



**SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GGH 01  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO I**

**GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA**

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DO FIM DA VIDA ÚTIL DE  
HIDROGERADORES**

**Fabício de S. Henriques<sup>1</sup> Antonio Boulanger U. Ribeiro Luis Felipe Pereira Secca**

**FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS  
Brasil**

**RESUMO**

Neste trabalho apresentaremos uma proposta de uma metodologia para determinação do estado do gerador, cujo resultado será um indicativo da necessidade de sua modernização, levando em consideração índices de confiabilidade, taxas de falha, resultados de ensaios de eficiência e de ensaios dielétricos.

Logo depois, utilizaremos exemplos baseados na experiência da empresa com a operação e manutenção de hidrogeradores.

**PALAVRAS-CHAVE**

Hidrogeradores, vida útil, envelhecimento, modernização, ensaios dielétricos, isolantes.

**1. INTRODUÇÃO**

A vida útil estimada de um hidrogerador é de pelo menos 30 anos. Entretanto, há máquinas em FURNAS operando há 50 anos. Isto se deve à qualidade do projeto da máquina, montagem, manutenção e à forma de operação das máquinas ao longo dos anos.

Ao fim da vida útil de um hidrogerador temos duas alternativas a serem consideradas: desativação ou modernização.

A decisão pela desativação depende de aspectos relacionados à usina como um todo, ou seja, não depende somente do estado de envelhecimento dos geradores e equipamentos associados, mas de fatores como: uso da água para atender outros propósitos, insuficiência de geração de energia firme, deterioração de estruturas civis que inviabilizem reparos, etc.

Por outro lado, a opção pela modernização está associada ao envelhecimento dos equipamentos da usina. Com a modernização, a empresa espera tornar mais eficiente sua capacidade de geração de energia, bem como reduzir custos com manutenção e operação, estender a vida útil e aumentar a confiabilidade de seus geradores.

Atualmente três usinas estão sofrendo um processo de modernização: Mascarenhas de Moraes, Furnas e L. C. Barreto (Estreito); sendo que a primeira usina está em fase final de

---

<sup>1</sup> Rua Real Grandeza, número 219 – Botafogo - CEP 22.283-900 – Rio de Janeiro - RJ – BRASIL  
Tel.: (021) 2528-4145 Fax: (021) 2528-4057 E-mail: [fsouzah@furnas.com.br](mailto:fsouzah@furnas.com.br)

modernização e as demais em fase inicial. Isto representa um total de 38% das máquinas de FURNAS em processo de modernização.

Outras usinas como Funil, Porto Colômbia, Marimbondo e as máquinas 1 a 4, 9 e 10 de Mascarenhas de Moraes têm geradores operando há mais de 30 anos. À medida que as máquinas se aproximam do fim de sua vida útil, surge à necessidade de determinar o melhor momento para modernizá-las.

Podemos considerar uma unidade geradora como um sistema reparável e seu envelhecimento é caracterizado pela deterioração de seus componentes e, conseqüentemente, pelo aumento ao longo do tempo da quantidade de falhas por unidade de tempo, evidenciado pela necessidade de reparos em intervalos cada vez mais freqüentes.

Entretanto, determinar o fim da vida útil de um hidrogerador não é uma tarefa simples. Para isso devemos levar em consideração algumas premissas, que nem sempre são de fácil interpretação. Tais premissas são as seguintes:

- Índices de desempenho (disponibilidade, confiabilidade etc.);
- Redução da eficiência da máquina;
- Ocorrência de falhas ou manutenções de grandes proporções;
- Estado do isolamento do enrolamento de armadura e do campo;
- Estado da unidade geradora (gerador, turbina, sistema de excitação e regulação);
- Oportunidade de automação da usina.

Nos itens subseqüentes faremos uma análise detalhada destas premissas. Em seguida, no item 8, calcularemos um índice através da ponderação de cada uma das premissas, resultando num indicador do estado da unidade geradora. De posse desta informação, poderemos avaliar o melhor momento para modernização.

