

ASPECTOS TÉCNICOS DA MANUTENÇÃO DA ESTAÇÃO DE RECEBIMENTO N°1 DA CST - SUBESTAÇÃO BLINDADA SF₆ / GIS - 138KV¹

*Fabício Victor de Assis²
Eduardo Prini Rampazzo³*

Resumo

Este trabalho tem o objetivo de apresentar o desenvolvimento da primeira manutenção com revisão geral em 5 circuitos da Estação de Recebimento N°1 (ER1) da CST, realizada em setembro de 2005. A ER 1 é a principal subestação do sistema elétrico da CST com a particularidade de ser uma subestação blindada de 138KV, isolada a gás SF₆. A apresentação do trabalho será iniciada como uma breve descrição técnica e funcional desta subestação e em seguida será desdobrada através de tópicos relativos ao planejamento dos trabalhos e as técnicas de manutenção preventiva e preditiva utilizadas nesta intervenção. Todo desenvolvimento do trabalho será focado no destaque aos e requisitos de confiabilidade, inovações nas práticas, procedimentos e equipamentos utilizados, critérios de segurança e ambientais, dando ênfase às peculiaridades da aplicação deste tipo não convencional de subestação. Os resultados obtidos durante esta manutenção mostraram a eficiência do planejamento para realização de grandes intervenções de manutenção, evidenciaram a confiabilidade deste tipo de subestação e permitiram a garantia da disponibilidade do processo de distribuição de energia realizado por esta subestação em mais uma campanha de 20 anos. Como resultado adicional pode-se destacar o desenvolvimento de parcerias nacionais para atuação neste tipo de subestação, a redução de custos de manutenção o desenvolvimento de novas técnicas e equipamentos que permitem intervenções com alto nível de qualidade e segurança.

Palavras-chaves: Subestação blindada; Estação recebedora N° 1.

TECHNICAL ASPECTS FROM MAINTENANCE OF CST'S RECEIVING STATION N°1 - GIS SF₆ - 138KV

Abstract

The objective of this paper is to present the development of the first general maintenance and inspection of 5 circuits of CST's Receiving Station N°1 (RE 1) in September 2005. The RE 1 is the main substation of CST's electrical system with all the particularities of a 138kV – SF₆ - Gas Isolated Substation. The presentation will begin with a brief functional and technical description of this substation and after that some topics related with planning, preventive and predictive maintenance techniques used during this maintenance will be explored. The results obtained during this project showed the efficiency of planning before events of maintenance, evidenced the reliability of this kind of substation and at last this maintenance allowed the guarantee of availability of the energy distribution process made from this substation for a new 20 years campaign. As an additional result we can highlight the development of national partners with know-how to work in this type of substation, the maintenance costs reduction and the development of new techniques and equipment to allow interventions with high level of safety and quality.

Key words: GIS – Gas Isolated Substation; Receiving Station N° 1.

¹ *Contribuição técnica ao 62º Congresso Anual da ABM – Internacional, 23 a 27 de julho de 2007, Vitória – ES, Brasil.*

² *Especialista de Manutenção Eletroeletrônica*

³ *Especialista de Manutenção Eletroeletrônica*

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico principal da CST, em sua configuração 5MT/ano, é composto por duas Estações Receptoras de 138kV, geradores, subestações abaixadoras e elevadoras e diversas linhas de transmissão aéreas e subterrâneas que interligam estas estações e subestações às salas elétricas das áreas de processo que são consumidores internos da CST. O esquema da Figura 1 ilustra resumidamente este sistema elétrico.

