

## **ESTUDO DA REABILITAÇÃO, MODERNIZAÇÃO E FUTURA REPOTENCIAÇÃO DOS GERADORES #1 E #2 DA UHE ILHA SOLTEIRA**

**Andréia Vieira Roussille, andreia\_roussille@yahoo.com.br<sup>1</sup>**

**Mauro Uemori, mauro.uemori@power.alstom.com<sup>1</sup>**

**Marcus Valério Rocha Garcia, marcus.valério@etep.edu.br<sup>2</sup>**

**José Antônio Carvalho, prof.jose.carvalho@gmail.com<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Alstom, Avenida Charles Schneider, Taubaté - SP, CEP 12040-000;

<sup>2</sup>ETEP Faculdades, Av. Barão do Rio Branco, nº 882, São José dos Campos . SP, CEP 12242-800;

**Resumo:** *Existe uma grande preocupação dos órgãos governamentais em manter a confiabilidade do sistema brasileiro de geração de energia elétrica devido ao fato de 77% desta energia ser advinda de usinas hidrelétricas, das quais 50% possuem mais de vinte anos de operação, sendo que a vida útil média de uma hidrelétrica é de trinta anos. A prática de aumentar a capacidade de geração de uma usina através da modernização é economicamente viável para a maioria dos casos, pois não causa impactos ecológicos e requer tempo de implantação e custos bem menores que o da construção de novas usinas. Como estudo de caso, este trabalho demonstra a reabilitação dos geradores #1 e #2 da UHE Ilha Solteira, que desde o início de sua operação, em 1973, apresentavam níveis de vibração elevados que causaram, dentre outros problemas, desgaste da proteção corona das barras, acarretando descargas parciais e danificando os enrolamentos. Após anos de tentativas para minimizar a vibração, a Companhia de Energia de São Paulo (CESP) optou, em 2002, por reformar os geradores e prepará-los para uma futura repotenciação. Para o desenvolvimento do projeto, foi realizado o levantamento dos parâmetros do gerador através de medições e ensaios na obra. Também foi simulada a operação do gerador em software de simulação apropriado, sendo que os dados obtidos foram confrontados com aqueles medidos em ensaios reais. Uma vez que estes estavam alinhados, foram analisadas as causas das vibrações (efeitos eletromagnéticos e mecânicos) e em seguida estudou-se o edital para garantir que o projeto proposto atendia as solicitações do cliente. A reforma diminuiu em 40% a vibração e preparou os geradores para uma repotenciação de 20%. Além disso, observou-se que os limites de reatância e temperatura atenderam à solicitação do cliente, resultando em um aumento de vida útil estimado em 40 anos.*

**Palavras-chave:** Reabilitação; Repotenciação; Modernização; Gerador; Hidrelétricas;

### **1. INTRODUÇÃO**

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME, 2008), as hidrelétricas são responsáveis por cerca de 77% da energia produzida no país. Dentre os países industrializados, o Brasil é um dos mais dependentes da hidroeletricidade, encontrando-se apenas atrás do Canadá e dos Estados Unidos, sendo, portanto, o terceiro maior do mundo em potencial hidrelétrico. É o maior produtor de hidroeletricidade da América Latina com quase 600 barragens, seguido pela Argentina com 101 barragens. Cerca de 15% das quase 600 usinas brasileiras têm mais de 30 anos de operação comercial e 35% tem entre 20 e 30 anos. Sendo 30 anos a vida útil média de uma hidrelétrica, em grande parte das usinas encontra-se a necessidade de reforma para manter o sistema energético brasileiro com alto grau de confiabilidade.

A prática de aumentar a capacidade de geração de uma usina através da modernização é economicamente viável para a maioria dos casos, pois não causa impactos ecológicos ao meio ambiente e requer tempo de implantação bem menor quanto comparado com o de construção de uma nova usina. Em termos comerciais, a repotenciação é o maior benefício de uma reforma, pois dependendo das condições da usina e dos limites em que esta foi construída. Segundo Sungauer et al (2005), o aumento de potência pode chegar a 50% sem ter que interferir na parte civil. Este trabalho tem como objetivo demonstrar como a segurança e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica podem ser conseguidos por meio da repotenciação e modernização de antigas usinas hidrelétricas. Adicionalmente, será apresentado o estudo de caso da reabilitação e preparação para futura repotenciação dos geradores #1 e #2 da UHE Ilha Solteira.

### **2. A IMPORTÂNCIA DA REABILITAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE USINAS**

Quando se levanta a necessidade de uma reforma de hidrogeradores, tem-se como principal objetivo o reparo de componentes que estão com mau funcionamento ou deteriorados devido a desgastes naturais que podem tornar a usina inapta para operação comercial ou deixar a usina operando apenas com parte do seu potencial. A ação natural do tempo provoca a deterioração dos equipamentos da usina e a redução de sua capacidade nominal ao longo dos anos. A velocidade e o ritmo desta deterioração dependem evidentemente do tipo de equipamento, dos materiais envolvidos, do regime de operação e das manutenções preventivas e corretivas realizadas ao longo de sua vida útil. Em paralelo com o envelhecimento da usina, vem o surgimento de novas tecnologias que possibilitam que uma reforma seja mais do que apenas o reparo de equipamentos e, traga junto com a reabilitação, a modernização e o aumento de potência.

