



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

FI/GPT/13  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO - II**

**GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS- GPT**

**UPGRADE DO SISTEMA DIGITAL DE CONTROLE ELETRO-HIDRÁULICO DA TURBINA DE ANGRA 1**

**Salomão Gonçalves de O. Jr (\*), Glauco M Martins, André Quintanilha, Eduardo M Dias, Rodrigo F Machado  
ELETROBRÁS ELETRONUCLEAR**

**RESUMO**

Este informe técnico descreve a experiência da Eletronuclear no “upgrade” do SCT (Sistema de Controle da Turbina) de Angra 1. Para realização do “upgrade” foram utilizadas a experiência operacional externa de outras usinas, as bases de projeto e as sugestões e recomendações do fabricante, os recursos atuais da tecnologia de controle digital, a experiência e a vivência das pessoas que interagem com o sistema. O sucesso do upgrade resultou no aumento da disponibilidade, confiabilidade e segurança do sistema. As lições aprendidas neste projeto contribuem para a engenharia de projeto de unidades geradoras que planejam o “upgrade” do SCT.

**PALAVRAS-CHAVE**

Modernização, Controle de Velocidade, “Runback”, Sobre velocidade.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Com o objetivo de competir no mercado de energia elétrica atual e atender a processos de operação complexos, os proprietários de turbinas a vapor têm iniciado o aprimoramento do seu SCT (Sistema de Controle da Turbina) com plataformas digitais de controle moderno. Devido a estas plataformas digitais de controle fornecerem um melhor controle do sistema, a flexibilidade de atender as demandas do mercado podem ser obtidas [7]. O projeto de “upgrade” do sistema de controle é crítico porque para aumentar a disponibilidade, confiabilidade e segurança do sistema é preciso levar em consideração os seguintes itens, dentre outros: impacto da modificação na manutenção e na operação do sistema, impacto nas interfaces com os outros sistemas tais como o sistema de controle e proteção do reator para o caso da usina termonuclear, custo do hardware e serviço de engenharia, o ciclo de vida de software e o tempo de fornecimento de sobressalentes pelo fabricante, a realização de treinamento de engenharia, manutenção e operação do novo sistema.

Na usina de Angra 1 foi definido uma plataforma digital de controle, DCS (Distributed Control System), que passou a integrar alguns sistemas de controle essenciais à operação da planta. O primeiro foi implantado no início de 2013 para o controle do nível dos Geradores de Vapor pertencente ao sistema de controle de água de alimentação (FWCS - Feedwater Control System). A infraestrutura de rede de comunicação implantada, responsável por integrar os controladores digitais e as estações de operação e supervisão, foi devidamente dimensionada para permitir integrar os sistemas que viriam posteriormente como foi o caso do SCT que foi incorporado a esta rede de comunicação do DCS. A rede de comunicação do DCS é uma rede robusta, tolerante a falha, com velocidade de 100 Mbps ou 1 Gbps e projetada para aplicações de controle de processos de missão crítica. Utiliza o protocolo de comunicação aberto padrão Fast Ethernet conforme norma IEEE 802.3.

Este informe técnico descreve a experiência de sucesso da Eletronuclear no upgrade do SCT da usina termonuclear de Angra 1 e foi organizado da seguinte forma: na seção 2 é feita uma descrição sucinta sobre o SCT da usina termonuclear de Angra 1. Na seção 3 é feito uma descrição dos problemas encontrados no sistema que motivaram a modernização e as soluções aplicadas, com ênfase no sistema de desarme por sobre velocidade. Depois, na seção 4, descreveremos as fases cruciais de teste, verificação e validação utilizados durante a implementação do novo sistema. Finalmente na seção 5 serão abordados os resultados obtidos e em seguida, na seção 6, as conclusões.

## 2.0 - O SISTEMA DE CONTROLE DA TURBINA DE ANGRA 1

A função do sistema de controle e proteção da turbina é regular a velocidade da turbina, manter a carga, controlar o aumento da taxa de carga e fornecer proteção para a turbina e gerador. O sistema de controle e a proteção da turbina pode ser dividido em 5 partes principais:

- Sistema de fluido hidráulico;
- Sistema de trip de emergência;
- Controladores das válvulas;
- Sistema de Controle;
- Sistema de monitoração e de trip.

É equipado com sistema de controle eletrohidráulico (EHC) ao qual utiliza um sistema de fluido hidráulico de alta pressão dedicado e independente do sistema de lubrificação da turbina. A unidade de geração de alta pressão hidráulica requer atenção redobrada na limpeza do fluido hidráulico e na composição química do mesmo e sistemas de controle eletrônico complexos. A alta pressão do sistema EHC, entre 1600 e 2100 PSI, fornece alta resposta, controle mais preciso, poucos componentes mecânicos, controles eletrônicos redundantes, esquemas de controle flexível e melhor proteção contra incêndio através do uso de fluido hidráulico resistente ao fogo [2].

### 2.1 Caminho do Vapor

O vapor deixando o gerador de vapor entra na turbina de alta pressão após passar através das válvulas de Bloqueio Principal (SV) e Válvulas Governadoras (GV). Após passar pela turbina de alta pressão o vapor é direcionado através do Reaquecedor e Separador de Umidade (MSR) e então para as Turbina de Baixa Pressão por meio das válvulas Interceptadoras (IV) e de Bloqueio de Reaquecido (RV). A função do sistema de controle da turbina é regular o fluxo do vapor através destas válvulas para manter a velocidade da turbina ou a carga, ver Figura 2.1. A unidade consiste de duas turbinas de baixa pressão e um turbina de alta pressão, é do tipo tandem compound e de exaustão quádrupla [1][2].

