

TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS

JENAÍNA APARECIDA DE SOUZA

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em ____de____de 2012

Maria Helena Vale Murta - Dr.
Supervisor

Silvério Visacro Filho - Dr.
Coordenador do CESEP

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	6
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	6
2.2 MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	6
2.2.1 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro	7
2.2.2 Composição do Sistema Interligado Nacional	9
2.2.3 O Operador Nacional do Sistema	10
2.3 FILOSOFIA ATUAL DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	12
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	13
3. CONCEITOS BÁSICOS SOBRE O FUNCIONAMENTO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA	14
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	14
3.2 COMPONENTES BÁSICOS DE UMA USINA HIDRELÉTRICA	15
3.3 SISTEMAS PERIFÉRICOS DE UMA USINA HIDRELÉTRICA	16
3.3.1 Serviço Auxiliar de Corrente Alternada	17
3.3.1.1 Tipos de Fonte de Alimentação	19
3.3.1.2 Comutação Entre Fontes Prioritária, secundária e de Emergência	20
3.3.2 Serviço Auxiliar de Corrente Contínua	28
3.3.3 Turbina - Serviços Periféricos	30
3.3.4 Sistema de Excitação	34
3.3.5 Sistema de Regulação de Velocidade	36
3.3.6 Gerador - Serviços Periféricos	38
3.3.7 Sistema de Frenagem	41
3.3.8 Transformadores Elevadores - Serviços Periféricos	41
3.3.9 Sistema de Ar Comprimido	45
3.3.10 Sistema de Água Industrial e de Resfriamento das Unidades Geradoras	47
3.3.11 Tomada D'água - Serviços Periféricos	49
3.3.12 Vertedouro - Serviços Periféricos	52
3.3.13 Grupo Motor Gerador de Emergência	55

3.4 CONTROLE DA UNIDADE GERADORA PARA CONEXÃO NO SISTEMA	56
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
 4. DESCRIÇÃO DA ROTINA PARA TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO	 60
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	60
4.2 TESTES DE RECOMPOSIÇÃO - CONCEITOS BÁSICOS	61
4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE OS TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO	64
4.4 METODOLOGIA PARA REALIZAÇÃO DOS TESTES - INTEGRAL	64
4.4.1 Etapas dos Testes para Usinas de Autorrestabelecimento Integral	64
4.4.2 Condições para Aprovação dos Testes Reais Integrais	68
4.5 METODOLOGIA PARA REALIZAÇÃO DOS TESTES - PARCIAL	68
4.5.1 Etapas dos Testes para Usinas de Autorrestabelecimento Parcial	69
4.5.2 Condições para Aprovação dos Testes Reais Parciais	69
4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	70
 5. ESTRATÉGIAS ADOTADAS PARA REALIZAÇÃO DOS TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO	 71
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	71
5.2 UHE CAMARGOS	73
5.3 UHE ITUTINGA	76
5.4 UHE JAGUARA	79
5.5 UHE NOVA PONTE	81
5.6 UHE SÃO SIMÃO	85
5.7 UHE EMBORCAÇÃO	87
5.8 UHE IRAPÉ	93
5.9 UHE SALTO GRANDE	98
5.10 UHE TRÊS MARIAS	104
5.11 UHE VOLTA GRANDE	109
5.12 CONSIDERAÇÕES FINAIS	112
 6. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	 116

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	118
A. SIGLAS E SIMBOLOGIA	120

RESUMO

Esta monografia aborda o tema *Testes Reais de Recomposição para Restabelecimento de Sistemas Elétricos de Potência* relativos a usinas geradoras. Após ocorrência no SIN (Sistema Interligado Nacional), em 2009 [ONS, 2009], causadora de perturbação elétrica de proporção nacional, o ONS (Operador Nacional do Sistema) passou a exercer maior fiscalização sobre os testes de recomposição executados pelos agentes de geração. A rotina operacional que rege tais testes, a RO-RR.BR.01, é elaborada genericamente para todas as usinas do SIN que realizam algum tipo de teste de recomposição. Sendo assim, apesar de, na maioria das vezes, serem muito diferentes, as usinas devem cumprir os mesmos requisitos. A aplicação da rotina não é trivial, trazendo grande impacto para as empresas. As dificuldades para a realização dos testes reais de recomposição não consistem do restabelecimento em caso de uma perturbação real, mas sim na simulação das condições de perturbação mantendo a rede e os demais equipamentos em operação normal. No SIN devem ser submetidas a algum tipo de teste real de recomposição cerca de 75 usinas hidrelétricas, das quais 10 são de propriedade da empresa CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais). Neste trabalho são discutidas as principais questões relativas à realização dos testes e apresentadas estratégias adotadas pela CEMIG para validar a plena disponibilidade de suas usinas para participarem de forma eficiente numa perturbação real nas fases fluente e coordenada do controle restaurativo.

ABSTRACT

Procedures related to *Real Tests for Power System Restoration*, regarding power plant conditions, are the main subject of this work. After a strong domestic electrical disturbance of large proportion occurred in 2009 [ONS, 2009], in the Brazilian National Interconnected System (SIN), the Independent System Operator (ONS) began to exercise greater oversight of such tests carried out by the agents responsible for rebuilding system generation. The operational routine for real test procedures, identified as RO-RR.BR.01, is generally prepared for all plants in the SIN that perform some kind of test recovery. So these plants, although in most cases very different, must meet the same requirements. The difficulties to achieve the real tests of restoration do not consist in restoring a real disorder, but in the simulation of the conditions of disturbance while maintaining the network and other equipment in normal operation. In SIN, must undergo some kind of real test of recovery about 75 hydroelectric plants, of which 10 are owned by CEMIG (Brazilian Power Company of Minas Gerais State). This work discusses the main aspects related to tests procedures and presents the strategies adopted to validate the full availability of CEMIG plants to participate effectively in a real disruption in fluent and coordinated phases of the restorative system control.

1 INTRODUÇÃO

Esta monografia aborda a execução dos testes de recomposição para Restabelecimento dos Sistemas Elétricos de Potência durante uma perturbação real. De forma mais específica, o trabalho trata da questão das estratégias adotadas para execução dos testes conforme rotina do ONS (Operador Nacional do Sistema).

Nos últimos *blackouts* no Brasil, o ONS verificou que algumas instalações não possuíam as condições mínimas declaradas para um autorrestabelecimento, deixando áreas sem suprimento de energia e colocando em risco vários setores da sociedade. Tal situação resultou em maior fiscalização quanto aos procedimentos já existentes.

