



**XXIII SNPTTE
SEMÍNÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GMI/03
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - XII

GRUPO ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERÊNCIAS DE MANUTENÇÃO – GMI

OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS: FUNDAMENTOS PARA ALCANÇAR E GARANTIR ALTOS NÍVEIS DE DISPONIBILIDADE E CONFIABILIDADE

Daniel Martins Cardoso
ALSTOM ENERGIAS RENOVÁVEIS LTDA

Cornelis J. v. d. Poel Filho (*)
ALSTOM ENERGIAS RENOVÁVEIS LTDA

RESUMO

Todas as atividades de O&M são organizadas e planejadas para se alcançar ou superar o índice de disponibilidade previamente definidos. A disponibilidade está diretamente relacionada ao conceito de confiabilidade que por sua vez depende de dois fatores principais: a probabilidade de paradas e a duração dessas paradas. A confiabilidade é mantida considerando, entre outras, três prioridades fundamentais: a operação dos equipamentos dentro das suas condições de projeto e limites associados, a execução de uma manutenção de alta qualidade nos equipamentos e à manutenção de um estoque de sobressalentes adequado. Estudos de casos de O&M baseadas nesses conceitos serão apresentados.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas Hidrelétricas, Operação, Manutenção, Disponibilidade, Segurança.

1.0 - INTRODUÇÃO

Como regra geral as atividades de O&M exercidas visam os seguintes objetivos:

- Aperfeiçoar processos para estender a vida útil das centrais hidrelétricas e seus componentes;
- Maximizar a disponibilidade, flexibilidade e confiabilidade das Centrais Hidroelétricas;
- Maximizar a produção das Centrais Hidrelétricas;
- Otimizar os custos operativos melhorando e modificando processos;
- Preservar a segurança e a saúde das pessoas;
- Preservar a segurança das instalações e equipamentos;
- Preservar a integridade do Meio Ambiente e a prevenção de contaminações, em atendimento as legislações vigentes e normativas aplicáveis para o meio ambiente;
- Prevenção de riscos no trabalho mantendo-se a qualidade das atividades desenvolvidas.

De maneira sucinta serão abordados todos os aspectos das atividades relacionadas com a geração de energia, englobando aqui a central hidrelétrica, a subestação adjunta, a linha de transmissão para interligação com o agente receptor da energia gerada, a gestão do reservatório e controle da vazão defluente, os serviços administrativos e de supervisão gerencial do empreendimento e a manutenção e conservação das instalações civis e vias de acesso.

1 DISPONIBILIDADE E OPERAÇÃO

A disponibilidade está diretamente ligada ao conceito de confiabilidade a qual depende de dois fatores: a probabilidade de ocorrerem interrupções na geração da energia e a duração destas interrupções. A confiabilidade é mantida atendendo-se a, entre outros, três requisitos: operar os equipamentos dentro dos parâmetros para os quais foram projetados, executar uma manutenção de boa qualidade e manter componentes de reserva em quantidades suficientes e sob controle de qualidade durante os períodos de armazenamento.

Nas usinas com potência acima de 30 MW e integradas ao SIN (Sistema Integrado Nacional), os resultados da manutenção incidem diretamente sobre a disponibilidade das unidades geradoras e determinam os níveis garantidos de comercialização da energia produzida. Com relação a cada usina participante do MRE (Mecanismo de Redução da Energia Assegurada (1)), despachada centralmente, em cada mês de apuração, o Índice de Disponibilidade Verificada **ID_{pm}** deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula do ONS (Operador Nacional do Sistema (2)):

$$ID_{pm} = (1 - TEIF_{pm}) * (1 - TEIP_{pm})$$

Onde: ID_{pm} = Índice de Disponibilidade;
TEIF_{pm} = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;
TEIP_{pm} = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada.