A título de exemplo, consideraremos dados referentes às usinas de Itumbiara (6 geradores, 2.050MW) e L. C. Barreto de Carvalho (6 geradores, 1.050 MW).

## **2. ÍNDICES DE DESEMPENHO**

Os índices de desempenho podem nos dar uma medida do nível de risco envolvido na operação das máquinas. Uma tendência de redução dos índices de confiabilidade de uma usina tem como conseqüência direta o aumento do custo de manutenção. Tal tendência é um reflexo do envelhecimento dos componentes individuais.

Aqui, nos limitaremos a analisar os índices sem abordar qualquer modelagem estatística (tais como: Markov, Poisson homogêneo, etc.), entretanto, esta análise será aplicada em estudos futuros.

Os seguintes índices serão considerados na análise:

- Disponibilidade;
- Confiabilidade;
- Taxa de falha;
- Tempo médio de reparo.

No Gráfico A1(ANEXO I), podemos verificar que a média entre os anos de 1997 e 2006 das usinas consideradas é a seguinte: 91,75% para a Usina de L.C. Barreto (USLB) e 96% para a Usina de Itumbiara (USIT).

Segundo dados apresentados pelo relatório da Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações (RT.ABRAGE.GTMN.CDE-GER006, ABRAGE, 2004), a disponibilidade média das maiores empresas de geração de energia é de 93,67% no período de 2000 a 2004.

Isto posto, podemos considerar que o índice de desempenho da USIT é muito bom, visto que está acima da média. No caso da USLB, apesar de estar um pouco abaixo da média, ainda assim podemos considerar que este é um bom índice. Porém, como mostra o gráfico, este índice sofreu grande redução no ano de 2002 (devido à falhas ocorridas naquele ano – ver item 4) e se recuperou gradativamente até o ano de 2006.

Os índices de confiabilidade apresentam um comportamento cíclico nos dois casos, porém analisando-os separadamente, percebemos que a confiabilidade média da USIT é 62% maior que a confiabilidade da USLB.

Do mesmo modo, a taxa de falha apresenta um comportamento cíclico. A média da taxa de falha, no período analisado, da USLB é 53% maior que a taxa média da USIT.

O Gráfico A4 nos mostra que o tempo de reparo das falhas ocorridas na USLB é muito maior que no caso da USIT. Geralmente, o que observamos é que as falhas por deterioração ou envelhecimento demandam maior tempo de reparo.

Na análise de tendência, por método gráfico (Gráfico A5), percebemos que, em ambos os casos, as curvas apresentam um comportamento linear, representando um processo estacionário, ou seja, sem qualquer tendência. Apesar disso, a quantidade de falhas acumuladas da USLB é 34% maior do que a quantidade acumulada no período para a USIT.

Um outro dado interessante é que, segundo um levantamento apresentado pela equipe de operação da Usina de L.C. Barreto, a cada 10 manobras de partida das máquinas, 7 não são bem sucedidas, ou seja, o índice de falhas na partida é de 70%. Este mesmo levantamento não foi feito para a Usina de Itumbiara.

### **3. EFICIÊNCIA**

Devido a avanços significativos na engenharia e dos materiais, equipamentos antigos podem ser capacitados a obter importantes ganhos de performance.

A perda de energia aumenta com o envelhecimento da usina. Redução ou eliminação de perdas que progrediram ao longo do tempo geralmente recupera a capacidade e eficiência da usina para seu nível de original, em alguns casos, pode exceder o nível original.

Alguns métodos típicos usados durante a modernização para reduzir as perdas incluem a substituição do núcleo magnético, recuperação do perfil das pás de turbinas, etc.

### **4. FALHAS E MANUTENÇÕES DE GRANDE PROPORÇÃO**

Falhas nos equipamentos principais durante operação freqüentemente causam perdas econômicas substanciais, especialmente se a água não pode ser armazenada ou distribuída para outras unidades.

