



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica



RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Subestação COTEMINAS 230/13,8 kV

Aluna: Alana Kelly Xavier Santos

Orientador: Damásio Fernandes Júnior, D.Sc.

Campina Grande
Fevereiro de 2010

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Subestação COTEMINAS 230/13,8 kV

Relatório de Estágio Integrado apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

ALUNA: _____

Alana Kelly Xavier Santos

ORIENTADOR: _____

Damásio Fernandes Júnior

Campina Grande
Fevereiro de 2010

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Subestação COTEMINAS 230/13,8 kV

Estagiária: Alana Kelly Xavier Santos

Empresa: Companhia de Tecidos do Norte de Minas – COTEMINAS

Período de Estágio: Setembro/2009 a Fevereiro/2010

Orientador: Damásio Fernandes Júnior, D.Sc

Campina Grande
Fevereiro de 2010

Agradecimentos

A Deus que me deu forças nas horas mais difíceis e esperança nos momentos de angústia.

A toda minha família, especialmente a minha mãe Adilma e avó Maria da Guia, por me incentivarem e me ajudarem ao longo da minha vida.

A Diego Charles por toda paciência, ajuda, compreensão e incentivo a mim dedicados.

Ao professor Damásio Fernandes Júnior pelo incentivo, apoio e participação valiosa em minha formação acadêmica.

Ao engenheiro Sérgio Fernandes pela oportunidade que me concedeu, e toda a equipe da manutenção elétrica da COTEMINAS Campina Grande.

Aos engenheiros da ESC Engenharia, engenheiros e técnicos da CHESF pelos ensinamentos valiosos que me passaram durante a realização do estágio. Agradeço especialmente aos engenheiros Rafael Falcão de Aquino e Adércio Gadelha.

Aos amigos Alinne, Rafaela, Ana Vitória, Diego Buriti e Ulisses, por me apoiarem nas horas que mais precisei ao longo da minha formação acadêmica.

Apresentação

O estágio integrado foi realizado na Companhia de Tecidos Norte de Minas (COTEMINAS), mais especificamente na subestação COTEMINAS 230/13,8 kV. A realização do estágio foi possível através de um convênio firmado entre a COTEMINAS e a Universidade Federal de Campina Grande, por intermédio do Instituto Euvaldo Lodi (IEL).

Foram realizadas atividades de acompanhamento das obras finais de construção, comissionamento dos equipamentos e operação da subestação.

Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	8
LISTA DE TABELAS.....	9
1. INTRODUÇÃO	10
2. OBJETIVOS E ATIVIDADES REALIZADAS	10
3. COTEMINAS S.A.	10
4. A COTEMINAS CAMPINA GRANDE COMO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	12
5. SUBESTAÇÃO COTEMINAS 230/13,8 KV	14
5.1. ARRANJO ELÉTRICO DA SUBESTAÇÃO	16
5.1.1. Setor de 230 kV	16
5.1.2. Setor de 230 kV e 13,8 kV	16
6. EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO	17
6.1. PARÁ-RAIOS DE ÓXIDO DE ZINCO (ZNO).....	17
6.1.1. Funcionamento	19
6.1.2. Características Técnicas	19
6.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO	20
6.2.1. Características Técnicas	22
6.3. TRANSFORMADOR DE CORRENTE	23
6.3.1. Características Técnicas	23
6.4. DISJUNTORES A GÁS HEXAFLUORETO DE ENXOFRE (SF ₆).....	24
6.4.1. Partes Construtivas do Disjuntor	25
6.4.2. Características Técnicas	26
6.5. CHAVES	27
6.5.1. Seccionadora de Abertura Vertical Sem Lâmina de Terra	28
6.5.2. Seccionador de Abertura Vertical Com Lâmina de Terra	29
6.5.3. Seccionadora de Abertura Vertical Semi-pantográfica	30
6.6. TRANSFORMADOR REGULADOR TRIFÁSICO	31
7. AUTOMAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES	34
8. PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS	35
8.1. NÍVEIS DE ATUAÇÃO DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO	35
8.1.1. Proteção de Transformadores	36
8.1.2. Proteção de Barramento.....	37
8.1.3. Proteção de Linhas.....	37
8.2. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	38
8.3. RELÉS DIGITAIS	39
8.3.1. Interface com o Processo	40
8.3.2. Microprocessadores	42
8.3.3. Auto-supervisão.....	42
8.3.4. Interface Homem-máquina	42
8.3.5. Relatório de Falhas	42
8.3.6. Termos Técnicos Utilizados em Operações de Relés.....	43
8.4. IED – UMA EVOLUÇÃO DO RELÉ DE PROTEÇÃO.....	43

8.5. PROTOCOLO DE COMUNICAÇÃO UTILIZADO PELOS RELÉS.....	44
8.6. RELÉS DE PROTEÇÃO E MEDIÇÃO DA SUBESTAÇÃO.....	45
8.6.1. DIGSI	47
9. SISTEMA ABERTO DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA (SAGE)	48
10. O SAGE DA SE COTEMINAS.....	50
11. COMISSONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS DA SE COTEMINAS	52
11.1. IMPLANTAÇÃO E COMISSONAMENTO DO SAGE NA SUBESTAÇÃO	52
11.2. VERIFICAÇÕES GERAIS PARA ENERGIZAÇÃO DO PAINEL E DISTRIBUIÇÃO DE POTENCIAIS NO PAINEL 4UA3D-2.....	54
11.3. TESTES DE FUNCIONALIDADE NO PAINEL 4UA7C	55
11.4. TESTE DE FUNCIONALIDADE NOS PAINÉIS 4UA3D-1 E 4UA3D-2	56
11.5. TESTE DE INTERTRAVAMENTOS NO PAINEL 7UA9.....	57
11.6. TESTES DE INTERTRAVAMENTOS E LÓGICAS NOS PAINÉIS 4UA2A-1 E 4UA2A-2	59
11.7. TESTES DE PROTEÇÃO NOS PAINÉIS 4UA2B-1 E 4UA2B-2	59
11.7.1. Função de Proteção Religamento Automático	59
11.7.2. Descrição do Teste de Proteção.....	60
12. ENERGIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA SE COTEMINAS	63
12.1. ENERGIZAÇÃO EM VAZIO DO TRANSFORMADOR 04T1	66
12.2. ENERGIZAÇÃO EM CARGA DO TRANSFORMADOR 04T1	66
13. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	67
BIBLIOGRAFIA	68
ANEXO A.....	69
ANEXO B.....	71
ANEXO C.....	73
ANEXO D.....	75

Lista de Figuras

Figura 1 - Unidades da COTEMINAS em Campina Grande.	11
Figura 2 - Entrada das linhas de transmissão na subestação.	14
Figura 3 - Parte da subestação pertencente a CHESF.	15
Figura 4 - Parte da subestação pertencente a COTEMINAS.....	15
Figura 5 - Cubículos de 15 kV.....	17
Figura 6 - Pára-raios 3EL2 da SE COTEMINAS.	18
Figura 7 - Imagem seccional de um componente do pára-raios.	19
Figura 8 - TPC da SE COTEMINAS.	21
Figura 9 - Esquema Elétrico do TPC.....	22
Figura 10 - TC fabricado pela TRENCH Itália.	23
Figura 11 - Disjuntor 3AP1 FI2 da subestação.....	25
Figura 12 - Componentes do disjuntor 3AP1 FI2.....	26
Figura 13 - Seccionadora de abertura vertical sem lâmina de terra.....	28
Figura 14 - Seccionadora de abertura vertical com lâmina de terra.	30
Figura 15 - Seccionadora de abertura vertical semi-pantográfica.	31
Figura 16 - Transformador 04T1.	32
Figura 17 - Relés SIPROTEC 7SD5.	46
Figura 18 - Interface gráfica do DIGSI.	48
Figura 19 - Tela do vão A.....	51
Figura 20 - Operador do grupo do SAGE.....	53
Figura 21 - “Visor de alarmes” do SAGE.	53
Figura 22 - Verificação do potencial em um determinado ponto do circuito.....	54
Figura 23 - <i>Display</i> da unidade de controle UB1.	56
Figura 24 - Disjuntor 14D1.	56
Figura 25 - Botões do painel da seccionadora.....	57
Figura 26 - Fechamento da seccionadora.	57
Figura 27 - Retirada do fusível.	58
Figura 28 - Tela “Spontaneous Annunciation” do DIGSI.....	58
Figura 29 - CMC 156 OMICRON.....	60
Figura 30 - Interface do instrumento CMC 156.	62
Figura 31 - Tela “ <i>Spontaneous Annunciation</i> ” do DIGSI.	62
Figura 32 - Disjuntor a SF ₆ do vão B.	63
Figura 33 - Trabalho de seccionamento da linha 04C3.	64
Figura 34 - Operadores da CHESF durante o monitoramento.	65

Lista de Tabelas

Tabela I - Dados técnicos dos pára-raios.....	20
Tabela II - Especificações técnicas dos TPC.....	22
Tabela III - Especificações técnicas do TC da AREVA.....	24
Tabela IV - Especificações técnicas do TC da TRENCH Itália.....	24
Tabela V - Especificações técnicas dos disjuntores 3AP1 FI2.....	27
Tabela VI - Dados técnicos da seccionadora de abertura vertical sem lâmina de terra.	29
Tabela VII - Dados técnicos da seccionadora de abertura vertical com lâmina de terra.	30
Tabela VIII - Dados técnicos da seccionadora de abertura vertical semi-pantográfica.	31
Tabela IX - Especificação técnica dos transformadores 04T1 e 04T2.....	33
Tabela X - Numeração e descrição de dispositivos de proteção.....	38

1. Introdução

Antes da conexão da subestação COTEMINAS 230/13,8 kV ao Sistema Interligado Nacional (SIN) uma série de atividades foram realizadas, como adequação e melhorias dos projetos eletromecânicos e civis, comissionamento dos equipamentos da subestação e treinamentos aos operadores da subestação.

Essas atividades têm por objetivo assegurar a confiabilidade das instalações elétricas da subestação, o bom funcionamento dos seus equipamentos e a qualidade do fornecimento de energia elétrica do sistema elétrico.

2. Objetivos e Atividades Realizadas

Os principais objetivos e atividades realizadas durante o período de estágio foram os seguintes:

- Vistoria das obras finais de construção e levantamento de anormalidades nas obras dos projetos elétricos e de construção civil;
- Proposta de melhorias para obras dos projetos elétricos e de construção civil, e acompanhamento da execução das melhorias;
- Acompanhamento do comissionamento dos equipamentos da subestação;
- Análise de contratos relacionados à subestação;
- Controle de entrega de equipamentos do fornecimento da Siemens.

3. COTEMINAS S.A.

O grupo COTEMINAS, há mais de trinta anos no setor têxtil do Brasil, tem como seu Fundador o empresário José de Alencar Gomes da Silva, e presidente o empresário Josué Gomes da Silva. Trata-se de uma das maiores empresas têxteis da América Latina, tendo um dos maiores parques instalados, em um mesmo local, de fiação do mundo.

O grupo é composto por 12 unidades fabris, sendo duas instaladas em Campina Grande: a EMBRATEX e a WENTEX. A vista aérea das unidades da COTEMINAS em Campina Grande é mostrada na Figura 1.

Tudo começou quando aos 18 anos José de Alencar montou uma pequena loja de tecidos com venda em atacado na cidade de Ubá - MG, e iniciou suas atividades no ramo têxtil. Com o passar dos anos, as atividades foram aumentando e em 1964 foi inaugurada a *Wembly Rouas* em Ubá e logo depois, com seu amigo e sócio Luiz de Paula Ferreira estabeleceram contatos com a SUDENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste) para a implantação de uma fábrica de fiação e tecidos na cidade de Montes Claros - MG, com o aproveitamento das vantagens e dos incentivos fiscais do governo local.



Figura 1 - Unidades da COTEMINAS em Campina Grande.

Entre meados de 1967 e 1968 o empresário iniciou pesquisas e visitas às fábricas têxteis nacionais e internacionais visando um conhecimento maior na área, para um ano depois, em 1969 implantar a empresa COTEMINAS - Companhia de Tecidos do Norte de Minas.

Atualmente, o presidente da empresa é Josué Christiano Gomes da Silva, filho de José Alencar. Josué tem uma vasta história dentro do grupo COTEMINAS, começando aos 15 anos, passando por todas as áreas da empresa. Coursou Engenharia e Direito em Belo Horizonte e só se afastou da empresa, pela primeira vez em 26 anos, quando foi fazer MBA na Universidade de Vanderbilt, nos Estados Unidos. O crescimento da empresa, sob seu comando, tem sido objeto de admiração por parte de todos que militam no ramo têxtil, em nosso país e até mesmo no exterior.

Hoje, são 12 unidades que fabricam e distribuem produtos que ostentam conceituadas marcas de sucesso no mercado, como: *Artex, Santista, Calfat, Garcia, Arco Íris, Jamm, Atitude* e a mais nova rede varejista de cama, mesa e banho comprada pelo grupo, a *MMartan*.

A COTEMINAS transforma 100 mil toneladas de fibras por ano, ou o equivalente a 12,5% de todo o consumo nacional de algodão. São fios, tecidos, malhas, camisetas, meias, toalhas de banho e de rosto, roupões e lençóis. Cerca de 45% da produção é exportada para os Estados Unidos, Europa, Ásia, América Latina e Mercosul.

O grupo é composto por 11 unidades no Brasil, uma unidade na Argentina e um escritório central em São Paulo.

4. A COTEMINAS Campina Grande como Consumidor de Energia Elétrica

O consumidor cativo é aquele suprido pela concessionária de distribuição local. O preço da tarifa cativa é estipulado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e não existe qualquer possibilidade de negociação comercial entre as partes.

Consumidores livres são aqueles que podem escolher livremente de quem adquirir energia elétrica. Fisicamente, o consumidor livre está sempre conectado à distribuidora local (ou à rede de transmissão, caso o acesso se dê em tensões iguais ou superiores a 230 kV). Comercialmente, o consumidor adquire energia de uma fonte que pode estar em qualquer ponto do Sistema Interligado Nacional, o qual abrange 97% da capacidade de produção de energia do sistema elétrico brasileiro (ficam de fora apenas alguns sistemas isolados, localizados principalmente na Amazônia).

O consumidor livre pode negociar livremente os preços da energia elétrica, mas deve pagar para ter acesso à rede por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), caso esteja conectado a uma distribuidora, ou por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), caso esteja conectado à Rede Básica de Transmissão (tensões iguais ou superiores a 230 kV).

No momento atual, nem todo consumidor brasileiro pode se tornar livre, prerrogativa concedida apenas aos consumidores que atendam os requisitos estabelecidos pela Lei 9.074/1995, que criou as figuras do Consumidor Livre e do Produtor

Independente de Energia. O primeiro desses requisitos é pertencer ao “Grupo A”, que é o grupo dos consumidores de alta tensão. Assim, consumidores residenciais não podem se tornar livres, pois pertencem ao “Grupo B”, de baixa tensão. Os demais requisitos são os seguintes:

- Consumidores instalados antes de 8/7/1995 (“consumidores velhos”): demanda mínima de 3 MW e tensão de atendimento maior ou igual a 69 kV.
- Consumidores instalados após 8/7/1995 (“consumidores novos”): demanda mínima de 3 MW e atendimento em qualquer tensão do Grupo A.
- Consumidores atendidos por Fonte de Energia Incentivada (Pequena Central Hidrelétrica, Biomassa, Solar ou Eólica): demanda mínima de 500 kW e atendimento em qualquer tensão do Grupo A.

A empresa COTEMINAS Campina Grande optou por dispor de dois tipos de contratos de compra de energia elétrica: um tipo de contrato como consumidor livre e outro como consumidor cativo.

Cerca de 75% da demanda de potência ativa será fornecida através do contrato como consumidor livre e o restante fornecida por contrato como cativo, sendo 33 MW a potência média consumida pela empresa.

Na condição de consumidor cativo, a empresa é assistida pela Energisa Borborema com tarifa regulada para classe A3 (nível de tensão de 69 kV) na modalidade horo-sazonal. A modalidade horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (horário ponta e fora de ponta) e dos períodos do ano (seco e úmido).

