



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GGH/05

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - GGH

GRUPO DE ESTUDO GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

**MODERNIZAÇÃO DE TURBINAS FRANCIS – EXPERIÊNCIA COM AS
UHE PONTE DE PEDRA E UHE SALTO SANTIAGO**

**Alexandre Puls Ferretti (*)
ENGIE**

**Fernando Luiz Hain
ENGIE**

**Renato Vargas Del Frari
ENGIE**

**Marcéu Couto dos Santos
ENGIE**

**Leonir Cibulski
ENGIE**

**Paulo Henrique do Santos Feitosa
ENGIE**

RESUMO

A ENGIE Brasil Energia tem aplicado em seu parque gerador uma filosofia de manutenção e melhoria de desempenho das unidades geradoras baseado em análises de vida útil, viabilidade técnica e econômica.

Este trabalho trata dos aspectos e características que resultaram em aumento do desempenho, disponibilidade e consequentemente geração nas UHEs Ponte de Pedra e Salto Santiago. Serão descritas as principais características alteradas, projetos, resultados parciais e finais do desenvolvimento dos equipamentos, incluindo ensaios de laboratório em modelos reduzidos das turbinas. São apresentadas as informações que permitiram as revisões das garantias físicas, destacando os principais resultados, lições aprendidas e conclusões.

PALAVRAS-CHAVE

Modernização, Turbina Francis, Rendimento, Energia, Garantia Física, Rotor

1.0 - INTRODUÇÃO

Os projetos de modernização normalmente se justificam em virtude da obsolescência e final de vida útil dos principais equipamentos da usina. Com diferenças naturais entre equipamentos, fabricantes, tecnologias e histórico, é importante desenvolver uma base de avaliação para tais projetos que permita quantificar os benefícios de maneira ampla associando-os com os respectivos custos de diferentes escopos do projeto além de ser flexível para ajustes nas várias fases de um projeto. Os principais critérios adotados pela ENGIE Brasil Energia para avaliação em projetos de modernização são:

- a. Confiabilidade operacional: caracterizado pelo final de vida útil e obsolescência dos equipamentos. Diversos são os elementos que podem ser determinantes sob este critério, mas em geral acaba sendo balizado por alguns componentes do gerador. A avaliação deste critério é basicamente técnico, e visa garantir a disponibilidade das unidades geradoras a longo prazo, a redução de riscos operacionais e a segurança. Os benefícios financeiros associados a este critério quase sempre são indiretos;
- b. Possibilidade de repotenciação: avaliação da possibilidade de alteração da potência instalada e potência líquida de geração, podendo acarretar em alteração da garantia física de energia, capacidade instalada e e tarifas de transmissão. Esse aspecto em geral é tratado como uma oportunidade decorrente de outras mudanças necessárias em uma modernização. Contudo a repotenciação é a condição que traz o maior desafio técnico, em função das interfaces entre componentes originais (projetados para a potência original) e os novos componentes. Neste caso, a avaliação técnica envolve a cadeia dos principais equipamentos para a geração e escoamento da

energia propriamente dita: Turbina, Gerador, Disjuntor, Transformador Elevador e Linha Transmissão entre usina e subestação (ponto de conexão). Por outro lado, este critério é o que mais facilmente permite a avaliação do retorno do investimento, pois os valores de custo e receita são claramente definidos, respectivamente em contratos e incremento da garantia física da usina (compensação financeira);

