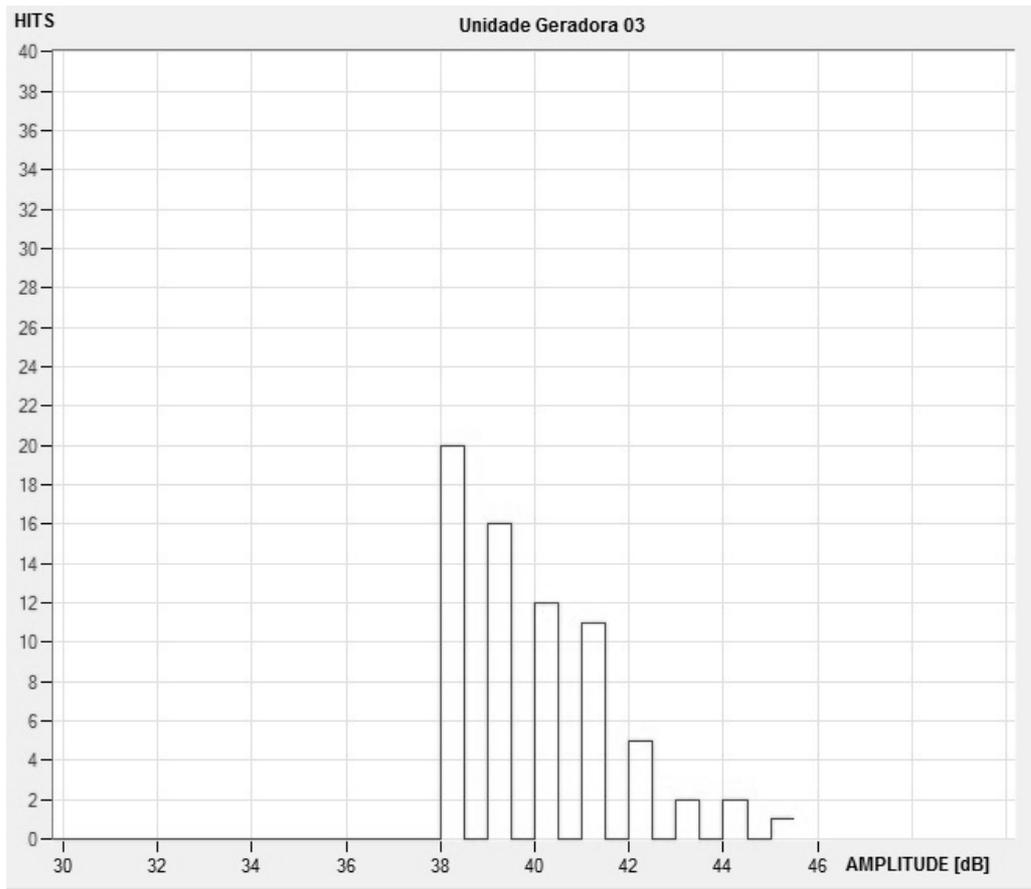


FIGURA 5.9 – Hits x Amplitude da Unidade Geradora 03 na potência de 160 MW

A FIG 5.9 apresenta o máximo de 20 Hits com amplitude de 38 dB e a amplitude máxima atingida foi de 45 dB.

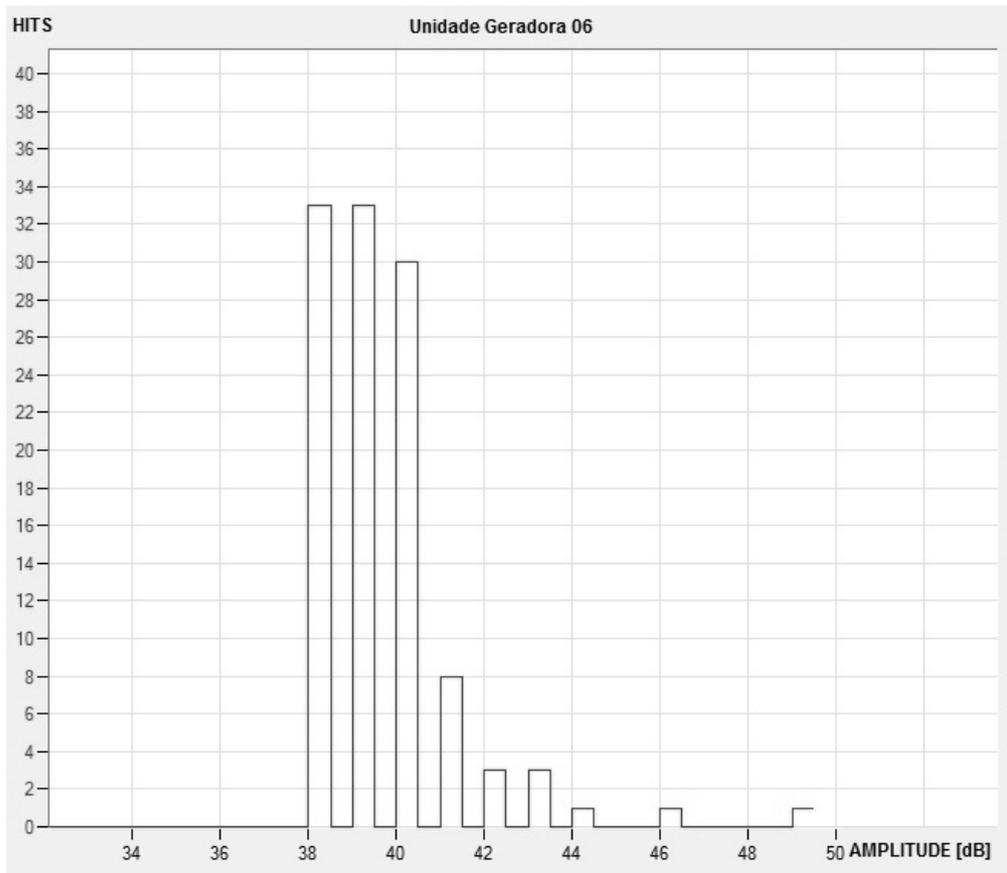


FIGURA 5.10 – Hits x Amplitude da Unidade Geradora 06 na potência de 160 MW

A FIG 5.10 apresenta o máximo de 33 Hits com amplitude de 38 dB e a amplitude máxima atingida foi de 49 dB.

Os resultados apresentados nas Figuras 5.8, 5.9 e 5.10 mostram que os Hits e a Amplitude crescem diretamente proporcionais com a erosão das pás das máquinas. Faz-se necessário levantar a perda de material nas pás das unidades geradoras de modo a se obter uma correlação entre os sinais de emissão acústica com a perda de massa nas pás. No item 5.3 será apresentado uma medição realizada nas pás das três turbinas.