A empresa possui uma subestação de 69/13,8 kV, com a qual é feita a interligação da linha de distribuição da Energisa com suas instalações.

Para que fosse possível ser consumidor livre acessante da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) e atender aos requisitos da Lei 9.074/1995, a subestação de 230/13,8 kV da COTEMINAS foi construída.

A conexão a Rede Básica ocorreu através do seccionamento de uma das linhas de transmissão da empresa transmissora Companhia Hidro Elétrica São Francisco – CHESF.

Na condição de consumidor livre, a empresa celebrou os contratos de conexão ao sistema de transmissão (CCT) com a CHESF, e contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) com o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

5. Subestação COTEMINAS 230/13,8 kV

Para que a subestação COTEMINAS 230/13,8 kV pudesse ser interligada à Rede Básica do SIN a linha de transmissão de circuito duplo Pau Ferro – Campina Grande II (04C3) foi seccionada, formando duas novas linhas: Pau Ferro – COTEMINAS (04F8) e COTEMINAS – Campina Grande II (04C3). Esse seccionamento ocorreu na torre 124-4, a aproximadamente 300 m da unidade industrial da COTEMINAS S.A., e a 2,2 km da subestação Campina Grande II.

Na Figura 2 é ilustrada a entrada das linhas de transmissão na subestação, da esquerda para direita: COTEMINAS – Campina Grande II e Pau Ferro – COTEMINAS.



Figura 2 - Entrada das linhas de transmissão na subestação.

Segundo acordado no CCT (Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão), a subestação COTEMINAS foi dividida em duas partes: uma parte de propriedade da CHESF e a outra parte de propriedade da COTEMINAS S.A., conforme ilustrado nas Figuras 3 e 4.

A CHESF e a COTEMINAS se submeterão aos procedimentos de rede, elaborados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e aprovados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A CHESF manterá e operará a parte da subestação de sua jurisdição, assim como a COTEMINAS manterá e operará a sua parte.

Na parte da CHESF está localizada a Sala de Relés e Serviços Auxiliares, construída em alvenaria, onde são concentrados os painéis de proteção e controle, de teleproteção, telecomunicações, centrais de supervisão e comando, e retificadores. Há também três outras salas da CHESF: a Sala de Comando, onde estão inseridos os equipamentos de controle e supervisão; a sala do Grupo Gerador de Emergência e sala dos bancos de baterias.

Na sala de comando pertencente a COTEMINAS estão localizados os cubículos de 15 kV, painéis de proteção e controle, disjuntores, seccionadora, retificador, banco de baterias e transformador auxiliar 13.800/220 V.

A empresa responsável pela construção da subestação foi a Siemens, a JPW Engenharia foi contratada pela Siemens para executar as obras civis e eletromecânicas, e a ESC (Engenharia de Sistemas de Controle) para fazer o projeto elétrico da subestação, o comissionamento dos equipamentos e a implantação do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE).



Figura 3 - Parte da subestação pertencente a CHESF.



Figura 4 - Parte da subestação pertencente a COTEMINAS.

5.1. Arranjo Elétrico da Subestação

A subestação COTEMINAS é do tipo abaixadora 230/13,8 kV, a céu aberto. O barramento de alta tensão em 230 kV é do tipo barra dupla, disjuntor de quatro chaves, com duas entradas de linha, uma interligação de barra e uma interligação de transformador.

A SE COTEMINAS é dividida em dois setores: Setor de 230 kV e Setor de 230 kV e 13,8 kV. O Setor de 230 kV é de propriedade da CHESF, e o Setor de 230 kV e 13,8 kV é de propriedade da COTEMINAS. No Anexo A é mostrado o diagrama unifilar simplificado dos setores, especificando a divisão da subestação entre as duas empresas.

5.1.1. Setor de 230 kV

O Setor de 230 kV é dividido em quatro vãos: A, B, C e D. O diagrama unifilar simplificado do Setor de 230 kV, com os códigos operacionais dos equipamentos segundo identificação da CHESF, é mostrado no Anexo B.

No vão A estão concentrados os equipamentos de proteção da linha COTEMINAS – Campina Grande II. No vão B estão concentrados os equipamentos de proteção da linha Pau Ferro – COTEMINAS.

O vão C é o denominado vão de transferência, onde o disjuntor de transferência é atuado no caso de falha ou manutenção dos disjuntores dos demais vãos. Já no vão D estão concentrados os equipamentos de proteção dos transformadores de força e medição de faturamento da subestação.

5.1.2. Setor de 230 kV e 13,8 kV

No Setor de 230 kV e 13,8 kV, conforme Anexo A, são concentrados dois transformadores reguladores trifásicos TRF 230/13,8 kV 25/33/42 MVA, eles são denominados 04T1 e 04T2, segundo nomenclatura operacional da CHESF. Somente o 04T1 está operando, enquanto o 04T2 apresenta-se como reserva fria.

Na sala de comando da COTEMINAS estão localizados os cubículos de 15 kV, em cujo interior estão os disjuntores que fazem a conexão do barramento de 13,8 kV aos alimentadores que compõe a rede elétrica da COTEMINAS.

O transformador 04T1 está conectado a um barramento simples de 13,8 kV, por sua vez o cubículo de entrada 15 kV da sala de comando está conectado ao barramento de 13,8 kV por meio de cabos de cobre de 240 mm²/15 kV.

Os cubículos de 15 kV (Figura 5) são interligados à planta industrial da COTEMINAS por meio de rede elétrica subterrânea na tensão de 13,8 kV.



Figura 5 - Cubículos de 15 kV.

6. Equipamentos da Subestação

6.1. Pará-raios de Óxido de Zinco (ZnO)

Os pará-raios da subestação são do tipo óxido de zinco (ZnO), modelo 3EL2 192-2PJ32-4NZ1. O pará-raios 3EL2 é um equipamento de proteção que se destina ao isolamento de uma instalação ou de um dos componentes da mesma, contra cargas inadequadas provocadas por sobretensões.

Os elementos não lineares dos pára-raios são resistores de óxido metálico. Eles estão dispostos em uma coluna paralela e hermeticamente fechados num encapsulamento de silicone. Na Figura 6 é mostrado um dos pára-raios da subestação.

A estabilidade mecânica do pára-raios é alcançada por barras de plástico reforçadas com fibra de vidro as quais pressionam e fecham o dispositivo de resistência. O encapsulamento de silicone mantém baixas as descargas elétricas na superfície do encapsulamento devido às suas propriedades hidrófobas, garantindo assim propriedades operacionais especialmente favoráveis também sob condições de sujeira.



Figura 6 - Pára-raios 3EL2 da SE COTEMINAS.

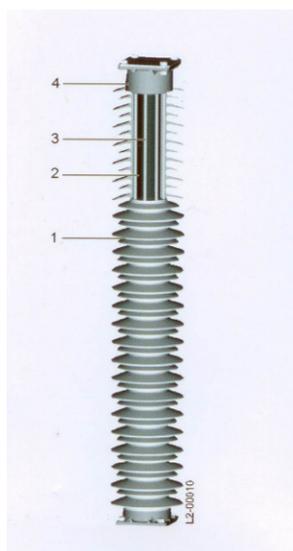
As flanges são fabricadas de uma liga de metal leve resistente ao ar livre, e estão diretamente ligadas com o encapsulamento de silicone. Os resistores de óxido metálico do pára-raios são fortemente cobertos por barras de plástico reforçadas com fibra de vidro. No caso de uma sobrecarga dos resistores não é formada uma sobretensão pelo arco voltaico em formação, porque os resistores não estão revestidos por uma cobertura mecânica rígida.

O arco voltaico (elétrico) é imediatamente expelido pelo encapsulamento de silicone, sem que para isso se verifique uma ruptura imediata da estrutura mecânica de suporte. Simultaneamente, os resistores de óxido metálico são mantidos nas suas posições por um elevado número de barras de plástico reforçadas por fibras de vidro. Desse modo, é minimizado o risco de peças expelidas.

6.1.1. Funcionamento

Resistores de óxido metálico são fortemente não lineares, isto é, eles possuem uma linha característica corrente-tensão fortemente curvada, de modo que na tensão contínua aplicada em caso normal, circula somente a corrente de fuga de poucos mA.

No caso de sobretensões atmosféricas ou de manobras, os resistores tornam-se condutores (faixa de Ohm), de modo que uma corrente de surto possa circular para a terra e a sobretensão seja diminuída ao valor da queda de tensão no derivador (“tensão residual”). As correntes de surto apresentam até 2 kA com sobretensões de manobra, e 1 kA, 10 kA e 20 kA com sobretensões atmosféricas. Na Figura 7 é mostrada a imagem seccional de um componente do para-raios.



Legenda:

- 1 – Encapsulamento plástico
- 2 – Resistor de óxido metálico (não linear)
- 3 – Barras de isolamento
- 4 - Flange

Figura 7 - Imagem seccional de um componente do pára-raios.

6.1.2. Características Técnicas

Os dados técnicos dos pára-raios 3EL2 da subestação são mostrados na Tabela I.

Tabela I - Dados técnicos dos pára-raios.

Fabricante	Siemens
Tensão nominal do pára-raios (kV eficaz fase-terra)	192
Tensão máxima de operação contínua - MCOV (kV eficaz fase-terra)	154
Norma de especificação	IEC 60.099-4 / 2006
Corrente de descarga nominal (kA - crista)	10
Tensões residuais máximas para correntes nominais de 5, 10 e 20 kA, onda 8x20µs (kV – crista)	433 - 461 - 512
Tensões residuais máximas para impulsos de manobra para correntes nominais de 250 A e 1000 A, onda 30x60µs (kV – crista)	360 - 378
Capacidade máxima de absorção de energia (kJ / "Ur" kV de tensão nominal do pára-raios)	7

6.2. Transformador de Potencial Capacitivo

Os transformadores de potencial são equipamentos que permitem os instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a da rede à qual estão ligados.

Os transformadores de potencial capacitivos (TPC) da subestação são do modelo CPTf 245/8. São completamente selados, compostos basicamente de uma unidade eletromagnética e de uma unidade capacitiva. Na Figura 8 é mostrado um dos TPC da subestação.

A unidade eletromagnética está contida no tanque metálico inferior e é constituída dos elementos indicados no esquema da Figura 9 e relacionados abaixo:

- Transformador de potencial indutivo (*TV*), que reduz a tensão do divisor capacitivo ($20/\sqrt{3}$ kV) ao valor solicitado para os instrumentos de medição e de proteção. O transformador de potencial indutivo possui enrolamentos auxiliares para alimentação de filtro supressor de ferroressonância e para correção da relação de transformação;
- Reator de indutância variável (*L*) para a compensação da reatância própria do divisor capacitivo;

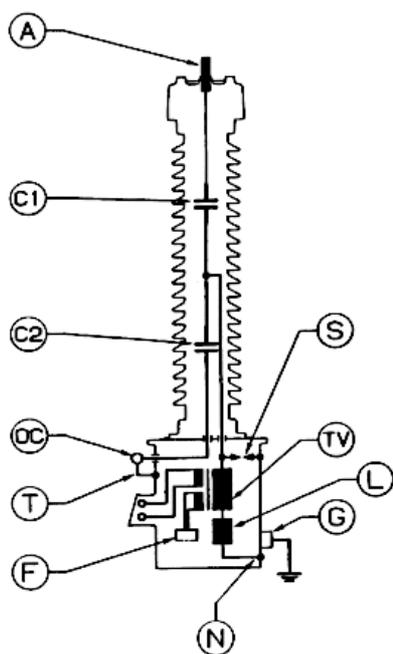
- Filtro supressor de ferroressonância (*F*) para a extinção de eventuais oscilações sub-harmônicas de ferroressonância;
- Pará-raios (*S*) para proteção dos circuitos de medição de tensão contra sobretensões. Este pará-raios tem uma tensão de disrupção a frequência industrial de cerca de 30 kV eficaz.
- O divisor capacitivo (*PPR*) é constituído de uma série de elementos de capacitores impregnados em óleo sintético e contidos em um invólucro de porcelana.

O tanque do TPC é provido com terminais secundários instalados em régua de resina de epóxi, protegidos por uma caixa estanque de alumínio.

Na parte inferior da caixa de terminais existe uma placa de passagem a qual pode ser furada para acomodar os cabos de saída.



Figura 8 - TPC da SE COTEMINAS.



Legenda:

- A – Terminal de alta tensão
- C1 – Capacitor de alta tensão
- C2 – Capacitor de média tensão
- O.C. – Terminal de conexão para onda portadora
- T – Link de aterramento do terminal O.C.
- S – Para-raios
- L – Reator de compensação
- TV – Transformador de média tensão
- F – Filtro supressor de ferrossonância
- N – Terminal primário lado neutro
- G – Terminal de aterramento

Figura 9 - Esquema Elétrico do TPC.

6.2.1. Características Técnicas

Os dados técnicos dos transformadores de potencial capacitivos da subestação são mostrados na Tabela II.

Tabela II - Especificações técnicas dos TPC.

Fabricante	TRENCH	
Tensão primária nominal do equipamento (kV eficaz fase-fase)	242	
Norma de especificação	ANSI C931.1/90 e IEC 186/87	
Nível de impulso atmosférico, onda plena (1,2 x 50 µs)	950 kV crista	
Nível de impulso atmosférico, onda cortada (3 µs)	1.045 kV crista	
Níveis de isolamento a frequência industrial	A seco e sob chuva (1 min)	395 kV eficaz
	A seco nos secundários (1 min)	2,5 kV eficaz

6.3. Transformador de Corrente

Os transformadores de corrente (TC) são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição, controle e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga a qual estão ligados.

Os transformadores de corrente classificam-se em dois tipos: transformadores de corrente para serviço de medição e transformadores de corrente para serviço de proteção. Esses tipos de transformadores, segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), se subdividem em duas classes: classe A, que apresenta alta impedância interna, e classe B, com baixa impedância interna.

Foram projetados dois modelos diferentes de TC para a subestação: um modelo fabricado pela AREVA, para os serviços de medição, proteção e faturamento da subestação; e outro modelo fabricado pela TRENCH Itália para os serviços de medição e proteção, mostrado na Figura 10.



Figura 10 - TC fabricado pela TRENCH Itália.

6.3.1. Características Técnicas

Os dados técnicos dos transformadores de corrente da subestação são mostrados nas Tabela III e Tabela IV.

Tabela III - Especificações técnicas do TC da AREVA.

Fabricante	Areva
Modelo	QDR - 245
Tensão nominal do equipamento (tensão máxima operativa)	245 kV
Norma de especificação	IEEE - C57.13/93
Corrente nominal (A)	300x600x1200 – 5 A
Fator térmico nominal: Medição / Proteção	1,3
Corrente máxima de curto-circuito simétrica	50 kA crista
Valor máximo da corrente de curto-circuito assimétrica	130 kA crista

Tabela IV - Especificações técnicas do TC da TRENCH Itália.

Fabricante	TRENCH Itália
Modelo	TAG ma 245
Tensão nominal do equipamento (tensão máxima operativa)	245 kV
Norma de especificação	NBR 6856 / IEC 60044 / ANSI C57-13
Corrente nominal (A)	500x1000x2000 - 5 A
Fator térmico nominal: Medição / Proteção	1,2
Corrente máxima de curto-circuito simétrica	40 kA eficaz
Valor máximo da corrente de curto-circuito assimétrica	104 kA crista

6.4. Disjuntores a Gás Hexafluoreto de Enxofre (SF₆)

Os disjuntores são equipamentos destinados à interrupção e ao restabelecimento das correntes elétricas num determinado ponto do circuito. A função principal de um disjuntor é interromper as correntes de defeito de um determinado circuito em um menor intervalo de tempo possível.

Os disjuntores sempre devem ser instalados acompanhados da aplicação dos relés respectivos, que são os elementos responsáveis pela detecção das correntes

elétricas do circuito que, após analisadas por sensores previamente ajustados, podem enviar ou não a ordem de comando para a sua abertura.

