



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

GGH-05
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

**GRUPO I
GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA – GGH**

**ASPECTOS RELEVANTES A SEREM OBSERVADOS NOS PROJETOS DE AUTOMATIZAÇÃO VISANDO A
DESASSISTÊNCIA DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

Eduardo H. V. Gorga *
**VOITH SIEMENS HYDRO POWER
GENERATION LTDA.**

José Renato de Souza
TRACTEBEL ENERGIA S. A.

Roberto Luiz Deboni
TRACTEBEL ENERGIA S. A.

RESUMO

Neste trabalho serão apresentados conceitos chave sobre desassistência e operação remota, disponibilidade e confiabilidade e sobre o processo de modernização de usinas hidrelétricas, os quais servirão de base para a análise de um caso prático de desassistência parcial de uma usina hidrelétrica de médio porte.

No estudo de caso serão apresentados aspectos relevantes a serem observados em um projeto de automatização visando a desassistência.

PALAVRAS-CHAVE

Hidrelétrica, Modernização, Desassistência, Automatização, Controle.

1.0 - INTRODUÇÃO

A desassistência e/ou operação remota de uma usina demanda maior rigor na definição da solução técnica, observando-se critérios de mitigação dos efeitos de falhas (danos diretos) e suas conseqüências (danos indiretos). A falha de um equipamento deve ser avaliada quanto à sua extensão no processo de produção de energia. Os sistemas devem possuir alternativas que permitam maximizar a disponibilidade das unidades geradoras, mesmo que acessadas à distância.

Com base nessas premissas, passaremos a estudar um exemplo concreto de automatização visando a desassistência de uma usina hidrelétrica de porte médio, onde o principal objetivo era a otimização operacional técnica e econômica.

2.0 - CONCEITOS

2.1 Desassistência e Operação Remota

O termo assistência além da conotação de amparo, auxílio e socorro, implica na presença física em um lugar, pressupõe também a assiduidade em acompanhar alguém, prestando-lhe socorro, o que pode ser extrapolado aos cuidados despendidos com os equipamentos e instalações de um empreendimento.

Desassistência pode ser entendida, neste contexto, como a otimização do pessoal necessário às atividades operacionais de uma instalação. Desassistir uma central não implica somente na adoção de um sistema de controle digital, sendo necessário provê-la de características ou requisitos que dêem sustentação a esta modalidade operacional.

Remoto possui a conotação de afastamento no espaço ou no tempo. Operação remota é, portanto, aquela realizada à distância, desde que observados os tempos de resposta admitidos para cada processo.

A operação remota de uma instalação pode não implicar em sua desassistência completa, uma vez que a mesma pode continuar possuindo equipes de operação local, intervindo constantemente com a operação do processo.

Dentre os critérios a serem observados para que se possa desassistir operacionalmente uma central, consideramos relevantes:

- a confiabilidade do sistema de controle e dos equipamentos que compõem o processo, a qual determina o nível de assistência por parte de um operador no local, que deve ser reduzida ou até eliminada;
- o nível de abrangência do automatismo, que deve ser o necessário, considerando, entre outras, duas premissas básicas:
 - automatizar equipamentos sujeitos a manobras freqüentes, necessárias à operação da central e não automatizar equipamentos sujeitos a manobras exclusivamente para manutenção;
 - no caso dos serviços auxiliares, automatizar apenas os disjuntores utilizados na seleção e transferência de fontes de alimentação, não automatizando os disjuntores alimentadores;
- a quantidade e qualidade da informação, sem cometer exageros, necessárias à correta análise e diagnóstico de ocorrências no processo, visando uma operação desassistida segura, eficiente e eficaz, otimizando, conseqüentemente, técnica e economicamente, as atividades de manutenção;
- a integridade da operação do sistema elétrico, afeta ao ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), para tanto faz-se necessário:
 - realizar eficazmente o controle da energia ativa e reativa, obedecendo ao controle do despacho, sem colocar os equipamentos sob risco ou redução de vida útil;
 - garantir a interatividade entre o despacho e a central que, em caso de desassistência, deve ser segura e eficaz.