- c. Aumento de rendimento: avaliação da possibilidade de aumento de rendimento da unidade geradora. Assim como a possibilidade de repotenciação este critério visa aumentar a Garantia Física. O grande potencial deste item está associado a evolução tecnológica envolvida nos principais elementos da turbina, entre eles o rotor, palhetas diretrizes, palhetas fixas, pré-distribuidor, modificações na caixa espiral e tubo de sucção. Também no gerador existem oportunidades de ganhos, onde a maior influência sobre o rendimento está associada aos materiais utilizados no núcleo, evolução dos materiais isolantes, melhorias no sistema de ventilação e alterações polares e estatóricas. Este critério também permite facilmente a avaliação do retorno do investimento;
- d. Faixa operativa da unidade geradora: A faixa de operação define qual a variação de potência que a unidade pode ser submetida de forma contínua e sem restrições que operador (Operador Nacional do Sistema – NOS, no caso brasileiro) tem à disposição para o despacho de carga. As necessidades operacionais de uma unidade geradora podem sofrer alterações ao longo do tempo, entre sua construção e após anos ou décadas de operação, devido as mudanças hidrológicas, a propósitos de uso complementar do rio ou reservatório, necessidades do sistema elétrico quanto ao atendimento a demanda, entre outros fatores. A eventual otimização de projeto envolvendo o campo operacional em geral não é considerado pelos agentes para alterar a remuneração de uma usina, contudo a maneira indireta de se obter tal benefício é o reflexo da mudança de faixa operativa sobre o rendimento médio da unidade geradora, delimitando o campo de operação em uma região que apresente a maior eficiência energética. Essa limitação visa sobretudo a utilização da unidade geradora, e da usina como um todo, em sua condição mais eficiente, sem necessariamente trazer limitações ao sistema elétrico. De maneira oposta, uma faixa operacional mais ampla, em geral tem como consequência um rendimento médio menor. Outras consequências, positivas ou negativas, associadas a este critério são a estabilidade, carregamentos dinâmicos que podem levar a fadiga e desgastes componentes. Os impactos financeiros são geralmente determinados indiretamente neste critério.

É necessário destacar que nem todos os critérios apresentados estão presentes nos projetos de modernização das usinas, mas é da combinação entre dois ou mais deles que em geral se obtém a otimização das oportunidades. Para isso é necessário um processo de avaliação, uniformização e equalização de propostas e projetos utilizando uma metodologia de capaz de associar três variáveis básicas (custo, solução técnica e risco) para tomada de decisão. A ENGIE Brasil Energia (EBE) aplicou um processo com a filosofia acima em duas de suas usinas hidrelétricas: UHE Ponte de Pedra (3 x 58,7 MW Turbinas Francis Vertical), com aproximadamente 10 anos de operação comercial; UHE Salto Santiago (4 x 355 MW Turbinas Francis Vertical) com mais de 35 anos de operação comercial.

Os principais fatores que motivaram os projetos das duas UHEs significativamente distintos entre si. No caso da UHE Ponte de Pedra, o desempenho cavitacional das turbinas Francis estava abaixo dos limites mínimos aceitáveis, enquanto que o fator determinante no caso da UHE Salto Santiago foi o final da vida útil de alguns componentes, em especial o enrolamento estatórico do gerador. Apesar de escopos técnicos bastante diferentes, em ambos projetos a ENGIE Brasil Energia, com base em análises técnicas e econômicas, definiu condições e requisitos para o projeto e fornecimento de novos componentes atualizados tecnologicamente, visando o aumento de rendimento das turbinas e geradores (este apenas no caso da UHE Salto Santiago), redução do desgaste cavitacional, maior estabilidade e menor vibração. O conjunto das mudanças nessas características, sobretudo o rendimento, permitiu o aumento da geração de energia, representado pelo ganho de garantia física de ambas as UHEs, analisadas e homologadas pelos agentes reguladores e governo. Também foram realizadas intervenções para corrigir problemas provenientes dos anos de operação e introduzir melhorias de projetos. Em ambos casos, os fornecedores realizaram um grande desenvolvimento para poderem ofertar e entregar equipamentos com desempenho que representam o “estado da arte” atual.

Apesar das diferentes motivações iniciais para cada usina, três dos quatro critérios apresentados foram considerados na definição do projeto, e consequentemente nas avaliações. Para ambas usinas o resultado final do processo de modernização permitiu o aumento da energia assegurada, envolvendo a troca dos rotores Francis das turbinas. O primeiro projeto a ser concluído foi o da Usina Hidrelétrica de Ponte de Pedra [2]. O segundo projeto foi o da Usina Hidrelétrica de Salto Santiago [1], que está com conclusão prevista para 2017, contudo três das quatro unidades geradoras já se encontram em operação.