Para garantir que a recomposição fosse realizada de forma adequada, o ONS passou, então, a se utilizar dos *testes de autorrestabelecimento de usinas hidrelétricas* cujos procedimentos estão contidos na rotina operacional RO-RR.BR.01 - Testes Reais de Recomposição na Rede de Operação [ONS, 2012b].

Basicamente, os testes de recomposição são divididos em *Parcial Individual-Simultâneo* e *Integral Individual-Simultâneo*. Tal classificação se deve à forma como a usina participa das ilhas de restabelecimento durante uma recomposição nas fases fluente ou coordenada.

O teste de recomposição *integral individual-simultâneo* é executado na usina hidrelétrica com capacidade para iniciar o processo de partida, saindo da condição de repouso e totalmente desenergizada para a condição de operação, independentemente de fonte de alimentação externa. As unidades geradoras devem ser interligadas em barra desenergizada.

O teste de recomposição *parcial individual-simultâneo* é executado na usina hidrelétrica com capacidade para suprir seus serviços auxiliares a partir de uma fonte de tensão externa. Suas unidades geradoras devem permanecer girando mecanicamente e excitadas por um período determinado pela rotina de operação.

Ao todo devem ser submetidas aos testes de recomposição aproximadamente 75 usinas hidrelétricas do SIN (Sistema Interligado Nacional) das quais 10 pertencem à CEMIG, ou seja, aproximadamente 14%.

A quantidade de usinas envolvidas e as diversas configurações foram desafiantes para os agentes de geração e com certo impacto para os agentes de transmissão e de distribuição. Os agentes de transmissão e de distribuição se envolvem em tais testes em função da interdependência que há entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Observa-se que as dificuldades encontradas não são em relação à recomposição durante uma perturbação real, mas sim nas simulações das condições de perturbação de acordo com a rotina RO-RR.BR.01, mantendo os demais equipamentos e o restante da rede no estado normal e seguro. Dentre os *desafios* podem ser citados:

- Configurações do serviço auxiliar de corrente alternada;
- Configurações de barramentos;
- Unidades geradoras geminadas;
- Alta rotação de unidades geradoras;
- Manutenção do suprimento de energia para os consumidores ligados radialmente.

Diante do exposto, pode-se verificar que a adequação das usinas, de forma a atenderem aos procedimentos exigidos pelo setor elétrico, não é uma tarefa trivial. A *relevância* de se “vencer” tal complexidade constituiu a grande *motivação* para o desenvolvimento deste trabalho. Soma-se a esta motivação o fato da condição favorável ao seu desenvolvimento, decorrente do conhecimento e da experiência prática da autora desta monografia nas atividades realizadas no COS (Centro de Operação do Sistema) da CEMIG e na operação de usinas hidrelétricas.

No contexto delineado acima, em função das exigências de segurança do SIN e da experiência e desafios enfrentados, pode-se identificar de forma mais específica o *objetivo* desta monografia: *apresentar as adequações nas usinas da CEMIG de forma a atender aos procedimentos contidos na rotina RO-RR.BR.01, possibilitando a validação da plena disponibilidade das usinas para recomposição em caso de perturbação real.*

Como *contribuição*, da forma como foi organizada, espera-se que esta monografia constitua uma referência básica sobre o assunto, principalmente para os agentes de geração, no que diz respeito às estratégias a serem adotadas em suas instalações, para a aprovação de seus testes de recomposição.

Para cumprir seu objetivo, o texto do trabalho está distribuído em 8 capítulos, incluindo a presente ***Introdução***.

No **Capítulo 2** é apresentada a estrutura do Sistema Interligado Nacional, seus órgãos componentes, apontando aqueles de maior relevância para a compreensão do assunto, e são lembrados os principais conceitos para a estratégia de recomposição do Sistema Interligado Nacional numa perturbação real.

No **Capítulo 3** são apresentados os principais e relevantes equipamentos e sistemas constituintes de uma usina hidrelétrica. Para tal foi adotada como exemplo a Usina Hidrelétrica Amador Aguiar I. O capítulo 4 não esgota o assunto, trazendo apenas uma breve descrição para que o leitor possa compreender os diversos sistemas envolvidos que podem afetar direta ou indiretamente um teste de recomposição ou uma recomposição real.

O **Capítulo 4** descreve a rotina RO-RR.BR.01 que contém todos os procedimentos a serem adotados durante a realização do teste de recomposição e as condições de aprovação de tais testes.

O **Capítulo 5** registra as dificuldades encontradas e os procedimentos adotados para realização dos testes de recomposição, bem como as melhorias implementadas a partir de observações verificadas durante a realização de tais testes.

No **Capítulo 6** são apresentadas as conclusões a respeito dos trabalhos executados e as oportunidades de sua continuidade.

Ao final do texto são apresentadas as **Referências Bibliográficas** utilizadas seguidas de um **Anexo** contendo as siglas e a simbologia adotadas no trabalho.

2

O Sistema Interligado Nacional

2.1. Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta tópicos de interesse, no contexto da monografia, relacionados ao *Modelo do Setor Elétrico Brasileiro* e ao *Processo de Restabelecimento do SIN*.

Os aspectos do modelo do setor são importantes para o pleno entendimento dos conceitos apresentados nos capítulos que se seguem, sendo necessário compreender a hierarquia operacional e as características do setor elétrico nacional. Os testes de recomposição se inserem como pré-condição para a execução adequada do processo de restabelecimento do SIN.

2.2. Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

A partir de 2003, o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro com os seguintes objetivos principais:

- Promoção da modicidade tarifária;
- Segurança do suprimento de energia elétrica;
- Universalização do acesso e uso da energia elétrica.

A seguir são indicadas as responsabilidades dos órgãos e agentes envolvidos no setor e caracterizada a estrutura operativa da rede elétrica do SIN, com destaque para o ONS.

2.2.1. Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

O novo modelo criou novas instituições e alterou funções de outras já existentes. As instituições que compõem o setor elétrico brasileiro são as seguintes [CCEE, 2012]:

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética:

Tem a função de assessorar a presidência da república formulando políticas e diretrizes de energia para assegurar o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país. Possui também a função de revisar periodicamente as matrizes energéticas do país estabelecendo diretrizes para programas energéticos específicos e para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

MME – Ministério de Minas e Energia:

É o órgão responsável pela formulação e implementação das políticas energéticas do país de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. Estabelece o planejamento do setor energético nacional, monitora a segurança do suprimento de energia e define ações para garantia da restauração da segurança de suprimento em caso de desequilíbrio entre consumo e geração de energia.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética:

Presta serviços na área de estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético com a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico:

Tem a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico no setor elétrico brasileiro, acompanhando o desenvolvimento da geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, avaliando as condições de demanda e carga, realizando periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento, identificando dificuldades e obstáculos que afetem a

regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborando propostas para ajustes e ações preventivas.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Tem a função de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, observando a qualidade dos serviços prestados, universalização do atendimento, estabelecimento das tarifas para os consumidores finais e promoção de licitações na modalidade de leilão de energia.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE foi instituída para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia). Tem como função a apuração do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), contabilização da energia elétrica comercializada, a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica e a realização de leilões de compra e venda de energia sob demanda da ANEEL.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Tem a responsabilidade de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil atendendo os requisitos de carga, otimizando custos e garantindo a confiabilidade do sistema e definindo as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país. É o órgão responsável pela elaboração e revisão da rotina RO-RR.BR.01 para execução dos testes reais de recomposição.