2.2 Disponibilidade e Confiabilidade

Alguns conceitos chave sobre disponibilidade e confiabilidade são imprescindíveis para a interpretação das análises feitas ao longo deste documento, destacando-se:

MTBF (TEMPO MÉDIO ENTRE FALHA): caracteriza a freqüência de ocorrência de falha. Possui relevância quando custos ou perdas são causados pela falha (ex: queima de componentes);

MDT (TEMPO MÉDIO DE DURAÇÃO DA FALHA): caracteriza a duração da falha. Possui relevância quando os danos decorrentes da falha crescem de maneira desproporcional à duração da falha (ex.: perda de geração), sendo que o MDT é a composição do tempo de acesso à falha (MTTF) e o tempo médio de realização dos reparos (MTTR);

UA (INDISPONIBILIDADE) é a probabilidade de ocorrência de falha de um sistema ou de um de seus componentes durante a sua operação. A

disponibilidade de um sistema pode ser calculada através das fórmulas abaixo:

$$A = 1 - UA \text{ ou}$$

$$A = \frac{MTBF}{(MTBF + MDT)}$$

Observa-se então que, para se elevar a disponibilidade de um sistema temos duas opções: aumentar a confiabilidade (MTBF) e reduzir a duração das falhas (MDT), isto pode ser obtido de diversas maneiras, dentre as quais:

- aumento da confiabilidade (MTBF)
 - simplificar os sistemas, utilizando menos componentes;
 - desacoplar sistemas (evitar falhas decorrentes);
 - utilizar equipamentos de alta confiabilidade;
 - evitar sobrecarga (stress mecânico, dielétrico, térmico, etc.);
 - utilizar conceitos de redundância e tolerância à falha.
- redução da duração das falhas (MDT)
 - utilizar recursos de diagnóstico para permitir a rápida detecção da falha;
 - manter equipes treinadas para realizar os reparos rapidamente;
 - manter estoque de sobressalentes críticos ao funcionamento do sistema;
 - avaliar a manutenibilidade dos sistemas e equipamentos, buscando permitir manutenções sem desligamentos;
 - traçar um plano de manutenção preventiva / preditiva adequado.

As características acima devem ser levadas em conta na definição da solução técnica a ser adotada para o projeto, buscando viabilizar o investimento.

2.3 Modernização de Usinas Hidrelétricas

Um projeto de modernização pode ser subdividido em duas etapas distintas: reabilitação e repotencialização.

A reabilitação é o conjunto de intervenções necessário para retornar um equipamento às suas condições nominais estendendo sua vida útil, aumentando sua confiabilidade e reduzindo os custos de operação e manutenção.

A repotencialização pode ser definida como o conjunto de modificações e/ou substituição de partes, peças, equipamentos ou sistemas visando aumentar a sua capacidade, eficiência ou aproveitamento energético.

Como os equipamentos apresentam desgaste desde o momento de sua entrada em operação, estando sujeitos com o decorrer do tempo à ocorrência de falhas, deve-se procurar definir com antecedência o momento adequado para se realizar a modernização, evitando os prejuízos de uma saída forçada com longos prazos de manutenção.

A automatização insere-se no contexto da modernização como um gerador de benefícios adicionais, otimizando técnica e economicamente a

operação e a utilização dos equipamentos disponíveis no empreendimento.

A contribuição de cada parte deve ser estudada detalhada e individualmente, buscando justificar o projeto pelo balanço de custos e benefícios associados.

3.0 - ESTUDO DE CASO

3.1 Descrição da Usina Hidrelétrica de Passo Fundo (UHPF)

A UHPF é a hidrelétrica mais antiga da TRACTEBEL ENERGIA S. A., tendo sido inaugurada em 1973.