A reabilitação de usinas hidrelétricas é hoje uma prática que visa estender a vida útil de hidrogeradores ao mesmo tempo em que procura resgatar a confiabilidade da usina e prepará-la para a geração de maior potência. Técnicas modernas de engenharia, novos processos de fabricação e novos materiais, permitem a repotenciação desses hidrogeradores devolvendo-lhes nova vida útil, com condições economicamente justificáveis.

Diversos estudos têm apontado que benefícios como segurança e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica podem ser conseguidos por meio da repotenciação e modernização de antigas usinas hidrelétricas (MME, 2008). Extensão da vida útil, aumento da sua confiabilidade, segurança no controle e no fornecimento de ponta, redução dos custos de manutenção, além do aumento de geração de energia são alguns dos benefícios que essas práticas trazem.

Esta forma de aumentar a capacidade de geração de uma usina é economicamente viável para a maioria dos casos, pois não causa impactos ecológicos ao meio ambiente e requer tempo de implantação bem menor quando comparado com o de construção de nova usina. Em termos comerciais, a repotenciação é o maior benefício de uma reforma, dependendo das condições da usina e dos limites em que esta foi construída o aumento de potência pode chegar a 50% sem ter que interferir na parte civil.

O tema tem interesse nacional pelo fato de 77% da energia elétrica produzida no Brasil ter origem nas usinas hidrelétricas. O potencial instalado brasileiro conta com quase 600 usinas, cada uma com diversos hidrogeradores de variados tamanhos e potências que, no total, apresentam capacidade instalada da ordem de 55.000 MW. De acordo com Sungauer et al (2005), cerca de 15% dessas usinas têm mais de 30 anos de operação comercial e 35% tem entre 20 e 30 anos. Normalmente esses hidrogeradores têm uma expectativa de vida útil de 50 anos, porém, pode ser antieconômico utilizá-los com a mesma capacidade operativa para a qual foram originalmente projetados. Os hidrogeradores fabricados atualmente operam com 50% a mais de potência, mantidos o número de pólos e dimensões, em relação aos fabricados há pelo menos 30 anos. Isso se deve ao surgimento de técnicas modernas de engenharia, novos processos de fabricação, evolução de materiais e experiência adquirida dos profissionais do setor. Esses geradores, ao sofrerem um programa de reabilitação, terão a oportunidade de ter a potência e a vida útil expandidas.

De acordo com dados da Eletrobrás, o potencial de geração hidrelétrica no Brasil está estimado em 260 mil MW dos quais cerca de 30% já foram aproveitados (MME, 2008). O desenvolvimento do potencial remanescente está condicionado a possíveis impactos socioambientais, em razão da maior parte do potencial hidrelétrico remanescente estar localizado em áreas de interferências sobre territórios indígenas, sobretudo na Amazônia, nas áreas de preservação e nos recursos florestais.

Nos estudos do Plano Nacional de Energia - PNE 2030 (Projeções do Consumo Final de Energia), as hipóteses estabelecidas sobre a viabilidade do potencial hidrelétrico brasileiro a longo prazo sustentam a perspectiva de se ter instalado, até 2030, uma potência hidrelétrica de 174 mil MW. Apesar de ter procurado balizar as restrições decorrentes dos impactos ambientais provocados pelo aproveitamento desse potencial, o estudo reconhece que, de fato, “são grandes as incertezas que envolvem o aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro dentro de uma perspectiva de longo prazo, principalmente com relação ao potencial localizado na região amazônica”. E é nesse contexto que têm surgido alguns estudos e publicações que apontam a repotenciação de usinas hidrelétricas existentes, ao invés da construção de novas hidrelétricas, como uma alternativa promissora para a expansão da oferta de energia hidrelétrica no Brasil, com vantagens ambientais e de localização, e com atratividade econômica.

### **3. METODOLOGIA**

#### **3.1 Levantamento de Dados**

A principal diferença entre o projeto de uma nova unidade e a reforma se dá nas interfaces. Normalmente, a especificação técnica não contém todas as informações necessárias sobre as interfaces e se faz necessária uma visita à obra para obtenção de dados. A grande dificuldade no levantamento de dados é a falta de informações precisas sobre ventilação, aquecimento, perdas e coeficientes de dissipação de calor. Uma solução encontrada consiste em simular a operação do gerador nas mesmas condições de um ensaio de aquecimento. Assim, confrontando os dados medidos de tensão, corrente, fator de potência, aquecimento dos enrolamentos rotóricos e estáticos, aquecimento do núcleo, tensão e corrente de excitação, temperatura do ar frio e quente obtidos no ensaio de aquecimento, com os valores das simulações é possível determinar valores aproximados para os parâmetros desconhecidos.

#### **3.2 Características dos Principais Componentes**

A reabilitação de hidrogeradores é uma prática que vem sendo aplicada pelo mundo há quase duas décadas. No Brasil, somente a partir de 1993 alguns trabalhos foram apresentados sobre a modernização e repotenciação de usinas.

Atualmente, em função da existência de muitos hidrogeradores repotenciados, é possível estabelecer uma metodologia que contemple os aspectos mais importantes desta prática (Sá, 2000). A seguir, serão relatadas as principais características dos principais componentes substituídos em uma R&M.