A figura 2.1 [adaptada de CCEE, 2012] mostra a hierarquia das instituições do setor elétrico.

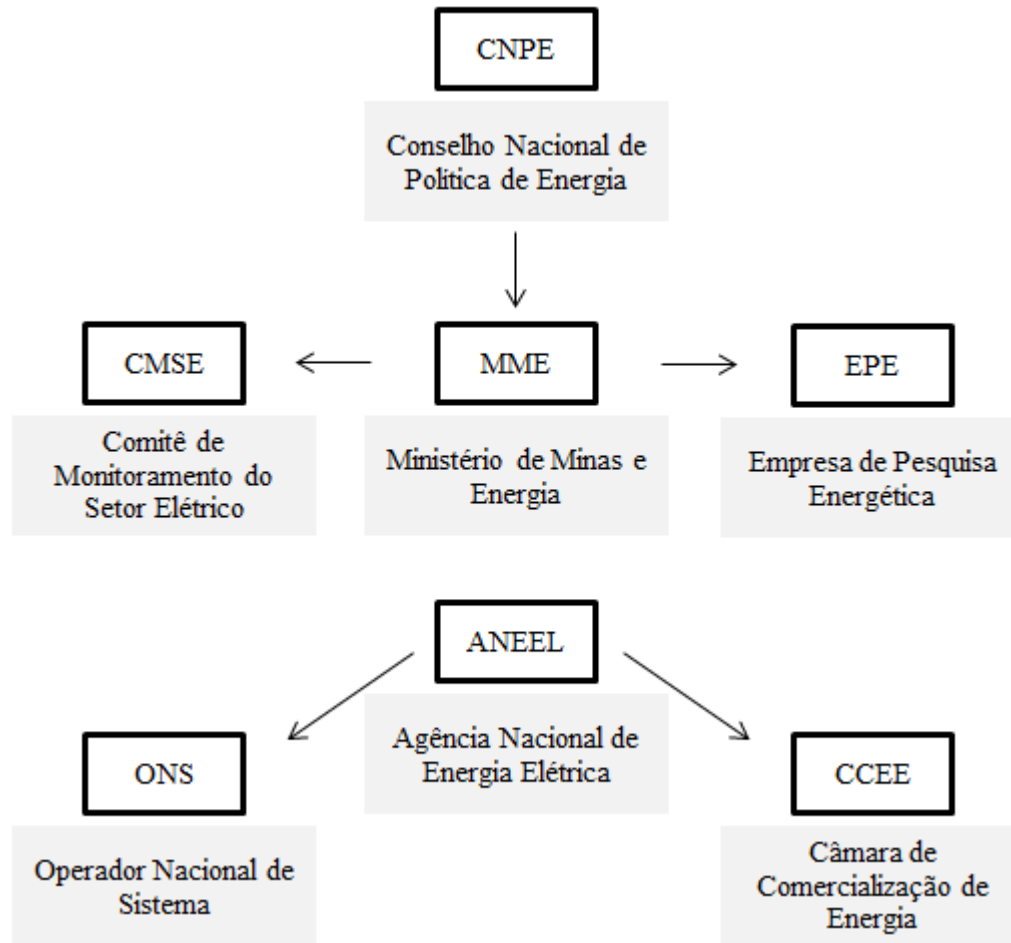


Figura 2.1 - Instituições do setor elétrico brasileiro.

Fonte: Adaptado de [CCEE, 2012]

2.2.2. Composição do Sistema interligado Nacional

O SIN é dividido em redes a fim de permitir a definição das responsabilidades nas ações operativas dos centros de operação do ONS e dos agentes. Tais redes são assim identificadas [adaptado de ONS, 2012]:

Rede básica: é a rede definida e regulamentada pela ANEEL.

Rede complementar: é a rede que está fora da rede básica cujos fenômenos influenciam na rede básica.

Rede de operação: é a junção das redes básica e complementar mais as usinas despachadas centralizadamente.

Rede de supervisão: é formada pela rede de operação e outras instalações que são monitoradas através do sistema de supervisão para que o ONS possa coordenar o SIN.

Rede de simulação: é formada pela rede de supervisão e outras instalações que devem ser representadas em programas de simulação para maior confiabilidade dos estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS.

A figura 2.2 [adaptada de ONS, 2012a] representa esquematicamente a composição do Sistema Interligado Nacional.