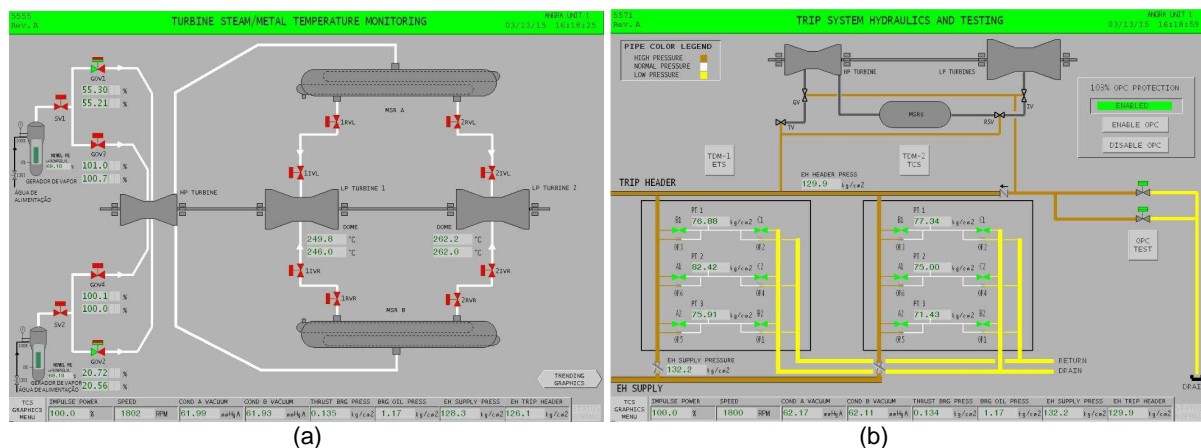


FIGURA 2.1 – Tela gráfica do sistema obtida da Estação de Operação (EOS). (a) Overview das 14 válvulas do sistema, (b) Overview do sistema de óleo hidráulico, com as válvulas solenóides triplas.

### 2.2 Modos de Operação e Controle

As operações de controle são executadas pelo posicionamento adequado das válvulas de vapor para as turbinas. As válvulas interceptadoras e de bloqueio de reaquecido das turbinas de baixa pressão e as de bloqueio da turbina de alta pressão ficam normalmente abertas, enquanto que as de controle da turbina de alta pressão são moduladas pelo Sistema Digital de Controle Eletro-Hidráulico (DEHC). O sistema também faz o fechamento rápido das válvulas para os casos de rejeição de carga, sobre velocidade, redução automática de carga “runback” e desarme da turbina.

Os modos de controle podem ser separados em controle de velocidade e controle de carga. O modo de controle de carga é caracterizado pelo sincronismo da unidade ao sistema elétrico por meio do fechamento do disjuntor principal do gerador elétrico e disjuntores do anel de 500KV. O sincronismo da unidade em Angra 1 é realizado manualmente pelo comando de chaves no painel de controle principal da sala de controle. Os objetivos das malhas de controle são semelhantes em ambos os modos atendendo tanto ao problema servo, ou seja, mudança no SP (Set Point) em degrau ou em rampa, quanto ao problema regulatório caracterizado pelo distúrbio na carga. No modo de controle de carga, as variações de carga em degrau ou em rampa, entre 20 e 100%, são limitadas e impostas principalmente pelo condicionamento do elemento combustível no núcleo do reator. A Tabela 2.1 resume os modos de operação e controle [4].

Tabela 2.1 – Modos de Operação e Controle da Turbina

Modos de Operação		Controlador	Descrição
Turbina desarmada “trip”		ETS	A lógica de “trip” está sempre ativa e pode desarmar ou prevenir um reset de “trip” em qualquer cenário.
Turbina no girador “turning gear”		N.A.	Colocado em serviço automaticamente quando a turbina não está armada e a velocidade zero é detectada por sistema hidráulico/mec.
Turbina armada “latch”		AO/ OPC	A turbina é considerada armada quando o status de “trip” não está ativo e a pressão de óleo do “header” de desarme é alta o suficiente para fornecer o controle das válvulas. O comando de “latch” é dado pelo operador através da EOS.
Controle de Velocidade			Inicialmente o SP de velocidade é zero mantendo as válvulas governoras fechadas. O operador define a taxa (rpm/minutos) e o alvo (rpm) e então aciona o comando ir (GO). Após este comando o SP de velocidade é incrementado em rampa de subida até o alvo.
Controle de Carga	Megawatt		Ativo pelo operador se os sinais provenientes dos transdutores de MW estiverem em boa qualidade e a malha de pressão não estiver em serviço.
	Pressão da câmara de impulso		Ativo pelo operador se os sinais provenientes dos transmissores de pressão da câmara de impulso da turbina de alta pressão estiverem em boa qualidade e a malha de megawatt não estiver em serviço.
	Frequência	Colocado em serviço automaticamente quando os disjuntores principais do gerador são fechados. Pode ser retirado de serviço pelo operador quando em controle de carga.	

### 2.2.1. Controlador de Velocidade

O Ganho Proporcional e o Reset Integral do PID de controle de velocidade são determinados pelo status dos disjuntores do anel de 500KV e do disjuntor principal do gerador elétrico. Se ambos estiverem abertos estas constantes serão ajustadas para valores normais, caso somente o disjuntor principal do gerador estiver fechado, estas constantes serão ajustadas para o modo Isócrono.