É importante destacar que no ambiente regulatório brasileiro, onde se encontram os projetos mencionados, a EBE fez opção de apresentar os projetos básicos de modernização a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) antes da efetiva contratação de fornecedores, com o objetivo de solicitar uma revisão preliminar das garantias físicas das respectivas usinas. Para isso foram informados os melhores dados técnicos disponíveis até então, com base em cotações e propostas técnicas recebidas de renomados fornecedores. O resultado final, obviamente, estaria vinculado a comprovação técnica dos desempenhos previamente apresentados quando da conclusão dos projetos. Esta opção tinha como objetivo reduzir a incerteza vinculada as receitas adicionais decorrentes de ganhos de garantia física, permitindo decidir com menor risco o escopo final do projeto a ser contratado [1],[2]. Em ambientes regulatórios onde a receita das usinas é obtida de maneira distinta ao mencionado, como por exemplo o faturamento direto da

energia elétrica efetivamente produzida, as consultas prévias aos agentes regulatórios podem não trazer nenhuma redução de incertezas.

A comprovação final do aumento de desempenho foi obtida com os resultados de ensaios de campo para rendimento do gerador e turbina. Os rendimentos médios das unidades geradoras foram acrescidos aproximadamente em 2,2 p.p., no caso da UHE Ponte de Pedra, apenas com a substituição do rotor da turbina, e em 4,2 p.p. no caso da UHE Salto Santiago com a troca do rotor da turbina e estator do gerador. A faixa operacional das unidades também foi comprovada com ensaios de campo relacionando as vibrações e flutuações de pressão com potência e quedas. Cabe destacar que algumas das unidades geradoras, em ambos os projetos, já ultrapassaram marcos relevantes de inspeções de cavitação com resultados muito satisfatórios de redução significativa desgaste cavitacional após a modernização.

2.0 - USINA HIDRELÉTRICA PONTE DE PEDRA

2.1 Descrição da modernização

A Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra foi dimensionada uma potência instalada de 176,1 MW obtida através de três unidades geradoras de 58,7 MW (61,80 MVA com F.P. = 0,95) cada uma, acionados por turbinas hidráulicas do tipo Francis de eixo vertical com potência máxima de saída de 60,0 MW. Situa-se no rio Correntes, divisa entre os estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, no Brasil, nas coordenadas 17° 36' 31" de latitude Sul e 54° 49' 40" de latitude Oeste. A concessão para produção e comercialização de energia elétrica, de 1999, determinava a garantia física de 131,6 MWh/h e potência assegurada de 163,1 MW. Em 2008, a EBE (originalmente Tractebel Energia) fez a aquisição da empresa Ponte de Pedra Energética S.A., responsável pela usina desde a concessão, incorporando-a aos seus ativos de geração a partir desta data.

As três unidades geradoras entraram em operação entre julho e setembro de 2005. Desde o início da operação os rotores Francis instalados apresentaram desgastes cavitacionais que não atendiam algumas das garantias contratuais, em especial, o limite de profundidade para regiões com desgaste concentrado. Também ocorreram mudanças no rotor original, logo após a sua fabricação, com o intuito de prevenir eventuais trincas devido a esforços dinâmicos. Em função destes problemas nos rotores, a engenharia da EBE decidiu pela substituição de tais rotores por outros com um novo projeto hidráulico, e fabricado a partir de componentes fundidos e soldados, e não mais fundido em uma única peça, objetivando mitigar os riscos operacionais, que eram avaliados como significativos para a integridade das unidades geradoras a médio e longo prazos.