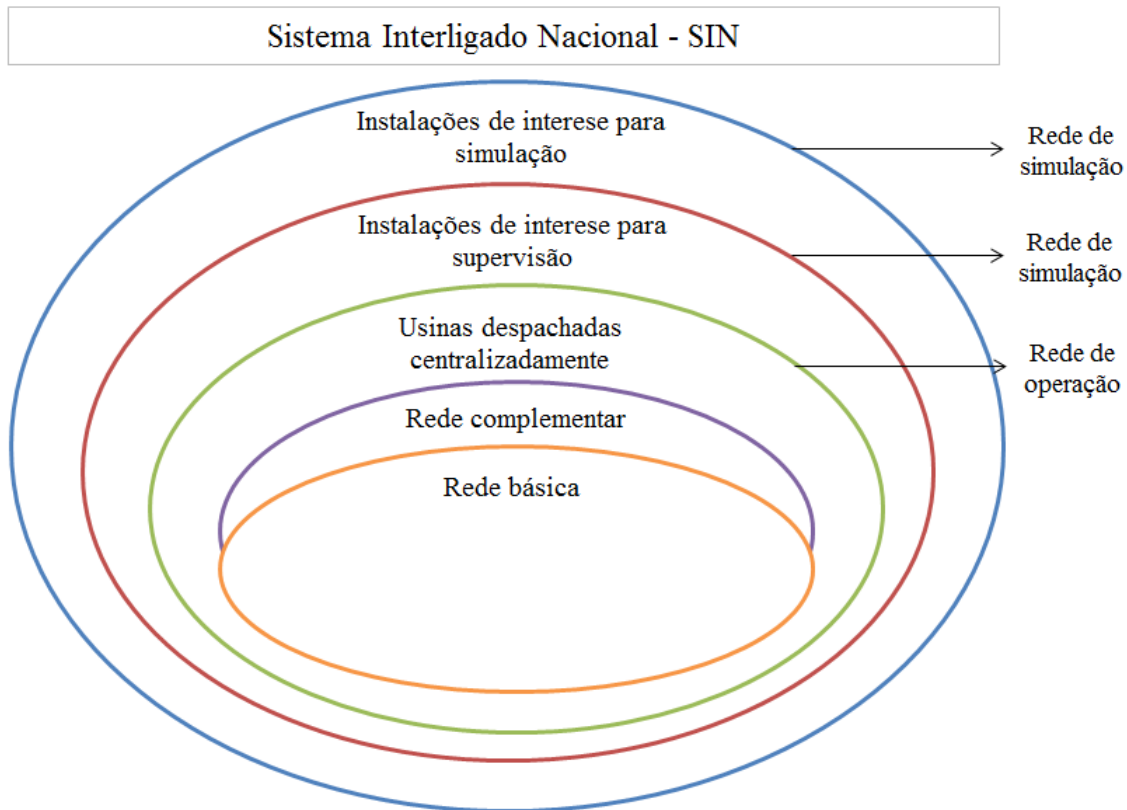


Figura 2.2 - Composição do Sistema Interligado Nacional.

Fonte: Adaptado de [ONS, 2012a]

2.2.3. O Operador Nacional do Sistema

É responsabilidade do ONS a coordenação, o controle e a supervisão da operação das instalações de transmissão com tensão igual ou maior que 230kV e usinas com geração maior ou igual a 50MW, com a principal finalidade de garantir a continuidade e confiabilidade do sistema de transmissão e otimizar os recursos de geração.

Os agentes de geração, de transmissão e de distribuição têm a responsabilidade de comandar, executar e supervisionar as instalações de geração, transmissão e distribuição, respectivamente. Quanto

às instalações do agente que não pertencem à rede de operação, o centro de operação do agente é responsável por ações de coordenação, supervisão, controle, comando e execução da operação. A figura 2.3 [adaptada de ONS, 2012a] esquematiza as responsabilidades dos agentes.

No contexto desta monografia, é importante ressaltar que **é de responsabilidade dos agentes de geração a execução dos testes reais de recomposição nas usinas classificadas para tal**. O ONS deve fiscalizar a execução de tais testes.

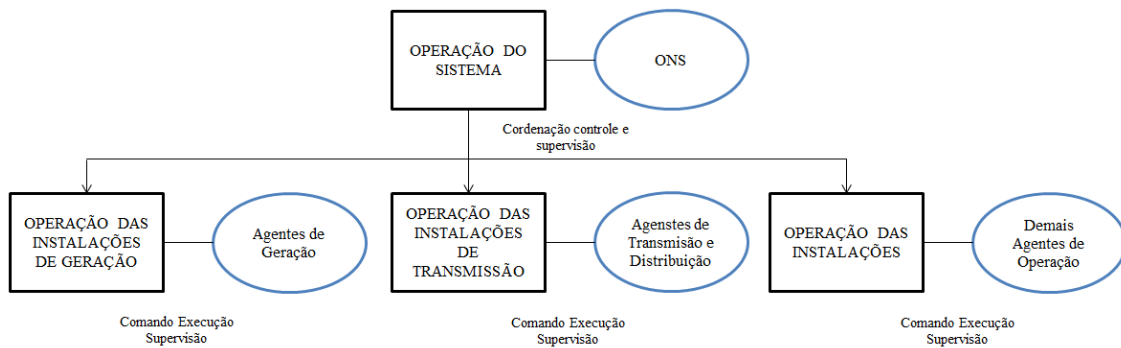


Figura 2.3 – Responsabilidades dos agentes de geração, transmissão, distribuição e ONS.

Fonte: Adaptado de [ONS, 2012a]

O ONS possui cinco centros próprios de operação. São eles:

CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema

Centro de mais alto nível hierárquico, atuando sobre os demais centros do ONS. Possui como funções:

- Coordenar, supervisionar e controlar a rede de operação e as interligações internacionais.
- Despachar a geração das usinas operadas centralizadamente.
- Comandar e executar o despacho das usinas sob CAG (Controle Automático de Geração).
- Comandar e executar os CAT (Controle Automático de Tensão) e os ECS (Esquema de Controle de Segurança).

COSR – Centro Regional de Operação do Sistema

Há quatro centros regionais de propriedade do ONS assim identificados:

COSR-S – Centro de Operação Regional Sul;

COSR-NCO – Centro de Operação Regional Norte / Centro-Oeste;

COSR-NE: Centro de Operação Regional Nordeste;

COSR-SE – Centro de Operação Regional Sudeste.

As usinas relacionadas a este trabalho estão sob coordenação do **COSR-SE**.

Os centros regionais são responsáveis por:

- Coordenar, supervisionar e controlar a rede de operação regional/local.
- Supervisionar e controlar o despacho de geração das usinas despachadas centralizadamente e da rede de operação sistêmica.
- Comandar e executar o despacho das usinas sob CAG, CAT e ECS, nas instalações de sua área de atuação, definidas pelo ONS.

O relacionamento entre ONS e agentes ocorre via centros de operação regionais do ONS e centros de operação dos agentes ou que atuem em nome de agentes.

2.3. Filosofia Atual de Recomposição do Sistema Interligado Nacional

A recomposição do SIN é regulamentada pelas chamadas IO (Instruções de Operação) que são resultado dos estudos do ONS, cuja responsabilidade de elaboração é do próprio ONS com a participação dos agentes.

As IO são organizadas da seguinte maneira:

- ***Instruções de operação de ilhas elétricas de restabelecimento:*** regulamentam a recomposição na fase fluente e por vezes na fase coordenada, bem como as tomadas de carga nas diversas ilhas elétricas do SIN.
- ***Instruções de operação de regiões:*** regulamentam o fechamento do paralelo entre ilhas elétricas.
- ***Instruções de operação de interligações entre regiões:*** regulamentam a interligação entre regiões do país.

De forma geral, para a recomposição, o SIN é dividido em ilhas elétricas compostas de ***usinas de autorrestabelecimento integral*** capazes de sair da condição de parada total, através de recursos próprios de autorrestabelecimento, suprimindo cargas estabelecidas em instruções de operação, e de ***usinas de autorrestabelecimento parcial*** capazes de permanecer girando sem carga e excitadas.

O agente de geração tem autonomia para proceder à preparação dos disjuntores de suas estações e posteriormente restabelecer o número mínimo de unidades geradoras e a respectiva tomada de carga. Esta é a chamada *fase fluente*.