As PCH's (Pequenas Centrais Hidroelétricas) não participam do Mecanismo de Relocação de Energia (MRE) e as penalidades e/ou bônus incidentes sobre o desempenho da geração dependem exclusivamente do contrato entre o produtor e o comprador da energia gerada, sendo que para a determinação de seu índice de disponibilidade se utiliza a seguinte formulação:

$$DISP = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i \times HD_i)}{\sum_{i=1}^N (P_i \times HP_i)} \times 100$$

Onde: DISP = [%];
HD_i = número de horas disponíveis do equipamento *i*;
HP_i = número de horas de existência do equipamento *i* no período considerado;
P_i = potência efetiva do equipamento *i* homologada na ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica) [MW];
N = número total de equipamentos;
i = contador número de equipamentos.

O uso correto da energia hidrelétrica, disponível em quantidades limitadas na forma de água armazenada nos reservatórios, torna a operação de um sistema hidrelétrico complexa, pois estabelece um compromisso entre a decisão de operação imediata e as consequências futuras desta decisão. O horizonte do planejamento da operação depende fundamentalmente das características hidrológicas das bacias e da capacidade de regulação dos reservatórios das usinas que compõem o sistema de geração.

Desta maneira, as intervenções de manutenção que necessitem da parada total da unidade geradora ou de qualquer equipamento, tais como disjuntores, transformadores chaves seccionadoras, barramentos, etc., devem ser programadas, desde que possível para os períodos historicamente de baixos índices pluviométricos.

2 ESTRUTURA E ORGANOGRAMA

As equipes de manutenção e operação alocadas nas usinas são estruturadas para atender as necessidades de mão de obra da operação e para as intervenções da manutenção, mas sempre se tendo em conta as peculiaridades de cada empreendimento hidrelétrico. Um organograma exemplo é apresentado na FIGURA 1. Dentre estas peculiaridades podem-se destacar os riscos da operação hidráulica dos reservatórios, envolvendo aqui, inundações a jusante ou a interrupção do fluxo do rio, prejudicando a captação d'água para consumo humano ou industrial. Nestes casos, as manobras de abertura ou fechamento das comportas do vertedouro, em situação de emergência, caracterizam um ponto crítico da operação.

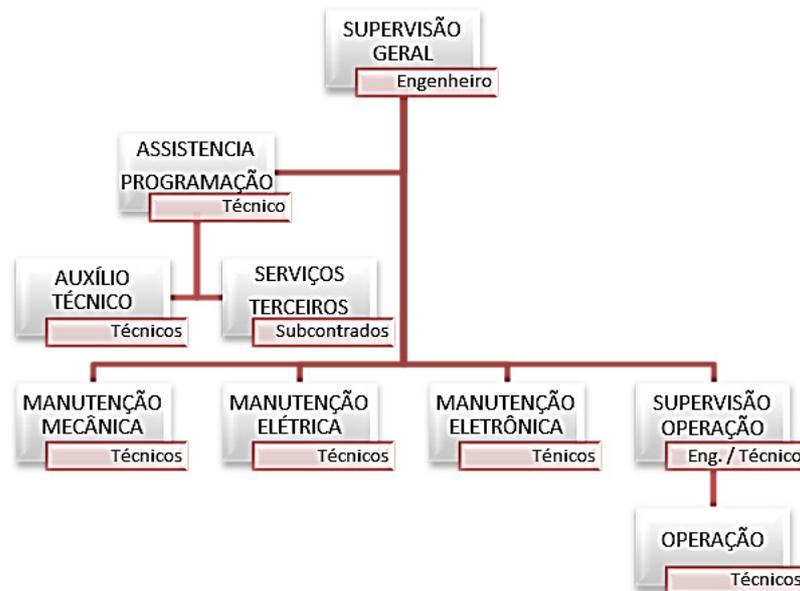


FIGURA 1 – Exemplo de organograma padrão

O treinamento das equipes de O&M (3) deve contemplar, além das atualizações dos conhecimentos técnicos nos equipamentos, o conhecimento do Manual de Operação Sob Condição de Emergência. Este manual deve conter a descrição de todas as características técnicas da usina e do reservatório, as restrições hidráulicas à montante e à jusante da barragem, contatos com as autoridades locais, contatos com corpo de bombeiros, com hospitais além de fornecedores de serviços, materiais básicos e alimentação, entre outros.