### 3.2.1 Enrolamento do Estator

Em relação à isolamento do enrolamento do estator, até 1970 houve uma predominância dos materiais classe térmica B na tecnologia de fabricação de barras e bobinas estatóricas. Esses materiais à base de asfalto foram cedendo lugar para a recente inovação do sistema classe F, materiais duroplásticos, de fina espessura, alta condutibilidade térmica. Segundo projetistas, esse foi um dos mais significativos ganhos para o aumento de potência de máquinas. Atualmente, utilizam-se as fitas de tecido de vidro com mica e resina sintética à base de epóxi e poliéster em substituição ao sistema com mica em folha impregnada com goma-laca. O sistema de isolamento assim constituído apresenta rigidez dielétrica de 25kV/mm, baixas perdas dielétricas e o dobro do coeficiente de condutibilidade térmica em relação aos antigos materiais asfálticos.

Ensaio de aquecimento mostram que antigos geradores apresentam uma substancial margem de sobreaquecimento nos enrolamentos. Substituindo o enrolamento do estator pode-se obter um ganho de até 15% de potência, apenas com essa intervenção. Ao mudar o material da isolamento, se ganha também espaço no interior da ranhura porque a espessura da isolamento diminui, e assim é possível aumentar a quantidade de cobre e, conseqüentemente, a densidade linear da corrente, função direta do ganho de potência.

### 3.2.2 Núcleo do Estator

Na maioria das vezes o núcleo não necessita substituição, porém em alguns casos, é necessário desmontá-lo para ser envernizado novamente.

### 3.2.3 Núcleo do Pólo

Normalmente são reutilizados, porém seu reprojeito segue a mesma filosofia do projeto original quanto à existência ou não de placa de pressão, enrolamento amortecedor, ranhuras na sapara polar e sistema de cunhagem ou fixação junto à coroa do rotor ou anel magnético.

### 3.2.4 Bobinas Polares

As bobinas polares antigas têm isolamento entre espiras à base de amianto, material classe B, proibido em vários países por ser carcinógeno. A nova solução é a utilização de papel de poliamida laqueado com resina epóxica em estágio avançado de cura, classe F, comercialmente denominado Nomex. O papel impregnado à base de epóxi é aquecido durante a compactação da bobina na prensa hidráulica. Para aumentar a área da superfície de troca térmica, certo número de espiras individuais pode ter maior largura, formando aletas de ventilação através da superfície excedente.

### 3.2.5 Ventilação

Reconhecidamente, os antigos ventiladores eram compostos de aletas radiais ou aletas grandes com perfil em cunha com grandes folgas e eram calculados empiricamente. Os ventiladores concebidos hoje em dia têm aletas axiais com folgas e perfil aerodinâmico otimizado e calculado através de programas específicos. Esses avanços originaram ventiladores com menores perdas e com o benefício adicional de serem menos ruidosos.

## 4. ESTUDO DE CASO: UNIDADES GERADORAS #1 E #1 DE ILHA SOLTEIRA

A usina hidrelétrica Ilha Solteira é a maior usina hidrelétrica da CESP (Companhia Energética de São Paulo) e do Estado de São Paulo, e a terceira maior usina do Brasil. Em conjunto com a usina hidrelétrica Engenheiro Sousa Dias (Jupia), compõe o sexto maior complexo hidrelétrico do mundo. Encontra-se em operação desde 1973 sendo composta por 20 unidades geradoras cujas características estão descritas na Tab. (1).

**Tabela 1. Principais parâmetros das unidades geradoras #1 e #2 de Ilha Solteira**

Potência nominal contínua	170.000 KVA
Tensão nominal	14,4 KV (+5% -10%)
Fator de potência nominal	0,95
Frequência nominal	60 Hz
Número de pólos	84
Velocidade nominal	85,7 rpm
Velocidade de disparo	180,2 rpm
Corrente nominal	6.816 A
Tensão nominal de excitação	400 V
Corrente nominal de excitação	1.400 A
Nº de circuitos paralelos por fase	3

Nº de ranhuras	540
Classe de isolamento do estator	F
Classe de isolamento do rotor	B
Diâmetro interno do núcleo estatórico	13.250 mm
Diâmetro externo do núcleo estatórico	13.900 mm
Diâmetro externo do rotor	13.210 mm
Entreferro nominal	20 mm

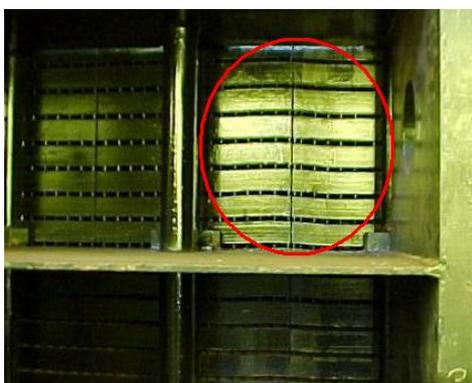
#### 4.1 Histórico de Funcionamento

Desde seu início de operação comercial, em 1973, as unidades geradores (UG's) #01 e #02 apresentavam elevado ruído audível (maior que as demais unidades). O ruído era característico de vibração no núcleo e de vibração no piso da cobertura superior do gerador. Medições realizadas em janeiro de 1992 indicaram valores de até 12,5mm/s de vibração, sendo que o limite tolerável é 11,2mm/s. Estes dados podem ser encontrados em CESP (1997). As análises realizadas ao longo dos anos concluíram que existia uma somatória de problemas que provocavam a vibração. Foram apontados os seguintes aspectos:

a) O sistema de aperto do núcleo não é eficiente. Os tirantes são soldados às prateleiras da carcaça e não funcionam no sentido exato da palavra. O ideal é que os tirantes não tenham vínculo com a carcaça, sofrendo alongamento quando tensionados e funcionando como uma mola para aperto do núcleo. Na concepção das UG's 01 e 02, o aperto só é dado pela pressão das placas de aperto, dificultando a compactação das chapas do núcleo (CESP, 2000).