As Figuras 5.11, 5.12 e 5.13, apresentam os valores de RMS [V] no tempo [s] das Unidades Geradoras 05, 03 e 06, respectivamente, na potência de 160 MW. Estas Figuras apresentam os valores da média quadrática dos sinais de Emissão Acústica no tempo de dez segundos.

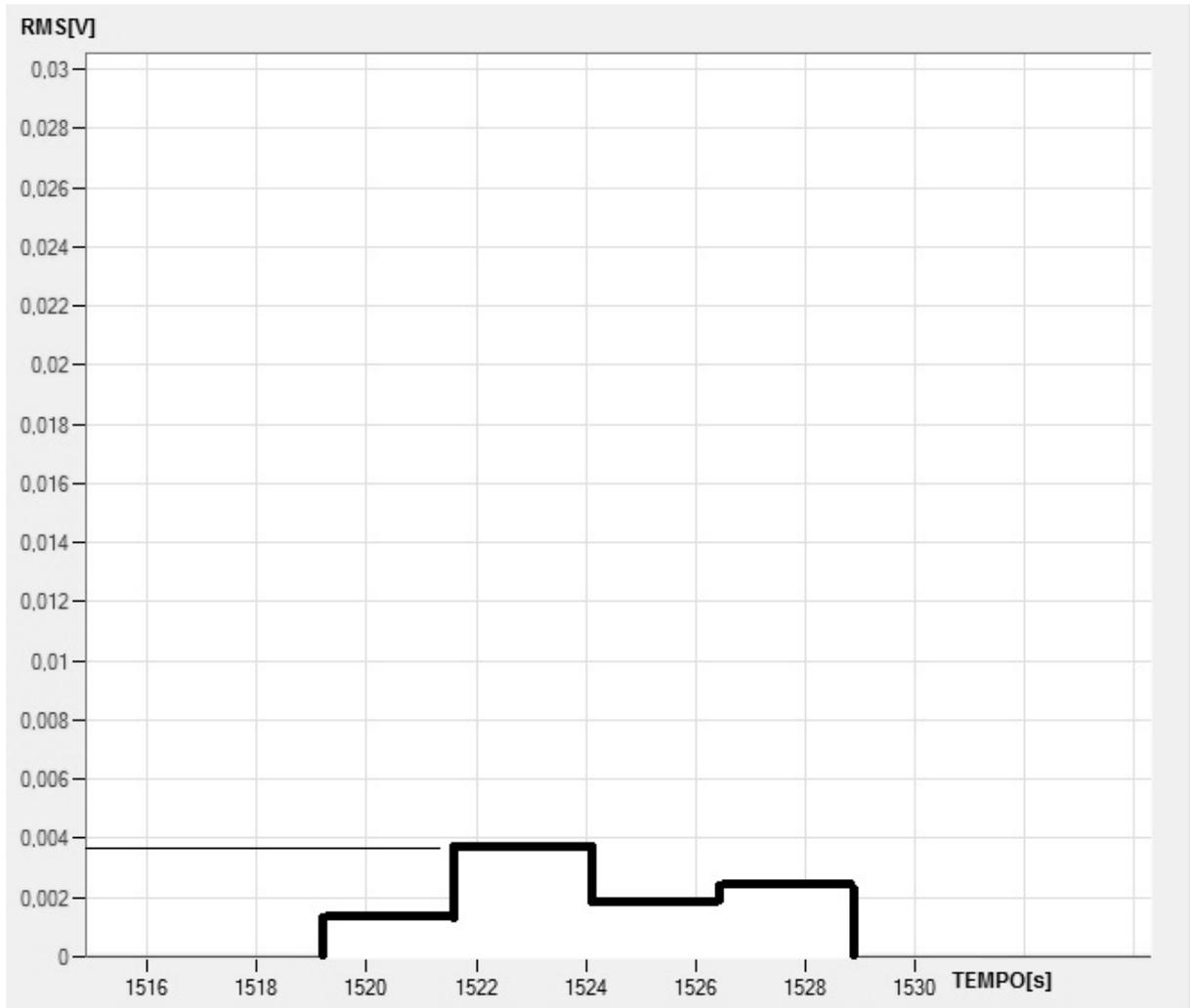


FIGURA 5.11 – RMS no tempo da Unidade Geradora 05 na potência de 160 MW

A FIG 5.11 apresenta o valor máximo de aproximadamente 0,004 V.