Na fase secundária, que é a chamada *fase coordenada*, o ONS é informado a respeito da conclusão das manobras relativas à fase fluente e passa a coordenar as próximas manobras de fechamento do paralelo entre ilhas de restabelecimento e interligação de outras unidades geradoras.

O processo de recomposição progride tornando o sistema cada vez mais robusto e mais seguro com a interligação de unidades geradoras e consequente tomada de carga. Assim, o sistema interligado vai se tornando menos vulnerável às oscilações de tensão e frequência com toda a carga sendo atendida. Uma referência interessante que trata do tema Controle Restaurativo é o trabalho [LOPES, 2008].

2.4. Considerações Finais

A estrutura do SIN, considerando sua hierarquia, legislação e recursos de controle, busca atender aos objetivos principais da reestruturação, ou seja, a promoção da modicidade tarifária, segurança do suprimento de energia elétrica e universalização do acesso e uso da energia elétrica.

Para que tais objetivos sejam obtidos, várias atividades relacionadas à operação do sistema são realizadas. Dentre elas, encontram-se aquelas relativas ao restabelecimento do sistema após desligamentos.

O restabelecimento envolve diversas etapas que, para sua efetiva execução, requerem a realização dos testes de recomposição. Apesar da importância destes testes, sua fiscalização é relativamente recente. Esta tem exigido melhorias dos ajustes nas instalações de geração de energia, a fim de que atendam plenamente aos requisitos para aprovação dos testes e se tornem aptas a participar do processo de recomposição.

Antes de tratar especificamente dos testes de recomposição, o capítulo seguinte aborda os principais equipamentos para a operação de uma usina hidrelétrica.

3

CONCEITOS BÁSICOS SOBRE O FUNCIONAMENTO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA

3.1 Considerações Iniciais

Quando se fala em unidades geradoras hidráulicas, logo se pensa simplesmente em um gerador com seus eletroímãs e alguma queda d'água para fonte primária mecânica. Entretanto, os geradores hidráulicos necessitam de muitos equipamentos periféricos para viabilizar seu pleno funcionamento.

No contexto desta monografia, é importante que sejam identificados os componentes básicos, os equipamentos e os serviços auxiliares relacionados às usinas hidrelétricas, visando subsidiar o entendimento dos assuntos abordados nos capítulos 4 e 5.

Além deste objetivo, o capítulo tem como meta organizar informações relevantes para aqueles que atuam na área de recomposição em documento único, possibilitando uma visão ampla do assunto. Apesar das informações estarem registradas de forma simples, suas especificidades caracterizam grande volume de conhecimento.

Os assuntos abordados neste capítulo têm como referência os documentos [CEMIG, 2006], [CEMIG, 2006a], [CEMIG, 2006b], [CEMIG, 2006c], [CEMIG, 2006d], [CEMIG, 2006e], [CEMIG, 2006f], [CEMIG, 2006g], [CEMIG, 2006h], [CEMIG, 2006i], [CEMIG, 2006j], [CEMIG, 2006k], [CEMIG, 2006l], [CEMIG, 2006m] e [CEMIG, 2006n].

3.2 Componentes Básicos de uma Usina Hidrelétrica

Alguns elementos básicos são necessários para a produção da energia hidrelétrica, tais como a vazão do rio, o volume de água disponível e o desnível do relevo artificial ou natural da região.

A principal função da barragem, na usina, é possibilitar o desnível da água a montante e a jusante, em função do qual é gerada a energia fornecida pela mesma. A interrupção do rio pela barragem pode ou não formar um reservatório que tenha como finalidade o armazenamento da água. Sendo assim, há dois tipos básicos de reservatórios:

- Reservatório a Fio D'água: não tem a função de acumular água; as usinas geram energia com o fluxo do rio, utilizando a velocidade da água; não são necessários grandes desníveis e, por isso, reduzem as áreas de alagamento.
- Reservatório de Acumulação: permite o acúmulo de água, possibilitando o armazenamento para utilização desta em períodos de seca; tal reservatório permite o armazenamento de energia e a regulação da vazão a ser turbinada, visando melhor gerenciar a geração do parque gerador.

Atualmente, as usinas em construção ou em fase de projeto são, em sua grande maioria, do tipo a fio d'água, principalmente por questões ambientais.

A figura 3.1 [ANEEL, 2005] ilustra a estrutura básica de uma usina hidrelétrica, onde podem ser identificados os seguintes componentes:

Dutos: Os dutos têm a função de deslocar a água até as turbinas que estão localizadas na casa de força, e incluem túneis, canais ou condutos metálicos.

Turbinas: As turbinas convertem a energia cinética (quando a água passa pelas suas pás) em energia elétrica através de geradores que produzem eletricidade.

Vertedouro: O vertedouro é uma estrutura civil composta por comportas cuja função é contribuir para o controle do nível do reservatório. As comportas do vertedouro podem ser abertas em função das seguintes motivações:

- Excesso de chuva;
 - Excesso de vazão de água de usinas a montante;
 - Atendimento de necessidades sociais para populações ribeirinhas ou navegação;
 - Manutenção do fluxo de água no rio.
-

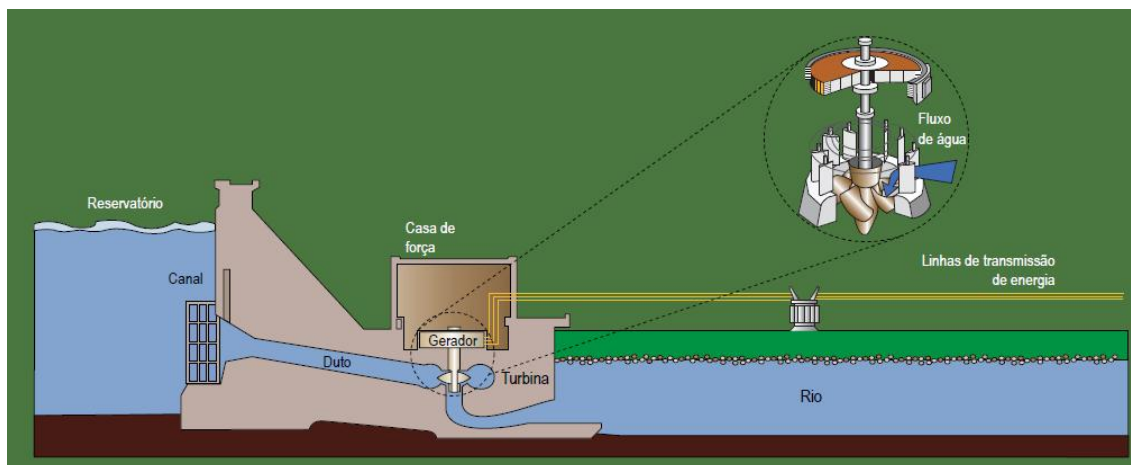


Figura 3.1 - Estrutura de usina hidrelétrica.