A água armazenada no reservatório localizado no Rio Passo Fundo é conduzida por um túnel adutor até a casa de válvulas, onde divide-se em dois condutos forçados. A casa de máquinas localiza-se junto ao Rio Erechim.

A casa de máquinas dista cerca de 10Km das estruturas do vertedouro e 6Km das estruturas da tomada d'água. O desnível existente entre a casa de válvulas e a casa de máquinas é de aproximadamente 260m.

As estruturas principais do aproveitamento são:

- vertedouro com 6 vãos, comportas tipo segmento, acionadas através de moto-redutores;
- tomada d'água com comportas acionadas através de moto-redutores;
- túnel adutor com 5,7Km de comprimento e diâmetro médio de 6m;
- casa de válvulas com dois conjuntos de duas válvulas borboleta (segurança e isolamento);
- dois condutos forçados com 3,3m de diâmetro cada um;
- casa de máquinas que abriga as 2 turbinas francis de eixo vertical, cada uma com sua respectiva válvula borboleta de isolamento, acopladas a geradores síncronos de pólos salientes, potência unitária de 130MVA conectados a seus respectivos transformadores elevadores (13,8/230 kV).

3.2 Objetivos do Projeto

O sistema de supervisão e controle originalmente instalado na UHPF datava do início dos anos 1970, sendo parcial e à base de relés eletromecânicos e circuitos analógicos, exigindo que a central fosse assistida operacionalmente todo o tempo.

O projeto visava desassistir total e operacionalmente a central, transferindo a sua operação para um centro de operação remoto, que contempla a operação de outras duas usinas.

Como a automatização ampla de uma central hidrelétrica não se resume simplesmente na substituição ou ampliação do seu sistema de controle, praticamente todos os acionamentos necessitavam substituição, permitindo a implementação dos comandos à distância e respectivos automatismos.

Havia também a necessidade de se implantar uma série de medições de parâmetros elétricos e mecânicos necessários à uma segura análise operacional e tomada de decisões sobre o controle da central à distância.

Foram definidos requisitos básicos para o futuro sistema de supervisão e controle, dentre os quais:

- a distribuição de controladores e tarefas de controle, necessária para atender os requisitos de tempo de resposta e confiabilidade das diversas tarefas que compõem o processo, criando-se subsistemas autônomos e estanques com reduzida interação entre controladores;
- a elevada confiabilidade e garantia de continuidade operativa da central, requisito perseguido através do fornecimento de equipamentos com elevada qualidade e confiabilidade intrínsecas e através de programas e filosofias de manutenção apropriados;
- os tempos de resposta adequados à correta análise e tomada de decisão à distância, divididos em críticos (1 a 10ms), moderados (10 a 100ms), não críticos (100ms a 1s) e ágeis (1 a 3s);
- o auxílio à manutenção preventiva, preditiva ou programada, através do monitoramento, tratamento, pré-processamento e correlacionamento de diversas grandezas físicas, necessários para análise de tendências, diagnóstico de defeitos e acompanhamento de desgastes e alterações funcionais;
- a amigabilidade e agilidade da interface Homem x máquina, utilizando-se representações gráficas coerentes com o processo, comandos e supervisões acessíveis e adequados à operação em tempo real, adaptados às necessidades dos operadores;
- a proteção adequada às interferências eletromagnéticas, ruídos, vibrações e à agressividade do meio físico (temperatura, presença de vapores de óleo, poeira, umidade, etc.), indispensável para se atingir a confiabilidade do sistema;
- um elevado índice de manutenibilidade (maintainability), obtido através da utilização de componentes e procedimentos que permitam a rápida localização e correção de defeitos, substituição de partes e peças e alterações de software e hardware, bem como através da implantação de sistemas alternativos em caso de falhas;
- confiabilidade dos meios de comunicação entre o posto local e o centro de operação remoto, indispensável para que este último reflita fielmente os recursos disponíveis localmente.