Quando os disjuntores do anel de 500KV estão abertos e o disjuntor principal do gerador está fechado, o sistema está na condição de ilha e o gerador ainda está fornecendo energia para as cargas internas. Nesta situação, o modo de controle de velocidade estará ativo e controlará a velocidade com base no SP de velocidade síncrona.

Antes de entrar neste modo de controle, a saída do controlador de velocidade foi rastreada para o SP de pré-posição isócrono das válvulas GVs. Este SP é a demanda de fluxo antecipada que é exigida para manter a velocidade síncrona.

Entrando, neste modo de controle, é esperado um aumento indesejável de velocidade da turbina devido a natureza das circunstâncias e o histórico passado da planta. Esta condição resultará na atuação da antecipação de queda de carga (LDA) ao qual fechará as válvulas GVs e IVs. A saída do controlador de velocidade será retida no SP de pré-posição isócrono das válvulas GVs até que as válvulas solenóides OPC (Overspeed Protection Controller) sejam desenergizadas. Após esta ação a saída do controlador de velocidade será liberada e modulada com o objetivo de manter a velocidade síncrona [4].

Com base em dados reais da planta e também teste não restritivo realizados em simulador de escopo total, as constantes do regulador de velocidade da turbina foram devidamente ajustadas. O evento real de LDA e queda de carga de 100% que resultou na transferência para o modo Isócrono, foi obtido da usina de Krsko, na Eslovênia (evento ocorrido em 23/03/2011).

### 2.2.1. Controlador de Carga

O cálculo da demanda de fluxo de carga toma como base o SP de carga introduzido pelo operador. A referência de carga é convertida de megawatt para percentual e então convertida para um SP em rampa com base na taxa de

carga introduzida pelo operador. O SP da carga em rampa é então convertido para a demanda de fluxo mestre das válvulas governadoras (percentual). Finalmente, ele é enviado para o bloco funcional de gerenciamento de válvula para posicionar as válvulas governadoras.

Conforme procedimento de operação, os disjuntores do anel de 500KV são fechados primeiro, preferencialmente pela subestação de Furnas. Em seguida, o disjuntor principal do gerador elétrico é fechado (chave de manobra em carga) e o SP de carga é rastreado para um valor de carga inicial para prevenir a motorização da turbina. Após “pegar” a carga inicial, o SP de carga pode ser modificado para subir em rampa a carga da turbina [4].

Existem três malhas de realimentação que fornecem o controle de carga: megawatt (MW), pressão da câmara de impulso (IMP) e frequência (FREQ).

A malha de MW usa um PID para comparar o SP de carga com a realimentação de carga atual, e então a saída do PID é adicionada ao SP para fornecer a função de ajuste fino (trim). A realimentação de carga atual é determinada pela lógica de seleção de sinal pela mediana realizada por três medidas separadas da carga da turbina para gerar um valor de entrada selecionado para carga. Quando a malha de MW está em serviço, um ponto digital é ativado para uso na EOS e serve como intertravamento para proibir colocar a malha de IMP em serviço.

A malha de IMP usa outro PID para comparar o SP de IMP (calculado do SP de carga) com a pressão de impulso atual, e então a saída do PID é fornecida. Quando a malha de pressão de impulso está em serviço, um ponto digital é ativado para uso na EOS e serve como intertravamento para proibir colocar a malha de MW em serviço.

Para prevenir controle instável devido ao valor de megawatt selecionado estar fora de fase com a pressão de impulso, que resultaria em malha de realimentação fornecendo ações opostas uma em relação a outra, somente uma malha de realimentação (MW ou IMP) poderá estar em serviço por vez. A ação de tirar ou colocar uma malha de serviço é feita sem oscilações.

A malha de frequência é colocada em serviço automaticamente quando o disjuntor principal do gerador elétrico é fechado. Enquanto em controle de carga, a malha de realimentação de velocidade é utilizada para participação da frequência na ajuda de correção da frequência do sistema. O desvio entre a velocidade da turbina e a velocidade síncrona (1800 rpm) é utilizado como entrada para uma função e a sua saída será um fator de correção da frequência. O fator de correção da frequência é adicionado ao SP quando a velocidade medida (“pick ups” de velocidade) é menor do que a velocidade síncrona; isto provocará a abertura das válvulas governadoras. O fator de correção da frequência é subtraído do SP quando a velocidade medida é maior do que a velocidade síncrona; isto provocará o fechamento das válvulas governadoras. Quando a malha de frequência está em serviço, um ponto digital é ativo para uso pela EOS (mensagem na tela gráfica) e na lógica do sistema.

## 2.2 Modos de Controle das Válvulas Governadoras (GVs)

As válvulas GV's podem operar no modo seqüencial ou simples. A transferência de modo pode ser realizada manualmente pelo Operador. O modo de operação da válvula governadora é determinado pelo ponto Modo Válvula Seqüencial na lógica do SCT. Após o fechamento do disjuntor as válvulas GV's são posicionadas no modo simples para pegar a carga inicial. Uma vez que a turbina tenha sido aquecida e a carga tenha subido como desejado, o modo seqüencial pode ser introduzido. No modo simples, a demanda de fluxo é dividida igualmente entre as quatro válvulas GV's. No modo seqüencial, a demanda de fluxo é dividida entre as quatro válvulas GV's de tal maneira que as válvulas GV3 e GV4 abrem primeiro, depois a válvula GV1 abre e por último abre a válvula GV2.