b) O núcleo é montado em 04 segmentos e as emendas apresentam folgas entre si e deformação que impedem a coincidência plena dos dutos de ventilação.

c) Existe considerável ondulação das lâminas do núcleo. A causa usual deste fenômeno é a impossibilidade de expansão radial da carcaça. O aquecimento do núcleo provoca uma dilatação da coroa do estator. Se a carcaça é rígida o suficiente de forma que impeça esta expansão, o aumento do diâmetro do núcleo provocado pelo aquecimento se transformará em ondulação. Para o caso específico da UG-01, foi medido o torque num dos parafusos de fixação da carcaça à sua base, sendo encontrado o valor de 200 Kgf.m. O valor usual seria em torno de 10 a 30 Kgf.m. A Fig. (1) mostra a parte traseira do núcleo do estator com ondulações visíveis (CESP, 2001).



**Figura 1. Ondulação no núcleo do estator. (CESP, 2001)**

A vibração das UG's acarretou inúmeros danos ao longo dos anos. As máquinas passaram por diversos reparos, porém todos paliativos, nunca eliminando a causa raiz do problema. Abaixo, seguem trechos retirados de relatórios da CESP que relatam alguns dos principais problemas ocorridos devido às vibrações.

*“... existiam diversos pontos de vibração nas extremidades superior e inferior do núcleo estatórico, que podiam ser notados pelo pó avermelhado na região. O ponto mais crítico era o último pacote da parte inferior do núcleo, entre as ranhuras 380 e 381, onde a metade direita das chapas do dente quebrou-se devido à excessiva vibração. A vibração foi tão intensa que quebraram-se uma grande quantidade de lâminas, ficando um “vazio” na região.”*

*“Cerca de 80% das cunhas estão frouxas, principalmente nas ranhuras das emendas do núcleo”.*

*“... Existência de descargas de ranhura em 49 barras, as quais apresentam sua superfície esbranquiçada. Para uma confirmação do problema foi realizado um ensaio de corona visual, que demonstrou a existência das perigosas descargas de ranhura. A causa do aparecimento destas descargas é a deterioração da pintura semicondutiva devido à vibração do núcleo, colaborada pelo afrouxamento das cunhas de fechamento da ranhura”.*

*“O nível de descargas internas encontrado é preocupante, sendo a única solução a reisolção das barras ou a aquisição de novo enrolamento estatórico. A reisolção das barras solucionaria o problema das descargas internas, porém não eliminaria a vibração do núcleo”.*

As descargas mencionadas nos trechos acima são descargas parciais. Descarga parcial, por definição é uma sucessão de descargas elétricas, incompletas, rápidas e intermitentes, que se verificam em bolhas determinadas por

substância dielétrica, quer seja esta sólida, líquida ou gasosa. Assim, toda descarga elétrica que se estabelece em uma parte qualquer do enrolamento estatórico, seja entre duas paredes isolantes, seja entre um condutor e uma parede isolante, pode ser qualificada de descarga parcial. A Fig. (2) mostra barras retiradas das UG's 01 e 02 de Ilha Solteira que apresentam claras evidências de descargas parciais.



**Figura 2. Barras com evidências de descargas parciais. (CESP, 2000)**

Em função da deterioração da isolamento das barras estatóricas, ocorreu um curto circuito fase-terra de uma bobina do enrolamento do gerador #01, o qual resultou em fusão de lâminas do pacote estatórico bem como sobreaquecimento das barras estatóricas próximas a região afetada, como pode ser visto na Fig. (3).



**Figura 3. Fusão das lâminas do núcleo estatórico. (CESP, 2005)**

Devido a todos estes problemas apresentados, o alto custo com manutenção, diminuição da vida útil e a possibilidade de maiores danos, a CESP optou em 2003, pela reforma das unidades geradores #01 e #02 da usina de Ilha Solteira, considerando já uma futura repotenciação, conforme apresentado em CESP ( 2005).

## **4.2 Solicitações do Cliente**

A reforma inclui o fornecimento de novos enrolamentos e núcleos estatóricos completos, reisolamento das bobinas polares e redimensionamento das unidades geradoras. Os estudos deverão ser feitos visando à obtenção de máxima elevação da eficiência, isto é, para a mesma vazão atual da turbina, obter maior geração e, conseqüentemente maior energia assegurada. Serão descritos a seguir os principais requisitos descritos na especificação técnica do cliente (CONCORRÊNCIA 8099/02, 2002).

### **4.2.1 Enrolamento Estatórico**

O enrolamento deverá ser fornecido completo com todos os componentes necessários para a sua montagem no núcleo estatórico. A contratada dimensionará o enrolamento para um novo valor de potência, sem que o limite de temperatura seja ultrapassado. O valor mínimo que será aceito é de 205 MVA em toda a faixa operativa (14,4 kV +5% - 10% ) e fator de potência igual a 0,95 (indutivo). A isolamento principal deverá ser classe F, bem como todos os demais componentes do enrolamento. A elevação máxima de temperatura do enrolamento estatórico, acima da temperatura máxima de 40°C do ar de resfriamento na saída dos radiadores, deverá ser de 85 K, para toda a faixa operativa. Serão considerados garantidos os seguintes valores: perdas ôhmicas de 851 kW no cobre estator a 75°C, perdas suplementares de 110 kW no cobre do estator.