3.3 Análise de Viabilidade

A análise de viabilidade foi dividida em aspectos técnicos e econômico-financeiros.

Foram considerados os seguintes fatores técnicos: confiabilidade, tolerância a falha, distribuição dos controladores, topologia da rede de controle, características das estações de operação, imunidade à interferências, experiência das empresas fornecedoras, projetistas e montadoras, benefícios tecnológicos

adicionais, cronograma do projeto (do planejamento à implantação) e disponibilidade da produção de energia durante a implantação.

Os fatores econômico-financeiros considerados foram: vida econômica do projeto, cenário inflacionário no período de vida do projeto, cronograma físico-financeiro, taxa anual interna de retorno, custos evitados, reajustes, benefícios fiscais, impostos e valor residual contábil.

Foi aplicada a metodologia clássica de fluxo de caixa descontado. Para a análise comparativa entre os valores investidos e a redução de custos identificados foi calculado o valor presente líquido e a taxa interna de retorno para as várias alternativas possíveis.

A análise das alternativas possíveis de taxas de retorno e dos cronogramas de investimento, associada à alguns fatores intangíveis como a melhoria da disponibilidade da central, a redução do nível de risco de acidentes de trabalho, a redução de ações trabalhistas, a qualificação do corpo técnico, o domínio tecnológico e a otimização das manutenções, entre outros, não considerados na análise quantitativa, além do plano estratégico da TRACTEBEL ENERGIA S. A. de se modernizar o parque gerador, concluiu-se que o projeto era viável, sendo aprovada sua contratação.

3.4 Processo de Contratação

Para permitir a contratação da execução do projeto, foram observados alguns princípios, dentre os quais: consulta ao mercado e igualdade de informações aos proponentes. A TRACTEBEL ENERGIA S. A. definiu requisitos mínimos a serem atendidos, os quais foram apresentados aos proponentes. Não foi elaborada uma especificação técnica, cabendo a cada empresa propor a melhor tecnologia disponível. Além dos requisitos mínimos, foram apresentados levantamentos preliminares e desenhos existentes. Exigiu-se extensivo reconhecimento *in-loco* por parte dos proponentes.

A não elaboração de uma especificação técnica rígida exigiu esforços adicionais por parte da TRACTEBEL ENERGIA na avaliação e equiparação das propostas técnicas apresentadas, a qual constituiu uma comissão de análise técnica. Foram avaliadas também propostas alternativas.

Das dez (10) empresas convidadas, três (3) apresentaram propostas que atendiam os requisitos mínimos.

O relatório da comissão de análise técnica recomendou a contratação do consórcio formado pelas empresas VOITH SIEMENS HYDRO POWER GENERATION LTDA. e COYNE E BELLIER ENGENHARIA LTDA, tendo sido realizada no regime de empreitada integral por preço global – turn-key.

3.5 Processo de Implantação

A modernização envolveu a instalação do novo sistema de controle e supervisão, a reforma e, principalmente, inúmeras substituições ou adaptações de

equipamentos e sistemas, objetivando ampliar o grau de automatismo e a confiabilidade da central, para atender os requisitos de desassistência operacional. Para isto requer-se um considerável tempo de instalação, por outro lado, a viabilidade econômica do projeto considerava a disponibilidade da produção durante esta fase. A solução destas questões foi um planejamento criterioso da implantação como parte integrante das especificações, as quais estabeleciam limites de indisponibilidade da produção.