Fonte: [ANEEL, 2005]

3.3 Sistemas Periféricos de uma Usina Hidrelétrica

A operação de uma usina hidrelétrica requer o funcionamento de diversos sistemas periféricos, tais como os serviços auxiliares relativos a fontes de corrente alternada e de corrente contínua, turbinas, geradores, vertedouros, transformadores elevadores, dentre outros, conforme descrito nos itens que se seguem.

Para exemplificar tais sistemas, todo o capítulo toma como referência a UHE Capim Branco I (figura 3.2) com capacidade instalada de 240MW e localizada no rio Araguari.



Figura 3.2 - Fotografia aérea da UHE Capim Branco I.

Vale observar que a UHE Capim Branco I não é uma usina classificada como usina que realiza teste de recomposição. Entretanto, ela foi escolhida pela maior facilidade em exemplificar os sistemas periféricos.

A figura 3.3 apresenta o diagrama unifilar da UHE Capim Branco I no qual as unidades geradoras UG1, UG2 e UG3 são ligadas aos seus respectivos transformadores que elevam a tensão de 13,8kV para 138kV. Por sua vez, os transformadores são ligados às barras B1 ou B2 de 138kV através dos disjuntores 1K4, 2K4 e 3K4.

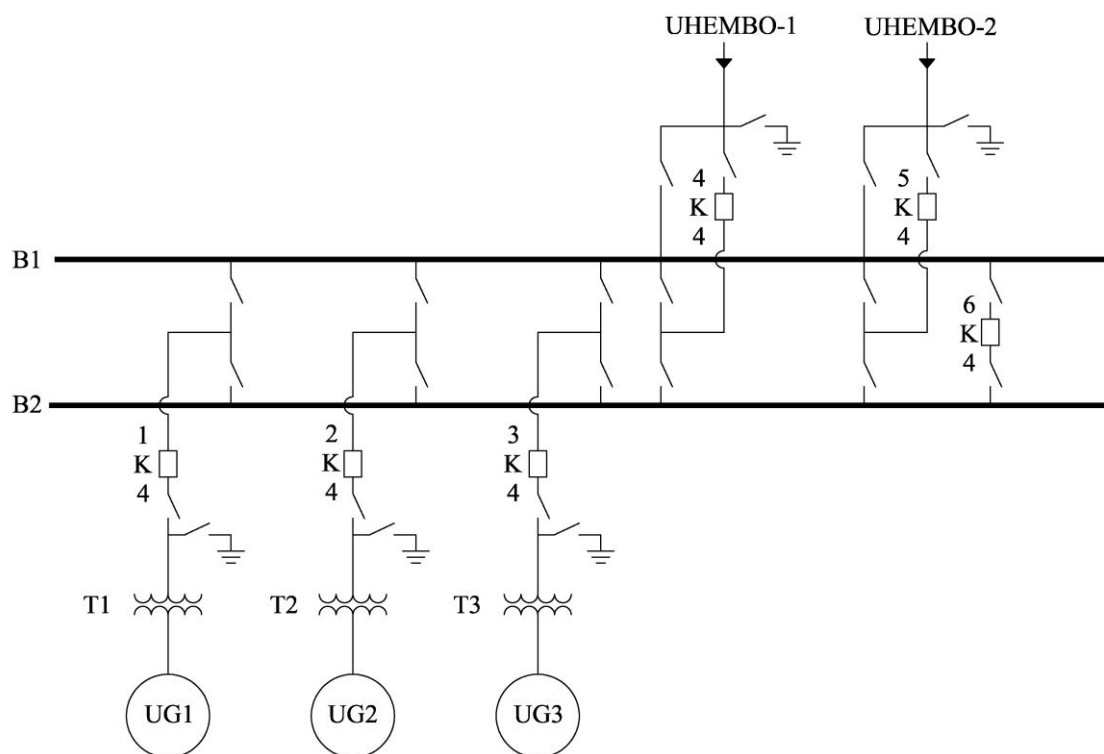


Figura 3.3 - Diagrama unifilar da UHE Capim Branco I.

A seguir, os sistemas periféricos essenciais para o processo de restabelecimento de uma usina hidrelétrica são tratados de forma específica, possibilitando entendimento dos assuntos abordados nos capítulos 4 e 5 desta monografia.

3.3.1 Serviço Auxiliar de Corrente Alternada

O serviço auxiliar CA (Corrente Alternada) é destinado a suprir as cargas essenciais para a operação da usina, tais como: sistemas de ventilação, sistemas de drenagem dos poços de drenagem e esgotamento, dentre outras.

Este serviço é vital numa perturbação real ou nos testes reais de recomposição, pois é a partir dele que as cargas essenciais para partida de uma unidade geradora serão supridas, estando todo ou parte do SIN desligado.

No caso da UHE Capim Branco I, o serviço auxiliar de corrente alternada possui seis fontes de alimentação sendo elas: UG1, UG2, UG3, fonte externa (LD - Linha de Distribuição de 13,8kV), gerador diesel CF (Casa de Força) e gerador diesel VT (vertedouro). Para o suprimento de energia dos serviços auxiliares elétricos em corrente alternada é utilizado um sistema duplicado denominado “barra dupla”. A figura 3.4 mostra a configuração do serviço auxiliar em condições normais de operação, ou seja, todas as fontes em operação.