Quanto ao sistema de interrupção do arco, os disjuntores são classificados em função do meio extintor utilizado nas câmaras de extinção de arco. Os disjuntores utilizados em sistemas de alta tensão são disjuntores a óleo, a vácuo, ar comprimido e hexafluoreto de enxofre (SF_6).

O modelo dos disjuntores da subestação é o 3AP1 FI2, mostrado na Figura 11. O disjuntor 3AP1 FI2 é um modelo tripolar do tipo autocompressão, desenvolvido para o uso exterior, utilizando o gás SF_6 como meio extintor e isolante.

O disjuntor tem, para cada fase, um mecanismo de operação baseado em mola, que o torna adequado para manobras unipolares e tripolares.



Figura 11 - Disjuntor 3AP1 FI2 da subestação.

6.4.1. Partes Construtivas do Disjuntor

As partes constituintes do disjuntor 3AP1 FI2 são mostradas na Figura 12. Os três pólos do disjuntor são montados individualmente sobre as bases 11, cada base possui (lateralmente fixado) um armário de acionamento 15.1. O armário de comando 12 está no pólo B.

Cada coluna polar está preenchida com SF_6 , utilizado como meio extintor e isolante, constituindo uma câmara hermética de gás.

A energia necessária para a manobra do pólo é acumulada por uma mola de fechamento e uma mola de abertura. As molas de fechamento e de abertura encontram-se no acionamento.

O armário de comando 12 fixado no pólo B contém todos os componentes para o comando e controle do disjuntor além das réguas de bornes necessárias para a conexão elétrica. O monitoramento do gás SF₆ é feito de forma unipolar em cada um dos armários de acionamento.

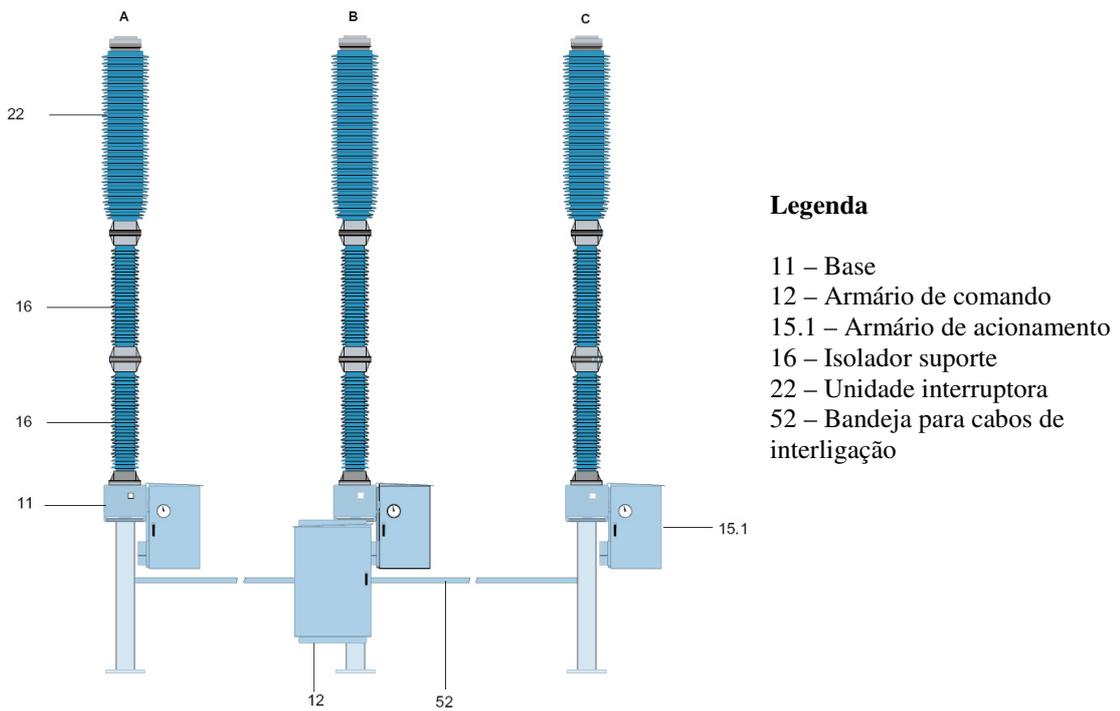


Figura 12 - Componentes do disjuntor 3AP1 FI2.

6.4.2. Características Técnicas

Os dados técnicos dos disjuntores 3AP1 FI2 são mostrados na Tabela V.

Tabela V - Especificações técnicas dos disjuntores 3AP1 FI2.

Fabricante	Siemens	
Modelo	3AP1 FI2	
Tensão nominal do equipamento (tensão máxima operativa) (kV)	245	
Norma de especificação	ABNT NBR 7118/1994 e IEC 62.271-100/01	
Corrente nominal (A)	4000	
Capacidade de interrupção nominal de curto-circuito:	Simétrica	50 kA eficaz
	Assimétrica	130 kA crista
Nível de isolamento (atmosférico, a seco)	1050 kV crista	

6.5. Chaves

As chaves podem desempenhar nas subestações diversas funções, sendo a mais comum a de seccionamento de circuitos por necessidade operativa, ou por necessidade de isolar componentes do sistema (equipamentos ou linhas) para a realização de manutenção dos mesmos.

As chaves podem ser classificadas de acordo com as funções desempenhadas, são classificadas em:

a) Seccionadores

Os seccionadores têm a função de contornar (“*by-pass*”) equipamentos, como disjuntores e capacitores série, para execução de manutenção ou por necessidade operativa. Também têm a função de manobrar circuitos, ou seja, transferir circuitos entre barramentos de uma subestação.

b) Chaves de terra

Esse tipo tem a função de aterrar componentes do sistema em manutenção, linhas de transmissão, barramentos ou bancos de capacitores em derivação.

c) Chaves de operação em carga

Esse tipo de chave tem a função de abrir e/ou fechar determinados circuitos em carga, como também manobrar bancos de reatores e capacitores.

d) Chaves de aterramento rápido

Esse tipo tem a função de aterrar determinados componentes energizados, normalmente com o objetivo de provocar uma falta intencional na rede, de forma a sensibilizar esquemas de proteção.

No arranjo elétrico da SE COTEMINAS estão dispostas chaves do tipo seccionador distintas: seccionadora de abertura vertical com lâmina de terra, abertura vertical sem lâmina de terra e semi-pantográfica vertical.

6.5.1. Seccionadora de Abertura Vertical Sem Lâmina de Terra

Cada pólo da seccionadora de abertura vertical sem lâmina de terra (Figura 13) é composto por três colunas de isoladores, sendo duas fixas e uma rotativa. A coluna rotativa é interligada, através de hastes de alumínio, ao mecanismo de acionamento do equipamento.

Quando há o acionamento do comando motorizado ou a chave é operada manualmente, a coluna rotativa é acionada, realizando a abertura vertical dos contatos.



Figura 13 - Seccionadora de abertura vertical sem lâmina de terra.

Os dados técnicos da seccionadora de abertura vertical sem lâmina de terra são mostrados na Tabela VI.

Tabela VI - Dados técnicos da seccionadora de abertura vertical sem lâmina de terra.

Fabricante		Siemens
Modelo		EVL c/ LT
Tensão nominal do equipamento (tensão máxima operativa) (kV)		242 kV
Norma de especificação		IEC 62.271-102/2007
Corrente nominal		2 kA
Capacidade para correntes de curto-circuito	Simétrica	40 kA eficaz
	Assimétrica	104 kA crista
Nível de isolamento		950 kV crista

6.5.2. Seccionador de Abertura Vertical Com Lâmina de Terra

A seccionadora de abertura vertical com lâmina de terra (Figura 14) tem princípio de funcionamento semelhante à seccionadora sem lâmina de terra, descrita anteriormente, com a diferença de ter a função de aterrar equipamentos da subestação.

Os dados técnicos da seccionadora de abertura vertical com lâmina de terra são mostrados na Tabela VII.



Figura 14 - Seccionadora de abertura vertical com lâmina de terra.

Tabela VII - Dados técnicos da seccionadora de abertura vertical com lâmina de terra.

Fabricante		Siemens
Modelo		EVL s/ LT
Tensão nominal do equipamento (tensão máxima operativa) (kV)		242 kV
Norma de especificação		IEC 62.271-102/2007
Corrente nominal		2 kA
Capacidade para correntes de curto-circuito	Simétrica	40 kA eficaz
	Assimétrica	104 kA crista
Nível de isolamento		950 kV crista

6.5.3. Seccionadora de Abertura Vertical Semi-pantográfica

As seccionadoras semi-pantográficas apresentam a vantagem de economia de espaço, os três pólos não precisam necessariamente estar alinhados e as fundações são menores. Podem necessitar de maior frequência de manutenção para o ajuste das articulações.

Estes tipos de seccionadores apresentam maior utilização como seccionadores de “*by-pass*” e como seccionadores seletores de barra.



Figura 15 - Seccionadora de abertura vertical semi-pantográfica.

Os dados técnicos da seccionadora de abertura vertical semi-pantográfica são mostrados na Tabela VIII.

Tabela VIII - Dados técnicos da seccionadora de abertura vertical semi-pantográfica.

Fabricante		Siemens
Modelo		LAV
Tensão nominal do equipamento (tensão máxima operativa) (kV)		242 kV
Norma de especificação		IEC 62.271-102/2007
Corrente nominal		2 kA
Capacidade para correntes de curto-circuito	Simétrica	40 kA eficaz
	Assimétrica	104 kA crista
Nível de isolamento		950 kV crista

6.6. Transformador Regulador Trifásico

O transformador é um equipamento de operação estática que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito, chamado primário, para um

ou mais circuitos denominados, respectivamente, secundário e terciário, sendo mantida a mesma frequência.

Para adequar a relação de tensão às condições do sistema, o transformador regulador está provido de um enrolamento especial com derivações.

A relação de tensão pode ser alterada através de um comutador em vazio estando o transformador desenergizado, ou por um comutador de derivações em carga com o transformador energizado.

Acionamentos motorizados são usados para operar os comutadores, possibilitando comando local ou à distância, inclusive com controle automático de tensão.

A eficiência da refrigeração é um fator fundamental que determina a segurança operacional e o tempo de vida de um transformador. O sistema utilizado com maior frequência em unidades menores é a refrigeração natural (ONAN). O calor é absorvido pelo óleo e dissipado no ar através de radiadores.

No sistema ONAN/ONAF (OA/FA ou OA/FA/FA) os radiadores são adicionalmente refrigerados por meio de ventiladores. O sistema de refrigeração pode também consistir de bancos de radiadores separados ou com trocador óleo/água (OFWF ou FOW). A refrigeração pode ainda ser incrementada por meio do fluxo direcionado do óleo (ODAF ou ODWF).

Na SE COTEMINAS são alocados dois transformadores reguladores trifásicos idênticos TRF 230/13,8 kV, denominados 04T1 e 04T2. Somente o 04T1 está operando (Figura 16), enquanto o 04T2 apresenta-se como reserva fria.



Figura 16 - Transformador 04T1.

Eles são transformadores do tipo abaixador com três enrolamentos, onde a ligação no primário e no secundário é do tipo estrela aterrado, e do terciário é do tipo delta. Os dados técnicos dos transformadores são mostrados na Tabela IX.

Tabela IX - Especificação técnica dos transformadores 04T1 e 04T2.

Fabricante		Siemens
Modelo		TLSN 7754
Tipo do transformador		Regulador trifásico
Norma de especificação		ABNT - NBR 5356/2008
Tensões nominais (kV)	Alta Tensão	230
	Baixa Tensão	13,8
	Terciário	9,96
Potências por estágio de resfriamento NBR 5356		
Alta Tensão (MVA)	ONAN	25
	ONAF1	33
	ONAF2	42
Baixa Tensão (MVA)	ONAN	25
	ONAF1	33
	ONAF2	42
Terciário (MVA)	ONAN	8,33
	ONAF1	11
	ONAF2	14
Impedâncias (%) (base e tensão nominal do equipamento)	Alta Tensão - Baixa Tensão	13,33
	Alta Tensão - Terciário	13,83
	Baixa Tensão - Terciário	12,59
Classe térmica (°C)		Classe E (120 °C)
Elevação da temperatura do topo do óleo acima da temperatura ambiente (°C)		65
Elevação da temperatura do ponto mais quente acima da temperatura ambiente (°C)		80
Níveis de isolamento dos enrolamentos (kV crista)	Atmosférico	850/110/850
	De manobra	34/360

7. Automação e Digitalização de Subestações

As transformações a que o setor elétrico está sendo submetido exigem que as empresas estejam aptas a atuar em ambientes cada vez mais dinâmicos e em permanente evolução, para que possam oferecer energia com maior confiabilidade e qualidade. Desta maneira, para garantir atuação num cenário cada vez mais competitivo, as empresas do setor elétrico vêm automatizando os seus processos produtivos.

O termo Automação Elétrica tem sido usado para designar os sistemas digitais que são utilizados para supervisão, comando, controle e proteção dos vários componentes do sistema elétrico. Estes sistemas podem ser classificados quanto ao processo a que estão relacionados em: sistemas de supervisão e controle do sistema de potência, sistema de automação de subestações, sistema de automação de usinas ou sistema de automação da distribuição.

Estes sistemas trocam informações entre si, de forma a executar suas funções, sem duplicação na coleta de dados e nas ações, estando ligados entre si através de uma rede de comunicação de dados.

Os sistemas digitais para todos os tipos de automação elétrica são compostos por vários níveis hierárquicos de ação, e visam prover os meios para operação e manutenção do sistema elétrico. Os níveis de automação podem ser identificados por:

- Nível 0: Constituído pelos equipamentos de pátio, os quais serão controlados.
- Nível 1: Aquisição de dados e controle. É composto pelas Unidades de Aquisição de Dados e Controle (UAC), que farão a interface com todo o processo. Existem dois tipos de equipamentos que podem ser utilizados para UAC: as denominadas UTR – Unidades Terminais Remotas e os CLP – Controladores Lógicos Programáveis.
- Nível 2: Computadores que fazem a supervisão das máquinas e equipamentos, constituindo o sistema de controle central da instalação. Um exemplo de supervisão do tipo nível 2 utilizado na SE COTEMINAS é feita pelo Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) da subestação.
- Nível 3: Operação e atendimento das subestações e usinas à distância, geralmente denominado de Centro de Operação do Sistema (COS). Um exemplo de supervisão do tipo nível 3 utilizado na SE COTEMINAS é feita pelo Centro Regional de Operação do Sistema Leste (CROL) da CHESF.

8. Proteção de Sistemas Elétricos

A proteção de qualquer sistema elétrico é feita com o objetivo de diminuir ou evitar risco de morte e danos materiais, quando ocorrer situações anormais durante a operação do mesmo. As principais funções de um sistema de proteção são:

- Salvar a integridade física de operadores, usuários do sistema e animais;
- Evitar ou minimizar danos materiais;
- Retirar de serviço um equipamento ou parte do sistema que se apresente defeituoso;
- Melhorar a continuidade do serviço;
- Diminuir despesas com manutenção corretiva;
- Melhorar os índices DEC (duração de interrupção equivalente por consumidor) e FEC (frequência de interrupção equivalente por consumidor).

As propriedades básicas que um sistema de proteção necessita ter são as seguintes:

- **Confiabilidade:** probabilidade do sistema de proteção funcionar com segurança e corretamente, sob todas as circunstâncias.
- **Seletividade:** o sistema de proteção que possui esta propriedade é capaz de reconhecer e selecionar as condições que deve operar, a fim de evitar operações desnecessárias.
- **Velocidade:** um sistema de proteção deve possibilitar o desligamento do trecho ou equipamento defeituoso no menor tempo possível.
- **Sensibilidade:** um sistema de proteção deve responder às anormalidades com menor margem possível de tolerância entre a operação e não operação dos seus equipamentos.

8.1. Níveis de atuação de um sistema de proteção

De modo geral, a atuação de um sistema de proteção se dá em três níveis que são conhecidos como principal, de retaguarda e auxiliar.

A proteção primária é a primeira linha de defesa contra curto-circuitos. Na maioria dos casos, os relés primários operam dentro de alguns ciclos para iniciar a atuação do disjuntor e resultam em tempos de limpezas líquidos da ordem de três a sete ciclos (60 Hz). Cada seção de linha, barra, transformador e gerador de um sistema são protegidos por proteção primária por suas respectivas zonas de atuação.