O cronograma de implantação levou em consideração aspectos fundamentais para projetos desta natureza, dentre os quais destacamos:

- paralelismo das atividades com a operação normal da usina, permitindo a continuidade da geração de energia;
- substituições e adaptações de equipamentos de maneira estanque, permitindo, após sua realização, viabilizar a operação dos novos equipamentos, ao menos, em modo manual e local;
- fracionamento das atividades em pequenas intervenções de curta duração e em dias não comerciais;
- realização de testes extensivos nos sistemas adaptados ou substituídos;
- definição de interfaces que permitam a fácil e rápida conexão entre os vários sistemas montados e pré-comissionados independentemente;
- definição de um período maior (neste caso foram 30 dias por unidade) para transferência das funções de supervisão e controle do sistema antigo para o sistema novo;
- definição de um período de solução de pendências e implantação de melhorias entre o término do comissionamento e a emissão do certificado de aceitação provisória;
- previsão de desmontagem e retiradas dos equipamentos antigos e não mais necessários após o retorno das unidades geradoras através do novo sistema.

O tempo total de implantação em campo foi de aproximadamente 8 meses, destes aproximadamente 45 dias foram com unidade parada, sendo que, em média, o máximo período de unidade parada foi de 34 dias consecutivos, os demais foram pequenos períodos de no máximo 3 dias não comerciais.

3.6 Descrição do Sistema Instalado

O sistema proposto e instalado, detalhado de acordo com as especificações técnicas, divide-se em quatro sub-sistemas: operação remota, operação centralizada, operação local e processo.

Durante o projeto, foram modernizados e/ou substituídos os seguintes equipamentos e/ou sistemas:

- sistema de controle e supervisão;
- grupo gerador diesel de emergência;
- retificadores / carregadores de baterias;
- painéis de comando convencional das comportas de tomada d'água e vertedouro;
- válvulas motorizadas para os sistemas de água bruta, drenagem e interligação dos condutos;
- filtros auto-limpantes;

- reguladores digitais de velocidade com a respectiva modernização do sistema óleo-hidráulico;
- instrumentação completa;
- sincronizadores automáticos e novos relês de cheque de sincronismo;
- circuito fechado de televisão e sensores de presença.

O sub-sistema de operação local é composto pelos controladores programáveis redundantes (hot stand-by) da família SIMATIC[□] S7-400H e sua periferia (local ou distribuída) ET200M, instalados nas unidades de aquisição e controle (UAC) dos seguintes sistemas:

- UAC TU 1/2 – unidade de aquisição e controle da turbina, responsável pelo processamento dos sinais referentes à turbina, regulador de velocidade, serviços auxiliares mecânicos (ar comprimido, válvulas esféricas, etc) e elétricos CA;
- RTU BV 1/2 – unidade terminal remota das válvulas borboleta, responsável pelos sinais dessas válvulas, sistema de óleo e auxiliares elétricos da casa de válvulas;
- UAC GE 1/2 – unidade de aquisição e controle do gerador, responsável pelo processamento dos sinais referentes ao gerador, transformador elevador e de excitação, sistema de excitação e sistema anti-incêndio do gerador;
- UAC PR 1/2 – unidade de aquisição e controle do sistema de proteção, responsável pela supervisão dos sinais dos painéis de proteção e da subestação de 230 kV;
- UAC VT – unidade de aquisição e controle do vertedouro, responsável pelos sinais da barragem, grupo gerador de emergência e tomada d'água (através da remota RTU TA);
- RTU TA – unidade terminal remota da tomada d'água, responsável pela supervisão da posição das comportas, dos auxiliares elétricos de CA e do nível do reservatório;
- UAC SA – unidade de aquisição e controle dos serviços auxiliares, responsável pelo processamento dos sinais dos painéis de serviços auxiliares de CA e CC e automação das válvulas;
- RTU SA – unidade terminal remota dos serviços auxiliares, instalada no piso do sistema de drenagem, responsável pelo comando e controle dos compressores de ar de rebaixamento, bombas de drenagem, válvulas de dreno e enchimento e bombas de refrigeração.

O sub-sistema de operação centralizado é composto pelos dois servidores e estações de operação SUN ULTRA[□] 10, sistema operacional UNIX (SOLARIS[□] 2.6), onde está instalado o software SCADA PROKON LSX.