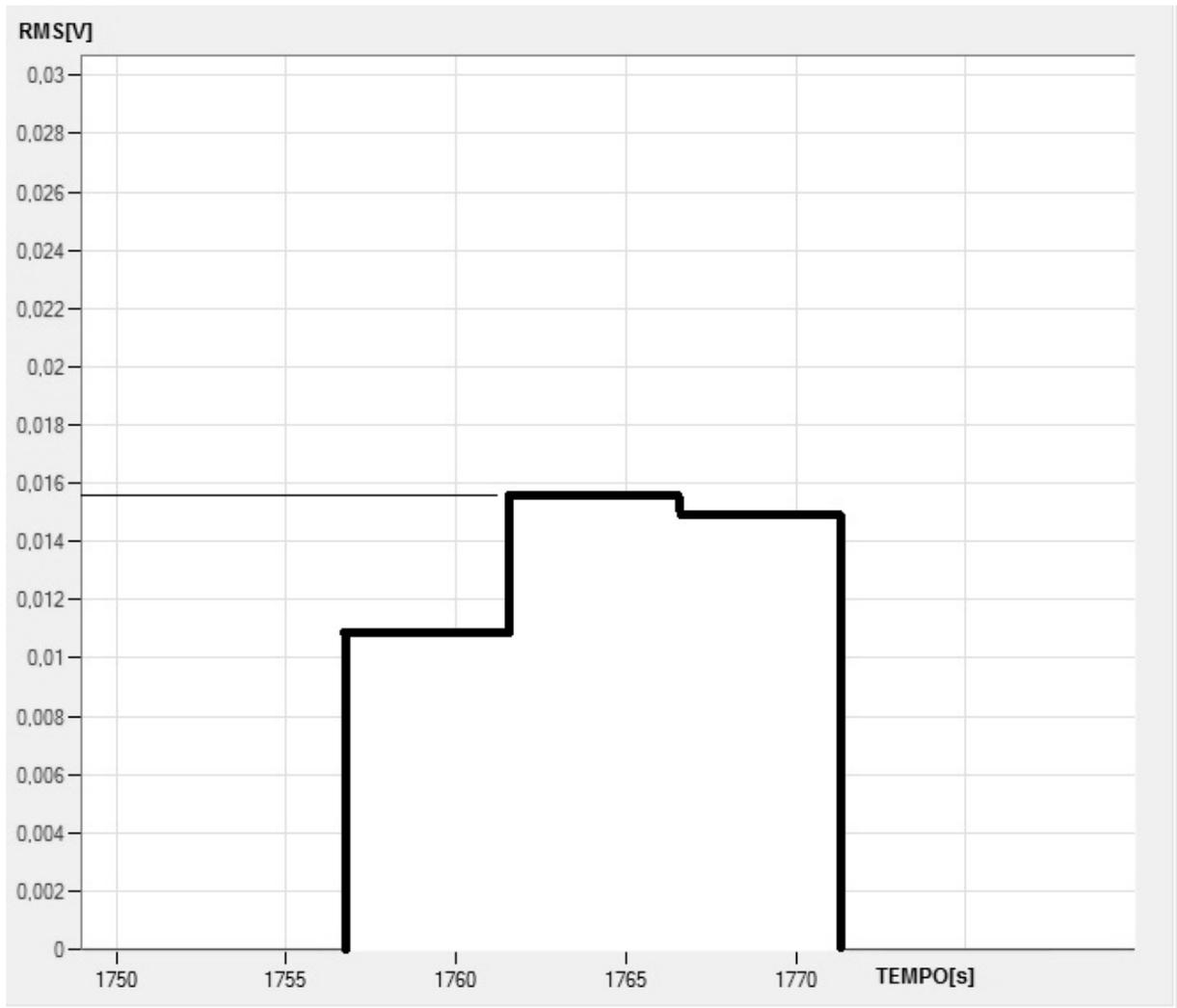


FIGURA 5.12 – RMS no tempo da Unidade Geradora 03 na potência de 160 MW

A FIG 5.12 apresenta o valor máximo de aproximadamente 0,016 V.

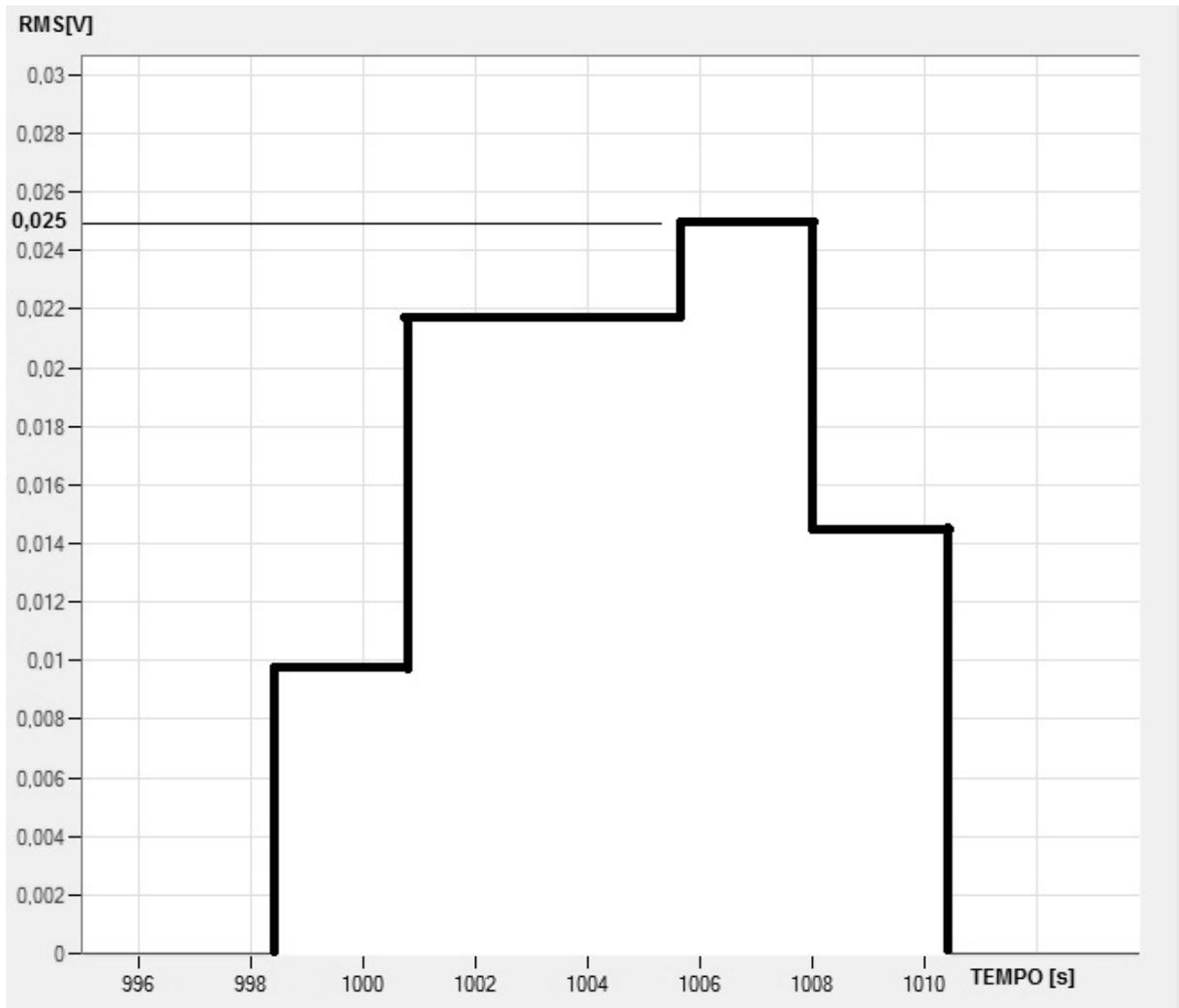


FIGURA 5.13 – RMS no tempo da Unidade Geradora 06 na potência de 160 MW

A FIG 5.12 apresenta o valor máximo de aproximadamente 0,025 V.

Os resultados apresentados nas Figuras 5.11, 5.12 e 5.13 mostram que os valores de RMS dos sinais de emissão acústica também crescem diretamente proporcionais com a erosão das pás das máquinas. Isto se deve ao fato da erosão nas pás das turbinas perturbarem o escoamento e quanto maior estas erosões, maiores serão as alterações no campo de escoamento e em consequência os níveis de emissão acústica aumentarão.