A proteção de retaguarda ou alternada, como o próprio nome indica, é instalada para salvar o sistema no caso de falha da proteção primária. Esta definição subtende que a proteção de retaguarda tem que ser alimentada de TC e TPC, e tensão contínua de controle independente da usada para proteção primária. Como também a proteção de retaguarda tem que disparar disjuntores diferentes daqueles disparados pela proteção primária.

A proteção auxiliar é constituída por funções auxiliares das proteções principal e de retaguarda, cujos objetivos são sinalização, alarme, temporização, intertravamento, entre outros.

Há funções de proteção para os diversos pontos de um sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição). Dentre as quais se destacam a proteção de transformadores, de barramentos e de linhas.

8.1.1. Proteção de Transformadores

Os transformadores estão sujeitos a faltas fase-fase, mas muito mais frequentemente sofrem faltas de fase-terra, espira a espira, ou do enrolamento de alta tensão para o enrolamento de baixa tensão.

Faltas nos transformadores são geralmente de dois tipos: os de ocorrência repentina e os de ocorrência lenta. Do último tipo são geralmente as faltas incipientes e, em alguns casos, podem ser detectadas por procedimento de proteção, tais como análise do gás.

A quantidade de proteção proporcionada e a sensibilidade da proteção, assim como a proteção de outros elementos do sistema é uma questão de economia e de considerações quanto à confiabilidade a ser conferida ao sistema.

Uma proteção maior irá exigir um investimento maior e maior manutenção, e um exagero de proteção pode conduzir a um excesso de desligamentos indevidos.

Sobretensões e disparos indevidos excessivos são bons para o elemento protegido, mas diminui a confiabilidade do sistema e a continuidade dos serviços.

Portanto, em esquemas de proteção de transformadores podem ser aplicados os seguintes tipos de proteções: análise do gás, proteção diferencial do transformador, proteção diferencial de terra, relé de sobrecorrente instantâneos e de tempo inverso, proteção de sobrecarga, relé de pressão, entre outras.

8.1.2. Proteção de Barramento

A proteção de barramento segue as regras gerais de proteções de equipamento, instalando-se geralmente tanto a proteção primária como a de retaguarda. O cuidado com que a proteção é escolhida dependerá da importância do barramento para o sistema.

Pode-se utilizar diversos tipos de relés como: relé de sobrecorrente conectados diferencialmente, relés diferenciais de tensão, entre outros.

8.1.3. Proteção de Linhas

Na proteção das linhas de transmissão pode-se utilizar alguns tipos de relés que são de fundamental importância para o sistema de proteção, pois são nas linhas de transmissão que há uma maior probabilidade de ocorrer faltas, devido a sua longa extensão com grande possibilidade de ocorrer descargas atmosféricas sobre elas.

Nas linhas de transmissão é comum o uso do relé de distância, pois ele mede a distância entre o relé e o ponto de falta na linha. Juntamente pode-se utilizar um esquema de proteção chamado de teleproteção, cuja função é abrir instantaneamente os dois disjuntores das extremidades da linha, isolando a falta.

Outros relés utilizados em uma linha de transmissão são os de sobrecorrente instantâneo e sobrecorrente temporizado.

8.2. Dispositivos de Proteção

Os dispositivos de proteção são identificados nos diagramas elétricos através de uma numeração normalizada pela ANSI (*American National Standards Institute*), alguns desses dispositivos são listados na Tabela X.

Tabela X - Numeração e descrição de dispositivos de proteção.

Número	Descrição
12	Dispositivo de sobrevelocidade
21	Relé de distância
27	Relé de subtensão
32	Relé direcional de potência
37	Relé de subcorrente ou subpotência
40	Relé de perda de excitação
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
50 N	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro
51 N	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
50 BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
67	Relé direcional de sobrecorrente
79	Relé de religamento
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
87 B	Relé diferencial de barras
94	Relé de desligamento

8.3. Relés Digitais

Uma proteção baseada em técnicas de microprocessadores mantém o mesmo princípio e guarda os mesmos requisitos básicos aplicados aos relés eletromecânicos ou de indução e aos relés estáticos ou eletrônicos. No entanto, os relés digitais oferecem, além das funções de seus antecessores, novas funções aos seus usuários acionando maior velocidade, melhor sensibilidade, interfaceamento amigável, acesso remoto, armazenamento de informações, etc.

Enquanto os relés eletromecânicos utilizam grandezas analógicas da tensão e da corrente e contatos externos, bloqueios, denominados eventos, os relés digitais utilizam técnicas de microprocessamento. No entanto, as grandezas de entrada continuam sendo analógicas e são convertidas internamente para sinais digitais através de conversores analógicos/digitais (A/D).

Os relés digitais têm a capacidade de processar digitalmente os valores medidos do sistema (como tensão, corrente e frequência), e de realizarem operações lógicas e aritméticas. Apresentam as seguintes vantagens:

- Pequeno consumo de energia reduzindo a capacidade dos transformadores de corrente;
- Elevada confiabilidade devido à função de auto-supervisão;
- Diagnóstico de falha por meio de armazenamento de dados de falha;
- Possibilidade de comunicação com um sistema supervisório, através de uma interface serial;
- Possibilidade de serem ajustados a distância;
- Durante os procedimentos de alteração nos ajustes mantém a proteção do sistema elétrico ao nível dos ajustes existentes;
- Indicação dos valores de medição e dos dados de falha por meio de *display* alfanumérico;
- Segurança operacional com a possibilidade de estabelecer uma senha do responsável pelo seu ajuste.

A tecnologia analógica dos relés digitais pode ser resumida no fato de que os sinais analógicos de entrada são isolados eletricamente pelos transformadores de entrada dos relés, depois são filtrados analogicamente e processados pelos conversores analógicos/digitais.

Os relés digitais são dotados dos seguintes elementos de indicação e operação:

a) *Display* (mostrador) alfanumérico

É utilizado para mostrar os valores de medição e de ajuste, os dados armazenados na memória de massa e as mensagens que o relé quer transmitir.

b) Teclas

São utilizadas para ativar os parâmetros de medida a serem indicados e alterar o armazenamento desses parâmetros.

Os relés digitais são caracterizados por três tipos de funções:

a) Funções de proteção

São aquelas que monitoram as faltas e atuam em tempo muito rápido. São dotados de larga faixa de medição, atuando em valores que podem atingir 20 vezes a grandeza nominal. A proteção de sobrecorrente pode ser tomada como exemplo de uma função de proteção.

b) Funções de medição

São aquelas que exercem a supervisão do sistema elétrico. Algumas medições são registradas diretamente pelo relé, tais como tensão e corrente, enquanto outras são obtidas através de cálculos numéricos, tais como potência e fator de potência. A medição de corrente de um alimentador pode ser tomada como exemplo de função de medição.

c) Funções preditivas

São aquelas que realizam as medições acumulativas de determinadas grandezas, tais com a duração do tempo de apuração, o número de operações de um disjuntor, entre outras.

Para melhor entendimento do relé digital é importante descrever as diferentes etapas de processamento das informações recebidas por ele através dos seus terminais de entrada, bem como os sinais enviados aos equipamentos de manobra e sinalização. Assim, o resultado desse processamento é comparado com valores pré-ajustados.

8.3.1. Interface com o Processo

Há duas formas de o relé digital fazer interface com o processo elétrico:

- Condicionamento dos sinais

Significa realizar a interface entre o processo elétrico e o ambiente eletrônico, isolando galvanicamente os referidos ambientes, a fim de evitar que as grandezas do sistema elétrico normalmente de valor elevado, causem danos aos circuitos muito sensíveis do relé digital que operam com valores típicos de ± 5 a ± 15 V.

O relé digital é dotado de um conjunto de filtros analógicos cuja finalidade é reduzir os efeitos dos ruídos contidos nos sinais de entrada. Para determinadas funções, como por exemplo a proteção de sobrecorrente, o conjunto de filtros deixa passar apenas os sinais de frequência fundamental.

- Conversão dos sinais analógicos para digitais

Realizado o acondicionamento do sinal, este deve ser convertido da forma analógica para a forma digital. Os relés contêm vários canais de entrada, CE, que alimentam no final o conversor analógico/digital, A/D. Sendo o conversor um componente de custo elevado utiliza-se apenas uma unidade, que tem a capacidade de converter um canal de cada vez. Assim, cada canal de entrada coleta uma amostra do sinal e o armazena analogicamente, utilizando um capacitor, por exemplo, até que o conversor A/D possa obter uma representação numérica do mesmo.

No circuito de conversão existe um elemento denominado multiplexador que tem a função de selecionar e ordenar o sinal que deve ser processado pelo conversor A/D.

É interessante observar que os diferentes canais de entrada podem conter diferentes tipos de grandezas elétricas, como por exemplo, correntes nas fases 1, 2, 3 e neutro ou tensões nas fases A-B, B-C, C-A, neutro e fase e mais uma tensão residual.

Por sua vez, o conversor A/D realiza a conversão analógica da grandeza elétrica numa sequência numérica que é enviada aos microprocessadores.

8.3.2. Microprocessadores

São elementos do relé que recebem os sinais digitais do conversor e executam as funções de medição, proteção e controle. O resultado dessas operações é mostrado no *display* de cristal líquido do relé e/ou enviado para os canais de saída, representados por microcontatos secos.

Os microprocessadores também exercem a função de auto-supervisão e comunicação serial. São operados através de programas dedicados denominados algoritmos responsáveis pela elaboração dos cálculos.

8.3.3. Auto-supervisão

Os relés são monitorados constantemente por um software dedicado que informa o estado dos diversos componentes que integram a unidade, tais como fonte de alimentação, processador e memória. No caso da ocorrência de uma condição não favorável ao desempenho do relé, um alarme sonoro e/ou luminoso será emitido indicando a sua origem.

8.3.4. Interface Homem-máquina

Normalmente, o relé é acompanhado de software que permite ao usuário, a partir de um microcomputador, comunicar-se facilmente com o dispositivo de proteção. A comunicação tem por objetivo introduzir e alterar os ajustes dos relés, acessar informações armazenadas e carregar tais informações para posterior análise.

8.3.5. Relatório de Falhas

Os relés digitais são dotados de memória para armazenamento de eventos relacionados a eles próprios, além de informações sobre os últimos defeitos ocorridos no sistema elétrico que protegem. Normalmente são armazenados os últimos 50 eventos

relacionados aos relés, sendo que o último evento após completada a memória de armazenamento anula o primeiro evento e assim sucessivamente.

8.3.6. Termos Técnicos Utilizados em Operações de Relés

Os principais termos técnicos utilizados para exprimir ações, sensibilidade a grandeza elétricas e aspectos do estado físico de relés são *Pickup*, *Trip* e *Dropout*.

O termo *Pickup* denota o ponto em que a tensão ou corrente injetada sensibilizam o relé de proteção e medição, causando o início da operação em relés eletrônicos ou digitais e/ou o movimento do disco de indução em relés eletromecânicos.

O termo *Trip* denota o ponto em que o relé de proteção fecha os contatos de saída. Isso ocorre quando o valor da corrente ou tensão de *Pickup* permanece no sistema por um período de tempo especificado pelo operador ou por um tempo definido por uma curva, também pré-determinada pelo operador.

O termo *Dropout* denota o retorno dos contatos dos relés de proteção a sua posição de repouso ou reset da unidade de proteção após ter executado com sucesso sua operação.

8.4. IED – Uma Evolução do Relé de Proteção.

Os relés de proteção experimentaram notável evolução desde que a tecnologia digital foi adotada em sua fabricação, tendo-se transformado em dispositivos inteligentes, chamados de IEDs de proteção que, além de agregarem maiores recursos às tarefas de proteção, são também capazes de participar das diversas funções de supervisão, controle e automação normalmente utilizadas em uma subestação.

As características dos Sistemas de Automação de Subestação (SAS) têm evoluído sensivelmente com a utilização de dispositivos de proteção microprocessados. Esses dispositivos têm apresentado um caráter multifuncional relacionando, além das funções de proteção, muitas funções adicionais, tais como medida, registro de eventos, controle, monitoração de qualidade de energia. Caracteriza-se uma evolução do relé de proteção, agora denominado Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED - *Intelligent Electronic Devices*).

Uma das características desses IEDs é permitir a execução de funções de proteção e controle distribuídas sobre uma rede local de subestação (SLAN) devido as

suas potencialidades internas de alta velocidade. A utilização de uma rede local permite a substituição da fiação de comando de cobre rígida por uma instalação de comando digital e o aperfeiçoamento do controle lógico com melhoria na funcionalidade da proteção sem qualquer aumento de custo. Portanto, esses dispositivos começam a ganhar uma larga aceitação, sendo reconhecidos como essenciais para a operação eficiente e gerenciamento de uma subestação moderna.

8.5. Protocolo de Comunicação Utilizado pelos Relés

Na subestação SE COTEMINAS, os IEDs utilizam a norma de comunicação IEC 61850. Essa norma tem por objetivos: assegurar interoperabilidade entre os diferentes IEDs da subestação e atender aos diferentes tipos de arquitetura utilizados, além de suportar desenvolvimentos tecnológicos futuros sem requerer alterações significativas no *software* e *hardware* do SAS.

Outro objetivo da norma IEC 61850 é possibilitar a comunicação entre IEDs com alta velocidade e confiabilidade elevada, possibilitando a substituição dos cabos de controle por redes de comunicação e reduzindo o custo global.

Uma grande vantagem do padrão IEC 61850 é a possibilidade de se reduzir sensivelmente a quantidade de cabos e de pontos de entrada e saída dos equipamentos digitais através do compartilhamento das múltiplas informações sobre o processo entre os diversos subsistemas. Assim, por exemplo, as informações analógicas e de estado relativas ao processo, podem ser adquiridas pelos relés das proteções primária e secundária e compartilhadas com os sistemas de supervisão, controle e automação, com custos menores e com maior confiabilidade.

A norma IEC 61850 define 7 tipos de mensagens, que podem ser de alta velocidade (*Trip* e controles), média velocidade (informações de medidas, estados e comandos) ou baixa velocidade (parâmetros, eventos, transferência de arquivos, etc.), além dos sinais de sincronismo. As mensagens de alta velocidade são denominadas GSE (*Generic Substation Events*) e podem ser classificadas em GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), ou GSSE (*Generic Substation Status Event*).

A diferença entre GSSE e GOOSE é que, nas mensagens GOOSE, a informação é configurável e utiliza um *data set* (grupamento de dados). As mensagens GSSE somente suportam uma estrutura fixa de informação de estado, a qual é publicada e

disponibilizada na rede. As mensagens GSE podem ser enviadas simultaneamente a mais de um dispositivo físico através do uso de serviços *unicast*, *multicast* ou *broadcast*, que significa que um único, múltiplos ou todos os IEDs podem receber a mensagem e utilizá-la ou não, conforme sua necessidade.

Um exemplo de mensagem GOOSE seria a informação de estado de um disjuntor. Esta informação é empacotada, juntamente com outros atributos, em uma mensagem GOOSE, a qual é encaminhada para os demais IEDs e aos demais componentes do sistema de automação da subestação.

A norma IEC 61850 definiu que o conjunto de dados e serviços, incluindo as mensagens, seja mapeado utilizando protocolos e serviços disponíveis no mercado e amplamente difundidos, como o MMS (*Manufacturing Message Specification*), o TCP/IP (*Transmission Control Protocol/Internet Protocol*), que é orientado à conexão, o UDP/IP (*User Datagram Protocol/Internet Protocol*), que é não orientado à conexão, além da rede Ethernet.

Um aspecto do sistema de comunicação que deve ser considerado é que este passou a fazer parte do sistema de proteção. Conseqüentemente, a escolha dos seus componentes (*switches*, roteadores, cabos de comunicação, entre outros) e de sua topologia deve ser cuidadosa. Devem ser selecionados equipamentos com baixíssimo MTBF (tempo médio entre falha), adequados a ambientes com grande interferência eletromagnética e aptos a trabalhar com os sinais de alta velocidade (GOOSE, GSSE) previstos na norma IEC 61850.