## 4.2.2 Núcleo Estatórico

O núcleo estatórico deverá ser fornecido completo com todos os seus componentes. As chapas do núcleo devem ter as seguintes características:

- Chapa siliciosa espessura 0,50 mm, perdas específicas a 1,5 T e 50 HZ de 2,5 W/kg;
- Fator de empilhamento: 0,95;
- Perdas no núcleo para 100% Un 612 kW;

## 4.2.3 Bobinas Polares

O reisolamento das bobinas com materiais isolantes deve ser classe F. A elevação máxima de temperatura do enrolamento do rotor, acima da temperatura máxima de 40°C do ar de resfriamento na saída dos radiadores, não deverá ultrapassar os limites da classe de temperatura dos materiais aplicados no enrolamento do rotor.

## 4.3 Projeto da Reabilitação

### 4.3.1 Estudo dos Geradores em Operação

Primeiramente foi realizado o levantamento de parâmetros dimensionais e de dados operacionais do gerador através de desenhos, ensaios e relatórios de operação enviados pela CESP. A partir desses dados, executou-se o cálculo elétrico, térmico e magnético da máquina baseando-se nas condições de operação original da máquina. O cálculo foi então comparado com os dados registrados em ensaios de aquecimento; neste processo, alguns parâmetros foram ajustados para se ter um modelo matemático compatível com a realidade do gerador em operação. A comparação dos dados é apresentada na Tab. (2).

**Tabela 2. Comparação de dados simulados e reais da máquina antiga**

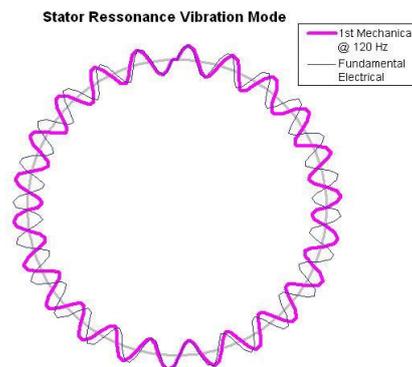
Parâmetro	Simulação SpoT	Medição no campo	Unidade
Potência	170.000	170.000	kVA
Tensão	14.400	14.400	V
Fator de Potência	0,95	0,95	-
Rotação	85,7	85,7	rpm
Resistência enrolamento estator	0,004133	0,00398	$\Omega$
Resistência enrolamento rotor	0,2321	0,2378	$\Omega$
RCC	1,192	1,246	-
$X_d$	0,923	0,878	p.u.
$I_{exc}$ no entreferro	789,6	740	A
$I_{exc}$ vazio	869,4	810	A
$I_{exc}$ nominal	1229	1170	A
Elevação de temperatura estator	73,5	70	K
Elevação de temperatura rotor	82,4	81,5	K
Elevação de temperatura núcleo	39,2	40,0	K

### 4.3.2 Estudo dos Problemas de Vibração

Conforme apresentado na seção 4.1, as principais causas da vibração de origem mecânica foram os problemas relacionados à rigidez do núcleo do estator. Os tirantes soldados às prateleiras da carcaça não funcionam adequadamente, as placas de pressão não conseguiram transmitir a pressão adequada em toda a superfície do núcleo e o reaperto pelo lado inferior da máquina não era possível, pois as porcas eram travadas por meio de soldas nas suas seis faces. O problema da fixação se agravava com a ventilação não eficiente. O aquecimento do núcleo provoca uma força radial que tende a expandir, mas quando o sistema de fixação não funciona adequadamente e o núcleo está frouxo, surgem inevitavelmente as ondulações das lâminas, que neste caso agravou-se devido o empilhamento do núcleo do estator em partes.

Entretanto, o maior problema das duas máquinas era a vibração do núcleo causada por forças parasitas de origem eletromagnética. As forças parasitas são resultantes da interação do campo magnético de excitação com o campo gerado devido à reação da armadura, que sempre estão presentes durante a operação normal de uma máquina. A coincidência da frequência eletromagnética das forças parasitas com um dos modos mecânicos de vibrar do estator provoca uma situação de ressonância e conseqüentemente uma alta vibração. A excitação elétrica causada pela interação das

harmônicas do campo com as harmônicas da reação da armadura nas UGs #1 e #2 eram em 120 Hz com modo de vibrar de 24 nós. Esses valores são próximos a dois modos mecânicos de vibração do estator completo. Como os valores não coincidem perfeitamente, o gerador não entrou em ressonância, mas a proximidade das frequências de vibração foi suficiente para gerar uma vibração com valores acima dos considerados toleráveis, resultando nos problemas citados no item 3.2 deste trabalho. A Fig. (4) apresenta o resultado do estudo da coincidência de vibração realizado.



**Figura 4. Estudo de ressonância no estator.**

### 4.3.3 Cálculo Elétrico do Novo Gerador

Após o estudo das principais falhas da máquina e o estudo do edital contendo as exigências do cliente, iniciou-se o cálculo do novo gerador. O cálculo elétrico da nova máquina foi realizado no programa SpoT e teve como base o modelo que simula a máquina que estava em operação. Primeiramente, foram feitas as modificações solicitadas pelo cliente, em seguida foram realizados ajustes dos demais parâmetros (elétricos e mecânicos) para otimizar o projeto considerando a aplicação de novas tecnologias e sempre respeitando os limites de reatância e temperatura. A Tab. (3) apresenta os principais dados do novo gerador.