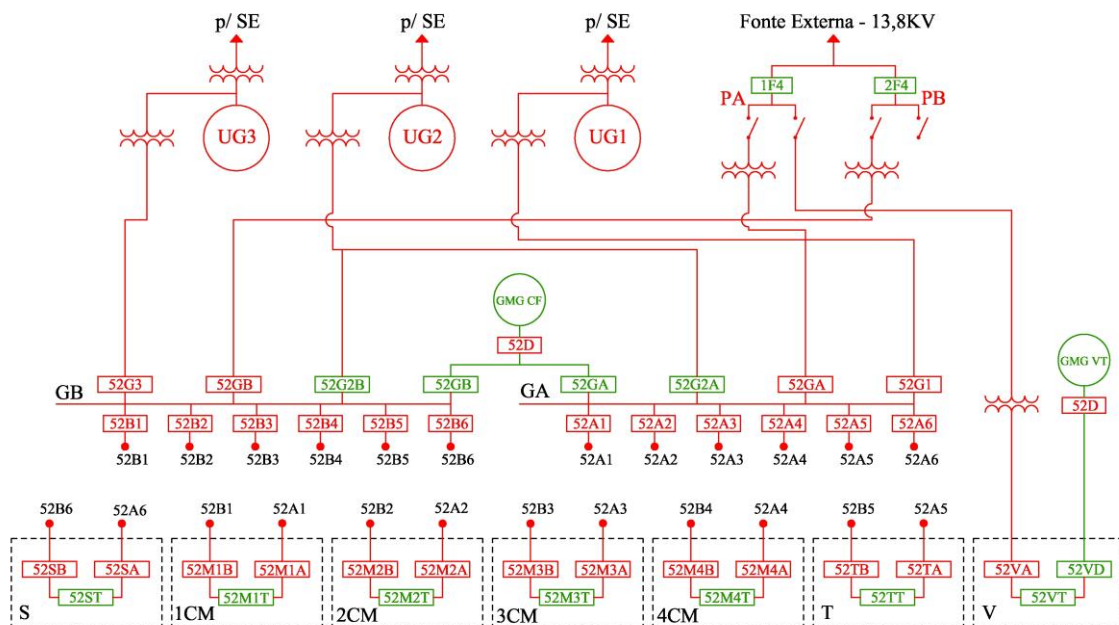


Figura 3.4 - Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA - UHE Capim Branco I.

Com respeito a serviço auxiliar de corrente alternada, é interessante relembrar os tipos de fontes de alimentação e a comutação entre eles.

3.3.1.1 Tipos de Fontes de Alimentação

As fontes de alimentação são divididas em fontes prioritárias, fontes secundárias e fontes de emergência.

Fontes Prioritárias:

Podem ser *dedicadas* ou *compartilhadas*.

Fontes Prioritárias Dedicadas:

São aquelas que suprem as cargas exclusivamente de determinado barramento.

Para o caso da UHE Capim Branco I (figura 3.4), as fontes dedicadas são aquelas provenientes das unidades geradoras e são constituídas pelos transformadores auxiliares T101 (UG1) e T103 (UG3), sendo que o T101 é dedicado à barra GA e o T103 dedicado à barra GB.

Fontes Prioritárias Compartilhadas

Fontes que podem suprir energia para dois ou mais barramentos simultaneamente.

Na UHE Capim Branco I (figura 3.4), a fonte compartilhada é a UG2 e é constituída pelo transformador auxiliar T102, sendo fonte alternativa tanto para a barra GA como para a barra GB ou ambas as barras simultaneamente no caso de falta de uma ou das duas fontes dedicadas.

Fontes Secundárias

A fonte secundária é constituída por uma LD em 13,8kV e assume a condição de fonte secundária de alimentação do serviço auxiliar de CA, entrando em operação na falta das fontes prioritárias.

Na UHE Capim Branco I (figura 3.4) é composta das barras PA e PB que provêm dos disjuntores 1F4 e 2F4, respectivamente. Para suprimento das cargas do vertedouro há uma derivação da barra PA via transformador T106. Em condições normais de operação, a barra V do vertedouro é suprida pela barra GA através do disjuntor 52GA e da chave 2F9.

Fontes de Emergência

A fonte de emergência é por meio de GMG (Grupo Motor Gerador Diesel de Emergência), sendo um localizado na casa de força e outro no vertedouro. Estes entram em operação na ausência de tensão das fontes prioritárias e secundária. Em outras instalações, também há a possibilidade de se usar, como fonte de emergência, um banco de baterias.

O GMG da casa de força da UHE Capim Branco I (figura 3.4) destina-se a suprir as cargas essenciais da casa de força, tomada d'água e subestação. Supre as cargas da barra GA através do disjuntor 52DA e a barra GB através do disjuntor 52DB. O GMG do Vertedouro destina-se a suprir as cargas da barra V através do disjuntor 52VD.

3.3.1.2 Comutação entre Fontes Prioritária, Secundária e de Emergência

Para assegurar o fornecimento de energia elétrica para o serviço auxiliar é utilizado um sistema de transferência automática entre fontes.

Na UHE Capim Branco I, no caso de indisponibilidade de uma das fontes, haverá transferência automática para a fonte seguinte, respeitada a ordem de prioridade preestabelecida, a saber:

- Fontes prioritárias dedicadas: UG1 e UG3;
- Fonte prioritária compartilhada: UG2;
- Fonte secundária: LD de 13,8 kV;
- Fonte de emergencial: GMG da casa de força e GMG do vertedouro.

Os disjuntores das barras são intertravados de modo a impedir o paralelismo de duas fontes distintas.

Nos próximos itens, são registradas as comutações para o caso de Capim Branco I.

- **Comutação Automática Considerando a UG3 Indisponível**

Estando a UG3 fora de operação e UG1 e UG2 em operação, a barra GB tem suas cargas supridas pela UG2 via disjuntor 52G2B e a barra GA tem suas cargas supridas pela UG1 via disjuntor 52G1.

O disjuntor 52G2A referente à UG2 permanece aberto, pois a carga da barra GA já estarão supridas através da UG1 via disjuntor 52GA.

A figura 3.7 apresenta a configuração com a UG3 fora de operação.

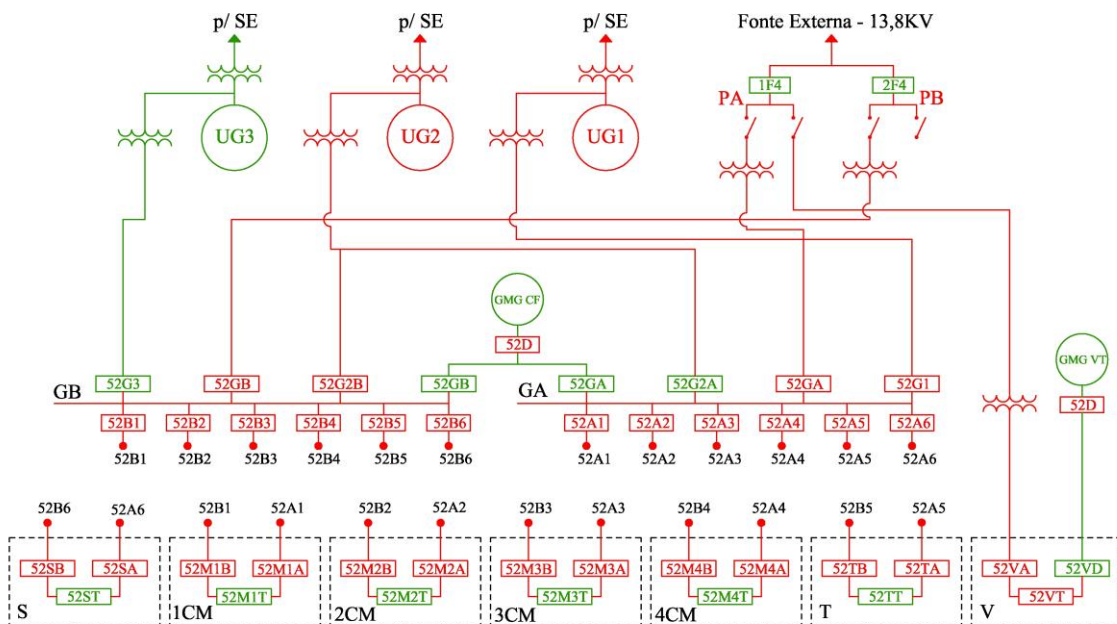


Figura 3.7 - Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA com UG3 fora de operação.