2.1 Capacitação da mão-de-obra

A capacitação dos funcionários além dos pontos iniciados acima deve envolver, no mínimo, os seguintes aspectos:

- Treinamentos de integração de novos empregados;
- Treinamentos no ambiente da usina, prático e teórico, para os funcionários sobre os equipamentos da instalação;
- Avaliação da qualificação;
- Elaboração do plano de desenvolvimento de pessoal;
- Implantação e divulgação do programa 5S e de melhoria contínua nas instalações;
- Implantação / Avaliação e treinamento dos processos de qualidade como a ISO9001.

2.2 Manutenção: programação e atividades desenvolvidas

A execução das intervenções programadas de inspeção e manutenção é distribuída no tempo atendendo as necessidades dos equipamentos de forma diária, semanal, mensal, semestral, anual e quinquenal. Há ainda que se considerar uma revisão geral da unidade geradora com desmontagem total dos equipamentos, onde neste caso, como se trata de um evento de grande porte, realizado a cada 25 anos ou mais e em média com duração entre 06 a 12 meses, envolve a preparação e programação das atividades com antecedência aproximada de 02 anos da data da parada.

As atividades diárias da manutenção consistem em inspeções onde se observa a ocorrência de anomalias, como: odores, níveis de óleo, temperatura, vibrações, ruídos, infiltrações d'água, vazamentos de óleo, de ar ou água em todos os equipamentos incluindo-se aqui a subestação elevadora de tensão e as comportas dos vertedouros.

As atividades semanais da manutenção se estendem à verificação do funcionamento de outros equipamentos como: das bombas de drenagem e de esgotamento das turbinas, verificação do estado das baterias do motor de arranque do grupo gerador de emergência da usina, do estado dos retificadores e baterias do sistema de corrente contínua; verificação dos painéis elétricos e dos contatos das chaves seccionadoras e conexões dos equipamentos da subestação elevadora e verificar em detalhe as escovas do rotor gerador.

As atividades mensais da manutenção envolvem testar o funcionamento das pontes rolantes da casa de força e dos pórticos do vertedouro, verificar o funcionamento do sistema do regulador de velocidade da turbina que está em regime *stand by*, fazer a operação e testes no sistema do grupo gerador de emergência da usina, testar a operação das bombas dos sistemas da usina, sejam estas de operação ou para o sistema anti-incêndio, além dos cilindros de CO₂ dos geradores, chegando até a verificar caixas separadoras da usina e subestação.

As atividades semestrais da manutenção envolvem executar a operação manual com carga do gerador de emergência da usina, coletar amostras de óleo das principais unidades da usina para análise laboratorial, verificar os relés temporizados e dos relés dos sistemas de proteção do gerador e da subestação, verificar a operação do sistema de iluminação de emergência da usina e da subestação, fazer a inspeção de todos o sistema anti-incêndio da planta hidroelétrica, além de outras inspeções específicas e vitais para a boa atuação e resultado das manutenções preventivas nas usinas.

As atividades anuais de manutenção exigem uma preparação com maior antecedência com relação à data de início dos serviços, pois envolvem a aquisição de componentes e materiais a serem utilizados especificadamente neste momento de manutenção, além de necessitar de um planejamento no quadro de pessoal para distribuição de tarefas e organização destas intervenções. Normalmente os serviços têm duração de cerca de 10 dias dependendo das condições e ações planejadas. Nesta atividade a unidade geradora deve ser parada, esgotada e aberta, mas não há necessidade de desmontagem total, havendo uma atuação dirigida para os subsistemas de maior demanda. A manutenção anual envolve trabalhos de limpeza no gerador com materiais apropriados, medições diversas no mesmo, como nas bobinas e polos, além das inspeções em mancais e vedações para verificação, faz-se a limpeza das tubulações do sistema de troca de calor, do sistema óleo dinâmico, verifica-se o estado das bobinas do enrolamento estatórico. Faz-se a inspeção para a verificação das pás fixas e móveis da turbina com material e equipamento apropriado, além da verificação da existência de pontos de cavitação na turbina através de um processo criterioso. Na subestação são realizados os ensaios e medições nos disjuntores e chaves seccionadoras, transformador elevador e dos transformadores de medição e proteção. É realizado o comissionamento dos cabos do sistema de supervisão e proteção. Verificam-se os ajustes dos relés do sistema de proteção e de todos os relés temporizados com trabalhos específicos. Faz-se a aferição de medidores do processo. Efetua-se um ensaio em situação normal de operação do gerador de emergência da usina com este assumindo as cargas de operação em modo automático.