O envelhecimento ou mesmo a fadiga de um componente resulta em prolongados períodos de indisponibilidade devido à sua severidade. Nestes casos, há necessidade de grandes desmontagens da máquina para uma substituição ou reparo de um componente. A título de exemplo, podemos citar casos de grandes falhas ou fadiga de componentes ocorridas na Usina de L.C. Barreto nos últimos anos:

- (i) **1991:** falta bifásica no estator da UG1, resultando em uma indisponibilidade de mais de 6 meses (4.456 horas).
- (ii) **2002:** falta a terra em duas fases do estator da UG3, resultando em uma indisponibilidade de mais de dois meses; uma outra falta a terra no estator da UG2 ocasionou uma indisponibilidade de pouco mais de um mês.
- (iii) **2003:** um curto-circuito 23 pólos (36% do total) do rotor da UG3 provocou uma indisponibilidade de mais de dois meses (1551 horas); além disso, houve a substituição das chavetas do acoplamento entre cubo do rotor e eixo da UG1, devido à folga no acoplamento ocasionado por "fretting", que prolongou uma manutenção preventiva programada por mais de dois meses (1948,20 horas).
- (iv) **2004:** três faltas a terra na UG1 provocaram uma indisponibilidade de 1.185,13 horas; nova falta a terra na UG2 resultou uma indisponibilidade 200,92 horas.
- (v) **2005:** substituição das chavetas do acoplamento entre cubo do rotor e eixo da UG3, devido à folga no acoplamento ocasionado por "fretting", que conseqüentemente, provoca um aumento de vibração do rotor. Esta ocorrência resultou em uma indisponibilidade de mais de um mês (1060,29 horas).

Ao todo, entre 1975 e 2007 houve 42 faltas a terra nesta usina.

Por outro lado, ainda não houve na Usina de Itumbiara falhas severas que provocassem grandes indisponibilidades.

## 5. ESTADO DO ISOLAMENTO DO ENROLAMENTO DA ARMADURA E CAMPO

O envelhecimento do sistema de isolamento é consequência das mudanças químicas e físicas no material geradas pelos esforços a que são submetidos com o passar do tempo. Tais esforços são de natureza elétrica, mecânica, térmica e ambiental.

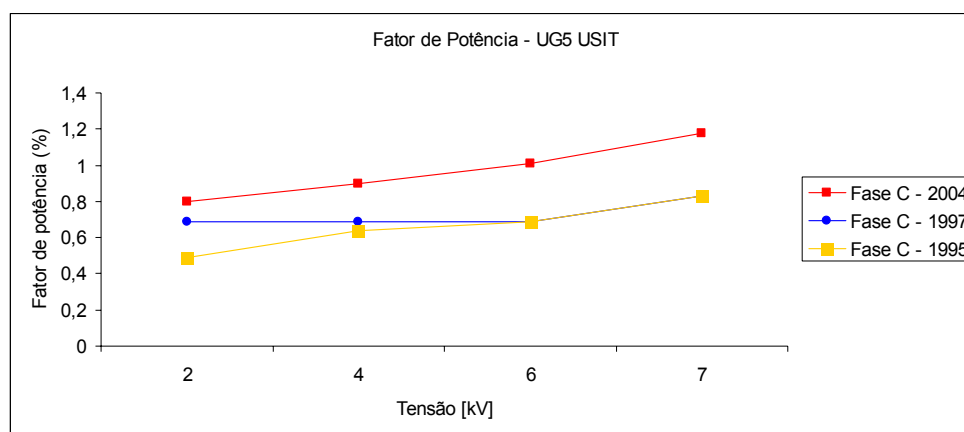
Uma boa maneira de estimarmos o estado de um sistema de isolamento é a realização de ensaios dielétricos. Os principais ensaios feitos periodicamente por FURNAS são os seguintes:

- Resistência de isolamento;
- Fator de potência;
- Tip-up;
- *Surge test*;
- Alta tensão.

Além destes ensaios, com a modernização das usinas, FURNAS está implantando nas máquinas um sistema de medição de descargas parciais, que constitui importante ferramenta no auxílio da determinação da condição da máquina.

É importante notar que nenhum ensaio isoladamente é perfeito, ou seja, nenhum teste é sensível a todos os problemas do isolamento. Desta maneira é necessário fazer uma bateria de ensaios dielétricos periodicamente de modo a termos condições de fazer um diagnóstico do isolamento através da análise da tendência de diversos parâmetros que indicam sua qualidade.