8.6. Relés de Proteção e Medição da Subestação

Os relés de proteção e medição das salas de comando da CHESF e da COTEMINAS são digitais e caracterizados como relés multifunção. Foram fabricados pela Siemens, todos eles são da linha SIPROTEC (Figura 17). Os relés foram parametrizados e comissionados através do software DIGSI.

Relés multifunção são aqueles que incorporam vários dispositivos (funções) de proteção numa só unidade. Há diversos tipos de relés multifunção, cada um deles incorporando uma determinada quantidade de funções.

Os relés dos painéis da sala de comando da CHESF são os seguintes:

- Relés SIPROTEC 7SS52;
- Relés SIPROTEC 7SJ64;
- Relés SIPROTEC 7SA612;
- Relés SIPROTEC 7SD5.

Os relés dos painéis da sala de comando da COTEMINAS são os seguintes:

- Relés SIPROTEC 7SJ62;
- Relé SIPROTEC 7UT61.



Figura 17 - Relés SIPROTEC 7SD5.

O relé SIPROTEC 7SS52 contempla a função de proteção de barra. Ele possui um dispositivo central que se comunica por fibra ótica com pequenos dispositivos espalhados em todos os *bays* (setores ou pátios da subestação), identificando falha de disjuntores em níveis de tensão médio, alto e ultra-alto com várias possibilidades de arranjos.

O relé SIPROTEC 7SJ64 pode ser usado para proteção e controle de linhas de transmissão de alta e média tensão e possui funções como: sobrecorrente temporizada, direcional, sub e sobretensão, religamento, entre outras.

O relé SIPROTEC 7SA612 é utilizado na proteção de linhas de transmissão, e possui funções como: de distância, sobrecorrente temporizado de neutro e sobrecorrente instantâneo de neutro, proteção contra sobrecarga térmica, relé de proteção contra falha de disjuntor, função de religamento automático, entre outras.

O relé SIPROTEC 7SD5 fornece a função de proteção diferencial e incorpora todas as funções geralmente requeridas para proteção de linhas de transmissão. Foi

projetado para todos os níveis de tensão de distribuição e pode proteger de 2 (duas) até 6 (seis) zonas. Ele usa fibra ótica ou redes de comunicação digital para trocar seus telegramas e inclui características especiais para o uso em redes de comunicação multiplexadas.

O relé SIPROTEC 7SJ62 pode ser usado na proteção de alimentadores de média tensão. Possui funções como: sobrecorrente temporizado de fase e de neutro, sobrecorrente instantâneo de fase e de neutro, entre outras.

O relé SIPROTEC 7UT61 de proteção diferencial é usado para faltas rápidas e seletivas em transformadores de todos os níveis de tensão. A proteção pode ser parametrizada para transformadores trifásicos ou monofásicos. Este relé pode ser adaptado para o funcionamento de outras funções intrínsecas dependendo da forma de como é realizada a parametrização.

8.6.1. DIGSI

O DIGSI é um software da Siemens utilizado para configuração e ajustes dos relés da linha SIPROTEC. Durante a programação podem ser criadas funções lógicas, modificar funções existentes ou intertravamentos, criar grupos de indicação para um processo específico, criar mensagens de alarmes, entre outras. Na Figura 18 é mostrada a interface gráfica do DIGSI.

Para realização de testes reais com os relés existe um módulo do DIGSI chamado de *Hardware Test*. Para utilizar esse módulo é necessário ficar online com o equipamento, ou seja, é necessário fazer uma conexão de um *personal computer* (PC) que possua o DIGSI instalado com o relé, via cabo serial.

Nesse módulo podem ser atuadas binárias de entrada e de saída, assim com os leds do relé. Os testes são realizados para se ter a confirmação de que o relé está parametrizado da forma correta.

Todos os sinais que o relé manda e recebe quando está online, podem ser vistos na tela “*Generate Indications*”. Todas as indicações geradas pelos testes manuais e recebidas pelo relé irão aparecer nessa lista.

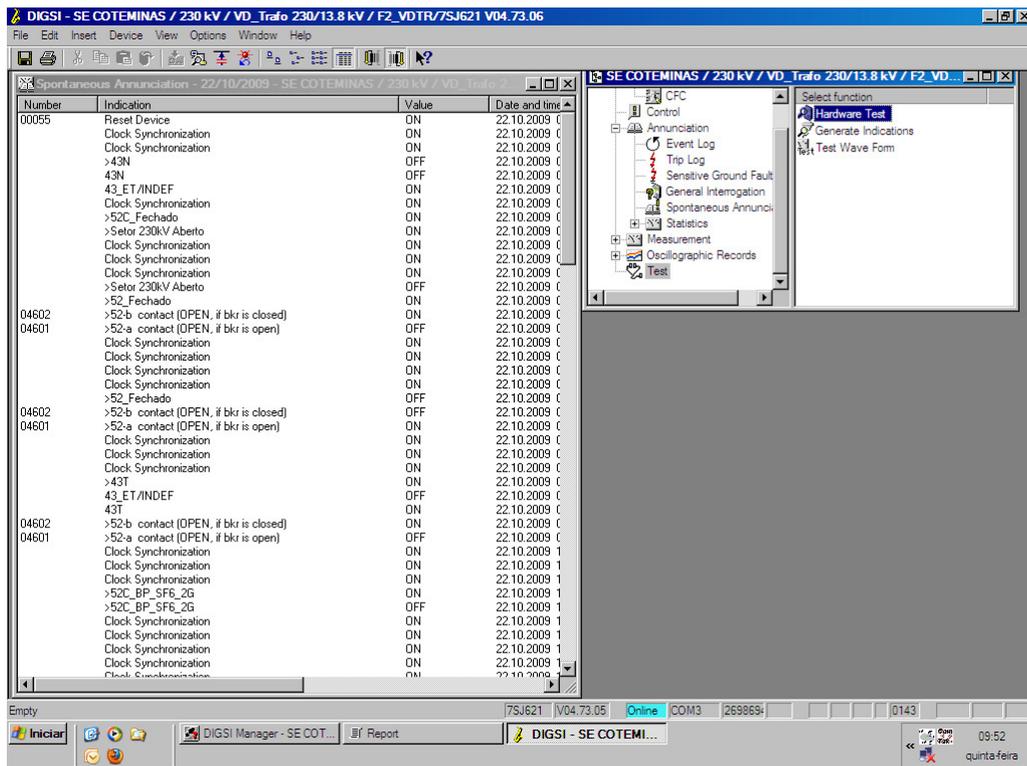


Figura 18 - Interface gráfica do DIGSI.

Todos os eventos ocorridos nos equipamentos supervisionados pelos relés, assim com as ações provocadas pela atuação e desatuação dos relés podem ser visualizados na tela “*Spontaneous Annunciation*” do DIGSI.

9. Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE)

O Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) é um sistema computacional que executa as funções de gerenciamento de energia a distância de sistemas elétricos de potência, no que se refere à proteção, níveis de carga, tensão, potência, e dados de geração e transmissão de energia elétrica. Suportado por uma arquitetura que contempla, em toda a sua plenitude, as características de sistemas abertos: portabilidade, modularidade, interconectividade, interoperabilidade e escalabilidade.

O SAGE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás, é utilizado pelo setor elétrico brasileiro há cerca de cinco anos. Ele habilita os centros de operação das empresas elétricas a serem pontos estratégicos de

aquisição e tratamento de informação, vitais para o salto qualitativo na prestação de serviços de suprimento de energia elétrica.

Além da relevância da rede de supervisão para o sistema interligado nacional, o ONS exige que os dados referentes aos sistemas elétricos dos agentes de geração e transmissão dos sistemas interligados sejam repassados continuamente aos seus centros regionais de operação dos sistemas, nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

A funcionalidade do SAGE pode ser configurada para diversas aplicações no processo de automação das empresas de energia em vários centros de controle. As aplicações instaladas em cada centro são interligadas através de rede composta por canais de comunicação de dados próprios e alugados, formando um sistema de supervisão integrado que aumenta a eficácia da operação em tempo real do sistema elétrico.

O SAGE é baseado em uma arquitetura distribuída e redundante. Vários computadores podem ser conectados através de uma rede local, garantindo a expansibilidade dos recursos computacionais. A configuração física da rede é transparente, permitindo a utilização de diversas tecnologias de rede, como Ethernet, FDDI/CDDI, ATM, etc.

O ambiente distribuído pode ser composto por uma ampla variedade de equipamentos, desde microcomputadores tipo PC até computadores de grande porte, passando por *workstations* e servidores RISC, que podem ser, inclusive, de diferentes fabricantes. A utilização de configurações redundantes e um software de controle sofisticado garantem alta confiabilidade e disponibilidade, além de simplicidade de manutenção.

A arquitetura de software do SAGE é modular, suportada por várias versões do UNIX, em conformidade com o nível XPG4, Base *Profile* da X/OPEN. O protocolo TCP/IP é utilizado para comunicação em rede local. Diversos módulos e subsistemas são utilizados para compor três ambientes distintos: Ambiente de Tempo-Real, Ambiente de Dados Históricos e Modo de Estudo, e Ambiente de Configuração.

O Ambiente de Tempo-real é organizado em torno de um gerenciador de base de dados de tempo real, de alto desempenho, onde são tratados alarmes (sobreposição, filtragem, organização em listas) e eventos (registro em arquivo), é monitorada a situação dos processos do SAGE, controlada a ativação e desativação dos processos e tratadas falhas do sistema computacional, inclusive em ambientes heterogêneos.

O Subsistema de Comunicação implementa as funções de aquisição, tratamento e distribuição de dados do sistema elétrico (SCADA), além de prover suporte a múltiplos protocolos de aquisição e distribuição.

O Subsistema de Interface Gráfica controla a interação do operador com o sistema computacional, suportando todos os recursos *full-graphics* de última geração, como *zoom*, *panning*, descongestionamento, menus e múltiplas janelas.

A interface com o ambiente de Dados Históricos é feita pelo Subsistema de Exportação de Dados, responsável por carregar todos os dados de tempo real de interesse em um banco de dados relacional comercial.

O Ambiente de Dados Históricos e Modo de Estudo promove a integração entre o ambiente de tempo real e os demais setores da empresa. É organizado em torno de um gerenciador de base de dados relacional que provê dados organizados adequadamente para estudos, estatísticas, relatórios e outras ações de interesse gerencial, baseadas em explorações executadas sobre os dados. Também aqui é abrigado o servidor WEB e a interface para os aplicativos de Análise de Redes em Modo de Estudo.

Os aplicativos deste Ambiente de Configuração são do tipo *off-line* e visam dar suporte à configuração do sistema. O módulo de Gerência de Dados permite que o usuário descreva a estrutura da Base Histórica (BH) e a forma pela qual os dados da base de tempo real do SAGE serão exportados para a BH.

Um editor gráfico poderoso e flexível (*SigDraw*) permite o desenho de diagramas unifilares, tabulares, diagramas de subestações, mapas, índices e relaciona os nomes dos pontos nas telas às suas posições na base de dados em tempo real. Aplicativos específicos dão suporte à configuração das bases de dados.

10. O SAGE da SE COTEMINAS

A SE COTEMINAS possui duas centrais de IHM (Interface Homem-Máquina) do SAGE localizadas na sala de comando. Nelas podem ser feitas a supervisão e operação dos equipamentos da subestação.

Entre as funcionalidades do SAGE destacam-se: a geração de relatórios e gráficos diversos sobre o status da rede, detecção imediata de falhas em recursos e equipamentos e a visualização de mapa gráfico da rede gerenciada.

No Ambiente de Tempo-Real do SAGE podem-se ver os diagramas unifilares de todos os vãos da subestação, monitorar o estado de todos os painéis e equipamentos dos vãos da subestação, assim como operar todos os equipamentos do pátio à distância. Essa supervisão é feita por meio das telas de visualização e comando que o SAGE apresenta.

Na Figura 19 é mostrada a tela do SAGE onde pode-se visualizar o diagrama unifilar do vão A, os alarmes dos diversos equipamentos, as medições elétricas da linha de transmissão 04C3, e a listagem de comando dos equipamentos que o operador pode realizar.

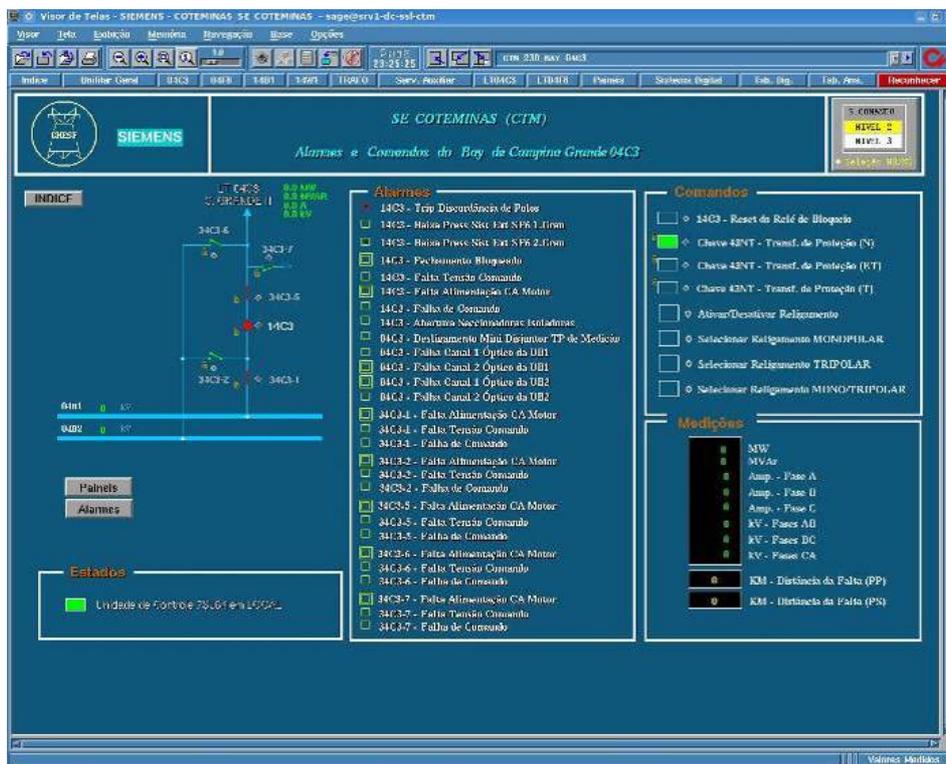


Figura 19 - Tela do vão A.

11. Comissionamento dos Equipamentos da SE COTEMINAS

O comissionamento é um conjunto de testes finais para a retirada de possíveis erros que não foram eliminados na fase de projeto. Tudo tem que estar integrado e funcionando de maneira correta e atendendo todos os requisitos estabelecidos no projeto da subestação.

11.1. Implantação e Comissionamento do SAGE na Subestação

Antes que a base de dados do SAGE da subestação fosse implementada, os KVM (*keyboard-video-mouse*) da IHM foram instalados, e uma lista de pontos que compõem a base de dados foi enviada pela Siemens para a ESC. O sistema foi então testado, enviando comandos para todos os vãos, seguindo a lista de pontos.

Os testes foram efetuados na seguinte forma: um grupo ficava na Sala de Relés e Serviços Auxiliares operando o DIGSI, e outro grupo ficava na Sala de Comando operando o SAGE. Um grupo envia comando para os equipamentos e outro visualizava, e vice-versa.

O grupo que operava o DIGSI observava o diagrama funcional da subestação, e por meio dele podia simular situações de contingência e faltas, tal como: “falta tensão comando”, “chave seleção em remoto”.

Eles também enviavam comandos para as binárias, associadas às lógicas de funcionalidade dos equipamentos, para que mudassem de estado. Tudo isto era monitorado pelo SAGE, e as operações feitas eram comunicadas por meio de rádio.

O grupo que operava o SAGE (Figura 20) também enviava comandos para abrir ou fechar seccionadoras e disjuntores, e informava ao outro grupo, que por sua vez podia visualizar se o estado de uma determinada binária correspondia ao diagrama funcional.