As manutenções quinquenais são preparadas com uma antecedência ainda maior que as anuais, pois envolvem as mesmas atividades realizadas nas manutenções anuais, mas além da abertura e esgotamento da turbina e da abertura do gerador, há a uma desmontagem maior das unidades. Além das atividades citadas são verificadas as cunhas de fixação e demais ensaios e testes nas bobinas do estator do gerador.

2.3 Manutenção: diagnose dos equipamentos.

Do ponto de vista da manutenção, pode-se conceituar a diagnose como sendo um laudo sobre a condição e confiabilidade, tomando-se como base, análises obtidas nos ensaios realizados no equipamento. Como tal, e similarmente ao que é feito na medicina, a diagnose é não invasiva, ou seja, não se abre o equipamento para observar sua condição; ela é não destrutiva, ou seja, o equipamento não fica sujeito a um eventual dano em função dos ensaios realizados; e também é preditiva, ou seja, o laudo elaborado prediz a condição do equipamento, o que pode estar sujeito a graus de incerteza em função de as técnicas serem em grande parte estatísticas.

De posse dos resultados da diagnose, pode-se otimizar o planejamento de manutenções preventivas ou mesmo a substituição programada, tendo como resultado a minimização dos impactos na cadeia produtiva da empresa além da redução do ativo imobilizado na forma de sobressalentes.

2.4 Diagnose aplicada a transformadores.

Os principais itens analisados para diagnosticar transformadores são:

- Óleo isolante;
- Papel isolante.

Os principais ensaios em óleo isolante de transformadores são: a cromatografia, ensaios físicos químicos, entre outros para determinação de resultados que possibilitem um diagnóstico preciso.

Durante a operação de equipamentos com óleo mineral isolante, este e outros materiais isolantes sofrem com a ação da temperatura e de tensões elétricas um processo de decomposição química, que resulta na formação de gases que se dissolvem total ou parcialmente no óleo. É possível relacionar a existência de determinados gases com a natureza do defeito, ou com o material por este atingido.

A classificação dos defeitos através dos gases requer o conhecimento básico da química dos materiais utilizados e ainda a combinação desses dados com os obtidos pela experiência prática de análise de equipamentos que apresentam defeitos.

As principais falhas a considerar na geração dos gases são:

- Superaquecimento;
- Corona;
- Arco voltaico;
- Eletrólise da água existente no sistema;
- Reação da água contida no óleo com o ferro da carcaça.

Sendo que os gases associados às falhas podem ser elencados conforme a TABELA 1.

TABELA 1 – Análise defeitos a partir dos gases associados

MATERIAL	DEFEITO	GAS - CHAVE
Óleo	Arco	Acetileno
	Corona	Hidrogênio Metano
	Sobreaquecimento	Etileno
Papel	Corona	Hidrogênio Monóxido de Carbono
	Sobreaquecimento	Monóxido de Carbono Dióxido de Carbono
Água	Eletrólise	Hidrogênio

2.5 Diagnose aplicada a grandes máquinas rotativas.

Dados estatísticos indicam que a maior causa de falha de maior impacto em máquinas elétricas rotativas, representando entre 40% a 50% de indisponibilidade da planta ocorre no sistema de isolamento estático, conforme FIGURA 2 abaixo.