## 2.3 Funções de Controle e Proteção de Sobrevelocidade

Existem quatro tipos diferentes de funções protetivas pré-“trip” realizadas no SCT: 103% Sobre velocidade, Antecipador de Queda de Carga (LDA), Aceleração da Turbina e Fechamento das Válvulas Interceptadoras (CIV). As três primeiras trabalham energizando os solenóides OPC que drenam o óleo hidráulico que alimenta as válvulas GV's e IV's provocando o fechamento das mesmas. A Tabela 2.1 descreve cada função protetiva de pré-“trip”.

Tabela 2.1 Funções protetivas de pré-“trip”. Fechamento das válvulas GV's e IV's

Função Protetiva	Evento iniciador de atuação das solenóides OPC
103% Sobre velocidade	Ativo quando velocidade $\geq$ 1854 rpm. Ex: Rejeição de carga total ou parcial.
Aceleração da Turbina	Ativo quando a velocidade aumenta em uma taxa de 50rpm/m por mais de 200mS.
LDA	Ativo quando a os disjuntores de 500KV abrem (modo ilha). Permite que a velocidade seja mantida na velocidade síncrona pela aplicação de pulso de curta duração sobre as solenóides OPC.

O CIV fornece uma margem melhorada de estabilidade durante rejeição de carga parcial. O fechamento das válvulas interceptadoras provoca uma redução momentânea na saída do gerador e ajuda na manutenção da estabilidade do sistema. Esta função é baseada no desvio entre a potência mecânica e a carga elétrica. O sinal do transmissor de pressão da “cross over piping” é comparado com o sinal do transdutor de megawatt na lógica do

CIV. Se esta diferença for maior que um valor determinado (80%), é enviado comando de fechamento para as IVs [4].

#### 2.4 Funções de Runback (redução automática de carga)

A redução automática de carga é utilizada para reduzir a carga da turbina para um determinado SP de carga (target) em uma taxa (rate) específica. O SP de carga é modificado pela lógica de "runback" e retornado por malha de realimentação para criar o SP de carga corrente enquanto o "runback" estiver ativo. No momento que o "runback" interrompe a operação, o SP de carga não mais é modificado pela lógica e o último valor é fixado.

Existem 6 sinais para atuação de "runbacks" separados no TCS: 3 automáticos e 3 manuais. Os manuais são ativados pelo operador através da tela gráfica pertinente na EOS. Os automáticos são: sobre potência e sobre temperatura de  $\Delta T$  (NSSS) com alvo de 101.6 MW e taxa de 64MW/min ou 10%/min (taxa de 200%/min aplicada por um tempo de 1,5s a cada 28,5s), perda de uma de duas bombas de água de circulação (CW) com alvo de 400MW e taxa de 640MW/min e a perda de uma de duas bombas de água de alimentação (FW) com alvo de 300MW e taxa de 640MW/min. Os alvos dos "runbacks" manuais são 400MW, 300MW e 150MW todos em uma taxa de aproximadamente 640MW/min.

Cada "runback" tem um único alvo e uma única taxa. Se duas atuações de "runback" estiverem ativas no mesmo tempo, o sinal de maior taxa terá prioridade até que o seu alvo seja alcançado. Nos casos de "runbacks" de atuação intermitente, é possível ter mais de um sinal atuando simultaneamente, quando o sinal de entrada do primeiro for falso. O SP de carga não pode ser modificado pelo operador quando um "runback" estiver em operação e qualquer teste automático do sistema que estiver em andamento é cancelado automaticamente quando o "runback" for iniciado [4].

### 3.0 - PROBLEMAS DO SISTEMA DE CONTROLE DA TURBINA E SOLUÇÃO ADOTADA

Os fatores que motivaram o "upgrade" do sistema foram: a descontinuidade da plataforma digital existente, a dificuldade de manutenção do sistema devido a obsolescência e a escassez de peças de reposição.

A manutenção de software das estações de operação e supervisão, exigia especialistas em sistema operacional Unix/Solaris que a cada ano se tornam mais escassos. Somente duas EOS estavam disponíveis na rede de comunicação. A falha de uma estação durante o ciclo de operação era comum colocando em risco a disponibilidade da planta, além de trazer desconforto para os operadores.

Os controladores digitais, utilizavam CPU's (Central Processing Unit) com processadores do tipo Intel 486. Embora possuíssem capacidade de processamento para executar a lógica de controle e intetramento do sistema, nos dias atuais trata-se de tecnologia obsoleta e com dificuldade de reposição.

Os sensores e atuadores, apresentavam falhas de operação por serem constituídos de peças móveis mecânicas que apresentavam desgastes e exigiam ajustes periódicos de calibração. As chaves de pressão (pressostatos) e as chaves limites de posição das válvulas eram de linha descontinuada do fabricante.

Devido a plataforma digital existente do SCT possuir protocolo de comunicação proprietário e fechado não era possível sua integração a nova plataforma digital, definida para a modernização dos sistemas da Usina de Angra 1. Conforme estratégia de modernização de Angra 1, esta nova plataforma digital se expandirá para os outros sistemas da planta como, por exemplo, o Sistema de Suprimento de Vapor Nuclear (NSSS) e o Balanço da Planta (BOP), que são constituídos por diversos sub sistemas.

#### 3.1 Solução Adotada

As seguintes melhorias foram implementadas com o novo sistema:

##### 3.1.1 Interface Homem Máquina - Estações de Operação e Supervisão

a. Foram adicionadas duas novas estações de operação e supervisão a rede de comunicação da plataforma digital existente que contava com três estações de operação e supervisão dedicadas ao FWCS. Após a adição das telas gráficas do sistema SCT nas três estações existentes e as telas gráficas do FWCS nas duas novas estações, passou-se para cinco o total de estações de operação e supervisão disponíveis para operar ambos os sistemas. O sistema operacional adotado é aberto e baseado no Windows.