**Tabela 3. Principais parâmetros de projeto do novo gerador**

Potência nominal contínua	205.000 KVA
Tensão nominal	14,4 KV (+5% -10%)
Fator de potência nominal	0,95
Frequência nominal	60 Hz
Número de pólos	84
Velocidade nominal	85,7 rpm
Velocidade de disparo	180,2 rpm
Corrente nominal	8219 A
Tensão nominal de excitação	400 V
Corrente nominal de excitação	1.400 A
N.º de circuitos paralelos por fase	3
N.º de ranhuras	540
Classe de isolamento do estator	F
Classe de isolamento do rotor	F
Diâmetro interno do núcleo estatórico	13.250 mm
Diâmetro externo do núcleo estatórico	13.890 mm
Diâmetro externo do rotor	13.210 mm
Entreferro nominal	16 mm

### 4.3.4 Novos Componentes

A reforma incluiu o fornecimento de novos enrolamentos e núcleos estatóricos completos, reisolamento das bobinas polares e redimensionamento das unidades geradoras. Os materiais utilizados foram projetados para eliminar os problemas de vibração de origem mecânica, atendendo sempre as solicitações do cliente e utilizando novas tecnologias quando aplicáveis (ALSTOM, 2002). Abaixo, estão descritas as principais alterações.

### 4.3.5 Núcleo do Estator

O núcleo do estator foi fabricado em chapas de aço silício de alta permeabilidade magnética, espessura de 0,5 mm, baixas perdas, laminadas a frio e de grão não orientado. Quanto à montagem do núcleo na obra, este foi empilhado de

forma contínua com sobreposição entre lâminas, até a formação de pacotes. Estes pacotes foram separados por espaçadores com perfil em duplo T de material antimagnético, que formaram canais radiais de ventilação, facilitando a passagem do ar refrigerante até os trocadores de calor ar-água. Durante a montagem das chapas, foram executadas prensagens intermediárias, com a finalidade de assegurar uma boa compactação. Depois de terminada a montagem, as chapas foram prensadas através de tirantes apertados por meio de dispositivo hidráulico e a pressão adquirida será mantida pelas placas e pelos dedos de pressão. O sistema empregado para a prensagem do núcleo permite um novo reaperto caso os pacotes de chapas se afrouxem durante a operação da máquina. Nas extremidades do núcleo estatórico foram previstas escadinhas dimensionadas para minimizar o efeito de aquecimento devido ao fluxo de dispersão dos pólos conforme.

Os elementos de prensagem do núcleo são compostos de placas e dedos de pressão e tirantes de aperto. As placas de pressão foram projetadas de maneira a manter o núcleo em estado compacto durante o funcionamento da máquina. Os dedos de pressão servem para distribuir os esforços das placas e manter o núcleo compacto. Os tirantes de aperto foram projetados para providenciar o aperto do núcleo através das placas e dedos de pressão. Estes tirantes de aperto passando pela coroa do núcleo estatórico, aproximadamente no centro de gravidade da chapa, garantirão uma maior pressão de aperto assim como uma distribuição mais homogênea em toda a sua seção.

Para evitar a flambagem do núcleo foram previstas algumas medidas para prevenir o surgimento deste fenômeno, como a mudança dos dutos de ventilação dos originais 31x9,5 mm para 58x5 mm, aumentando em 87 % a área de contato entre o ar de refrigeração e o núcleo estatórico. Com o propósito de transmitir os esforços radiais e tangenciais provenientes da dilatação térmica e empuxo magnético, o núcleo e as placas de pressão foram ligados por meio de tirantes verticais. Este sistema de prensagem mantém o estator dentro de suas condições concêntricas e cilíndricas e, ao mesmo tempo, permite resistir ao torque nominal e a esforços provenientes de possíveis falhas elétricas. O núcleo do estator foi fixado à carcaça por meio de cunhas tipo rabo de andorinha e guias da cunha, os quais transmitem os esforços tangenciais e radiais do núcleo à carcaça do estator. O sistema empregado possibilita independência no sentido axial e, portanto, permitirá novos reapertos caso os pacotes de chapas se afrouxem durante a operação da máquina.

#### **4.3.6 Enrolamento do Estator**

O enrolamento estatórico é do tipo ondulado, composto de 1080 barras Roebel com transposição 360°, adequadas para 540 ranhuras, ligadas em três circuitos paralelos, com passo de 1-8-14 ranhuras. O sistema de isolamento utilizado foi o Micadur classe F. O enrolamento estatórico proposto tem a capacidade máxima de 205 MVA sem que a máxima elevação de temperatura de 85K sobre o ar frio de 40°C seja excedida.

Para a instalação das barras dentro das ranhuras foi empregado um sistema chamado "round packing". Este sistema emprega um papel semicondutivo, próprio para este fim, e uma massa a base de silicone, aplicada no meio da fita de papel semicondutivo dobrada longitudinalmente. Imediatamente antes de introduzir as barras nas ranhuras, cada barra é envolvida pelo combinado massa-papel. Este sistema garante que todos os vazios entre núcleo e a barra sejam completamente preenchidos, mesmo se consideradas variações dimensionais da barra ou da ranhura. Isto aumenta o coeficiente de transmissão de calor, diminui a possibilidade de criação de descargas parciais entre o núcleo do estator e barras e elimina a possibilidade de calços saindo da ranhura mesmo após anos de operação. O sistema de fixação das barras nas ranhuras, além do Round Packing, também é composto pelas cunhas de fechamento, calços, molas "Ripple Springs" e espaçadores.