Esse grupo também podia acessar as telas denominadas “Visor de Logs” e o “Visor de Alarmes” do SAGE, e observava se o que estava acontecendo com os equipamentos correspondia aos comandos que o grupo do DIGSI enviava aos equipamentos.

Na tela “Visor de Logs” eram observados todos os eventos ocorridos durante o comissionamento, e na “Visor de Alarques” os alarmes que eram provocados pela simulação. A tela “Visor de Logs” do SAGE é mostrada na Figura 21.

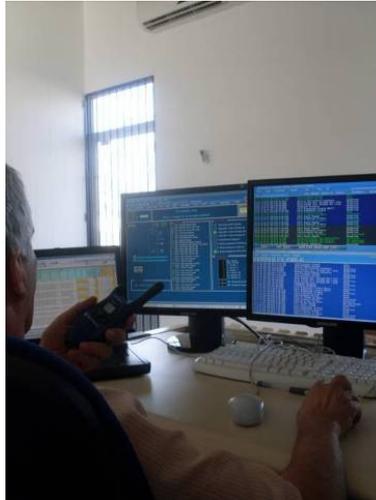


Figura 20 - Operador do grupo do SAGE.

Visor	Ação	Reconhecer	Eliminar	Tela	Nota		Lista Geral do Sistema Elétrico	23:19:14
Filtro: Som: Inibido Alarques: 228 Urgência: Advertência: 94 Não Rec: 144								
04/12	14:18:11	CTM:34C3-1:00:FCAM	Falta Alimentação CA Motor	Normalizou		[9 ADV]		
04/12	14:18:11	CTM:34C3-00:FCAM	Falta Alimentação CA Motor	Normalizou		[3 ADV]		
04/12	14:18:11	CTM:34M1-00:FCAM	Falta Alimentação CA Motor	Normalizou		[3 ADV]		
04/12	14:18:10	CTM:252B2-52:TDEF	Estado Indefinido	Normalizou		[11 ADV]		
04/12	14:18:10	CTM:252B2-52	Disjuntor 252B2	Disjuntor Fechou		[11]		
04/12	14:18:10	CTM:252B2-52:TDEF	Estado Indefinido	Normalizou		[17 ADV]		
04/12	14:18:10	CTM:252T5B-52	Disjuntor 252T5B	Disjuntor Fechou		[7]		
04/12	14:18:10	CTM:200B2-27:TBA	Falta Tensão na Barra	Normalizou		[25 ADV]		
04/12	14:18:10	CTM:200B1-27:TBA	Falta Tensão na Barra	Normalizou		[5 ADV]		
04/12	14:18:09	CTM:252G1B-52:TDEF	Estado Indefinido	Normalizou		[3 ADV]		
04/12	14:18:09	CTM:252G1B-52	Disjuntor 252G1B	Disjuntor Abriu		[3]		
04/12	14:18:08	CTM:5B-CA:43:CBTD	SA CA - Autom. Intertrav. Ativo (Desligar)	Normalizou		[1]		
04/12	14:18:07	CTM:5B-CA:43:MBAC	Seleção Modo Automático/Manual	Automatizou		[1]		
04/12	14:18:07	CTM:5B-CA:43:MBAC	Panel PT1 - Seleção MAN/MAN/LOCM	Desativado		[1]		
04/12	14:18:00	CTM:252B2-00:ALSC	Alarque SobreCarga	Normalizou		[1 ADV]		
04/12	14:15:51	CTM:200B1-27:CA	Tensão Entrada B do Barramento CA	retornou a região da normalidade (221.91)		[5 ADV]		
04/12	13:31:40	CTM:34F8-43:TRT	Falta Tensão na Entrada A	Normalizou		[6]		
04/12	13:31:40	CTM:34F8-43:TRT	Intertravamento Ativado p/ Posição ET	Normalizou		[6]		
04/12	13:31:39	CTM:34F8-6:89:IATV	Intertravamento Ativado	Alucou		[8]		
04/12	13:31:39	CTM:34F8-43:H	Chave 43HT na Posição H	Ativado		[7]		
04/12	13:31:39	CTM:34F8-43:ET	Chave 43HT na Posição ET	Normalizou		[4]		
04/12	13:31:19	CTM:34F8-43:TRT	Intertravamento Ativado p/ Posição H	Normalizou		[1]		
04/12	13:31:19	CTM:34F8-6:89:IDEF	Estado Indefinido	Normalizou		[3 ADV]		
04/12	13:31:19	CTM:34F8-6:89	Seccionadora 34F8-6	Chave Abriu		[3]		
04/12	13:30:52	CTM:34F8-2:89:IDEF	Estado Indefinido	Normalizou		[9 ADV]		
04/12	13:30:52	CTM:34F8-2:89	Seccionadora 34F8-2	Chave Fechou		[9]		
04/12	13:30:40	CTM:34F8-43:T	Intertravamento Ativado p/ Posição T	Alucou		[11]		
04/12	13:30:07	CTM:34F8-43:T	Chave 43HT na Posição T	Desativado		[1]		
04/12	13:28:00	CTM:04F8-00:OH83	OH8 - Proteção Outras Funções	Normalizou		[15 ADV]		
04/12	13:09:39	CTM:04F8-2:89:PCYS	PS - Função Bloqueada	Normalizou		[43 ADV]		
04/12	12:55:48	CTM:04D1-0C1:UBOC	Unidade de Controle 1 em Local	Alucou		[3]		
04/12	12:52:06	CTM:14D1-52:TAPF	Intertravamento Ativado p/ Fechamento	Normalizou		[21]		
04/12	12:52:06	CTM:14D1-52:IAAB	Intertravamento Ativado p/ Abertura	Normalizou		[9]		
04/12	12:52:06	CTM:14D1-43:GRM:R	Chave 43GRM em Remoto	Selecionado		[9]		
04/12	12:51:21	CTM:14D1-43:GRM:H	Chave 43GRM em Manutenção	Desativado		[3]		
04/12	12:49:34	CTM:14D1-00:FRMS	Barra Presença Est. Extingido SF6 2.Grau	Normalizou		[3 ADV]		
04/12	12:49:27	CTM:14D1-00:ABDP	Trip Discordância de Polos	Normalizou		[1 URG]		
04/12	12:47:41	CTM:14D1-52:FCOM	Falha de Comando	Normalizou		[9 ADV]		
04/12	12:23:55	CTM:04F8-43F8:CTFS	PS - Proteção em Teste	Não Selecionado		[1 ADV]		
04/12	12:23:47	CTM:14C3-00:FRML	Fechamento Bloqueado	Normalizou		[13 ADV]		
04/12	12:23:45	CTM:14C3-52	Disjuntor 14C3	Disjuntor Fechou [!]		[9]		
04/12	12:23:40	CTM:34C3-5:89:IATV	Intertravamento Ativado	Alucou		[9]		
04/12	12:23:40	CTM:34C3-1:89:IATV	Intertravamento Ativado	Alucou		[18]		
04/12	12:23:36	CTM:04C3-0C1:UBOC	Unidade de Controle 1 em Local	Alucou		[8]		

Figura 21 - “Visor de alarmes” do SAGE.

11.2. Verificações Gerais para Energização do Painel e Distribuição de Potenciais no Painel 4UA3D-2

O painel de proteção e controle 4UA3D-2 faz parte do conjunto de equipamentos responsável pela supervisão, proteção e controle do vão D da subestação. Esse painel está localizado na sala de comando da COTEMINAS.

Foram feitas verificações gerais para energização do painel, que consistem em:

- Verificações de pendências de projeto para futura energização;
- Verificar se os equipamentos que estão descritos no projeto estão de fato no interior dos painéis (como por exemplo: relés, disjuntores, chaves de fim de curso, supressores de surto, bornes);
- Verificação das últimas modificações feitas nos painéis.

Os testes de distribuição de potenciais consistem em verificar os potenciais positivos e negativos dos diversos circuitos de alimentação internos do painel e também em pontos que vão do painel para os equipamentos no pátio, conforme é mostrado na Figura 22.

Para executar esses testes são necessários os diagramas de distribuição de potencial do painel (mostrado no Anexo C) e multímetro. Feita a verificação de potencial em determinado ponto, esse ponto é destacado com uma caneta marca texto, a fim de registrar os pontos em que o potencial já foi verificado.



Figura 22 - Verificação do potencial em um determinado ponto do circuito.

11.3. Testes de Funcionalidade no Painel 4UA7C

O painel de proteção e controle 4UA7C faz parte do conjunto de equipamentos responsável pela supervisão, proteção e controle do vão C da subestação. Esse painel está localizado na Sala de Relés e Serviços Auxiliares da CHESF.

Os testes de funcionalidade consistem em testar todas as interligações, cabeamento e funcionalidade dos equipamentos do painel, e observar se o que está implementado no diagrama funcional está sendo atendido em campo.

Um dos testes realizados foi na unidade de controle UB1 (relé SIPROTEC 7J64) do painel referido. Visto o diagrama funcional foram aplicados potenciais positivos em determinados pontos do circuito (nas binárias de entrada, por exemplo) através de “jumpers”, e observado se os disparadores dos disjuntores são acionados, que ativam os comandos de fechar ou abrir os pólos do disjuntor sob ensaio.

Também foi feita a verificação dos potenciais positivos e negativos dos diversos circuitos de alimentação que vão para os painéis dos equipamentos no pátio. A verificação dos potenciais foi realizada com um multímetro, e a comunicação entre os operadores do pátio e a Sala de Relés e Serviços Auxiliares era feita por meio de rádio.

No pátio, a chave seletora do modo de operação do disjuntor foi colocada na posição “remota”, depois no *display* da unidade de controle UB1 (Figura 23) foi dado o comando de fechar o disjuntor 14D1 (Figura 24), e foi observado o fechamento do disjuntor no pátio. As lâmpadas do painel do disjuntor indicavam se o mesmo estava aberto ou fechado.

O mesmo procedimento foi aplicado nas seccionadoras. Observou-se que o circuito físico foi implementado de acordo com o diagrama funcional, e os disjuntores e seccionadoras funcionaram de acordo com o do projeto.

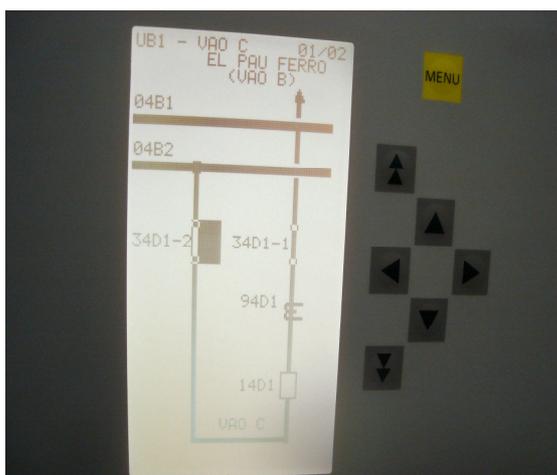


Figura 23 - *Display* da unidade de controle UB1.



Figura 24 - Disjuntor 14D1.

11.4. Teste de Funcionalidade nos Painéis 4UA3D-1 e 4UA3D-2

Foram feitos testes de funcionalidade nos painéis 4UA3D-1 e 4UA3D-2. Visto os diagramas funcionais dos painéis referidos, foram feitos “*jumpers*” entre pontos do circuito e observado se o disjuntor e as chaves no pátio eram abertas ou fechadas. Foi testada também a lógica de intertravamento das chaves.

Foram testados se o primeiro circuito de abertura do disjuntor é acionado independentemente do segundo circuito, e se o segundo é acionado independentemente do primeiro. Para isso, o cabeamento dos circuitos foi levantado no pátio.

A unidade de controle UB1 do vão D da subestação foi observada, e conferido se o que está sendo mostrado no *display* da UB1, correspondia ao que estava sendo observado no pátio.

Foi efetuado um “*jumper*” nos contatos de uma das seccionadoras do vão D. Feito isso foi dado o comando de fechamento da seccionadora através de botoeira (Figura 25). A Figura 26 mostra o fechamento da seccionadora referida.

Observou-se que o circuito físico foi implementado de acordo com o diagrama funcional, e os disjuntores e seccionadoras funcionaram de acordo com o diagrama do projeto.



Figura 25 - Botões do painel da seccionadora.



Figura 26 - Fechamento da seccionadora.

11.5. Teste de Intertravamentos no Painel 7UA9

Foram feitos testes de intertravamentos nos painéis dos serviços auxiliares (painel 7UA9). Esses consistem em simular situações de automatismo dos relés, cuja parametrização é feita pelo DIGSI.

O automatismo de um relé consiste em monitorar o sistema elétrico e numa situação de contingência, enviar sinais elétricos para os disjuntores dos painéis abrirem ou fecharem (conforme lógica de interligação no interior do painel), desenergizando as cargas conectadas aos disjuntores.

Foi simulada a falta de tensão alternada (CA) na entrada A do painel, através da retirada de um fusível; os relés enviam sinais de alarme, monitorados pelo DIGSI, e enviam sinais para os disjuntores fecharem ou abrirem seus contatos. As cargas do serviço auxiliar, como a iluminação por exemplo, foram desligadas.

O fusível foi repostado, e o religamento das cargas foi feito manualmente pelos disjuntores e monitorado pela tela “*Spontaneuos Annunciation*” do DIGSI.



Figura 27 - Retirada do fusível.

Observou-se que todos os estados dos equipamentos e ações ocorridas, como por exemplo, a falta de tensão e o fechamento do disjuntor 52.3 do painel 7UA9, foram registrados na tela “*Spontaneous Annunciation*” do DIGSI. Na Figura 28 é mostrada a tela “*Spontaneous Annunciation*” durante o comissionamento.

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause	State	Add. Cause
00055	Reset Device	ON	30.09.2009 12:24:39.180		Spontaneous		
	Falta Tensao CA - Entrada A	ON	30.09.2009 12:25:34.633		Spontaneous		
	27A - Automatismo	ON	30.09.2009 12:25:40.688	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.C1 - Abertura Automatica	OFF	30.09.2009 12:25:40.688	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.1 - Abertura Automatica	ON	30.09.2009 12:25:41.588	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.1 - Trrafo TSA - ENERGISA	Intermediate P...	30.09.2009 12:25:43.460		Spontaneous		
	Disj 52.1 - Trrafo TSA - Fechado	OFF	30.09.2009 12:25:43.460	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.1 - Trrafo TSA - Indefinido	ON	30.09.2009 12:25:43.460	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.1 - Trrafo TSA - ENERGISA	OFF	30.09.2009 12:25:43.473		Spontaneous		
	Disj 52.1 - Trrafo TSA - Aberto	ON	30.09.2009 12:25:43.473	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.1 - Trrafo TSA - Indefinido	OFF	30.09.2009 12:25:43.473		Spontaneous		
	Falta Tensao CA - Barra	ON	30.09.2009 12:25:43.483	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Panel PT3 - Falta Tensao - Barra	ON	30.09.2009 12:25:43.495		Spontaneous		
	Disj 52.1 - Release Abrir (Automatico)	OFF	30.09.2009 12:25:43.512	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.1 - Abertura Automatica	OFF	30.09.2009 12:25:43.518	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Falta Tensao CA - Entrada B	ON	30.09.2009 12:25:43.935		Spontaneous		
	27B - Automatismo	ON	30.09.2009 12:25:49.927	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.C1 - Abertura Automatica	ON	30.09.2009 12:25:50.888	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - Abertura Automatica	ON	30.09.2009 12:25:50.888	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - PT3	Intermediate P...	30.09.2009 12:25:51.262		Spontaneous		
	Disj 52.3 - PT3 - Fechado	OFF	30.09.2009 12:25:51.262	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - PT3 - Indefinido	ON	30.09.2009 12:25:51.262	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - PT3	OFF	30.09.2009 12:25:51.271		Spontaneous		
	Disj 52.3 - PT3 - Aberto	ON	30.09.2009 12:25:51.271	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - PT3 - Indefinido	OFF	30.09.2009 12:25:51.271		Spontaneous		
	Disj 52.3 - Release Abrir (Automatico)	OFF	30.09.2009 12:25:51.443	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - Release Fechar (Automatico)	ON	30.09.2009 12:25:51.443	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - Abertura Automatica	OFF	30.09.2009 12:25:51.447	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Falta Tensao CA - Entrada A	OFF	30.09.2009 12:26:08.432		Spontaneous		
	27A - Automatismo	OFF	30.09.2009 12:26:08.432	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - Fechamento Automatico	ON	30.09.2009 12:26:10.487	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		
	Disj 52.3 - PT3	Intermediate P...	30.09.2009 12:26:10.597		Spontaneous		
	Disj 52.3 - Aberto	OFF	30.09.2009 12:26:10.667	Com.Issued=Aut...	Spontaneous		

Figura 28 - Tela “Spontaneous Annunciation” do DIGSI.