Sendo assim, um novo projeto hidráulico para o rotor da turbina foi concebido pela Andritz Hydro em seu centro de desenvolvimento de turbinas na Suíça. O objetivo deste projeto era de eliminar os problemas apresentados, superando as garantias de cavitação do contrato original além de apresentar melhor desempenho energético, através de maior rendimento e projeto otimizado para as condições operacionais reais. Tais condições foram representadas em uma tabela de ponderação de rendimentos, que serviu de base para a otimização do projeto do novo rotor. Para este caso, os estudos internos indicaram que não haveria viabilidade econômica em uma possível repotenciação. O ensaio de aceitação em modelo reduzido da nova turbina foi realizado no laboratório de ensaios de modelo reduzidos da Andritz Hydro em Araraquara/SP – Brasil. De acordo com os resultados obtidos, demonstrando evidente incremento de desempenho em termos de eficiência energética da turbina, os três novos rotores foram fabricados pelo fornecedor, em sua unidade fabril em Ravensburg, Alemanha.

Outro fator que contribuiu satisfatoriamente para a revisão da garantia física da usina, foi o melhor desempenho do gerador em relação aos valores originalmente contratados. Apesar de ser uma característica presente desde o início da operação comercial, tal fato não havia sido ainda considerado para o cálculo da garantia física (estava sendo utilizado o valor de rendimento estimado no projeto básico da usina). O rendimento do gerador havia sido medido durante um ensaio de campo, logo após a sua instalação. Como o gerador não passou por mudança durante a modernização os resultados daquele ensaio permanecem válidos.

Ha ainda, outros dois aspectos que tem influência na geração de energia decorrentes da modernização:

- a. Aumento da disponibilidade: a necessidade de reparos aos desgastes cavitacionais no rotor da turbina, demandava paradas anuais mais extensas do que o necessário para a correção dos problemas. Com a solução deste problema, houve um aumento da disponibilidade da usina.
- b. Perda de carga: o melhor rendimento global da turbina, permite que a potência demandada pelo sistema possa ser atingida com menor vazão e, portanto, a perda de carga média também ser menor.

A Figura 1 mostra fotos do novo rotor sendo instalado na unidade geradora 1 da usina



FIGURA 1 - Novo rotor Francis da Usina Hidrelétrica de Ponte de Pedra

2.2 Resultados obtidos

Os principais resultados obtidos com os novos rotores Francis estão resumidos na Tabela 1, onde são comparados com os valores originais.

TABELA 1 - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DAS UNIDADES GERADORAS DA USINA HIDRELÉTRICA DE PONTE DE PEDRA

Característica	Original	Modernizado
Rendimento nominal da turbina	95,00%	95,12%
Rendimento médio da turbina	-	94,84%
Rendimento máximo da turbina	95,62%	95,72%
Rendimento nominal do gerador (*)	98,00%	98,48%
Rendimento médio do gerador (*)	-	98,41%
Rendimento médio da unidade geradora	92,00%	93,26%
Queda líquida nominal	1.0 - 242,57 m	2.0 - 242,57 m
Perda de carga média (estimada)	3.0 - 3,50 m	4.0 - 3,18 m

(*) com FP=0,90

Foi realizado um Index Test na primeira unidade geradora modernizada para verificar algumas características da turbina, e confirmar o correto formato da curva de rendimento do protótipo em relação aos resultados de laboratório. Apesar de ser um teste que mede o rendimento relativo, ele pode trazer indicações de desvios de desempenho caso o formato da curva de rendimento se diferencie significativamente do obtido em ensaio de modelo reduzido.

As diferenças de desempenho entre as unidades original e modernizada permitiram recalcular a garantia física da usina, segundo a metodologia oficial da Empresa de Pesquisa Energéticas [5]. Mesmo sem considerar os efeitos positivos da redução da perda de carga média, a garantia física após a modernização foi de 133,5 MWh/h, diante de 131,6 MWh/h antes da modernização. Esta diferença representa um aumento de 1,44% na energia disponível para ser comercializada.

Outro resultado interessante já avaliado é relativo aos danos cavitacionais. As duas primeiras unidades modernizadas já ultrapassaram a marca de 8000 h de operação. As inspeções contratuais previstas para avaliar a condição do rotores não identificou nenhum sinal de cavitação após esse período, conforme apresentado na Figura 1. O desempenho de ambas superou significativamente as garantias estabelecidas para a modernização que estão apresentadas na TABELA 2. GARANTIAS CAVITACIONAIS PARA A USINA HIDRELÉTRICA PONTE DE PEDRA[3].