#### **4.3.7 Vibração do Núcleo do Estator**

Com as medidas adotadas no projeto do núcleo e enrolamento do estator, pode-se garantir que a frequência natural do estator estará deslocada em relação à excitação elétrica, resultando em um estator com menor risco de vibração e conseqüentemente componentes menos sujeitos a danos devido às vibrações. As medidas foram: novo sistema de acoplamento entre núcleo e carcaça, temperatura mais baixa do núcleo, sistema de aperto com tirantes passando pelo meio da coroa do estator, empilhamento contínuo, sistema de embutimento da barra "Round Packing" e introdução da mola "ripple spring" sob a cunha de ranhura.

#### **4.3.8 Bobinas Polares**

A reisolação da bobina polar consistiu da substituição da isolamento entre espiras, colares isolantes, calços e enchimentos entre bobina e núcleo do pólo. Os materiais utilizados foram classe F. O enrolamento rotórico proposto fornece um fluxo magnético que permite a geração de potência de 205 MVA no estator sem que a máxima elevação de temperatura de 110K sobre o ar frio de 40°C seja excedida.

### **5. RESULTADOS E CONCLUSÃO**

#### **5.1 Repotenciação**

A reforma tornou os geradores preparados para potência de 205.000kVA (uma repotenciação de 20% em relação à potência original de 170.000kVA) cumprindo os limites de reatância e temperatura solicitados pelo cliente. A

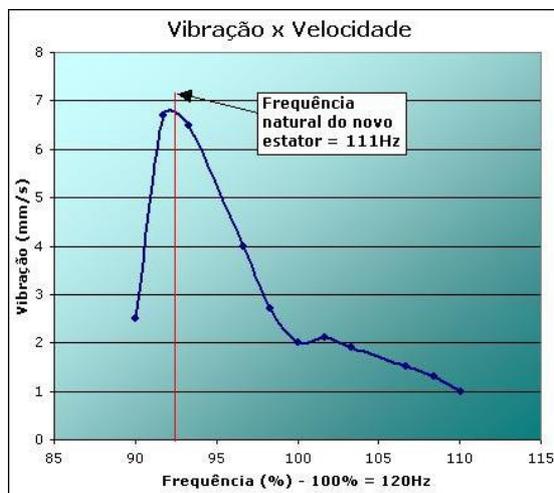
prorrogação da vida útil do gerador baseada na vida útil da nova isolação está estimada em 40 anos. A Tab. (4) compara os principais dados do gerador original, do projeto e valores reais medidos em obra após a reforma.

**Tabela 4. Comparação dos dados das UGs antes e após a reforma**

Parâmetro	Original	Projeto	Real	Unidade
Potência	170.000	205.000	205.000	kVA
Tensão	14.400	14.400	14.400	V
Fator de potência	0,95	0,95	0,95	-
Frequência nominal	60	60	60	Hz
Rotação	85,7	85,7	85,7	rpm
Número de pólos	84	84	84	-
Velocidade de disparo	180,2	180,2	180,2	rpm
Corrente nominal de excitação	1.400	1.494	1494	A
Tensão nominal de excitação	400	442	442	V
N.º de circuitos paralelos por fase	3	3	3	-
N.º de ranhuras	540	540	540	-
Classe de isolamento do estator	F	F	F	-
Classe de isolamento do rotor	B	F	F	-
Diâmetro interno do núcleo estatórico	13.250	13.250	13.250	mm
Diâmetro externo do núcleo estatórico	13.900	13.890	13.890	mm
Entreferro nominal	20	16	17	mm
Resistência enrolamento estator	0,0041	0,0042	0,0040	$\Omega$
Resistência enrolamento rotor	0,2321	0,2250	0,2441	$\Omega$
RCC	1,192	0,994	0,940	-
$X_d$	0,923	1,141	1,150	pu
$I_{exc}$ no entreferro	789,6	800,4	750	A
$I_{exc}$ vazio	869,4	862,1	810	A
$I_{exc}$ nominal	1229	1494	1488	A
Elevação de temperatura no estator	73,5	74,5	70	K
Elevação de temperatura no rotor	82,4	110	70	K
Elevação de temperatura no núcleo	39,2	35,4	33	K

## 5.2 Vibração

Com as medidas adotadas no projeto do núcleo e enrolamento do estator, foi possível deslocar a frequência natural do estator cerca de 7,5% em relação à frequência da excitação elétrica, conforme mostra gráfico da Fig. (5), resultando em um estator com menor risco de vibração e, conseqüentemente, os componentes estarão menos sujeitos a danos. A frequência natural do novo estator em 111 Hz garante margem suficientemente segura para não haver vibração excessiva no núcleo do estator. AS medições realizadas na obra após a reforma constataam vibração máxima de 7,5mm/s, uma redução de 40% em relação às medidas realizadas antes da reforma.



**Figura 5. Gráfico de frequência de vibração.**

### 5.3 Temperatura

Com as medidas adotadas para otimizar o sistema de ventilação, foi possível reduzir a temperatura do estator e do rotor em cerca de 20K na potência de 170.000kVA, como mostra gráfico da Fig. (6). Os dados apresentados são resultados de medições em obra antes e após a reforma das unidades geradoras.