### 3.1.2 Controladores Digitais

Foram implementados dois painéis de controle dedicados ao SCT. Cada painel possui dois controladores redundantes com CPU's do tipo Pentium, processadores de comunicação e fontes de alimentação redundantes. Os controladores são equipados com controle de falha automático. Se o controlador que estiver no modo de controle falha, o circuito de detecção "cão de guarda" desabilita a interface de E/S (Entrada/Saída) do controlador primário e informa ao controlador de backup a falha. O controlador de backup então assume o controle do barramento de E/S, inicia a execução do programa de aplicação e distribui a informação sobre a rede de comunicação. O algoritmo faz o rastreamento dos valores de saída, passa a informação e aplica os dados durante a primeira passagem da execução. O resultado é uma transferência entre controladores sem distúrbio para o processo, mesmo no caso de mal funcionamento de qualquer um dos controladores.

Os painéis são equipados com os módulos de E/S analógicos e digitais e também com os módulos especiais chamados de SDMs (Speed Detector Modules). Os SDMs recebem o sinal dos sensores de velocidade, "pickups", instalados junto à roda dentada no pedestal da turbina e processam a informação de velocidade.

a. Painel com controladores de Velocidade e de Carga – Também chamado de controlador Operador Automático/ Controle e Proteção de Sobrevelocidade (AO/OPC). O controlador deste painel é responsável por efetuar o controle das válvulas governadoras em malha fechada por meio de algoritmo tipo PID (Proporcional Integral Derivativo). No modo de controle de velocidade os sinais de três sensores de velocidade, "pickups", são tratados pelo algoritmo de seleção pela mediana para compor a variável de processo medida a ser controlada. No modo de controle de carga os sinais provenientes de três transdutores de MW (Megawatt) são tratados pelo algoritmo de seleção pela mediana para compor a variável de processo medida a ser controlada.

b. Painel do Sistema de Desligamento de Emergência (ETS) – O módulos de entrada analógica deste painel recebem os sinais dos novos transmissores de pressão que foram adicionados ao sistema. São conjuntos triplos de transmissores de pressão, chamados PSMs (Pressure Status Manifold). Estes PSM's foram utilizados em algumas variáveis de processo importantes como pressão de vácuo dos condensadores, pressão do header de suprimento de óleo de controle, pressão do header de óleo responsável pelo desligamento de emergência (trip) e pressão de óleo de lubrificação dos mancais. Foram instalados outros três sensores de velocidade, dedicados ao "trip" por sobrevelocidade, que também pode ser detectado pelo controlador deste painel.

### 3.1.3 Sensores e atuadores

a. Sensores - As chaves de pressão (pressostatos) foram substituídas pelos PSM's descritos no item 3.1.2. Os indicadores de posição das válvulas governadoras LVDTs (Linear Variable Differential Transformer) foram duplicados. Para as demais válvulas do sistema foram substituídas as chaves limites de acionamento mecânico por chaves limites de proximidade magnética. Foram adicionados novos sensores de velocidade ao sistema, 8 no total.

b. Atuadores - Novos elementos finais hidráulicos para desligamento de emergência, chamados TDMs (Testable Dump Manifold), com tripla redundância, capacidade de teste em operação e monitoramento por telas gráficas das estações de operação e supervisão foram adicionados. Os TDMs compõem o novo esquema de desligamento de emergência do turbo-gerador. A adição de dois TDMs em paralelo eliminou um ponto de falha única do sistema antigo que poderia provocar o desligamento espúrio do sistema ou ainda o não desligamento caso fosse requerido por outras situações. Esse fato trouxe uma grande vantagem com relação ao esquema de desligamento antigo.

### 3.1.4 Eliminação do Sistema de Desarme Mecânico por Eletrônico

A evolução do novo sistema foi a substituição de dispositivos mecânicos de "trip" de emergência por um sistema de "trip" eletrônico. Os dispositivos mecânicos de "trip" executavam uma lógica por sinais hidráulicos provocando o desligamento do sistema. Essa lógica passou a ser executada pelo software do controlador do painel ETS.

O desligamento por sobre velocidade foi sensivelmente modificado. O objetivo da proteção por sobre velocidade é impedir tensões mecânicas elevadas devido às forças centrífugas que poderiam danificar ou destruir a máquina. Anteriormente os testes periódicos de desligamento por sobre velocidade estressavam a máquina devido à necessidade de colocá-la em nível de sobre velocidade real que atingissem os SP mecânicos de "trip". Esses testes representavam um risco elevado à integridade da máquina e à segurança das pessoas envolvidas. É verificado por empresas seguradoras que 50% dos desastres ocorridos no mundo com turbinas ocorreram durante testes de sobre velocidade real por falha dos dispositivos de interrupção do teste ou falha humana. Com o controlador do painel ETS é possível realizar os testes de "trip" sem sobre velocidade real, basta alterar os SP no momento do teste devido à flexibilidade do sistema digital. O sistema de "trip" eletrônico por sobre velocidade é recomendado sendo inclusive tratado pela norma API 670 da área de petróleo.