Aqui, tomaremos como exemplo o caso do fator de potência das usinas de L.C. Barreto e Itumbiara, medidos em ensaios realizados entre 1995 e 2007, conforme segue abaixo:



Fonte: Relatórios de Ensaios CTE.O - FURNAS

Gráfico 1 – Curva de fator de potência da Usina de Itumbiara.

A análise do histórico dos resultados de ensaios dielétricos da Usina de Itumbiara indica que o isolamento do enrolamento de armadura e de campo está em boas condições. O fator de potência a 2 kV e o tip-up são menores do que os valores de referência dados pela norma ESI 44-7, conforme podemos ver na tabela abaixo:

CONDIÇÃO	CLASSE F	RESULTADO
Valor máximo da $\text{tg } \delta$ a 0,2 Un	3%	0,8%
Valor máximo de 0,5( $\text{tg } \delta$ .0,6Un - $\text{tg } \delta$ .0,2Un)	0,3%	0,11%
Valor máximo	0,6%	0,17%

Fonte: ESI 44-7 / Relatórios de Ensaios CTE.O - FURNAS

Tabela 1 – Índices da Usina de Itumbiara comparados com valores dados pela norma ESI 44-7.

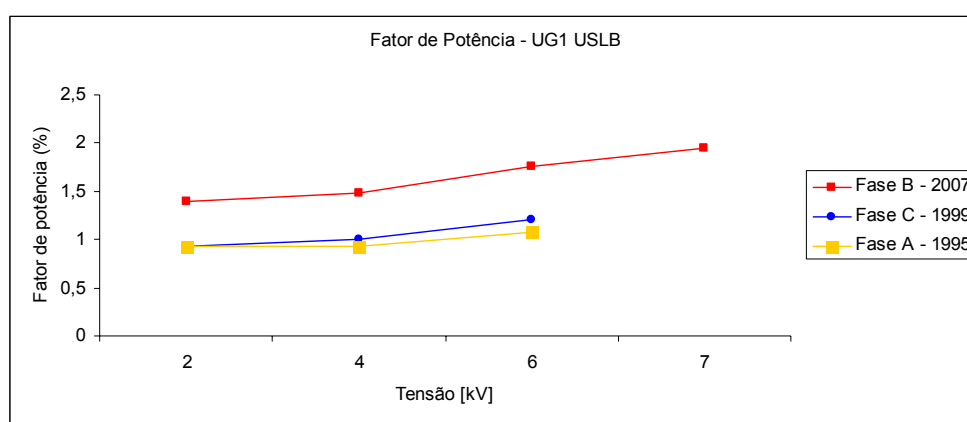
Os resultados dos ensaios de fator de potência (Gráfico 1) mostram que o isolamento do estator se deteriorou ao longo dos anos, entretanto, sabemos que isto ocorre naturalmente devido ao envelhecimento dos componentes do isolamento. Assim, os níveis de descargas parciais no isolamento são considerados baixos e a qualidade dos compostos é boa.

No caso da Usina de L.C. Barreto, a análise do histórico dos resultados de ensaios dielétricos também indica que o isolamento do enrolamento de armadura e de campo está em boas condições, porém, em estado de deterioração mais avançado do que o isolamento da Usina de Itumbiara.

CONDIÇÃO	CLASSE F	RESULTADO
Valor máximo da $\text{tg } \delta$ a 0,2 Un	3%	1,4%
Valor máximo de 0,5( $\text{tg } \delta$ .0,6Un - $\text{tg } \delta$ .0,2Un)	0,3%	0,18%
Valor máximo	0,6%	0,28%

Fonte: ESI 44-7 / Relatórios de Ensaios CTE.O - FURNAS

Tabela 2 – Índices da Usina de L.C. Barreto comparados com valores dados pela norma ESI 44-7.



Fonte: Relatórios de Ensaios CTE.O - FURNAS

Gráfico 2 – Curva de fator de potência da Usina de L.C. Barreto.