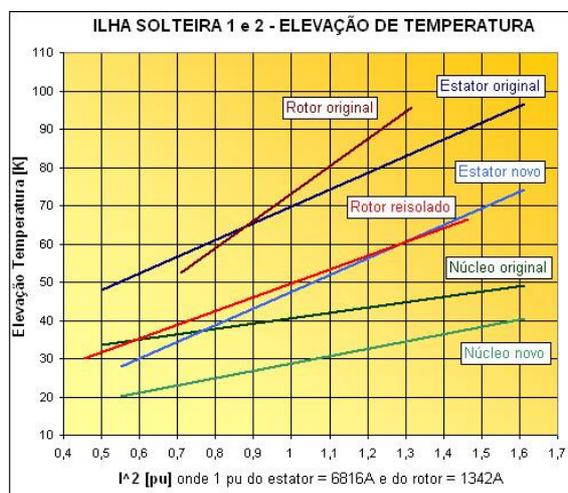


Figura 6. Gráfico de comparação de temperatura.

### 5.4 Conclusão

Benefícios de segurança e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica podem ser conseguidos por meio da repotenciação e modernização de antigas usinas hidrelétricas. Extensão da vida útil, aumento de confiabilidade, segurança no controle, redução dos custos de manutenção, aumento de geração de energia são alguns dos benefícios que essas práticas trazem, com a vantagem de não oferecer impactos ecológicos e ter um tempo de implementação muito inferior ao de construção de uma nova usina, além das vantagens econômicas.

Este trabalho apresentou como estudo de caso a reabilitação dos geradores #1 e #2 da UHE Ilha Solteira. Os valores obtidos durante o comissionamento das unidades confirmam que a reforma foi realizada conforme previsto e estes componentes estão adequados a uma futura repotenciação de 20% sem interferência na parte civil e com um aumento de vida útil estimado em 40 anos.

A reabilitação de usinas hidrelétricas existentes ao invés da construção de novas hidrelétricas é uma alternativa promissora para a expansão da oferta de energia hidrelétrica no Brasil.

## 6. REFERÊNCIAS

- Alstom, 2002. UHE Ilha Solteira Unidades 1 e 2 “Descrição Técnica - Gerador. Doc R8050-AA-DT”. São Paulo.
- CESP, 1997. Análise Técnica, TGE/015/97. São Paulo.
- \_\_\_\_\_, 2000. “Análise Técnica, TME-050/00”. São Paulo.
- \_\_\_\_\_, 2001. “Análise Técnica, GME-031/01”. São Paulo.
- CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO, 2005. “Estudo de Falha de Isolação no Estator das UGs 01 e 02 da UHE Ilha Solteira com Reforma e Modernização do Gerador”. Curitiba.
- Concorrência 8099/02. “Especificação Técnica GME/048/02. Materiais de Reforma e Repotenciação dos Geradores UG01 E UG02 da UHE Ilha Solteira”.
- MME, Ministério de Minas e Energia, 2008. Nota Técnica DEN 03/08 “Considerações sobre Repotenciação e Modernização De Usinas Hidrelétricas”. Rio de Janeiro.
- Sá, F. S. F. ,2000. “Repotenciação de Hidrogeradores: uma proposta de metodologia de análise e implantação”. ABB Power Generation. São Paulo.
- Sungauer, J.; Ferretti, A.; Sá F.; Ardley, G., 2005. “Hydropower Refubishment: Alstom's Methodology and Case Studies” Singapura.



**VI CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**VI NATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING**  
**18 a 21 de agosto de 2010 – Campina Grande – Paraíba - Brasil**  
**August 18 – 21, 2010 – Campina Grande – Paraíba – Brazil**

## **REFURBISHMENT, MODERNIZATION AND FUTURE UPRATING OF GENERATORS #1 E #2 OF ILHA SOLTEIRA'S HYDROPOWER PLANT**

**Andréia Vieira Roussille, andreia\_roussille@yahoo.com.br<sup>1</sup>**

**Mauro Uemori, mauro.uemori@power.alstom.com<sup>1</sup>**

**Marcus Valério Rocha Garcia, marcus.valério@etep.edu.br<sup>2</sup>**

**José Antônio Carvalho, prof.jose.carvalho@gmail.com<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Alstom, Avenida Charles Schneider, Taubaté - SP, CEP 12040-000;

<sup>2</sup>ETEP Faculdades, Av. Barão do Rio Branco, nº 882, São José dos Campos . SP, CEP 12242-800;

**Abstract.** *Being 30 years the average useful life of hydropower plants, the maintenance Brazilian's power system with a high-class availability has become a major government concern due to the fact that 77% of Brazil's energy production comes from hydropower plants of which 50% have been in operation for over twenty years. Increasing a hydropower's plant output through modernization is, in most cases, economically appealing, doesn't causes environmental impact, as well as costs and implementation time is considerably lower then the building a new hydropower plant. This paper presents as a case study the refurbishment of units #1 and #2 of Ilha Solteira's hydropower. Since the beginning of operation, in 1973, the generators presented high vibration levels, which caused, among other problems, deterioration of stator bars' corona-shielding, resulting in partial electrical discharges and stator winding damage. After several attempts over the years to diminish vibration, CESP decided, in 2002, to refurbish and prepare the generators for a future uprating. To develop the project, information about the generating units were gathered through historical operational data and maintenance records. The existing generator was modeled using proper software and the results were confronted with real measures. Once those were aligned, the root causes of the vibration (mechanic and electromagnetic effects) were analyzed and afterward, the technical specification was studied to ensure that client's solicitation would be realized by the project. The refurbishment diminished the vibration in 40% and prepared the generators for a future 20% uprating assuring temperature and reactance limits, increasing useful life in estimated 40 years.*

**Keywords:** *Refurbishment; Uprating; Modernization; Generator; Hydropower Plants;*