Faz-se necessário inspecionar as pás das turbinas de cada unidade com o objetivo de quantificar a perda de material devido à erosão e de buscar uma correlação inicial entre os sinais de emissão acústica com o desgaste das pás das turbinas. A seguir será apresentada a perda de massa devido à erosão por cavitação, em Kg, nas pás dos rotores das unidades geradoras 05, 03 e 06.

### 5.3 Resultados da medição da perda de massa devido a erosão por cavitação

As pás foram inspecionadas e as regiões com erosão por cavitação foram mapeadas. Baseado no mapeamento destas áreas estimou-se a quantidade de material necessário para reparar estas áreas. A FIG 5.14 apresenta o rotor da turbina da unidade geradora 03 com as áreas mapeadas.



FIGURA 5.14 – Rotor da turbina da unidade geradora 03 com as áreas mapeadas.

As Figuras 5.15, 5.16 e 5.17 apresentam uma pá de cada turbina com erosão por cavitação das unidades geradoras 05, 03 e 06 respectivamente.



FIGURA 5.15 – Pá com erosão por cavitação da unidade geradora 05

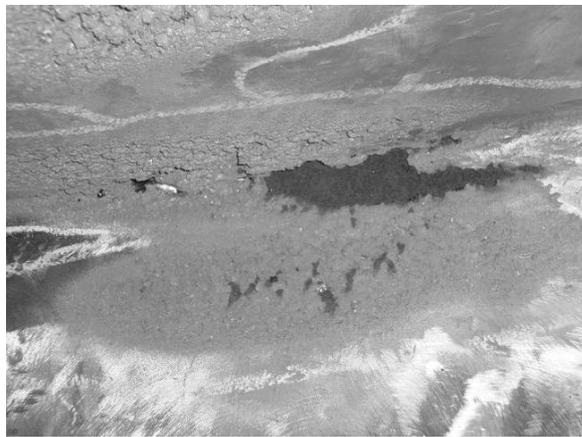


FIGURA 5.16 – Pá com erosão por cavitação da unidade geradora 03



FIGURA 5.17 – Pá com erosão por cavitação da unidade geradora 06

Pode-se ver através das figuras anteriores que as pás das turbinas possuem estágios diferentes de erosão por cavitação sendo que unidade geradora 05 possui estágio inicial de erosão, a unidade 03, estágio intermediário, e a unidade 06 estágio avançado.

A TABELA 5.1 mostra a estimativa de material necessária para o reparo dos perfis das pás das turbinas das unidades geradoras baseada no mapeamento das áreas com erosão.

TABELA 5.1  
Estimativa de material necessária para recompor perfil original

Unidade Geradora – UG	Perda de massa [Kg]
05	50
03	150
06	300

Após as medições realizadas da quantidade de material perdida por máquina devido à erosão por cavitação, pode-se constatar que os níveis de RMS do sinal acústico possuem uma clara correlação com a quantidade de material perdida, ou seja, quanto mais perda de material, maiores serão os níveis de RMS do sinal acústico.

#### **5.4 Resultados do experimento da medição dos níveis de emissão acústica no ponto ótimo de operação**

Aproximadamente um ano após os ensaios apresentados no item 5.2, foi realizado um novo ensaio na unidade geradora 06 após reparo nas pás da turbina.

A FIG 5.18 apresenta os Hits por Amplitude da Unidade Geradora 06, após o reparo, na potência de 160 MW.

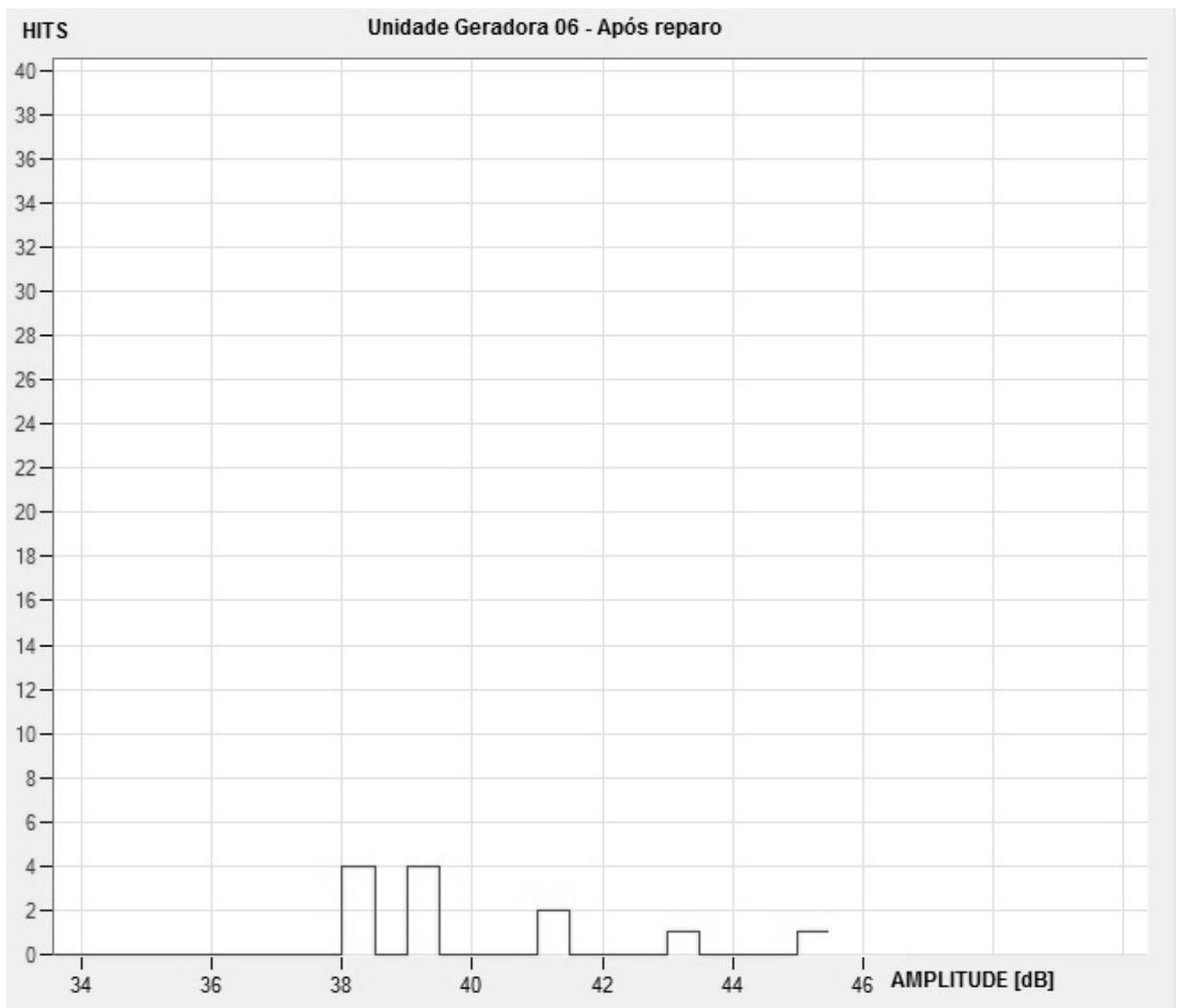


FIGURA 5.18 – Hits x Amplitude da Unidade Geradora 06 na potência de 160 MW após reparo

A FIG 5.19 apresenta o valor do RMS [V] no tempo [s] da Unidade Geradora 06, após o reparo, na potência de 160 MW.