Apesar disso, freqüentemente ocorrem falhas para terra no estator, provocando longos períodos de indisponibilidade (ver item 4). A causa destas falhas freqüentes não foi determinada, porém, elas estão relacionadas com os seguintes fatos: deficiência no projeto do isolamento; manobras de içamento do estator para manutenção, realizadas nos primeiros anos de operação da usina.

## 6. ESTADO DA UNIDADE GERADORA (INSPEÇÃO)

A inspeção visual constitui uma importante ferramenta na análise do estado de uma máquina. Através de uma inspeção visual detalhada, um especialista pode detectar a existência de problemas e avaliar as condições da máquina.

No caso das máquinas de Usina de L.C. Barreto, temos os seguintes problemas detectados ao longo de sua vida:

- (a) Ondulação e afrouxamento das lâminas do núcleo do estator;
- (b) Trincas nas chapas suporte das chavetas do núcleo do estator devido a vibrações. Conseqüentemente, há restrição de operação da máquina 4;
- (c) *Freeting*;
- (d) Descargas parciais nas cabeças das bobinas.

Os problemas descritos em 'b' e 'c' demandam prolongados períodos de manutenção corretiva, conforme podemos ver nos exemplos citados no item 4. Além disso, há problemas crônicos na usina, tais como: faltas a terra e altos níveis de cavitação na turbina.

Há ainda uma perspectiva que tais problemas ocorram novamente tendo como consequência grandes períodos de indisponibilidade e com alto custo de manutenção.

Por outro lado, na Usina de Itumbiara há problemas de descargas parciais nas cabeças das barras e deterioração da tinta gradiente, que são reparados em paradas para manutenção preventiva. Tais problemas, geralmente, não interferem no andamento das manutenções preditivas.

## 7. AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL

Tomando-se como base a avaliação das premissas adotadas, determinaremos ou não o fim da vida útil dos equipamentos. Para isso, estabelecemos uma escala de pontuação a fim de ponderar o resultado de cada uma das premissas. As tabelas abaixo demonstram o resultado e a escala de valores adotados:

	USLB	USIT
Índice de desempenho	4	8
Falhas de monta	1	10
Estado do isolamento	6	8
Inspeção	4	9
Idade	4	6
Média	3,8	8,2
Indicativo	<b>Modernizar</b>	<b>Manutenção</b>

Tabela 3 – Cálculo do indicador.

Escala		
1	<b>Ruim</b>	<b>Modernizar</b>
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10	<b>Bom</b>	<b>Manutenção</b>

Tabela 4 – Escala de referência.

Na escala proposta, quanto menor o valor, pior é a situação das máquinas. A atribuição das notas depende da análise de cada uma das premissas bem como do conhecimento do especialista em relação à máquina a ser avaliada.

As notas foram atribuídas pelos seguintes motivos:

- (a) Índices de desempenho: a nota 8 foi atribuída à USIT por seus indicadores serem considerados bons, apesar de apresentar uma considerável quantidade de falhas acumuladas no período analisado. No caso da USLB, a nota 4 foi atribuída devido a seus índices de desempenho estarem sempre piores que os da USIT (ver item 2).
- (b) Falhas de monta: para a USLB, a nota 1 é devida à grande quantidade de falhas de vulto, diferentemente da USIT, onde tais eventos não ocorrem (ver item 4). À medida que estes eventos ocorrerem em uma usina esta nota deverá ser reduzida gradativamente.
- (c) Estado do isolamento: as notas atribuídas neste caso se devem ao resultado da análise do estado do isolamento, através do estudo do histórico de ensaios dielétricos de ambas as usinas (ver item 5 e referências 5 e 6).
- (d) Inspeção: no caso do estado geral dos componentes, face aos diversos problemas notados na USLB, atribuímos uma nota 4, não sendo considerados totalmente ruins.

- (e) Idade: a partir de 30 anos de operação o índice deverá ser reduzido de 5 até 1, à medida que o tempo passa. As notas foram baseadas nessa premissa.