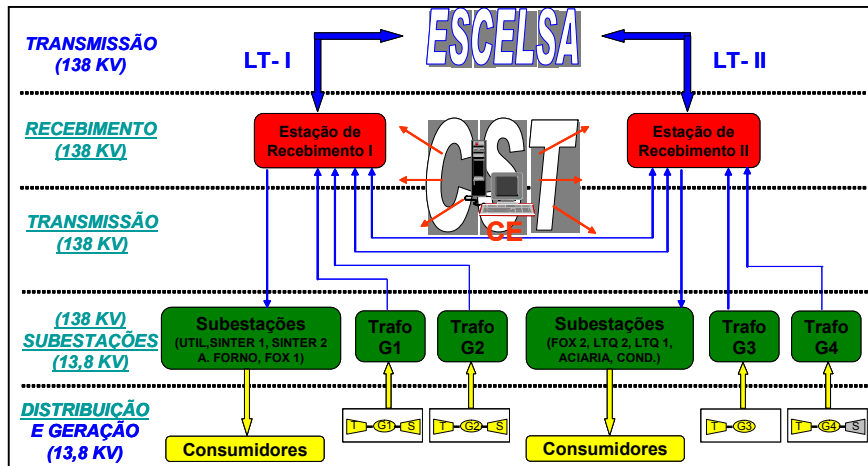


Figura 1 – Esquema da Topologia do Sistema Elétrico da CST

Neste sistema se destaca como a principal subestação de 138kV a Estação Receptora N°1, denominada ER 1, que é uma subestação de 138kV blindada, com isolamento por gás SF₆ (hexafluoreto de enxofre).

A topologia desta subestação é caracterizada por dois barramentos, onde se podem conectar ou geradores, consumidores ou interligações, sendo denominadas de barra “A” e “B”. A subestação é composta de onze bays, cada um contendo um conjunto formado por um disjuntor GCB (gas circuit breaker), quatro chaves seccionadoras, sendo duas de barra, uma de linha e uma de terra, e um painel de comando. Dentre esses onze bays, cinco alimentam cargas da CST, um faz a interligação com a concessionária de energia (Escelsa) pela linha CST-Pitanga, outros dois são referentes às Centrais Termoeletricas 1 e 2, outro faz a interligação entre barra A e barra B (*ié*) e por fim outros dois que interligam a EE 1 com as barras A e B da Estação Receptora N°2. As Figuras 2 e 3 ilustram a ER 1.

Este trabalho tem o objetivo de apresentar o desenvolvimento da primeira manutenção com revisão geral em 5 circuitos da ER 1, destacado os aspectos técnicos, procedimentos e equipamentos utilizados e dando ênfase às peculiaridades da aplicação deste tipo não convencional de subestação.



Figura 2 – Vista dos Módulos Blindados da ER 1

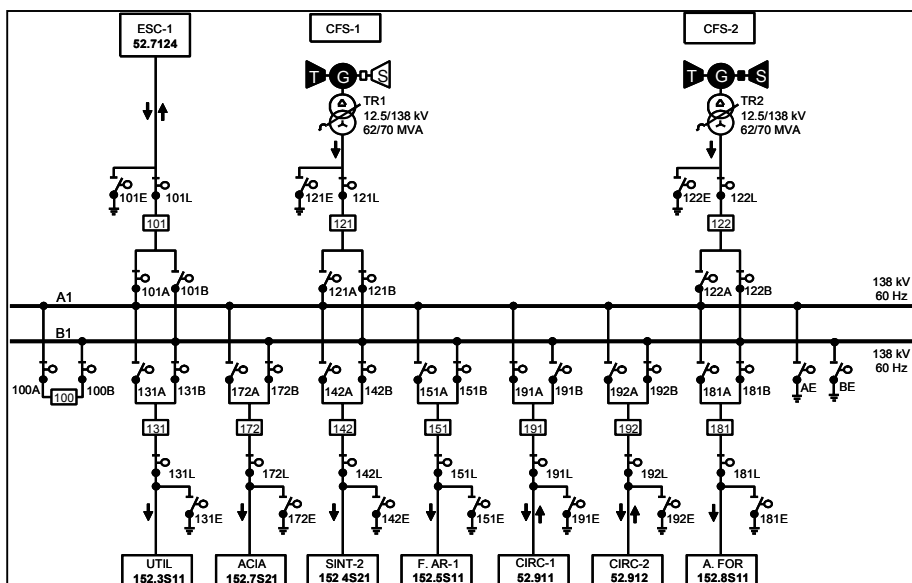


Figura 3 – Unifilar Simplificado da ER 1

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Planejamento

Os serviços foram programados e planejados junto a uma equipe de 3 especialistas da Toshiba do Japão (atual TMT&D) fabricante da ER1. Foi contratada uma equipe especializada de 5 técnicos para execução e fornecimento dos equipamentos e instrumentos utilizados na intervenção.

O planejamento da execução foi montado através de ferramentas de Plano de Trabalho, Cronogramas e Análise de Riscos, prevendo uma intervenção de 3 dias por bay.

O planejamento operacional das manobras que permitiram a realização da manutenção foi realizado através de ferramentas de seqüências de manobras e a análise de contingências detalhadas, uma vez que para realizar o isolamento dos bays e das barras foi necessário criar condições operacionais através de diversas manobras no sistema elétrico. Durante todas as intervenções o sistema elétrico da CST foi mantido alimentado sem restrições por alimentadores e configurações alternativas.