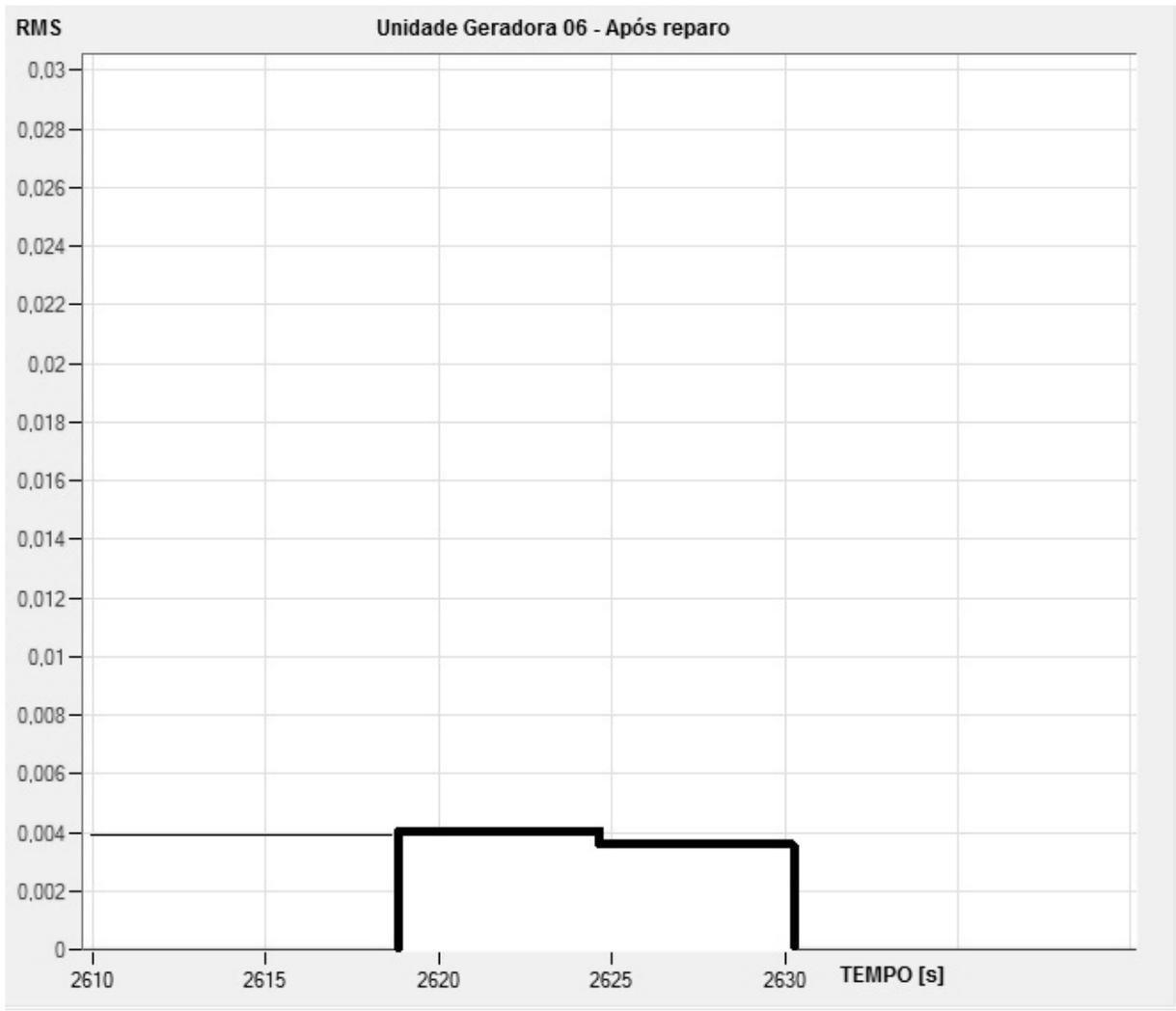


FIGURA 5.19 – RMS no tempo da Unidade Geradora 06 na potência de 160 MW após o reparo

Os resultados deste experimento mostram que os níveis de emissão acústica da Unidade Geradora 06 diminuíram após o reparo da erosão nas pás das turbinas, o que comprova que os sinais de E.A possuem clara correlação com o desgaste das pás das turbinas.

Com os resultados obtidos nos ensaios da unidade geradora 06 até o momento, pode-se correlacionar os sinais de emissão acústica com a quantidade de material perdido na erosão por cavitação em dois pontos. Esta curva é apenas um esboço do que foi medido até o momento, devendo se ter em mente que serão necessários uma quantidade maior de dados para obter uma curva confiável de tendência da evolução dos sinais de emissão acústica em função da perda de material. O primeiro ponto cartesiano a ser considerado será o valor RMS da Figura 5.19, onde a turbina ainda não possui perda de material. O segundo ponto cartesiano será extraído da Figura 5.13 e a quantidade de material perdida neste ponto equivale a 300 Kg conforme mostra a Tabela 5.1. A FIG 5.20 apresenta a correlação entre estes dados.