11.6. Testes de Intertravamentos e Lógicas nos Painéis 4UA2A-1 e 4UA2A-2

Foram feitos testes de intertravamentos e lógicas nos painéis 4UA2A-1 e 4UA2A-2, localizados no lado da CHESF.

Esses testes consistem em observar os diagramas lógicos do projeto, e a partir deles operar os equipamentos da sala de relés e serviços auxiliares e do pátio, de forma que são gerados sinais que são associados em portas lógicas (AND, OR, NOT, etc.). As junções desses sinais com as portas lógicas e os blocos lógicos formam as lógicas de proteção, comando e controle da subestação referida.

O software DIGSI foi utilizado para comunicação com relés, e a partir dele foram dados comandos para acionar equipamentos da subestação. Os comandos foram enviados também do pátio e das unidades de controle dos relés.

Conforme a lógica era atendida os diagramas lógicos eram destacados com caneta marca texto. Os diagramas lógicos do projeto são mostrados no Anexo D.

11.7. Testes de proteção nos painéis 4UA2B-1 e 4UA2B-2

Os testes de proteção visam observar se a proteção está sensibilizada de forma correta em relação às diversas faltas do sistema elétrico e se as funções que são disponibilizadas pelo fabricante e as parametrizadas pelos projetistas estão funcionando adequadamente.

11.7.1. Função de Proteção Religamento Automático

A função de proteção religamento automático (Função 79) somente deve ser aplicada nas subestações de potência para proteção de alimentadores de distribuição ou, em alguns casos, de linhas de transmissão. Nesses sistemas é muito grande a percentagem de defeitos transitórios. O defeito é logo removido sem a necessidade de deslocamento de uma turma de manutenção. Caso contrário, sem o emprego do relé de religamento, a turma de manutenção deveria percorrer o alimentador à procura de

anormalidades que geralmente não iria encontrar neste caso específico, antes de religar o disjuntor da subestação.

Os relés de religamento automático devem ser aplicados exclusivamente em circuitos radiais. Para isto, são utilizados religadores que nada mais são do que disjuntores de alta capacidade de ruptura e próprios para operarem sob as condições de curto-circuito repetidas vezes.

O relé de religamento automático não deve ser aplicado em instalações comerciais e industriais. Neste tipo de instalação, os defeitos são normalmente persistentes, evitando-se, desse modo, o fechamento do disjuntor quase sempre em situação de falta permanente.

11.7.2. Descrição do Teste de Proteção

Estes ocorreram no relé de proteção alternada (relé SIPROTEC 7SA612) do vão B da subestação. Foi observada a atuação da função 79 do relé multifunção referido, através da simulação de uma falta transitória nas linhas da subestação.

O instrumento utilizado para realizar esses testes é o CMC 156 da OMICRON (Figura 29). Este aparelho injetava sinais de tensão e corrente nas entradas dos relés, e então eram observadas a sensibilidade e funcionalidade do relé sob teste. Os eventos ocorridos no teste são observados na tela do DIGSI, e no pátio da subestação.



Figura 29 - CMC 156 OMICRON.

Os TC e TPC de uma subestação estão constantemente fornecendo sinais de corrente e tensão aos relés, e quando ocorre uma falta na linha em que os TC e TPC

estão ligados, os relés se sensibilizam e ativam as funções para as quais estão programados.

A chave 43 é uma chave virtual, que serve para transferir a proteção de um vão para o vão de transferência. Ela faz parte da unidade de controle do painel do vão B.

A lógica utilizada no teste é a seguinte: quando uma falta transitória ocorre numa linha, o TPC e TC enviam sinais de tensão e corrente ao relé multifunção, então o relé manda *Trip* para os equipamentos da subestação.

Sendo uma falta transitória, logo as informações de tensão e corrente fornecidos pelo TPC e TC voltam as condições de regime permanente rapidamente, a função de religamento automático é acionada.

A falta é simulada em cada fase da linha separadamente, logo o *Trip* enviado pelo relé é monopolar, ou seja, de apenas um pólo.

Dependendo do estado da chave 43, os seguintes eventos ocorrem:

- Chave 43 em normal: a falta ocorre, um *Trip* monopolar é enviado ao disjuntor, em seguida há a abertura de um pólo do disjuntor, então a função 79 é atuada, depois o pólo fecha e a função 79 é desativada;
- Chave 43 em transferência: o *Trip* é enviado aos disjuntores do vão B (próprio vão) e do vão de transferência, ambos os disjuntores devem abrir, e a função 79 não deve ser ativada;
- Chave 43 transferida: o *Trip* é enviado ao disjuntor do vão de transferência, um pólo do disjuntor abre (o pólo que está conectado a linha onde houve a falta), a função 79 é ativada, então o pólo fecha e a função 79 é desativada.

Na Figura 30 pode-se observar a interface do instrumento CMC 156 da OMICRON, onde foram escritos os valores de tensão e corrente que posteriormente foram enviados as entradas do relé, e é através desses valores que a falta transitória é simulada.

Na Figura 31 pode-se observar a tela do DIGSI, destacando os eventos ocorridos durante o teste, como por exemplo a atuação da função 79. Na Figura 32 é mostrado o disjuntor a SF₆ do vão B, onde se pode observar o fechamento e abertura de seus pólos durante o teste.

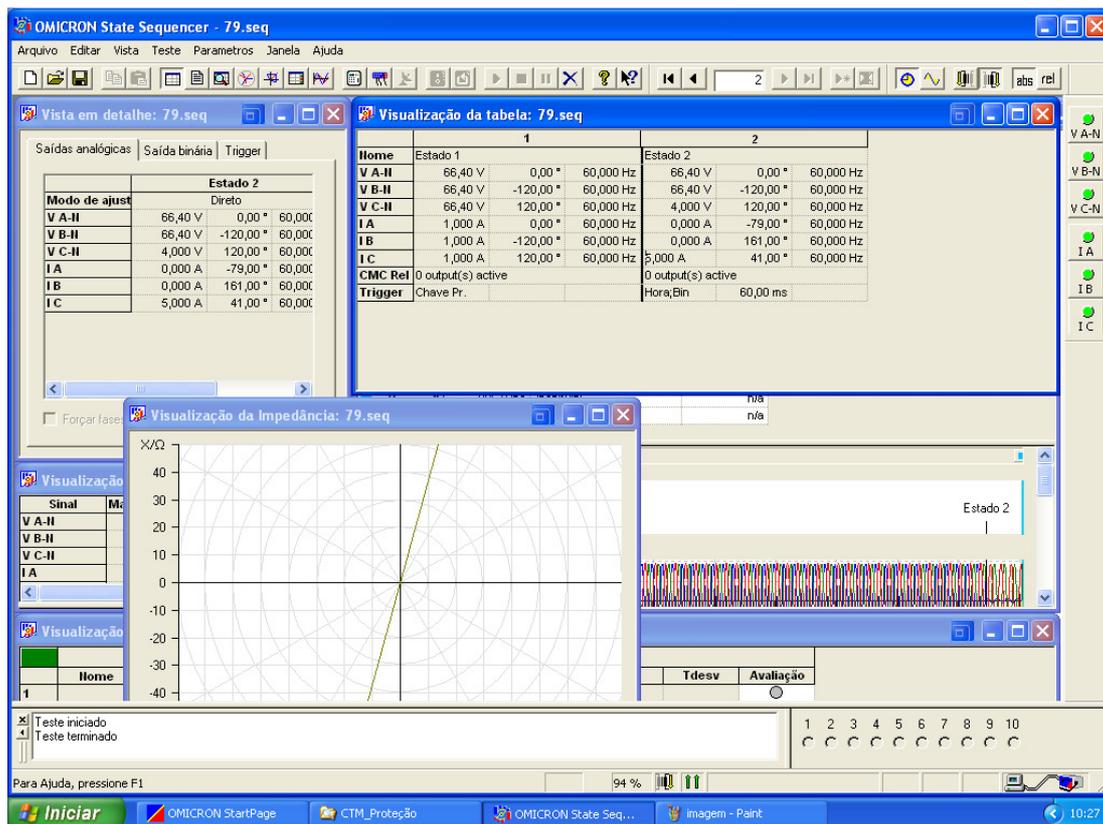


Figura 30 - Interface do instrumento CMC 156.

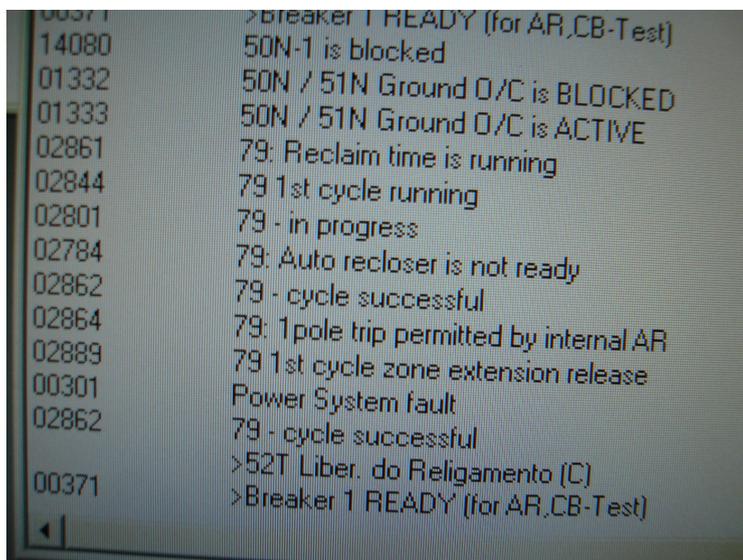


Figura 31 - Tela "Spontaneous Annunciation" do DIGSI.



Figura 32 - Disjuntor a SF₆ do vão B.

12. Energização dos Equipamentos da SE COTEMINAS

A energização dos equipamentos da SE COTEMINAS e das linhas de transmissão 04C3 e 04F8, foram realizadas pelo Centro Regional de Operação do Sistema Leste (CROL) em Recife, em parceria com os operadores das subestações COTEMINAS, Campina Grande II e Pau Ferro.

O CROL é um órgão da Diretoria de Operação da CHESF, componente da Gerência Regional de Operação Leste (GRL) e integrante do Sistema Organizacional de Operação do Sistema e Instalações - SO/OP. Sua função principal é supervisionar, controlar e coordenar a operação de distribuição e comercialização de energia regional no sistema Leste, que engloba os estados de Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte.

O CROL operou os equipamentos a distância através do nível 3 de comando da SE COTEMINAS.

Para que fosse possível a energização da subestação, uma série de atividades que compunham o programa de manobras elaborado pela CHESF foi realizada. O diagrama unifilar utilizado no programa de manobras é mostrado no Anexo B.

Um dos procedimentos realizados antes da energização foi o seccionamento da linha de transmissão 04C3 na torre 124-4. A Figura 33 mostra os operadores da CHESF trabalhando no seccionamento da linha.



Figura 33 - Trabalho de seccionamento da linha 04C3.

A partir desse seccionamento duas novas linhas de transmissão foram integradas ao SIN: Pau Ferro – COTEMINAS (04F8) e COTEMINAS – Campina Grande II (04C3). Foram realizados também os testes finais do sistema de proteção das linhas e equipamentos na SE COTEMINAS.

Antes da energização da SE COTEMINAS, na SE Pau Ferro foram realizadas os seguintes procedimentos: implantação da ordem de ajuste dos relés; implantação da nova base de dados do SAGE, alterando o código operacional da LT 04C3 para 04F8; testes de teleproteção e testes finais; troca de componentes das caixas de TPC e colocação de gás nos TC da LT 04C3.

Na SE Campina Grande II foi realizada a troca dos componentes das caixas dos TPC, colocação de gás nos TC da LT 04C3 e finais de testes de proteção.

Durante a energização, a sequência dos testes e energização dos equipamentos da subestação SE COTEMINAS segundo o programa de manobras da CHESF, foi a seguinte:

- Energização da LT 04C3, barramento 04B1 e LT 04F8, via disjuntor 14C3, em vazio;
- Energização da LT 04C3, barramento 04B1 e LT 04F8, via disjuntor 14F8, em vazio;
- Energização da LT 04C3, barramento 04B2 e LT 04F8, via disjuntor 14C3, em vazio;

- Energização da LT 04C3, barramento 04B2 e LT 04F8, via disjuntor 14F8, em vazio;
- Energização da linha 04C3, barramento 04B1, LT 04F8, e barramento 04B2, em carga. Com LT 04C3 conectada ao barramento 04B1, LT 04F8 conectada ao barramento 04B2 e o disjuntor 14D1 fechado acoplando as barras;
- Energização do transformador 04T1 em vazio.

Os operadores da CHESF de Campina Grande II puderam monitorar a sequência de testes e energização pelas duas IHM do SAGE na SE COTEMINAS, e a comunicação deles com o CROL era realizada pela rede de telefonia da CHESF. O monitoramento dos operadores da CHESF através do SAGE é mostrado na Figura 34.



Figura 34 - Operadores da CHESF durante o monitoramento.

Após a sequência de testes e energização, a configuração final dos equipamentos foi a seguinte:

- Linha de transmissão 04C3 energizada em carga via barramento 04B1, com as funções de proteção 21 (relé de distância) e 87 (relé de proteção diferencial) ativadas nas unidades de proteção principal e de retaguarda;
- Linha de transmissão 04F8 energizada em carga via barramento 04B2, com unidade de proteção 21 (relé de distância) ativada nas unidades de proteção principal e de retaguarda;
- Disjuntor 14D1 fechado acoplando os barramentos 04B1 e 04B2;
- Função de proteção 87 B (diferencial de barra) ativada;
- Transformador 04T1 energizado em vazio.

12.1. Energização em Vazio do Transformador 04T1

Segundo o programa de manobras da CHESF, os procedimentos operacionais realizados para a energização em vazio do transformador 04T1 foi a seguinte:

- Confirmar se o disjuntor geral do setor de 13,8 kV e chaves associadas estavam fechados;
- Confirmar ausência de aterramento local na barra de 13,8 kV;
- Confirmar o tap do transformador na posição “9”, que corresponde à tensão igual a 230 kV no primário do transformador, e comutador na posição MANUAL;
- Solicitar ao CROL a autorização para início dos testes no transformador;
- Fechar as chaves 34W1-1 e 34W1-5;
- Confirmar a tensão do barramento 04B1 em aproximadamente 230 kV;
- Fechar o disjuntor 14W1, energizando o transformador.

12.2. Energização em Carga do Transformador 04T1

Houve também um sequência de procedimentos para energizar o transformador 04T1 em carga, realizados pelos operadores da CHESF. Inicialmente os operadores na SE COTEMINAS solicitaram ao CROL a desenergização do transformador, que até então estava energizado em vazio. Os operadores do CROL enviaram um comando para abrir o disjuntor 14W1, desenergizando o transformador 04T1.

Em seguida os operadores da CHESF confirmaram o tap do transformador na posição “9”, depois verificaram se o Setor de 230 kV e 13,8 kV estava apto para energização e solicitaram ao CROL autorização para energização do transformador.

Após isso houve a confirmação da tensão no barramento 04B1 de aproximadamente 230 kV, e foi desativada a função de proteção 87 B. Em seguida o disjuntor 14W1 foi fechado, fazendo com que o transformador fosse energizado.

Após energização do transformador, a função de proteção 87 B foi reativada.