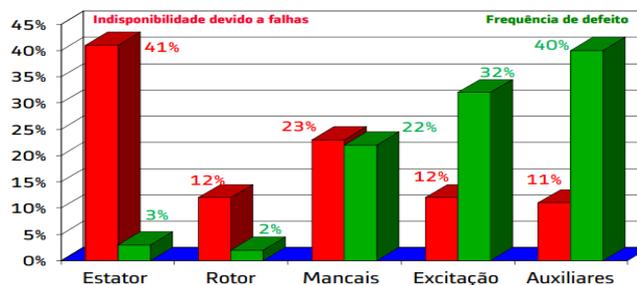


FIGURA 2 – Principais indisponibilidades e causas

O envelhecimento da isolamento segue uma curva de degradação térmica que é severamente afetada pelo número de partidas e paradas, pela frequência com que as mesmas ocorrem, bem como variações de carga no equipamento. Adicionalmente, o esforço imposto ao sistema de isolamento está em níveis maiores comparando com níveis anteriores, isto pelo aumento de produção e otimização de recursos.

Com as análises que são efetuadas em máquinas rotativas, é possível alcançar a detecção de:

- Estado de cura da resina aplicada nas bobinas;
- Folga existente entre a bobina e o canal do pacote (ranhura);
- Compatibilidade da bobina entre o canal e isolante com o condutor de uma bobina;
- Presença de descargas nas superfícies de uma bobina;
- Presença de contaminantes nas bobinas e sua localização;
- Quantidade de umidade existente na isolamento;
- Nível de envelhecimento da isolamento;
- Presença de cargas móveis e ionização da região da ranhura;
- Quantidade de volume de vazios existentes internamente na isolamento e na ranhura;
- Determinação da natureza das descargas parciais;
- Estimativa da vida remanescente dos enrolamentos;
- Programação de intervenções programadas.

O envelhecimento do isolamento de uma máquina elétrica rotativa é geralmente causado pelos seguintes fenômenos:

- Despolimerização do isolamento em função de temperaturas elevadas, levando ao surgimento de espaços vazios entre o isolamento e o núcleo de ferro ou entre o isolamento e o condutor de cobre, e que desencadeiam o processo de descargas parciais ao longo do tempo de operação;
- Estresse mecânico pela dilatação e contração do isolamento ao longo das diversas partidas, paradas e sobrecargas, podendo levar a trincas no isolamento que potencializam o efeito das descargas parciais, além de serem potenciais pontos de fuga a terra no isolamento;
- Degradação externa da pintura semicondutora e do isolamento por efeito corona pela deposição de contaminantes (umidade, partículas sólidas, óleo) nas cabeças de bobina e dentro das ranhuras. Isso leva

à dissipação de calor nos pontos de maior intensidade do fenômeno e à desagregação mais acentuada do isolamento nessas áreas;

- Abrasão do isolamento por partículas sólidas, o que pode acelerar o efeito corona na superfície do isolamento.

Os testes elétricos considerados para identificação destes são:

- Resistência de isolamento (IA) e índice de Polarização (IP);
- Absorção DC;
- Teste de capacitância e tangente δ (tangente delta);
- Descargas parciais;
- Análise espectral da corrente de funcionamento.

2.6 Linha de transmissão: inspeção e manutenção.

As inspeções na linha de transmissão são realizadas periodicamente e constam dos seguintes eventos de manutenção:

- Inspeção termográfica;
- Verificação do estado dos isoladores, cabos de energia e cabos para-raios;
- Verificação do estado da vegetação na faixa de servidão;
- Verificação do estado dos taludes e das bases quanto a erosões;
- Verificação dos seccionamentos das cercas que cruzam a linha de transmissão.
- Verificação do estado das estruturas de suporte (torres metálicas ou postes de concreto).

Estas inspeções e as pequenas intervenções são realizadas com o auxílio de veículo apropriado, normalmente uma caminhonete com tração especial. Substituição de estruturas de suporte e de longos trechos de cabos são eventos de ocorrência rara e por isto, quando necessário, os serviços são terceirizados para empresas especializadas.

3 ESTUDOS DE CASOS

Resultados de três estudos de casos de O&M executados com os conceitos anteriormente expostos são apresentados nesta seção. Tratam-se das PCH's Criúva, Palanquinho e Jararaca.