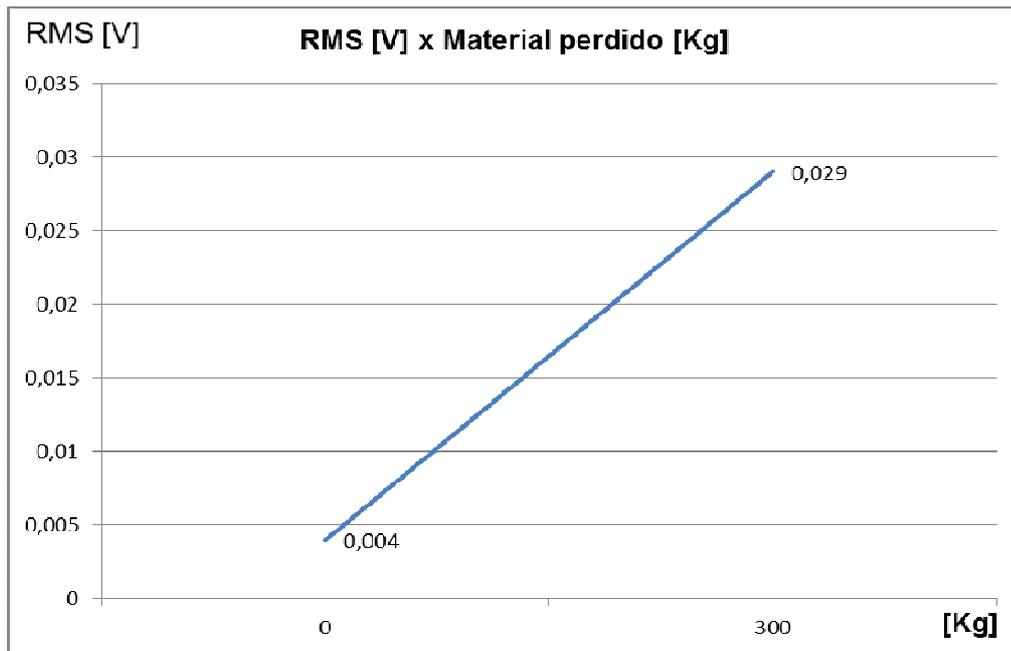


FIGURA 5.20 – Correlação entre o sinal de emissão acústica com a perda de material devido a cavitação na Unidade Geradora 06

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma investigação experimental do dano causado pela cavitação em turbinas hidráulicas utilizando a técnica de emissão acústica. Os ensaios foram realizados em 03 (três) turbinas Francis com diferentes estágios de erosão por cavitação.

- Os resultados mostram que o local de instalação dos sensores possui grande influência na coleta dos sinais, e nos locais investigados, observa-se que o tubo de sucção é o melhor local para a coleta destes sinais.
- As condições operacionais da turbina possuem grande influência nos níveis de emissão acústica, uma vez que a movimentação das pás móveis altera o regime de escoamento. A emissão acústica foi capaz de expressar as regiões previamente conhecidas como áreas de instabilidade hidráulica, faixas de sobrecarga onde a cavitação aparece e também regiões onde os sistemas de ar anti-cavitacional entram em operação. Vale destacar que o ponto ótimo de operação da turbina mostrado pela emissão acústica coincide com os dados obtidos de cálculos e ensaios pelo projetista da máquina. Este ponto ótimo operacional deve ser o ponto de análise para comparações entre taxas de erosão, uma vez que a taxa sinal/ruído é maximizada neste ponto devido o fluxo estar mais regular.
- Os sinais de emissão acústica RMS EA aumentam com o desgaste das pás das turbinas possuindo clara correlação com a erosão por cavitação. A atividade EA é associada com a degradação do perfil das pás da turbina, resultando em um fluxo mais perturbado. Com os dados obtidos até o momento, obteve-se uma reta que pode ser utilizada para estimar o dano de erosão por cavitação em função do parâmetro RMS. Mais dados são necessários em busca de uma relação mais confiável entre o valor RMS e o dano por erosão através de uma análise estatística, pois, a evolução do desgaste nas pás possui comportamento exponencial.

## 7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho realizou uma investigação experimental do dano causado pela cavitação em turbinas hidráulicas utilizando a técnica de emissão acústica. Foi apresentada uma reta que correlaciona os sinais de emissão acústica com o dano encontrado na turbina. Como sugestão para a continuidade do trabalho recomenda-se que sejam coletados mais dados nas mesmas condições operacionais de forma a se obter uma curva que expresse a evolução do dano. Outras condições operacionais também deverão ser testadas, de forma a se avaliar a influência destas nos sinais de emissão acústica, e de se obter um intervalo de confiança com limites superior e inferior para o critério de avaliação dos danos. A FIG 7.1 apresenta um esboço possível da evolução deste trabalho.

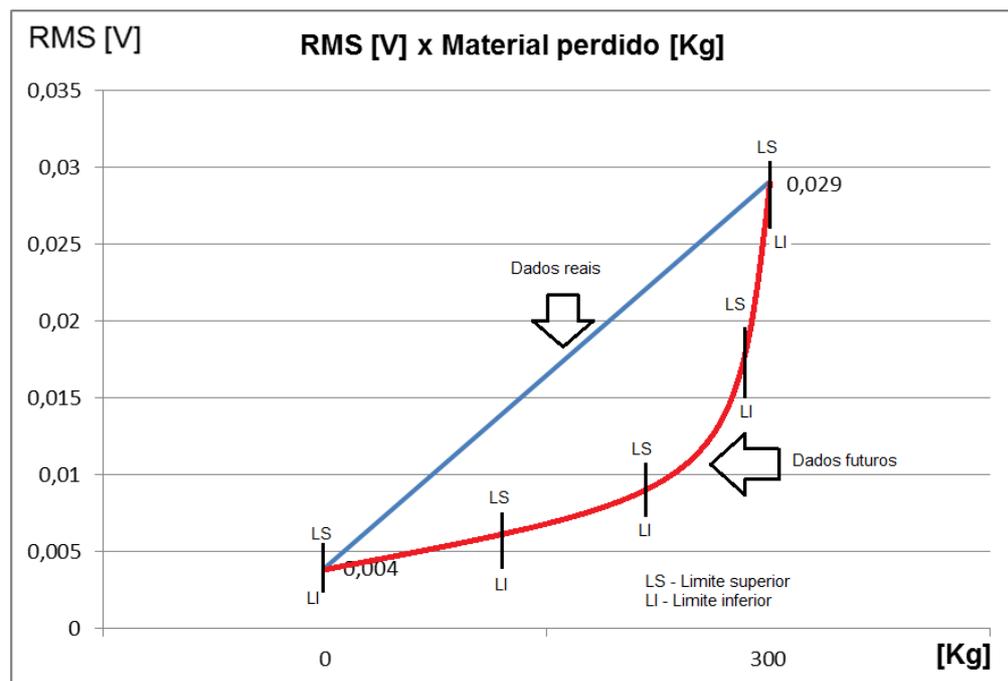


FIGURA 7.1 – Curva do nível de E.A (Valores em RMS) em função da perda de massa da turbina