2.2 Atividades de Manutenção

2.2.1 Manutenção do acionamento dos disjuntores

A operação do disjuntor denominado *GCB* (*Gás Circuit Breaker*) é feita através do acionamento do bloco de controle que por sua vez libera a passagem de ar comprimido a 15 kg/cm², empurrando um embolo que abre ou fecha os contatos do GCB. Uma bobina de trip deve ser energizada para a abertura do disjuntor, enquanto uma bobina de fechamento é energizada para fechar o disjuntor.

Na Figura 4 pode-se observar os principais componentes presentes no compartimento de comando que não é selado por gás SF₆, já que não possui contato com a parte ativa. As seguintes atividades foram realizadas:

- Substituição dos contatos auxiliares do painel do disjuntor;
- Reaperto dos parafusos e porcas do painel frontal;
- Retirada do bloco de controle para manutenção;
- Lubrificação da caixa do mecanismo;
- Limpeza geral do compartimento.

O bloco de controle é responsável pela interface entre os sinais de abertura e fechamento elétrico e o acionamento pneumático do GCB. Durante a manutenção este bloco foi retirado e totalmente desmontado, para lubrificação e limpeza, troca dos *o'rings* e aferição.

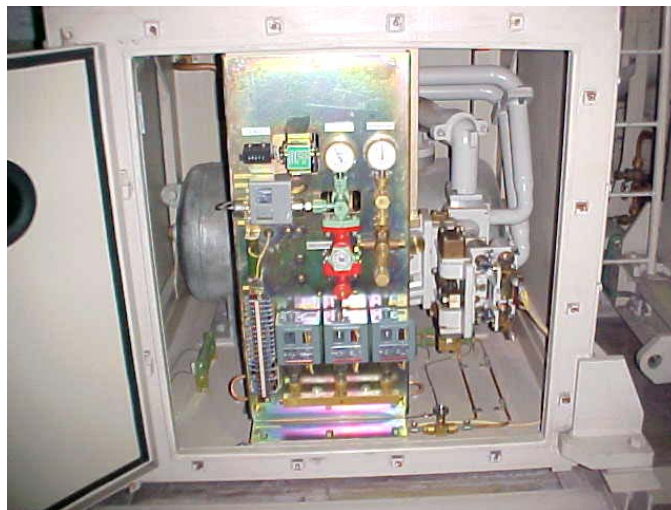


Figura 4 – Módulo de Acionamento

2.2.2 Manutenção do painel de controle dos *bays*

O Painel de Controle recebe todos os sinais e envia os comandos tanto dos disjuntores, como das seccionadoras. Nele estão os relés responsáveis por intertravamento e multiplicação de contatos, além dos sinalizadores para o esquemático do painel.

Foi realizada a substituição dos relés, sinaleiros e reaperto das conexões.



Figura 5 – Painel de Comando

2.2.3 Manutenção do acionamento das seccionadoras

Existem quatro seccionadoras por *bay*: seccionadora de linha, interligando o bay com a linha de transmissão que vai para a subestação cliente; seccionadora de aterramento de linha, que faz o aterramento da linha que vai para a subestação cliente; seccionadora de barra A, interligando o bay com a barra A1; seccionadora de barra B, interligando o bay com a barra B1.

Todas seccionadoras são acionadas eletricamente, porém as de barra e a de aterramento a atuação do mecanismo é por mola, enquanto a de linha é motorizada. As quatro seccionadoras sofreram intervenções idênticas, sendo realizadas as seguintes atividades: troca dos conjuntos de contatos auxiliares de cada uma das seccionadoras; lubrificação e limpeza dos painéis das seccionadoras; reaperto geral dos parafusos e porcas no painel e blocos auxiliares e testes de continuidade das ligações.

2.2.4 Testes, ensaios elétricos e diagnósticos

Durante a execução dos serviços foram realizados diversos testes e ensaios para verificar as condições dos componentes do sistema. Estes testes também permitem gerar dados históricos para acompanhamento da evolução das condições do equipamento, e desenvolver diagnósticos. A seguir serão descritos os principais testes realizados.