Os documentos utilizados nas atividades e gerenciamento de O&M nessas usinas podem ser resumidos como:

- | | |
|--|-------------------------------------|
| • SS – Solicitação de Serviço | • PM – Programa de Manutenção |
| • RT – Roteiro de Trabalho | • MI – Manobra de Isolamento |
| • IT – Instrução de Trabalho | • APR – Análise Preliminar de Risco |
| • FM – Folha de Medição | • CI – Cartão de Impedimento |
| • AES – Autorização para Execução de Serviço | • CA – Cartão de Aviso |
| • PES – Programa de execução de Serviço | |

São elaborados relatórios diários de produção de energia e de ocorrências nas usinas. Todas as paradas das unidades geradoras, intervenções em qualquer equipamento, ocorrências na subestação e interrupções na linha de transmissão são relatadas em relatórios exclusivos e contabilizadas para se determinar o desempenho da operação, da manutenção e da produção de energia.

Os indicadores de desempenho são subsídios para os estudos do planejamento anual da manutenção e operação das usinas despachadas pelo ONS. A formulação para o cálculo destes indicadores está de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, e com a Resolução ANEEL nº 140 (4).

Os objetivos de se realizar o acompanhamento destes indicadores de desempenho são:

- Apuração dos resultados do desempenho da manutenção segundo um critério único nacional;
- Acompanhamento da tendência dos indicadores de desempenho da manutenção das usinas;
- Identificar indicadores de desempenho em sua faixa normal, de alerta e insatisfatório (definição ANEEL);
- Auxílio no estudo de estratégias de Manutenção e Operação.

Os principais indicadores de desempenho da manutenção acompanhados e analisados para as três usinas em questão foram: Disponibilidade (ou DISP), Indisponibilidade Forçada e Indisponibilidade Programada. Os resultados referentes à operação em 2014 são apresentados nas FIGURAS 3, 4, 5, 6, 7 e 8 (5).

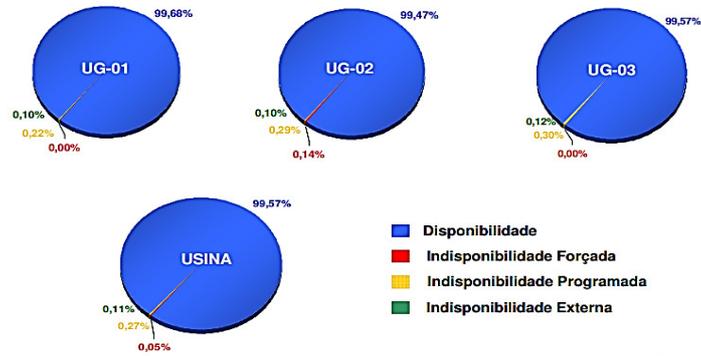


FIGURA 3 – PCH Criúva (Rio Grande Sul)

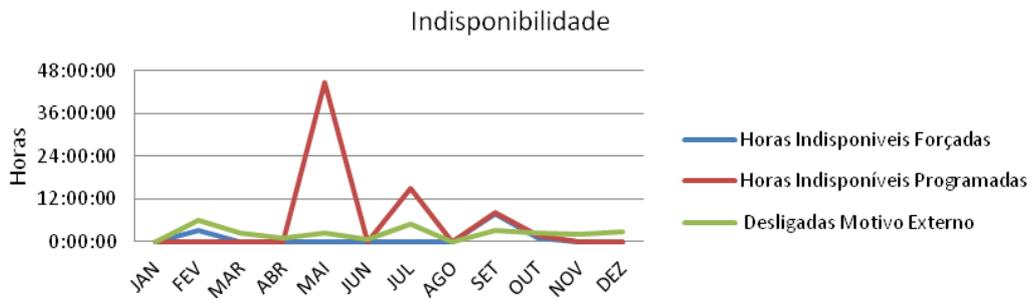


FIGURA 4 – PCH Criúva (Rio Grande Sul)