## 4.0 - FASES DE TESTE, VALIDAÇÃO E VERIFICAÇÃO

A metodologia geral de um programa de teste e comissionamento é demonstrar de maneira incremental a habilidade do hardware, software e, principalmente, do sistema atender todos os objetivos do projeto através de

testes sucessivos construídos com os resultados dos testes precedentes. Em geral o programa de teste e comissionamento é uma série de sobreposições de inspeções, testes e revisões onde os resultados são medidos e confrontados com o que foi definido no critério de aceitação, [5][6]. As seguintes etapas foram cumpridas para garantir os objetivos do projeto:

- SWIL (Software In Loop) – A funcionalidade do software de aplicação do sistema foi testada através de uma “cama” de teste com o modelo dinâmico da planta. Diversos cenários de teste simulados por software foram aplicados ao sistema. Foi verificado se a sintonia dos controladores PID’s atendiam aos critérios de aceitação para cada cenário de teste. Após este teste o software núcleo (folhas de controle e base de dados) foi devidamente carregado no hardware alvo (controladores) para permitir os Testes de Aceitação na Fábrica (TAF).
- TAF (Testes de Aceitação na Fábrica) – Nesta fase foram realizados os testes de todos os módulos de E/S digital e analógico, controladores, fontes de alimentação e hardware e software das EOS. As funções ou algoritmos lógicos de validação dos sinais também foram testadas através de programa de validação desenvolvido em linguagem PERL. Para o algoritmo de seleção de três canais pela mediana, por exemplo, a cada um destes sinais é forçado um desvio em relação aos outros e confirmado se o alarme e ou atuação esperada é realizada. Estes sinais também são forçados para o status de *fora de faixa* e *qualidade ruim* durante o teste.

A fase de instalação juntamente com as fases TAS e TAP foram devidamente planejadas para serem executadas durante a parada para reabastecimento da unidade que durou 31 dias. Estas atividades do “upgrade” do TCS foram devidamente encaixadas no cronograma mestre de atividades de parada.

- TAS (Testes de Aceitação no Site) - Após a remoção do sistema anterior (controladores, dispositivos de comunicação e estações de operação) o novo sistema foi devidamente instalado. Os testes pré-operacionais, constituído pelos testes de energização e testes estáticos do sistema, foram devidamente realizados utilizando o procedimento específico que verificaram a funcionalidade desde o transmissor no campo até a tela gráfica de supervisão na EOS, dentre outros.
- TAP (Testes de Ascensão de Potência) – O propósito deste teste foi validar a funcionalidade e a performance do TCS desde a partida do turbogerador (controle de velocidade), passando pelo sincronismo manual do gerador ao sistema elétrico até atingir o patamar de 100% de potência de carga. Durante a execução do teste diversos cenários foram executados inclusive aqueles já verificados e validados durante o teste simulado (SWIL). Mudanças em degrau de potência e de fluxo foram introduzidas no SCT sob uma variedade de condições operacionais e patamares de potência com o objetivo de realizar uma sintonia final e verificar as características adequadas de resposta do sistema. Os dados da planta e do SCT foram também registrados durante a operação em regime permanente para confirmar que o critério de aceitação em regime permanente foi atendido.

## 5.0 - RESULTADOS

O resultado dos dados demonstrou que o SCT atendeu as funcionalidades exigidas pelo sistema. Os gráficos abaixo demonstram que o sistema funcionou como esperado para os eventos previstos, FIGURAS 5.1 e 5.2, e não previsto, desligamento da unidade ocorrido em 19/01/15, FIGURA 5.3. Observa-se neste gráfico que a velocidade da turbina vem diminuindo gradativamente desde as 13:00 até que por volta de 14:50 ocorre o trip da turbina por subfrequência.