O resultado indica a crescente necessidade de modernização das máquinas da Usina de L.C. Barreto. No caso da Usina de Itumbiara, há uma indicação de que suas máquinas ainda estão dentro de seu período de vida útil.

Nos modelos representativos de desempenho de equipamentos ao longo do tempo, observam-se horizontes de curto, médio e longo prazo [3]. No horizonte de curto prazo, as falhas se devem a erros de fabricação ou de projeto e a média ponderada das premissas pode ser baixa (período de mortalidade infantil). Na fase intermediária (vida útil) supõe-se que as falhas ocorram por motivos fortuitos e a média ponderada das premissas apresenta valores altos. Finalmente, no horizonte de longo prazo, o sistema sofreria um processo de envelhecimento com conseqüente redução da média para valores próximos a um.

## 8. CONCLUSÃO

À medida que cada um destes índices reduzirem, teremos um indicativo da deterioração dos componentes da máquina e conseqüentemente estaremos mais próximos do fim da vida útil do gerador.

Assim, concluímos que uma análise criteriosa das premissas adotadas poderão nos ajudar a decidir o melhor momento para iniciar o processo de modernização ou mesmo quais componentes modernizar.

Afora o período de mortalidade infantil, espera-se que a modernização das máquinas da Usina de L.C. Barreto recupere seus índices de desempenho e, conseqüentemente, espera-se que seus custos com manutenção sejam bastante reduzidos, principalmente devido à eliminação de seus problemas crônicos.

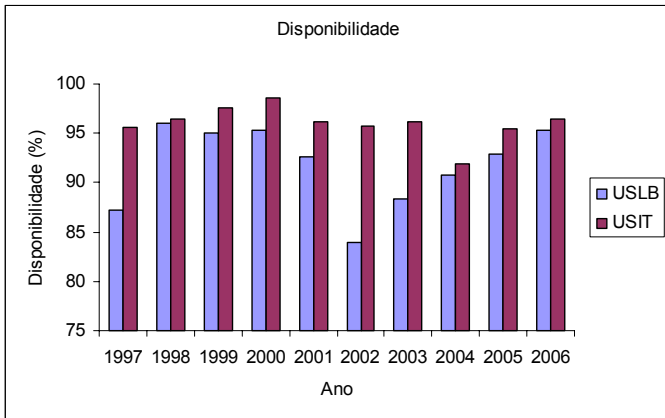
No caso da Usina de Itumbiara o indicador mostra que a usina encontra-se em pleno período de vida útil e, a longo prazo, não há qualquer perspectiva destes índices se deteriorarem.

Vale notar que embora a manutenção regular possa prolongar a vida útil de uma máquina, a quantidade e a freqüência de componentes que falham aumenta de acordo com a idade da usina. Ademais, quanto mais envelhecida a máquina está, maior o risco da ocorrência de falhas de grande proporção, causando longos períodos de indisponibilidade.