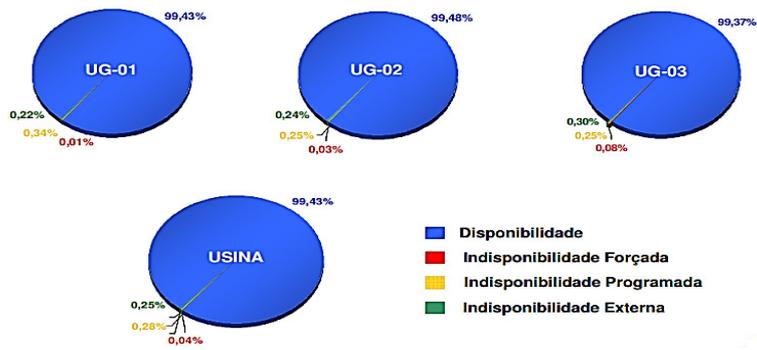


FIGURA 5 – PCH Palanquinho (Rio Grande Sul)

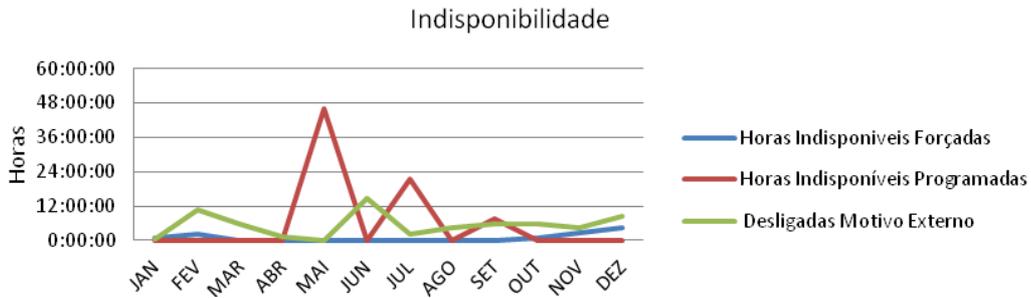


FIGURA 6 – PCH Palanquinho (Rio Grande Sul)

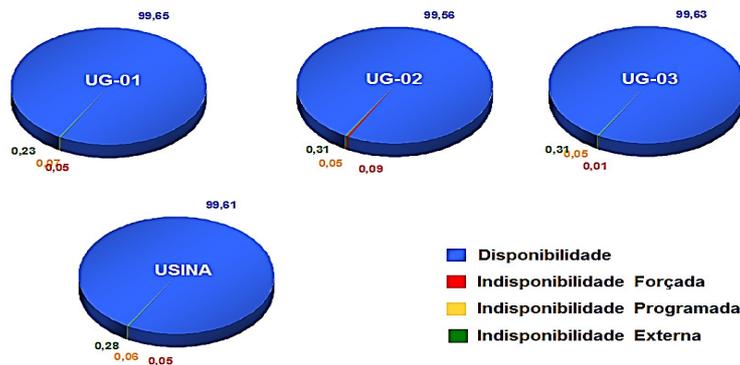


FIGURA 7 – PCH Jararaca (Rio Grande Sul)

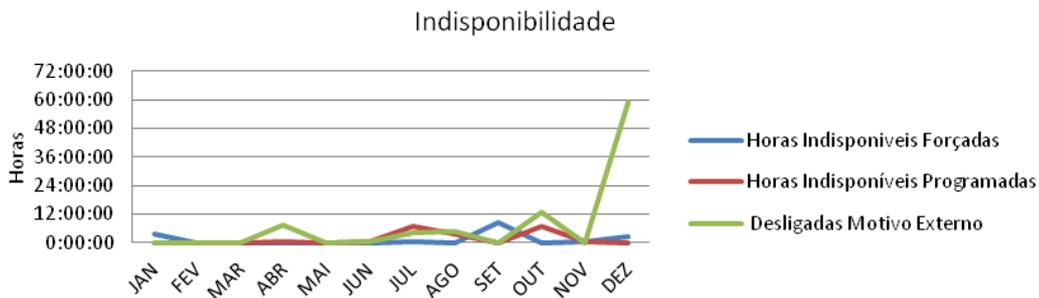


FIGURA 8 – PCH Jararaca (Rio Grande Sul)