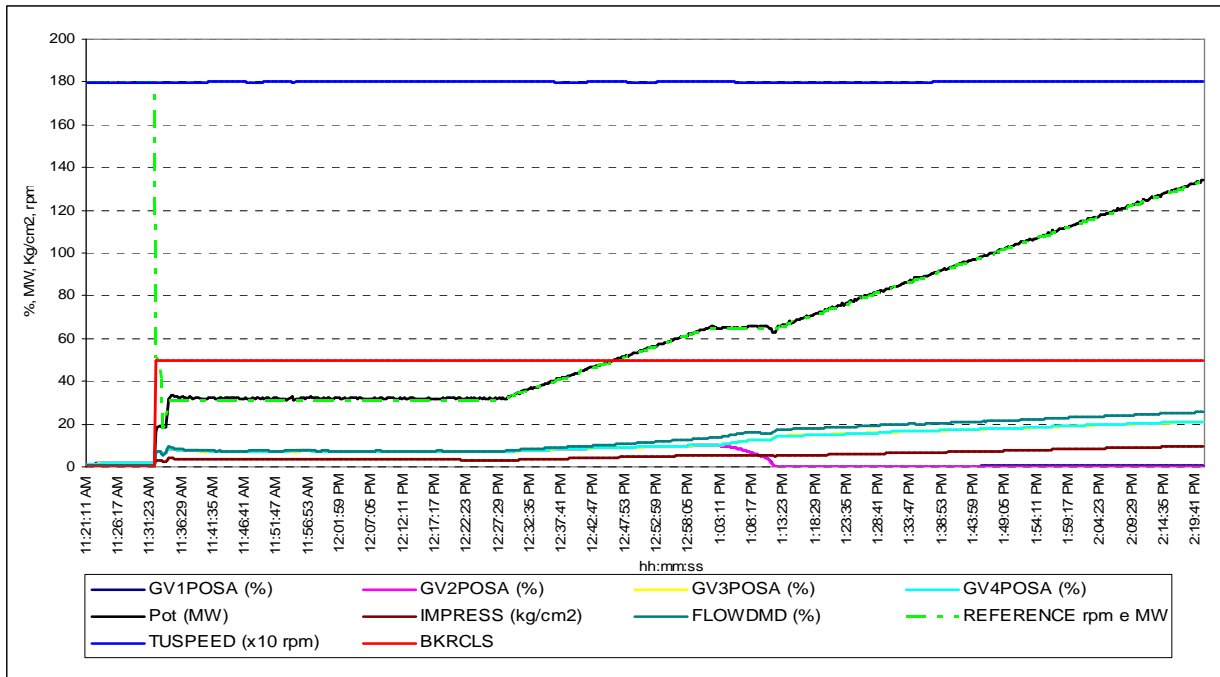


FIGURA 5.1 – Sincronismo da unidade

O sincronismo, Figura 5.1, é caracterizado pelo fechamento do disjuntor principal do gerador, BKRCLS, que ocorreu às 11h31min, de 11/03/15. Após o fechamento do disjuntor a referência, REFERENCE, muda de RPM para MW, o sistema “pega” a carga inicial, Pot (MW), em 20 MW e em seguida 32 MW. As válvulas de controle, GV’s, abrem igualmente em torno de 5% no modo simples seguindo o sinal de demanda de fluxo, FLOWDMD. O operador inicia a subida de carga em rampa até o patamar de 65 MW e às 13h03min transfere o modo de controle das válvulas para seqüencial. Após esta transferência a subida de carga em rampa é novamente iniciada. Observe que a velocidade da turbina se mantém constante em 1800 rpm.

A transferência do modo seqüencial para simples também foi testada e validada no patamar de 625 MW, Figura 5.2. Observe que a potência, Pot (x10 MW), permanece constante durante a transferência. A pressão da câmara de impulso de alta pressão, IMPRESS, sobe levemente 1 kg/cm<sup>2</sup>.

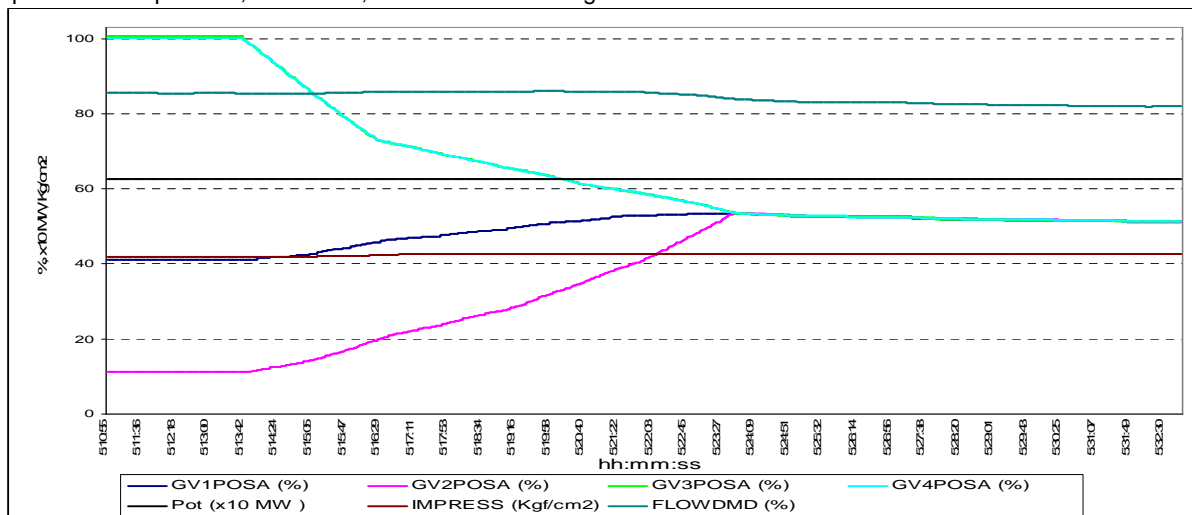


FIGURA 5.2 Transferência de modo Seqüencial para Simples



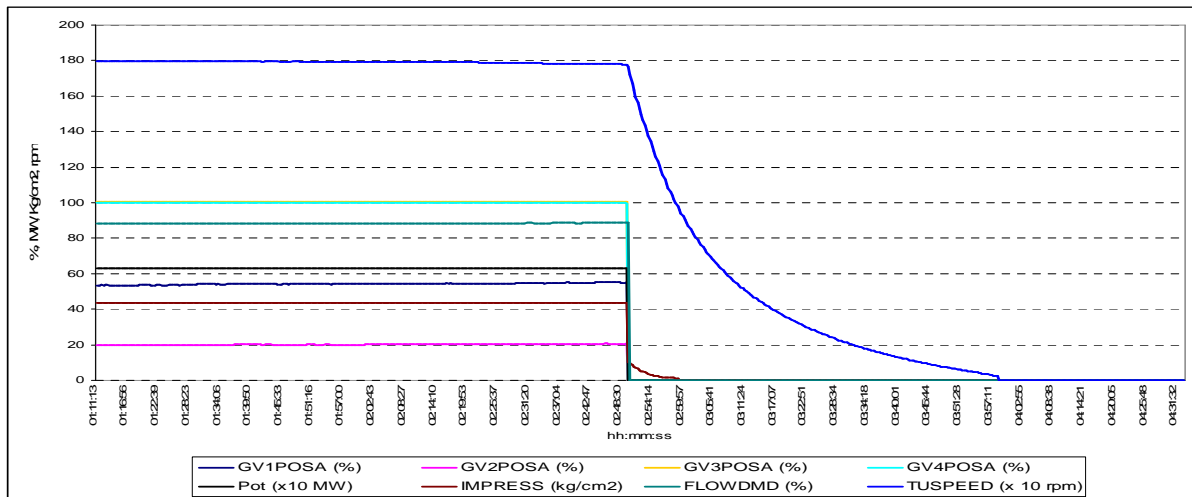


FIGURA 5.3 Trip da turbina em 19/01/15 por Subfrequência

## 6.0 - CONCLUSÕES

As margens operacionais e de projeto têm sido reduzidas ou desafiadas por erros humanos durante o desenvolvimento de modificações e atividades de manutenção da planta. Causas contribuintes incluem avaliações técnicas incompletas, entendimento insuficiente do projeto e das margens operacionais, para avaliar adequadamente os riscos associados com estas atividades.