13. Considerações Finais

A realização de estágio integrado na Subestação COTEMINAS 230/13,8 kV foi uma etapa de fundamental importância para a formação profissional. Nele pôde-se aprimorar os conhecimentos adquiridos ao longo do curso de formação, como também conviver com profissionais de vasta experiência no mercado, e ter contato com ferramentas e equipamentos de alta tecnologia.

Com o advento dos IEDs de proteção e avanço tecnológico dos sistemas de supervisão, as subestações de energia elétrica tornaram-se cada vez mais modernas e puderam ser supervisionadas e controladas a distância.

Os testes de comissionamento são extremamente necessários para assegurar a confiabilidade dos projetos elétricos e eletromecânicos de uma subestação de energia elétrica, como também o bom funcionamento dos equipamentos da subestação.

Bibliografia

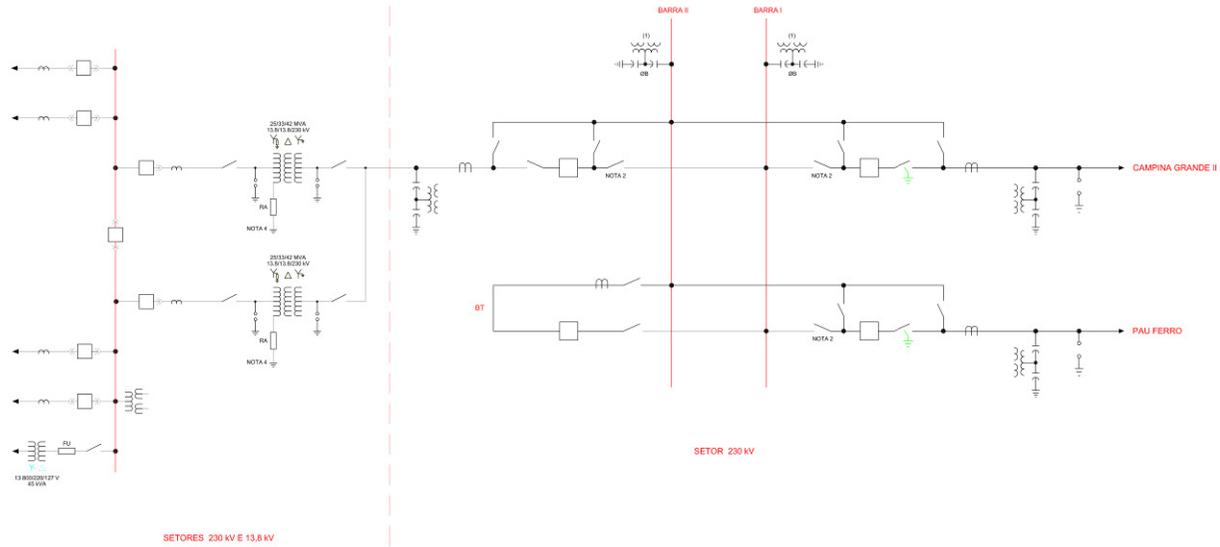
- AQUINO, R. F. *MPCCSR – Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação de Subestações Elétricas*, Universidade Federal de Pernambuco, 2008.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<http://www.sage.cepel.br>>. Acesso em 13 de outubro de 2009.
- COTEMINAS S.A. Disponível em: <<http://www.coteminas.com.br>>. Acesso em 03 de janeiro de 2010.
- D’AJUZ, A., RESENDE, F. M., CARVALHO, F. M. S., NUNES, I. G., AMON FILHO, J., DIAS, L. E. N., PEREIRA, M. P., KASTRUP FILHO, O. E MORAIS, S. A. *Equipamentos Elétricos; Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. Rio de Janeiro, FURNAS 1985.
- EDITORA VALETE. Disponível em: <<http://www.editoravalete.com.br>>. Acesso em 25 de novembro de 2009.
- MAMEDE FILHO, J. *Manual de Equipamentos Elétricos*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1993.
- PEREIRA, A. C., ZANIRATO, E., ABOUD, R., PELLIZZONI, R., E CACERES, D. “Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industriais Usando a Norma IEC 61850”. *XIII Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano do CIGRÉ –XIII ERIAC*, 24 a 28 de maio de 2009.
- SANTANA, R. V. S. *MPCC – Medição, Proteção, Comando e Controle de Subestações Elétricas*, Escola Politécnica de Pernambuco, 2007.
- SIEMENS. Manual de Instruções: “Disjuntor 3AP1 FI2 para tensões nominais até 245 kV”, 2000.
- SIEMENS. Catálogo: “Pará-raios 3EL2”, 2004.
- SIEMENS. Manual de Instruções: “SIPROTEC 4 – System Description”, 2005.
- TRENCH ITALIA. Manual de Instruções: “Transformador de Potencial Capacitivo CPF 245/8”, 2007.

Anexo A

Diagrama Unifilar Simplificado dos Setores da SE COTEMINAS

COTEMINAS

CHESF



LISTA DE EQUIPAMENTOS			
ITEM	EQUIPAMENTOS	QUANTIDADE	
		CHESF	COTEMINAS
1	DISJUNTOR 230 kV	04	-
2	SECCIONADOR 230 kV - 30kA - SLS	06	02
3	SECCIONADOR 230 kV - 30kA - CLT	02	-
4	SECCIONADOR 230 kV - 30kA	06	-
5	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	12	-
6	TRANSFORMADOR DE POTENCIA CAPACITIVO 230 kV	11	-
7	PARAFUSOS 230 kV	06	06
8	CUBICULO 15 kV COM DISJUNTOR	-	07
9	CUBICULO 15 kV COM CHAVE FURVEL	-	01
10	SECCIONADOR 13.8 kV	-	02
11	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 13.8 kV (NOTA 1)	-	18
12	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 13.8 kV	-	03
13	PARAFUSOS 13.8 kV	-	06
14	TRANSFORMADOR 30/13.800220/11.40 kVA	-	01
15	TRANSFORMADOR 30 - 250342 MVA - 230/13.813.8 kV	-	02

NOTAS

- 1 - PARA TODOS OS EQUIPAMENTOS EXCETO ONDE INDICADO, TRATAM-SE DE TRÊS (3) UNIDADES MONOFÁSICAS OU ONDE (1) UNIDADE TRIFÁSICA.
- 2 - SECCIONADOR DE 230 kV COM DISPOSITIVO DE TRANSFERÊNCIA DE BARRA (CHPFD).
- 3 - OS TRANSFORMADORES DE CORRENTE E DE POTENCIA DE 13.8 kV SERÃO INSTALADOS NO INTERIOR DOS CUBÍCULOS.
- 4 - RESISTORES DE ATERRAMENTO A DEFINIR QUANDO DO DIMENSIONAMENTO DA MALHA DE TERRA.
- 5 - AS CHAVES DE 200A, INCLUSIVE AS LÂMINAS DE TERRA, TERÃO ACOMODAMENTO MOTORIZADO.
- 6 - OS DISJUNTORES E CHAVES DE 12.5 kV E AS CHAVES DE 230 kV TERÃO INTERTRAVAMENTO ELÉTRICO, A FIM DE IMPEDIR A OPERAÇÃO EM PARALELO DOS TRANSFORMADORES DE 230 kV - 42 MVA.

DESENHOS DE REFERÊNCIA

NÚMERO	DESCRIÇÃO
JPW-CTM-A1-EM-100	PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO.
JPW-CTM-A1-EM-003	ARRANJO GERAL - PLANTA - SETORES 230 kV E 13.8 kV - LADOS CHESF E COTEMINAS.

REVISÃO

Nº	DESCRIÇÃO
0	EMISSÃO INICIAL.
1	
2	
3	
4	

JPW		CHESF	
PROJ.	CONF.	PROJ.	CONF.
DATA	DATA	DATA	DATA
JPW	JPW	JPW	JPW
ABR/2008	ABR/2008	ABR/2008	ABR/2008



PROJETO	IDENTIFICADO	DEL.
ABR/2008	N. JPW	JPW-CTM-A1-EM-001



COMPANHIA HIDRO-ELETRICA DO SÃO FRANCISCO			
PROJETO	IDENTIFICADO	DEL.	DATA
SE COTEMINAS - Proj. Executivo	N. JPW	JPW-CTM-A1-EM-001	ABR/2008

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
SETORES 230 kV E 13.8 kV

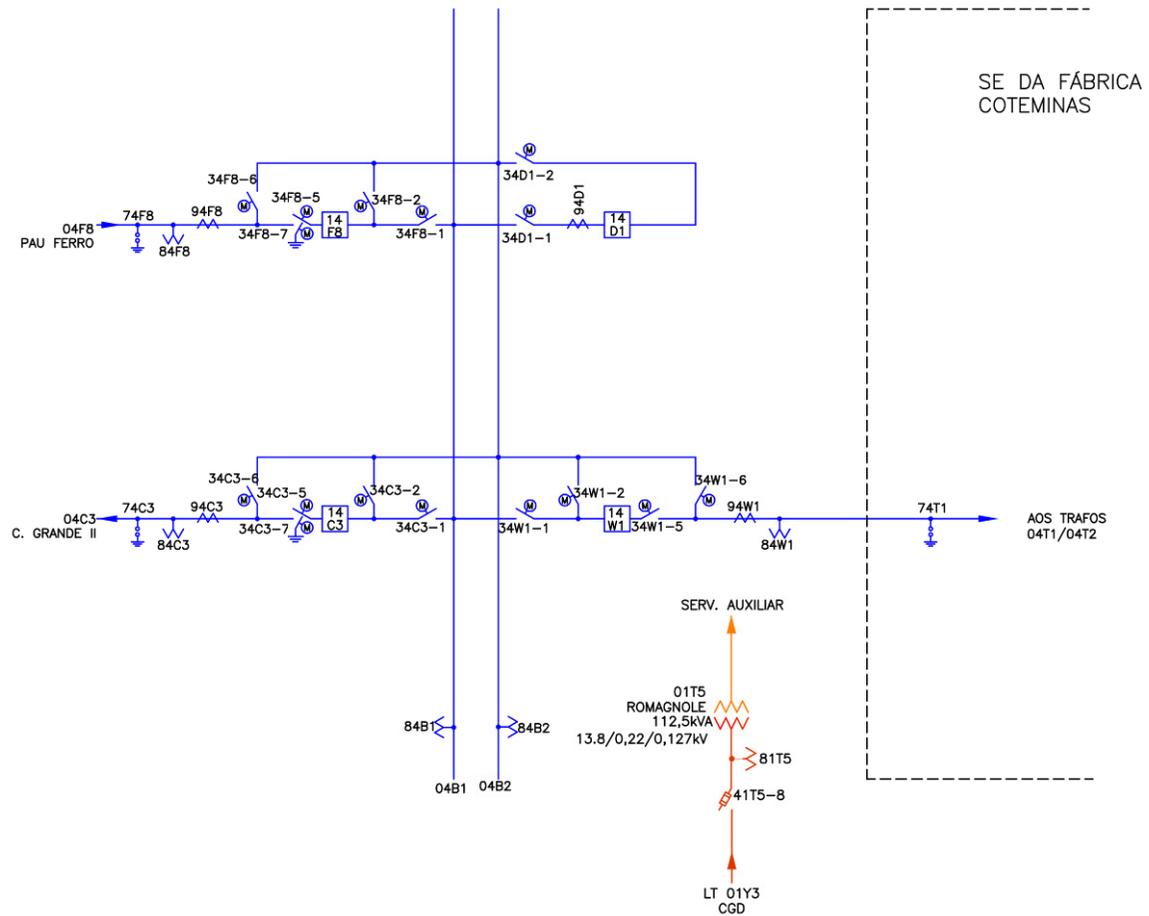
Nº: EM-001

1/1

ARGUJUNO: JPW-CTM-A1-EM-001.dwg

Anexo B

Diagrama Unifilar Simplificado do Setor de 230 kV



MODIFICAÇÕES :
INDICAÇÃO DO CÓDIGO OPERACIONAL DA LT 13.8KV



SE COTEMINAS – CTM

DOMO-08.3.0124	ATUALIZAÇÃO:	04/01/2010	VIGÊNCIA:	05/01/2010	GRL
----------------	--------------	------------	-----------	------------	-----

Anexo C

Diagrama de Distribuição de Potencial do Painel 4UA3D-2

01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12

DISTRIBUIÇÃO DE POTENCIAL

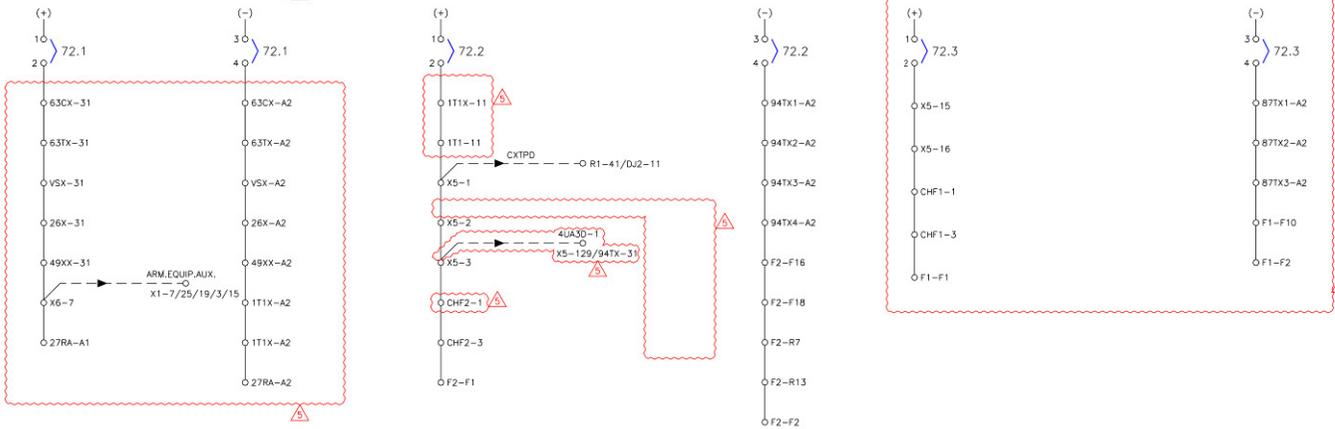
PAINEL 4UA3D-2

J1RA J2RA

J1PR J2PR

J1PU

J2PU



NOTAS:

FUNCIONAL:
DISTRIBUIÇÃO DE POTENCIAL
PAINEL 4UA3D-2



SIEMENS



SE COTEMINAS

Nº SIEMENS:
C0002524-00-24-04

DESENHO Nº:
CTM-4-D-04

FOLHA:	CONT. FL.:	REV.:
34	35	1

CTM-4-D-04-034

Anexo D

Diagrama Lógico do Projeto dos Painéis 4UA2A-1 e 4UA2A-2

ENTRADA	IDENT. DA VARIÁVEL	FOLHA Nº	DIAGRAMA LÓGICO UB1 CHAVE 43 - POSIÇÃO	IDENT. DA VARIÁVEL	FOLHA Nº	SAÍDA
43-N		138			131,137 139	43-N (CONS)
43-T		138			133,137 139	43 - TRANSFERIDO (CONSISTIDO)
					134,139	43 - EM TRANSFERÊNCIA (CONSISTIDO)
			DIAGRAMA LÓGICO UB1 LIBERA COMANDO DA CHAVE 43N / ET / T			
43 - TRANSFERIDC (CONSISTIDO) 89.5-AB (CONS)		137 132			138	POSIÇÃO N - LIBERADA
43 - N(CONS) DISJUNTOR 52 - ABERTO SECC. 89.1 - ABERTA (CONSISTIDO) 89.2-AB (CONS) SECC. 89.5 - FECHADA (CONSISTIDO)		137 139 132 132			138	POSIÇÃO - - LIBERADA
43 - TRANSFERIDC (CONSISTIDO) 43-N (CONS) 43N - TV 892AB-DV 895AB-DV		137 137 131 131 131			138	POSIÇÃO ET - LIBERADA
NOTAS:			FUNCIONAL: DIAGRAMA LÓGICO LB1			
				SE COTEMINAS		Nº SIEMENS: C0002524-00-24-01
				DESENHO Nº: CTM-4-A-04		FOLHA: 137
						CONT. FL.: 38
						REV. 0
				CTM-4-A-04-37		