## ABSTRACT

The production of electricity in Brazil is predominantly Hydraulics and the potential in the coming years will continue to be widely used hydraulic, whether through great works like Jirau and Santo Antônio plants on the Madeira River and Belo Monte plant on the Xingu, in the construction of power plants smaller dams or through Small Hydropower around the country. Until these plants come into operation and contribute to the generation of electricity for the country, generating units in operation need to meet growing energy demand. To meet this energy demand, many plants are operating already installed in your ceilings or even overloaded. As a consequence many plants have operated their turbines with some level of cavitation. The phenomenon of cavitation causes a variety of problems in power plants, such as erosion of turbine blades, vibration of the structure, loss of income, noises, etc. The erosion caused by cavitation alters the original profile of the blades compromising the efficiency of the turbine, being necessary to conduct periodic inspections on turbine blades in order to map the damage caused by cavitation, for later retrieval. The frequency of these inspections is defined in terms of hours of rounds machines and do not consider the load regime whereby the machine worked this time interval. This fact contributes to machines with the same hours rounds have very different stages of degradation due to having worked longer in charge of arrangements that favor the onset of cavitation. Thus inspection rounds based only in times of machines can occur when the damage is already well advanced in, and with this downtime, repair time and cost of corrective maintenance are much higher when compared to that when maintenance occurs on time appropriate. Given this, many researchers have studied indirect ways of measuring the levels of erosion on turbine blades analyzing vibration signals or their own internally generated sounds. The acoustic emission technique has been widely used in research as a tool to solve this problem. This paper evaluates the application of acoustic emission technique for monitoring and diagnosis of erosion caused by cavitation in turbines. The results show that there is a clear correlation between the acoustic emission signals with the state of wear of the blades of these turbines analyzed.

### Key Words

Cavitation, Acoustic Emission, Blades, Turbines, Erosion.

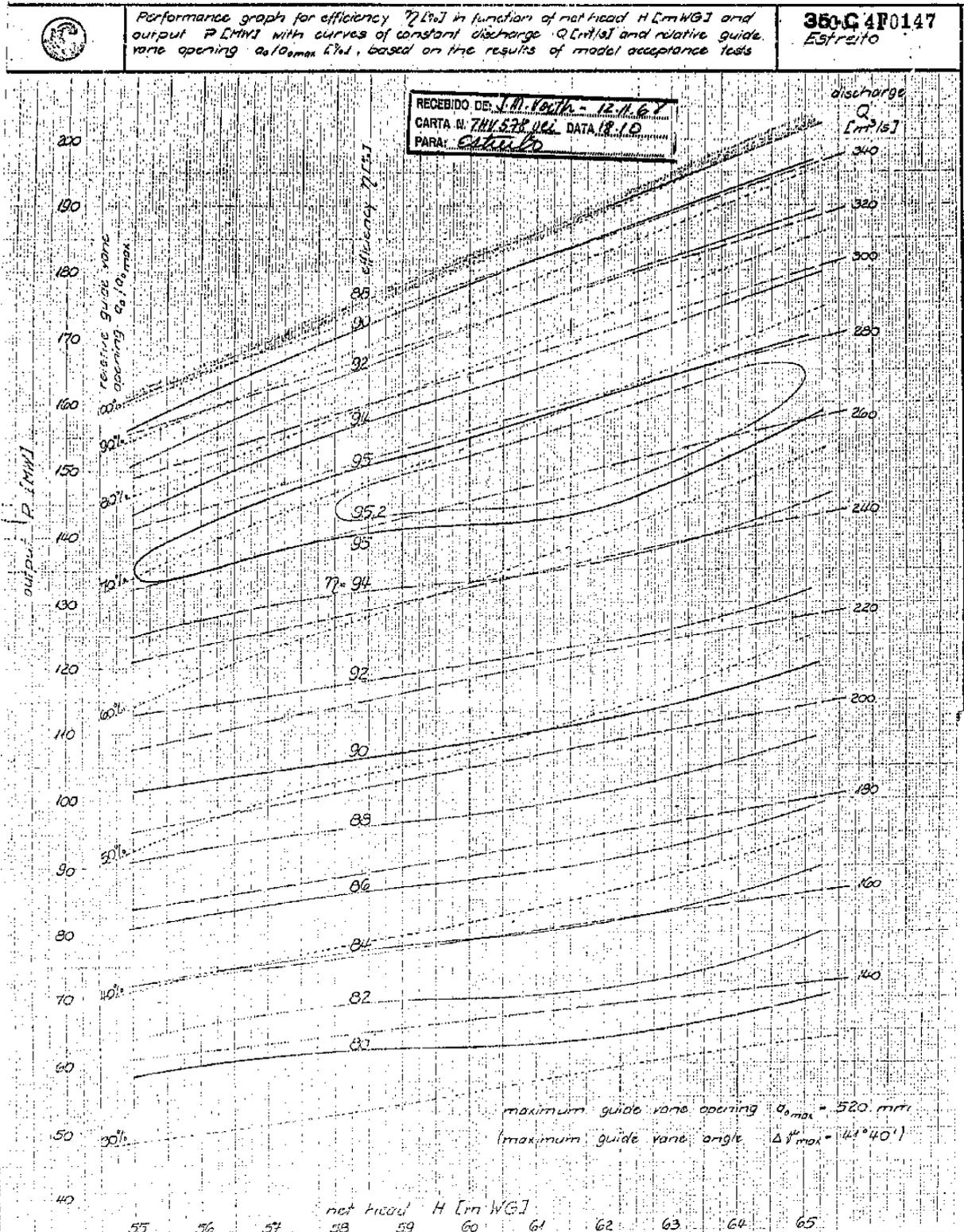
## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ARNDT, R. E. A. – Cavitation in vertical flows, *Annu. Rev. Fluid Mech.*, 2002.
2. AVELLAN, F. - Introduction to cavitation in hydraulic machinery, HMH, 2004.
3. BAJIC, B. – Vibro-Acoustical diagnostics of turbine cavitation – Examples of application, *HydroVision Conference*, 2000.
4. CALAINHO, J. A. L.; HORTA, C. A.; GONÇALVES, C.; LOMÔNACO, F. G. – Cavitação em turbinas hidráulicas do tipo Francis e Kaplan no Brasil, *XV SNPTEE*, 1999.
5. ESCALER, X.; EGUSQUIZA, E.; MEBARKI, T.; AVELLAN, F.; FARHAT, M. – Field assesment of cavitation detection methods in hydropower plants, *XXI IAHR*, 2002.
6. ESCALER, X.; EGUSQUIZA, E.; FARHAT, M.; AVELLAN, F.; COUSSIRAT, M. – Detection of cavitation in hydraulic turbines, *Mechanical Systems and Signal Processing* 20 (2006), p.983-1007.
7. FOX, R W.; PRITCHARD, P. J.; McDONALD, A. T. *Introdução à mecânica dos fluidos*; 7.ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2011, p. 465.
8. KAYE, M.; FARHAT, M.. – Classification of cavitation in hydraulic machines using vibration analysis, *XXI IAHR*, 2002.
9. KNAPP, R. T.; DAILY, J. W.; HAMMITT, F. G. *Cavitation*, 1 ed 1970, McGraw-Hill, Inc, USA, 1970, 578 p.
10. PÉREZ, Ñ., ROLANDO, M. – Monitoramento e Diagnose de cavitação em Turbinas hidráulicas utilizando técnicas de vibração e acústica. *Campinas,SP: 1996*.
11. HUIXUAN, S.; ZHAOHUI L.; YAXIONG B. – An On-line cavitation monitoring system for large Kaplan turbines, *IEEE*, 2007.
12. NEPPIRAS, E. A. – Measurement of acoustic cavitation, *IEEE Transactions on Sonics and Ultrasonics*, 1968.