As fases de teste, verificação e validação, compreendidas pelo SWIL, TAF e TAS são uma barreira final crítica no processo de modificação para garantir que as mudanças de projeto tenham sido projetadas e implementadas corretamente antes da liberação para a operação da planta. Muitos eventos envolvendo novas tecnologias com inclusão de novas funções ocorreram, em parte, porque o escopo e a profundidade dos testes foram insuficientes.

Durante a fase do TAF foi percebida a necessidade de desenvolvimento de uma ferramenta mais completa de teste. Durante o teste SWIL os módulos e a fiação interna até a régua de bornes do painel de controle não são testados. Esta ferramenta de teste permitirá conectar todas as E/S, analógicas e digitais, a partir da régua de bornes do painel de controle, a um sistema que simule o modelo dinâmico do processo. Sistema de teste com esta característica é também chamado de HWIL (Hardware In Loop) e trará mais eficiência durante o TAF.

Com a implementação no novo SCT na usina termonuclear de Angra 1 foram eliminados diversos pontos únicos de vulnerabilidade (SPV Single Point Vulnerability) através da implementação de dispositivos redundantes e de métodos modernos de detecção, controle e atuação. Devido aos recursos adicionais do novo sistema a realização de testes periódicos se tornou mais simples e segura. Melhorias do desempenho do controle da turbina e do gerador elétrico também foram observadas.

Esta solução de “upgrade” também poderá ser utilizada na usina de Angra 2.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) WEC Westinghouse Electric Corporation – Instruction Book 657.093KW Steam Turbine Vol 1 Operation And Control, Agosto 1987.
- (2) EPRI Electric Power Research Institute – Technical Report 104885 - Introduction to Nuclear Plant Steam Turbine Control Systems – Dezembro 2006.
- (3) EPRI Electric Power Research Institute – Technical Report 1013461 - Turbine Overspeed Trip Modernization Requirements and Implementation Guide – Dezembro 2006.
- (4) Eletrobrás Eletronuclear – SBUN Sistemas Básicos de Usina Nuclear - SCT Sistema de Controle da Turbina, Agosto, 2014.
- (5) IAEA – TECDOC-1328 Solutions for cost effective assessment of software based I&C systems in NPP – Dezembro 2002.
- (6) IEEE Std 1012 – Standard for Software Verification and Validation – 1998

(7) Power GEN 2003 "Retrofitting Steam Turbines with Modern Control Platforms" - Siemens Westinghouse Power Corporation LasVegas, Nevada Dec. 9-11, 2003

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



M.Sc. Salomão Gonçalves de Oliveira Junior

Nascido em Volta Redonda, RJ, em 1966.

Mestrado em Engenharia Elétrica (Sistemas de Potência) pela UFRJ (2008).

Graduação em Engenharia Elétrica-Eletrônica pela USS-RJ (1996).

Atualmente trabalha na Eletrobrás Eletronuclear, atuando como engenheiro de projeto há 15 anos, na Gerencia de Engenharia Elétrica e I&C (GEI.T) da Superintendência de Engenharia de Apoio as Usinas (SO.T/DT) .

Eng André Quintanilha dos Santos

Nascido em São Gonçalo, RJ, em 1973.

Graduação em Engenharia Elétrica pela UGF (1998).

Atualmente trabalha na Eletrobrás Eletronuclear, atuando como engenheiro de projeto há 13 anos, na Gerencia de Engenharia Elétrica e I&C (GEI.T) da Superintendência de Engenharia de Apoio as Usinas (SO.T/DT).

Eng Glauco Pereira de Moraes Martins

Nascido em Belo Horizonte, MG, em 1982.

Mestrando pela PUC-RJ

Pós Graduação em Engenharia de Instrumentação Industrial pelo IBP (2011)

Graduação em Engenharia Elétrica pela PUC-MG (2008).

Atualmente trabalha na Eletrobrás Eletronuclear, atuando como engenheiro de sistemas há 6 anos, na Gerencia de Desempenhos do Reator (GDU.O) da Superintendência de Operação de Angra 1(SU.O/DO).

Eng Eduardo Moreira Dias

Nascido em Barra Mansa, RJ, em 1974.

Graduação em Engenharia Elétrica pela UBM (2009).

Atualmente trabalha na Eletrobrás Eletronuclear, atuando como engenheiro de manutenção há 6 anos, na Gerencia de Manutenção Integrada de Angra 1(GMI.O) da Superintendência de Operação de Angra 1(SU.O/DO).

Eng Rodrigo Fernandes Machado

Nascido em Campo Grande, RJ, em 1980.

Graduação em Engenharia Elétrica-Eletrônica pela UERJ (2002).

Atualmente trabalha na Eletrobrás Eletronuclear, atuando como SRO há 7 anos, na Gerencia de Operação de Angra 1(GOU.O) da Superintendência de Operação de Angra 1(SU.O/DO).