TABELA 2. GARANTIAS CAVITACIONAIS PARA A USINA HIDRELÉTRICA PONTE DE PEDRA

Critérios	Limites para 8000 h
Volume de material removido	60,5 cm ³
Profundidade máxima generalizada	2,2 mm
Profundidade concentrada (área menores que 60,5 cm ²)	3,3 mm
Proporção máxima da área cavitada por pá	2,7 %



Figura 1 - Rotor da unidade 1 da Usina Hidrelétrica de Ponte de Pedra durante a inspeção de 8000 h [3].

3.0 - USINA HIDRELÉTRICA PONTE DE PEDRA

3.1 Descrição da modernização

A Usina Hidrelétrica Salto Santiago foi dimensionada para abrigar seis unidades geradoras, contudo apenas quatro unidades foram instaladas. Atualmente a potência da usina é de 1420 MW obtida através de Geradores Elétricos de 355 MW (394,4 MVA com $FP=0,90$) cada um, acionados por turbinas hidráulicas do tipo Francis de eixo vertical com potência máxima de saída de 360,0 MW. Situa-se no rio Iguaçu, no estado do Paraná, Brasil, nas coordenadas $25^{\circ} 37' 15''$ de latitude Sul e $52^{\circ} 36' 57''$ de latitude Oeste. A concessão para produção e comercialização de energia elétrica determinava a garantia física de 723 MWh/h a partir de 2002 [1].

As quatro unidades geradoras entraram em operação entre dezembro de 1980 e setembro de 1982, e sempre apresentaram desempenho adequado e dentro do esperado. O desgaste nos rotores provocado por cavitação era considerado moderado, porém respeitando as garantias originais apesar de demandar reparos regulares. Havia uma oscilação de eixo considerada desfavorável nas unidades, principalmente em faixa crítica de operação em cargas parciais. As unidades possuíam válvulas de admissão de ar através do eixo que atenuava os efeitos dos vórtices centrais de carga parcial, que eram a principal fonte de excitação dinâmica nestas condições operacionais. Porém estudos de engenharia também indicaram que o projeto das tampas superiores das turbinas apresentava uma baixa rigidez, o que contribuía para uma maior oscilação do eixo.

Os geradores, após trinta anos de operação, começaram a apresentar os primeiros sinais que estavam atingindo o final da vida útil do isolamento das barras estatóricas. Em um intervalo de dois anos ocorreram três falhas associadas ao envelhecimento da camada isolante, impondo em uma necessária restrição operacional. Após investigação mais detalhada, além de consulta a literatura disponível, foi determinado uma reforma imediata em todos os geradores. Em razão do contexto apresentado, a engenharia da EBE decidiu pela ampla modernização das unidades geradoras, incluindo a reforma completa do gerador e da turbina, incluindo substituição dos rotores Francis da turbina por novos, com projeto hidráulico mais avançado. Nesta oportunidade também foi avaliado uma reopotenção, porém não houve viabilidade econômica.

Após o processo de seleção com diversos fornecedores, onde foi atribuído um grande peso aos aspectos técnicos de desempenho e confiabilidade, foi selecionada a Voith para executar este projeto de modernização. O projeto da nova turbina foi conduzido pela equipe de desenvolvimento hidráulico do fornecedor, localizada na Alemanha. Houve uma etapa de desenvolvimento interno acompanhada por um ensaio de modelo reduzido preliminar da nova turbina, no laboratório de ensaios de modelo reduzidos do próprio fornecedor localizado em Heindenheim, Alemanha. Este ensaio permitiu avaliar as características técnicas mais importantes antes do ensaio de aceitação. O objetivo deste ensaio preliminar era antecipar algumas etapas fabris, o que permitiu uma otimização do cronograma do projeto. A comprovação dos desempenhos garantidos e outras características do novo rotor foi realizada no laboratório de Máquinas Hidráulicas (LMH) da Escola Politécnica Federal de Lausane (EPFL), Suíça, através de ensaio de modelo reduzido. O desempenho obtido neste ensaio superou as garantias, sobretudo o rendimento [1].