2.2.4.1 Medição de teor de água no sf_6

O primeiro ensaio foi a medição de umidade do SF_6 do disjuntor e do bay. Este teste utiliza-se do método de medição de ponto de orvalho para se determinar a umidade do gás. Para isso retira-se uma amostra de gás, passando por um medidor de temperatura de orvalho. Esta temperatura, juntamente com a temperatura ambiente, é cruzada em uma tabela padronizada, fornecendo a quantidade de p.p.m. por unidade de massa de água presente no gás.

2.2.4.2 Aferição e testes das medições de pressão

Foi realizada a aferição dos manômetros de SF₆ do bay (localizado ao lado do painel de controle) e do GCB (painel frontal) e manômetro de ar comprimido do GCB (painel frontal), sendo testados suas faixas e alarmes.

2.2.4.3 Medição de resistência de contato

Foi realizado teste de resistência de contato do circuito principal. Para isso fecha-se uma seccionadora de barra (a que estiver desimpedida), o disjuntor, a seccionadora de linha e a de terra. São injetados 100 A no circuito medindo-se a diferença de potencial entre os extremos (aterramento da barra e aterramento da linha). Este teste é realizado duas vezes, uma para cada a situação de seccionadora de barra fechada (seccionadoras de barra A e B).

2.2.4.4 Medição de resistência de isolamento

Foi realizado teste de resistência de isolamento do circuito principal com uso de megger de 1000 V, com o circuito nas mesmas configurações utilizadas para o teste de resistência de contato. A medição foi realizada entre fases (R-S; R-T; S-T) e entre fase e terra.

Realizado teste de resistência de isolamento dos circuitos de controle e auxiliares, com tensão aplicada de 500 V.

2.2.4.5 Verificação de vazamento de sf₆

Foi utilizado um detector de SF₆ para proceder o teste de vazamento de SF₆.

2.2.4.6 Oscilografia dos tempos de abertura e fechamento

Para verificar a simultaneidade e o tempo de operação do disjuntor foi realizada oscilografia nas operações de abertura, fechamento e fechamento-abertura, sendo medidas a quantidade de ar comprimido consumido em cada operação, para verificar se este valor estava dentro do especificado.

Foi também realizado o teste de acionamento manual (no frontal do disjuntor) com pressão de 10 kg/cm² e teste de tensão de acionamento mínimo das bobinas de trip e de fechamento. Isto é feito aplicando tensão CC nos terminais dentro do painel de controle por meio de fonte CC variável de 0 a 60 V, observando-se a menor valor de acionamento, tanto na abertura como no fechamento.

Nas seccionadoras também foi realizado a medição do tempo de abertura e fechamento.

2.2.4.7 Comissionamento final

Depois de concluídos todos os serviços e demais testes, foi realizado o comissionamento final e teste seqüencial nas seccionadoras e disjuntor, para verificação de intertravamento, sinalização de alarmes local e remoto e comando remoto.

2.2.5 Manutenção na parte ativa dos disjuntores

Em dois bays foi realizada a intervenção tanto na parte de acionamento como também na parte ativa.

Para que seja dada manutenção na parte ativa é necessário que o disjuntor seja desacoplado do barramento e para isso foi retirado o gás do compartimento.

2.3 Modificação de Tempo de Abertura de 5 Ciclos para 3 Ciclos

Uma implementação realizada em todos os circuitos mantidos em adição ao disjuntor do circuito N° 100 (*bus tie*), foi a modificação do tempo de abertura de 5 ciclos para 3 ciclos. Para isso foi realizada uma modificação no circuito de comando e substituição de componentes, conforme projeto feito pela Toshiba do Japão, fabricante do equipamento.

A validade da modificação foi constatada por meio de oscilografia e medição do tempo de abertura detalhado anteriormente.



Figura 6 – Desacoplamento do módulo do disjuntor

A primeira etapa é realizar a retirada do gás SF₆ das partes onde ocorrerá o desacoplamento. Para a retirada do SF₆ é utilizada bomba que também possui dispositivo de tratamento de gás, sendo o gás retirado e acondicionado em cilindros. Após a retirada do SF₆ é realizado o desacoplamento, conforme ilustrado na Figura 6.

Após o desacoplamento é retirada a tulipa de junção do bay com o GCB. Essas tulipas passaram por uma limpeza e foram lubrificadas com produtos isolantes. Foi também retirado o compartimento de sílica para substituição de sílica, feita a limpeza da membrana de isolamento de SF₆ e contatos do barramento.