Os dois sistemas comunicam-se através de uma rede ETHERNET redundante em fibra óptica, topologia radial, composta por dois acopladores estrela.

A operação remota da UHPF é feita através das estações de operação localizadas na sala de controle da UHE Itá, distante cerca de 160 Km. Nas estações de operação remota os operadores dispõem das mesmas informações existentes na sala de controle local.

As duas usinas estão interligadas através de dois enlaces de 256 kbps, sendo um para a transmissão dos dados do sistema supervisão principal e o outro para as imagens do circuito fechado de televisão. Há também um enlace de retaguarda, de 256 kbps, para o sistema supervisão, que é administrado por uma operadora diferente dos dois primeiros.

Para assegurar a disponibilidade da produção de energia, resguardando a integridade das instalações e garantindo as proteções dos equipamentos, foi prevista a instalação de um sistema de retaguarda simplificado, composto por um controlador simplex da família SIMATIC[□] S7-400 para cada unidade geradora, cada um com sua IHM independente do sistema de controle principal. Através deste sistema pode-se comandar partidas e paradas das unidades geradoras e supervisioná-las de maneira manual na sala de controle local, com todos os recursos operacionais da central, desde que as pré-condições sejam satisfeitas, pelo operador, junto aos equipamentos.

A subestação, por não pertencer à TRACTEBEL ENERGIA, não foi considerada no escopo, prevendo-se apenas as interfaces necessárias para comando dos bays durante a sincronização, paradas ou desligamentos das unidades.

A disponibilidade garantida para a produção de energia, considerando o período de acomodação das taxas de falha inerentes aos equipamentos do sistema de controle, é de 99,9%.

4.0 - CONCLUSÕES

O processo de modernização e automatização de usinas hidrelétricas já está consolidado.

O projeto de automatização da UHPF, face à sua complexidade, demandou soluções técnicas sofisticadas e um grande esforço no gerenciamento técnico do projeto, principalmente no que se refere aos tempos de máquina parada para instalação e/ou substituição dos equipamentos.

Soluções alternativas (mais ou menos complexas) podem ser adotadas para projetos de natureza similar, buscando sempre a otimização da relação custo x benefício, o retorno do investimento e o propósito do sistema de controle e supervisão (desassistência parcial, total ou usina assistida) mas, é preciso ressaltar que, para cada uma dessas alternativas, os critérios de projeto, seleção de equipamentos, instalação e montagem são diferentes.

O desenvolvimento do escopo de trabalhos em conjunto (fornecedor + cliente) permite a redução dos riscos técnicos e a otimização do fluxo do projeto, imprescindível para o sucesso de empreendimentos desta natureza. É fundamental também o envolvimento das áreas de operação e manutenção do cliente, que serão os usuários finais da solução ótima desenvolvida conjuntamente com as áreas de engenharia.

Em projetos de modernização é indispensável trabalhar conjuntamente com parceiros que disponham de profundo conhecimento das instalações (operação e manutenção), minimizando o risco técnico do projeto.

A solução técnica implementada atende às necessidades de desassistência operacional da usina. Os aspectos relevantes citados ao longo deste trabalho puderam ser comprovados na operacionalidade da usina de forma desassistida, justificando o retorno de investimento previsto. As taxas de falha estão dentro dos valores previstos, bem como a disponibilidade da produção de energia.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SIEMENS A. G. - ANL A45 - Reliability Engineering - Introduction to the Methods of Reliability Assessment os Systems - 05/96
- (2) SIEMENS A. G. - S7400H Programmable Controller - Fault Tolerant System - Manual - 07/2001
- (3) Kocon, Stanley J. - Modernization of Large Hydropower Stations - trabalho apresentado no Simpósio Reequipamento e Otimização do Setor Elétrico Brasileiro - ABCE - Brazilian Electric Utilities Association - Sao Paulo - 27 a 28 de Abril de 1999;