O ensaio de modelo também indicou que possivelmente o desgaste cavitacional no rotor seria inferior as garantias, visto que a visualização da cavitação (bolhas de vapor de água) para diversas condições operacionais indicou que o comportamento cavitacional era bastante satisfatório, pois havia uma margem confortável, medida através o coeficiente de cavitação Sigma Thoma, entre as condições operacionais mais críticas e o Sigma-1% (coeficiente onde a cavitação provoca a queda de rendimento de 1% em relação a condição sem cavitação). Contudo as verificações das garantias de desgaste só poderiam ser avaliadas em protótipo após o tempo de operação previsto.

A Figura 2 mostra fotos do novo rotor sendo instalado, em novembro de 2016, na quarta unidade gerador da Usina Hidrelétrica de Salto Santiago. Esta unidade está atualmente sendo reformada.



Figura 2 - Novo rotor Francis da Unidade Geradora 4 da Usina Hidrelétrica de Salto Santiago, na área de montagem e passando através do estator

As garantias solicitadas para o nível de rendimento do gerador também eram superiores ao do projeto original e refletiam o progresso tecnológico das últimas décadas. Contudo a comprovação do rendimento do gerador só foi possível durante os testes de campo.

3.2 Resultados obtidos

Os principais resultados obtidos com os novos rotores Francis estão resumidos na Tabela 3. Também foram incluídos os valores utilizados originalmente representando a condição para o cálculo da garantia física de energia do projeto original.

TABELA 3 - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DAS UNIDADES GERADORAS DA USINA HIDRELÉTRICA DE SALTO SANTIAGO [1]

Característica	Original	Modernizado
Rendimento nominal da turbina	91,00%	94,71%
Rendimento médio da turbina	-	95,40%
Rendimento máximo da turbina	-	96,49%
Rendimento nominal do gerador (*)	98,86%	98,96%
Rendimento médio do gerador (*)	98,81%	98,92%
Rendimento médio da unidade geradora	90,00%	94,27%
Queda líquida nominal	102,0 m	102,0 m

(*) com $FP=0,95$

Foi realizado um Index Test na primeira unidade modernizada para verificar algumas características da turbina, e confirmar o correto formato da curva de rendimento do protótipo em relação aos resultados de laboratório.

Outro resultado relevante já avaliado é relativo aos danos cavitacionais [4]. As duas primeiras unidades modernizadas já ultrapassaram a marca de 8000 h de operação e foram realizadas inspeções em ambas. A Figura 3 apresenta fotos da inspeção realizada após 8000 h de operação na unidade geradora 1. Foram observados apenas indícios de cavitação em algumas pás e na cinta do rotor, porém abaixo dos limites garantidos para este período. Devido a importância que os reparos de cavitação possuem para esta Usina, foi definido contratualmente que para este projeto a avaliação de desgastes cavitacionais se estenderá até 16000h de operação para cada geradora, situação ainda não atingida até este momento.