Para ser realizada inspeção e lubrificação dos contatos do disjuntor é necessário realizar a abertura e fechamento do disjuntor enquanto desacoplado. Para esta aplicação específica foi desenvolvido um dispositivo especial que foi conectado na caixa de mecanismo do GCB que pode ser lentamente movimentado, tanto no sentido de abertura quanto no de fechamento dos contatos.

Por fim foi realizada a substituição dos *o'rings* dos flanges do GCB.

Em seguida foi iniciada a remontagem com a inserção das tulipas para conexão entre barramento do bay e o GCB e realizado o enchimento de gás na seção do bay totalizando uma pressão de 3 kg/cm².

No módulo do disjuntor foi realizado vácuo até ser atingido o valor de 0,5 bar, sendo mantido por mais 1 hora de forma a garantir a retirada de umidade.

Após o vácuo, o compartimento do GCB é novamente preenchido com SF₆ a uma pressão de 5 kg/cm², finalizando o processo de montagem.

3 RESULTADOS

A Tabela 1 resume os principais resultados obtidos na manutenção.

Tabela 1 – Resumo de Resultados

ITENS	Circuito n° 191	Circuito n° 121	Circuito n° 192	Circuito n° 172	Circuito n° 142
Inspeção Visual	BOM	BOM	BOM	BOM	BOM
Vazamento SF ₆	BOM	BOM	BOM	BOM	BOM
Medição de Umidade SF ₆ (p.p.m.)	BOM 48,6	BOM 70,5	BOM 77,8	BOM 44,5	BOM 55,1
Dispositivo de Pressão	BOM	BOM	BOM	BOM	BOM
Operação Mecânica (GCB)	BOM	BOM	BOM	BOM	BOM
Tempo Fechamento (s)	0,073	0,073	0,073	0,072	0,072
Tempo Abertura (s)	0,028	0,028	0,028	0,027	0,027
Resistência de Contato ($\mu\Omega$)	BOM	BOM	BOM	BOM	BOM
	R S T	R S T	R S T	R S T	R S T
89 – AE → 89 – [circuito] E	340 328 340	702 676 712	521 502 512	631 620 633	607 583 600
89 – BE → 89 – [circuito] E	475 488 490	723 728 753	512 583 557	655 652 675	618 595 637
Resistência de Isolação	BOM 2000 M Ω	BOM 2000 M Ω	BOM 2000 M Ω	BOM 2000 M Ω	BOM 2000 M Ω
Seqüência de Teste	BOM	BOM	BOM	BOM	BOM

4 DISCUSSÃO

Comparando os resultados obtidos com as referências do Startup do fabricante pode-se gerar um diagnóstico mostrado no item 3 deste trabalho, demonstrando o bom estado de conservação dos equipamentos.

5 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos durante esta manutenção mostraram a eficiência do planejamento para realização de grandes intervenções de manutenção, evidenciaram a confiabilidade deste tipo de subestação e permitiram a garantia da disponibilidade do processo de distribuição de energia realizado por esta planta em mais uma campanha de 20 anos.

Como resultado adicional pode-se destacar o desenvolvimento de parcerias nacionais para atuação neste tipo de subestação, a redução de custos de manutenção o desenvolvimento de novas técnicas e equipamentos que permitem intervenções com alto nível de qualidade, e segurança.

Foi ainda extramente relevante a modificação implementada com reengenharia do acionamento dos disjuntores, de forma a modificar o tempo de abertura de 5 ciclos para 3 ciclos, representando com um pequeno investimento uma grande melhoria nos tempos de atuação da proteção, com ganho de 60% no desempenho do sistema na eliminação de defeitos.

Agradecimentos

Agradecimentos aos colegas da Companhia Siderúrgica de Tubarão que participaram com comprometimento de todas as etapas deste evento de manutenção.

É imprescindível também o agradecimento ao corpo gerencial da empresa que dentro das condições financeiras discutidas e aprovadas não envidou recursos de forma a se torna possível o sucesso deste projeto.

BIBLIOGRAFIA

- 1 KAWASAKI STEEL CORPORATION, Operating and Maintenance Manual, Power Distribution System, Tokyo – Japan, v. 11, novembro 1981.
- 2 TOSHIBA CORPORATION, Intructions for GCB SF₆ Gas Circuit Breaker type GSPK-120 1W, Japan.
- 3 TOSHIBA CORPORATION, Procedure to Modifying a trip circuit of GCB, Japan, julho 2005.
- 4 COMPANHIA SIDERURGICA DE TUBARÃO, Relatório de Manutenção Programada da ER1, Serra – Brasil, setembro 2005.