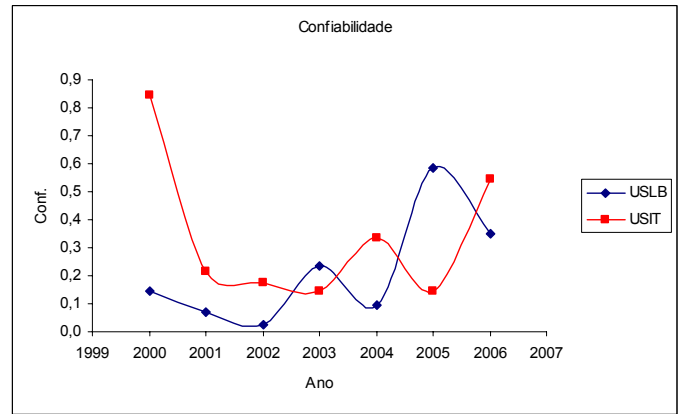
## 9. REFERÊNCIAS

- [1] The Institute of Electrical and Electronic Engineers, "IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants", publicada como IEEE Std-1147, 2000.
- [2] Electric Power Research Institute, "Hydropower Plant Modernization Guide", Volume 1, julho 1989.
- [3] Schilling, Marcus Theodor, "Aspectos de Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos", Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, 1985.
- [4] Rolim, Flávio Ivan Barbier, "Metodologia para Cálculo do índice de Modernização de Usinas Hidrelétricas", III ENAM, Foz do Iguaçu, 2006.
- [5] FURNAS, Centro Técnico de Ensaio e Medições, Relatórios de Ensaio Dielétricos das Usinas de L.C. Barreto e Itumbiara.
- [6] FURNAS, Departamento de Equipamentos Rotativos, Laudos de Ensaio Dielétricos das Usinas de L.C. Barreto e Itumbiara.

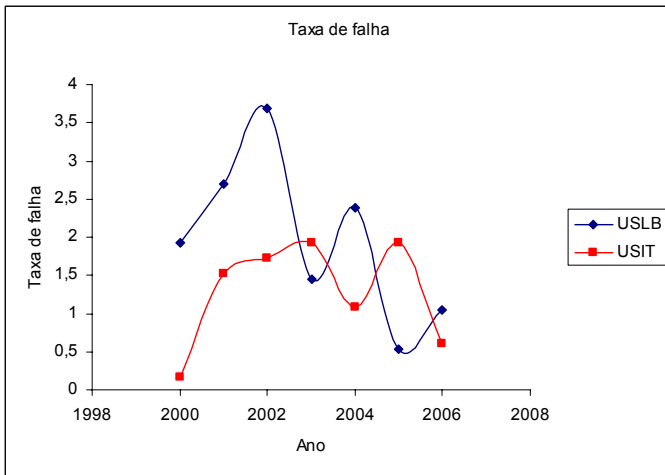
## ANEXO I – ÍNDICES DE DESEMPENHO



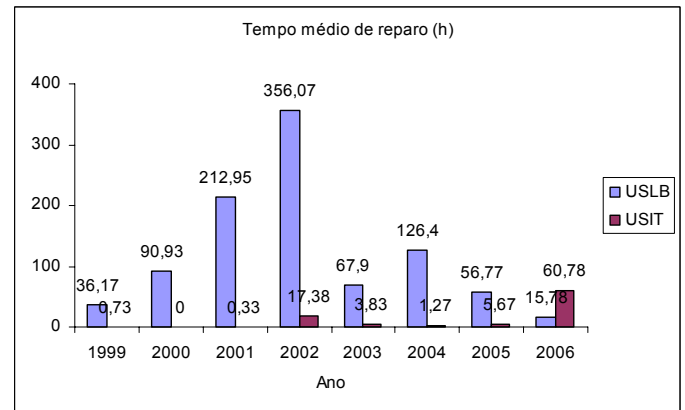
Fonte: Relatório DMPM.O - FURNAS  
Gráfico A1 – Disponibilidade das Usinas de L.C. Barreto e Itumbiara.



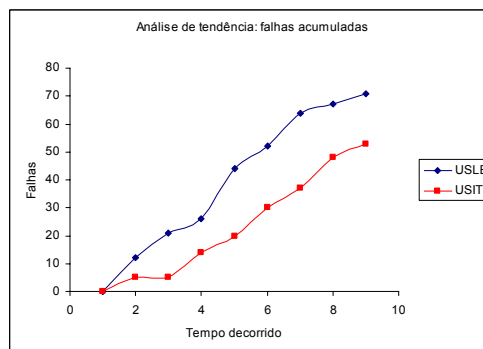
Fonte: Relatório DANSO.O - FURNAS  
Gráfico A2 – Confiabilidade das Usinas de L.C. Barreto e Itumbiara.



Fonte: Relatório DANSO.O - FURNAS  
Gráfico A3 – Taxa de falha das Usinas de L.C. Barreto e Itumbiara.



Fonte: Relatório DANSO.O - FURNAS  
Gráfico A4 – Tempo médio de reparo das Usinas de L.C. Barreto e Itumbiara.



Fonte: Relatório DANSO.O - FURNAS  
Gráfico A5 – Falhas acumuladas das Usinas de L.C. Barreto e Itumbiara.