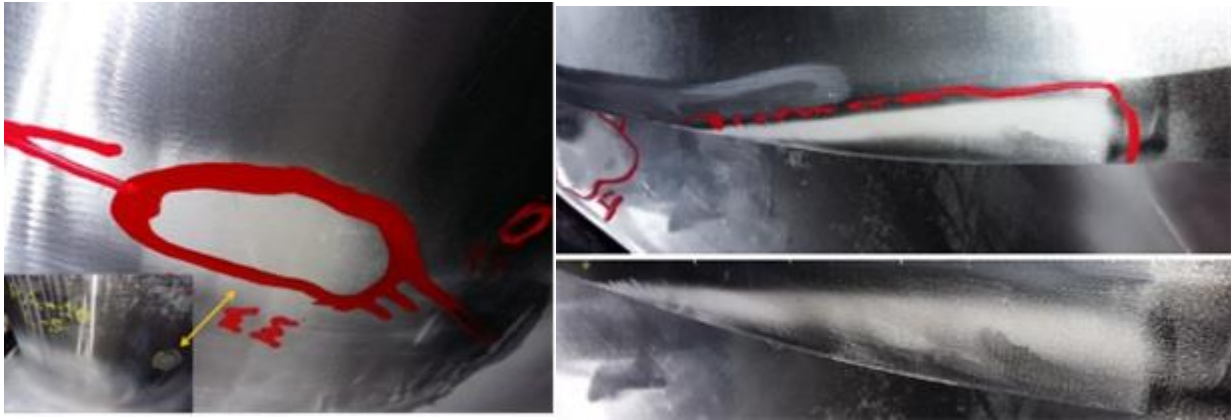


Figura 3 - Rotor da unidade geradora 1 da Usina Hidrelétrica de Salto Santiago durante a inspeção de cavitação de 8000 h. Apenas vestígios de cavitação foram observados [4]

As diferenças de desempenho entre as unidades geradoras originais e modernizadas permitiram recalcular a garantia física da usina, segundo a metodologia oficial da Empresa de Pesquisa Energéticas (EPE). O valor da garantia física de 747,2 MWh/h foi originalmente calculado pela EPE considerando como base a colina de rendimentos preliminar, a qual apresentou um rendimento médio ponderado de 94,76%, isto é, um pouco inferior ao valor final obtido em laboratório independente. Mesmo assim a nova garantia física representa um aumento de 3,35% na energia disponível para ser comercializada. Contudo, devido ao desempenho final ter superado o valor preliminar, foi solicitado pela EBE ao poder concedente o reconhecimento do ganho adicional devido ao melhor rendimento (95,40%), o que permitirá um pequeno aumento na garantia física.

4.0 - CONCLUSÃO

Grande parte das usinas hidrelétricas do Brasil já atingiu mais de 30 anos de operação. Segundo a ANEEL, em 2015, cerca de 46% das instalações do parque brasileiro, ou aproximadamente 43 GW já atingiu essa condição. A Engie Brasil Energia possui três usinas que estão dentro deste conjunto, pois foram construídas nas décadas de 1970 (UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório) e década de 1980 (UHE Salto Santiago). Apesar do tempo de operação ser um dos fatores que mais determinantes para uma modernização ou repotenciação, a experiência da EBE reforça a ideia de que não existe uma situação simples para a tomada de decisão a respeito de uma modernização ou repotenciação de unidades geradoras de uma hidrelétrica. Por essa razão a engenharia da empresa está sempre avaliando as condições técnicas dos equipamentos. O processo de avaliação dos ativos, envolve ao mesmo tempo os critérios técnicos e econômicos para definir o melhor momento e escopo para uma grande intervenção, como uma modernização abrangente como as descritas neste artigo.

Os casos de modernização aqui apresentados foram motivados por situações distintas, conforme já apresentado, destacando sobretudo que uma das usinas tinha pouco mais de dez anos de operação comercial (UHE Ponte de Pedra), enquanto a outra usina (UHE Salto Santiago) estava próxima aos trinta e cinco anos de operação. Porém utilizando os critérios corretos e buscando sempre uma avaliação ampla foi possível obter ganhos energéticos com a troca dos rotores Francis nos dois casos, e a reforma do gerador na UHE Salto Santiago, contribuindo com o aumento das receitas e conseqüentemente favorecendo a viabilidade econômica.

Os resultados técnicos obtidos, até este momento, com os projetos foram positivos, com destaque a inexistência de desgaste cavitacional nos rotores da UHE Ponte de Pedra. Vale destacar que todas as unidades já modernizadas nas duas usinas ainda estão com pouco tempo de operação relativamente, sendo portanto, normal que algumas falhas ainda estejam presentes nos próximos meses, contudo tais problemas tem sido solucionados pelos respectivos fornecedores.