Para os indicadores com visão comercial, relacionados ao MRA (Mecanismo de Redução de Energia Assegurada), são acompanhados e analisados o TEIFA - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada, o TEIP - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada e o ID - Índice de Disponibilidade, sendo que o TEIF - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada é utilizado somente para fins de planejamento energético e para o cálculo da energia e da potência asseguradas das usinas despachadas centralmente, conforme os Procedimentos de Rede do ONS. O acompanhamento deve ser das unidades geradoras e da totalidade da Usina.

4 CONCLUSÃO

As atividades de O&M, salvo ocorrências extraordinárias como catástrofes naturais ou comoções sociais de grande magnitude, são as únicas responsáveis pelo desempenho ótimo e garantia de longa vida útil dos equipamentos, além da confiabilidade na entrega sem interrupção, da energia elétrica gerada.

Desta forma, as medições, os registros e o trabalho com dados obtidos em cada equipamento e em cada operação são de vital importância na análise das ocorrências, para o estabelecimento de estratégias nas intervenções e para aquisição de materiais de reposição no momento oportuno para seu uso e melhorando as condições de caixa financeiro do empreendimento.

Sob este ponto de vista a supervisão digital é de vital importância para se ter a usina sob controle e auxiliar em seu gerenciamento dos serviços de O&M, sendo que a sustentação de tudo isto tem por base uma equipe bem treinada, motivada, com senso de propriedade e contando com um suporte de engenharia especializado sempre que necessário 24 horas por dia. Os estudos de caso apresentados demonstram através de seus altos índices de disponibilidade, os bons resultados possíveis de serem conseguidos com a realização de uma O&M diligente baseada na aplicação dos conceitos expostos neste trabalho.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CESP – Mecanismo de Redução da Energia Assegurada - junho 2005
- (2) ONS – Procedimento de Redes
- (3) ALSTOM – Usinas Hidrelétricas - Treinamento Técnico
- (4) ANEEL – MRA – Resolução nº 140, de 25 de março de 2002
- (5) O&M Criúva / O&M Palanquinho / O&M Jararaca – Relatórios Operacionais

6 DADOS BIOGRÁFICOS

	<p>Daniel M. Cardoso nasceu em Taubaté-SP em 1982. Graduou-se em Engenharia de Telecomunicações e Elétrica pela Universidade de Taubaté em 2004 e 2006 respectivamente, sendo pós-graduado em Gestão da Produção pela UNESP em 2009. Ingressou na indústria em 2003, sempre atuando no segmento de manutenção de grandes empresas metalúrgicas como: Alcan, Amsted-Maxion e Gerdau, nas áreas de Refusão, Aciaria e Automação de Processos. Ingressou na Alstom em 2009 como Engenheiro de Teste e Comissionamento no segmento de Transportes, tendo se transferido para o Alstom Renewable Power em 2010, atuando na divisão de serviços para usinas hidrelétricas em projetos de Operação e Manutenção, onde é o responsável pelo gerenciamento e gestão destes projetos em toda a América Latina.</p>
	<p>Cornelis J. v. d. Poel Filho nasceu em Campina Grande/PB em 1975. Graduou-se e realizou Mestrado em Engenharia Mecânica pela UFPB em 1998 e 2000, respectivamente. Em 2005, obteve o título de Doutor pela UNICAMP/Politecnico di Torino (Itália). Possui MBA em Gestão Empresarial pela FGV (2013). Ingressou na indústria em 2005, na divisão de motores e geradores elétricos de média e alta tensão da GE (General Electric). Na GE, passou por várias posições, desde Engenheiro Mecânico calculista até Gerente da Engenharia de Desenvolvimento de Novos Produtos. Desde 2012 está na Alstom Renewable Power. Atualmente, trabalha na divisão de serviços para usinas hidrelétricas, onde acumula as funções de Gerente de Engenharia e Desenvolvimento de Portfolio.</p>