13. SIROK, B.; HOCEVAR, M.; KERN, I.; NOVAK M. – Monitoring of the Kaplan turbine, IEEE, 1999.
14. KAISER, J. - Resultados e conclusões a partir da medição do ruído gerado pela tensão de tração de materiais metálicos, 1953, p43 – 45.

# ANEXO A

## A.1 Diagrama de colinas da turbina da Usina de Estreito



Heidenheim, 16.10.68

Dir: H. ... H. ...

VOMM

RE3-41949-

282-6972

## ANEXO B

### B.1 Equipamento de Emissão Acústica

A FIG B.1 apresenta o equipamento de Emissão Acústica também conhecido como Processador Digital de Sinais.

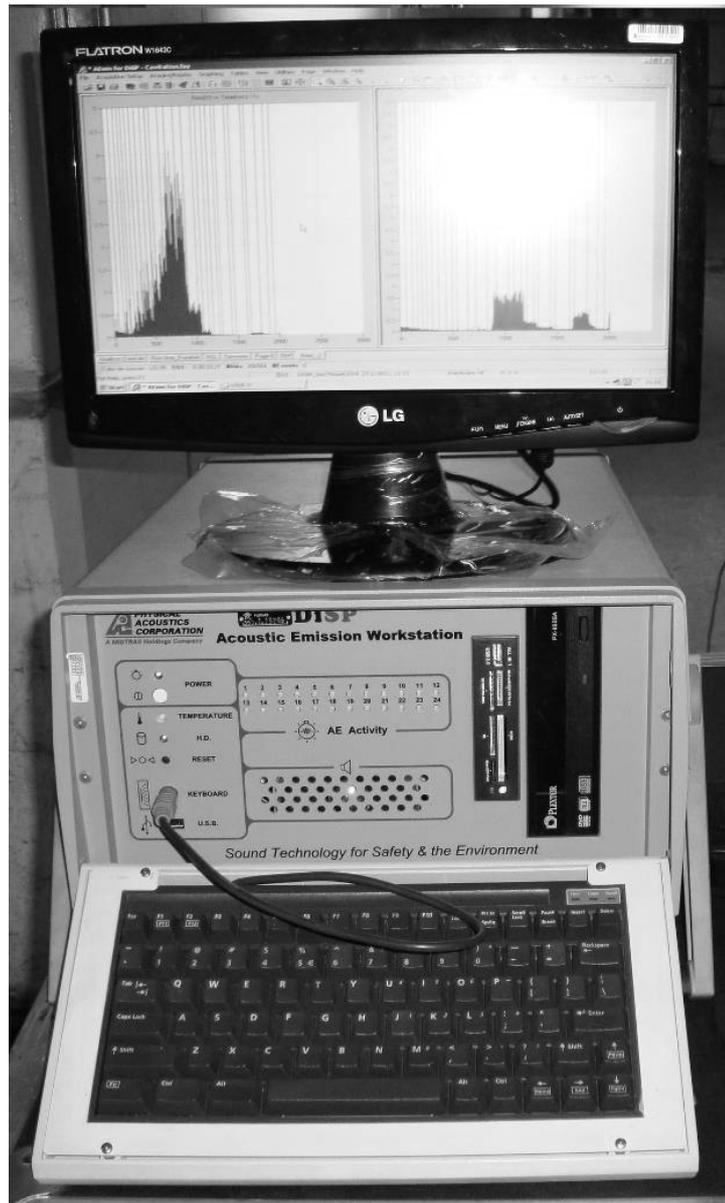


FIGURA B.1 – Processador digital de sinais modelo DISP 24

A FIG B.2 apresenta uma placa DISP com quatro canais.

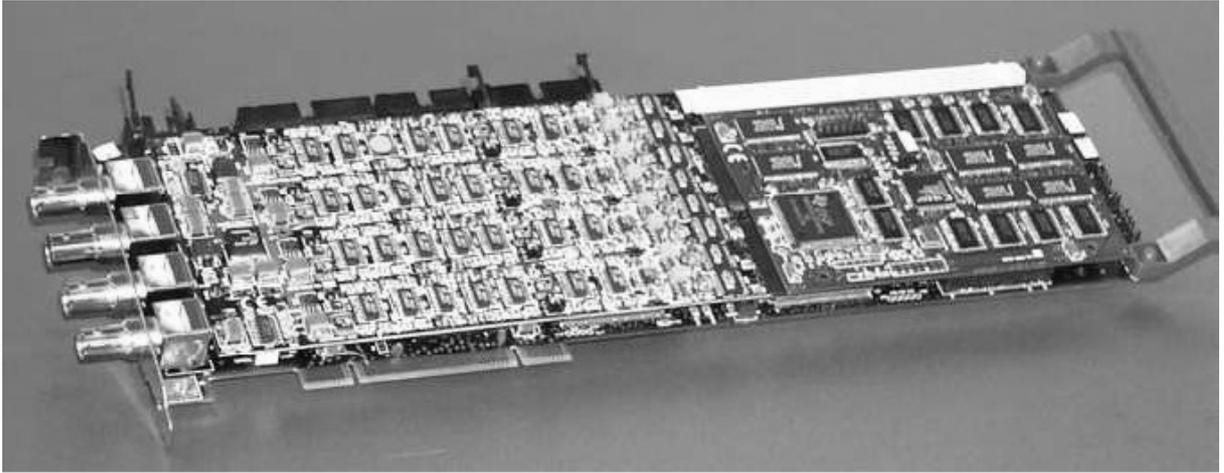


FIGURA B.2 – Placa DISP com quatro canais

A FIG B.3 apresenta o sensor WDI-AST utilizado nos ensaios.



FIGURA B.3 – Sensores WDI-AST utilizados nos ensaios