Dentre as lições aprendidas nestes projetos, a ENGIE destaca a necessidade de um planejamento intenso, desde a fase de consulta dos fornecedores, com clareza nos resultados que se busca com a modernização, especialmente quando se busca a revisão da garantia física. O processo é bastante longo e exige a organização dos argumentos técnicos com as respectivas provas e justificas. No caso da modernização da UHE Salto Santiago, foi solicitado a revisão previa extraordinária da garantia física antes mesmo da assinatura do contrato com o fornecedor. Para tal solicitação foram utilizadas estimativas e informações disponibilizadas por potenciais fornecedores no período pré-proposta para justificar tecnicamente o pedido da revisão. Essa ação foi essencial para reduzir o risco da ENGIE na avaliação do escopo final da modernização, sobretudo a inclusão do fornecimento de um novo rotor para as unidades geradoras. Com os valores previamente homologados pela Aneel, e com as propostas técnicas e comerciais foi possível realizar os estudos de viabilidade. Devido aos bons resultados obtidos esse processo se tornou padrão para as futuras modernizações.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) F.A.C Ribas, “Modernização da usina hidrelétrica Salto Santiago - Processo: ANEEL48500.004022/2011-03 - Revisão da garantia física”, Engie Brasil Energia, maio 2015
- (2) A.P. Ferretti, “Modernização da usina hidrelétrica Ponte de Pedra - Processo: ANEEL48500.006330/2013-27- Revisão extraordinária da garantia física”, Engie Brasil Energia, julho 2015.
- (3) R. Straatmann, M. Trettel e M. Castellar, “UHPP – Relatório de Inspeção do Rotor UG1 8000h”, Andritz Hydro Inepar, maio 2016.
- (4) “UHE Salto Santiago – Protocolo de Inspeção EV e LP – 8000 h – Rotor Francis”, Voith, março 2016.
- (5) “Nota Técnica EPE-DEE-RE-037-2011-r1”, EPE Empresa de Pesquisa Energética, janeiro 2016
- (6) A.P. Ferretti, “Modernización de turbinas francis – experiencia con las usinas hidroeléctricas de ponte de pedra y salto Santiago”, XVII ERIAC Decimoséptimo Encuentro Regional Iberoamericano De Cigré, março 2017

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Alexandre Puls Ferretti (*), nascido em 19/12/1974, em Santo André/SP. Graduado em Engenharia Mecânica, pela Unicamp em 1997, e pós-graduado em Gestão de Projetos pela Fundação Vanzolini/USP, em 2002. Trabalhou por 17 anos em multinacionais como Alstom, GE e Andritz. Desde 2015 trabalha com Engenharia de Manutenção na Engie.

Fernando Luiz Hain, nascido em Rancharia – SP, em 27/12/1983. Formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE - campus Foz do Iguaçu-PR, em 2007. Atua na área de Geração Hidráulica há 9 anos, sendo 2 na área de Manutenção e 7 na área de Engenharia de Manutenção da Engie.

Renato Vargas Del Frari, nascido em 20/11/1985, em Erechim/RS. Graduado em Engenharia Mecânica, pela Universidade de Passo Fundo em 2010, e MBA em Gestão de Projetos pela FGV, em 2013. Desde 2011 trabalha na Engie, como Engenheiro de Manutenção da hidrogeradores da Engie.

Marcéu Couto dos Santos, nascido em Medianeira-PR, em 03/10/1981. É formado Técnico em Eletromecânica pela UTFPR-MD em 1999, formado em Tecnologia em Eletromecânica pela UTFPR-PB em 2007 e formado em Engenharia Mecânica pelo FAG em 2014. Tem experiência de 15 anos com Manutenção e Engenharia de Usinas Hidrelétricas, trabalhando na Engie.

Leonir Juarez Cibulski, nascido em Itatiba do Sul/RS, em 30/01/1986. Formado em Eng. Mecânica pela Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões - Campus de Erechim/RS, atua na área de Geração Hidráulica há 12 anos, sendo 9 na área técnica e 3 na Engenharia de Manutenção da Engie.

Paulo Henrique Santos Feitosa, nascido em 07/05/1983, em Passos/MG. Graduado em Engenharia Elétrica, pela Unifei em 2006, e pós-graduado em Sistemas Elétricos de Potência, em 2012. Desde 2007 trabalha na Engie, como Engenheiro de Manutenção da hidrogeradores da Engie.

(*) Autor de contato