- **Comutação Automática Considerando a UG1 e UG3 Indisponíveis**

Estando a UG1 e UG3 fora de operação, as cargas das barras GA e GB são supridas pela UG2 via disjuntores 52G2A e 52G2B.

A figura 3.8 mostra a configuração com a indisponibilidade das UG1 e UG3.

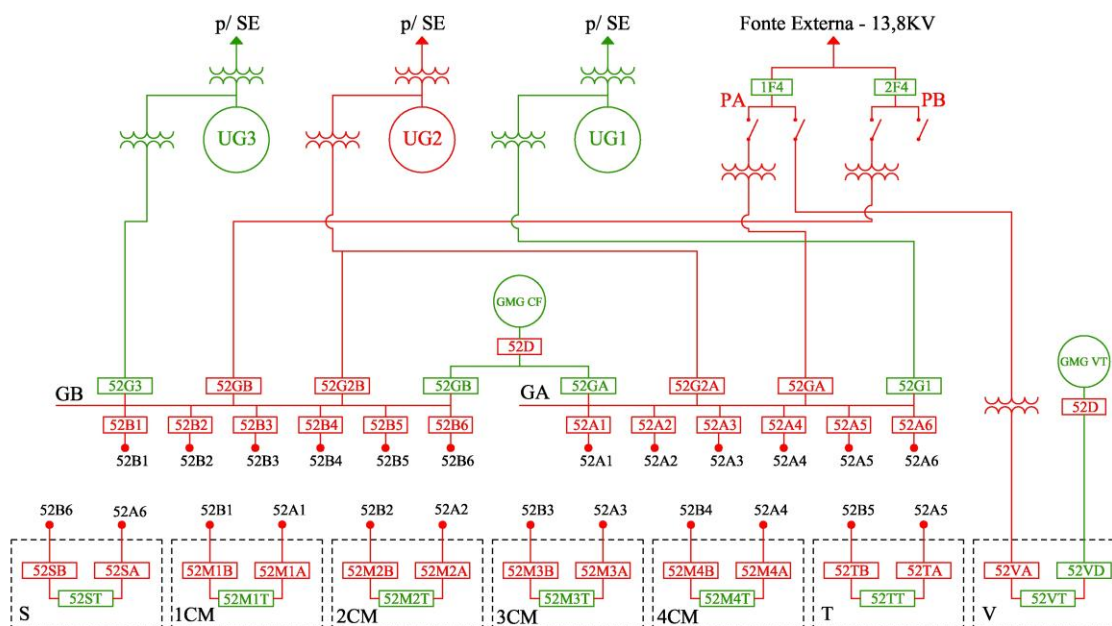


Figura 3.8 – Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA com UG1 e UG3 fora de operação.

• **Comutação Automática Considerando UG1, UG2 e UG3 Indisponíveis**

Estando as UG1, UG2 e UG3 indisponíveis, os disjuntores 52GA e 52GB serão mantidos fechados. As barras GA e GB terão suas cargas supridas pela fonte externa de 13,8kV via disjuntores 1F4 e 2F4.

Os disjuntores 52G1, 52G2A, 52G2B e 52G3 permanecerão abertos.

A figura 3.9 apresenta a configuração com a indisponibilidade da UG1, UG2 e UG3.

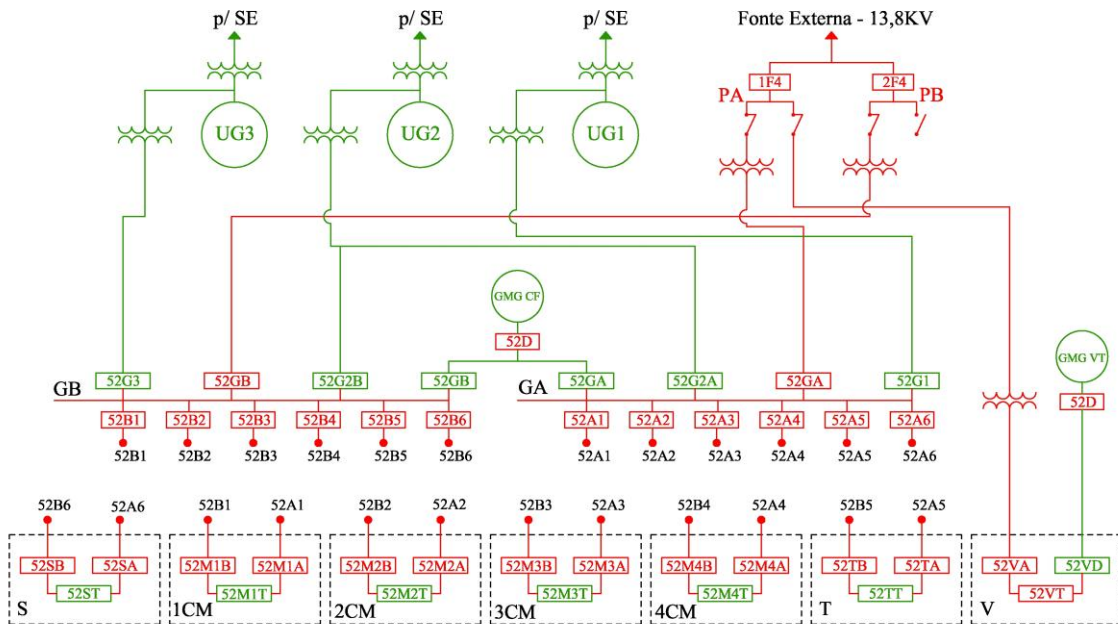


Figura 3.9 - Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA com UG1, UG2 e UG3 fora de operação.

- **Comutação Automática Considerando UG1 e UG2 ou UG2 e UG3 indisponíveis**

Estando em operação apenas uma UG (UG1 ou UG2 ou UG3), esta assumirá todas as cargas do serviço auxiliar através da comutação dos disjuntores de final T.

As figuras 3.10 e 3.11 apresentam as configurações estando apenas a UG1 e UG3 respectivamente em operação.

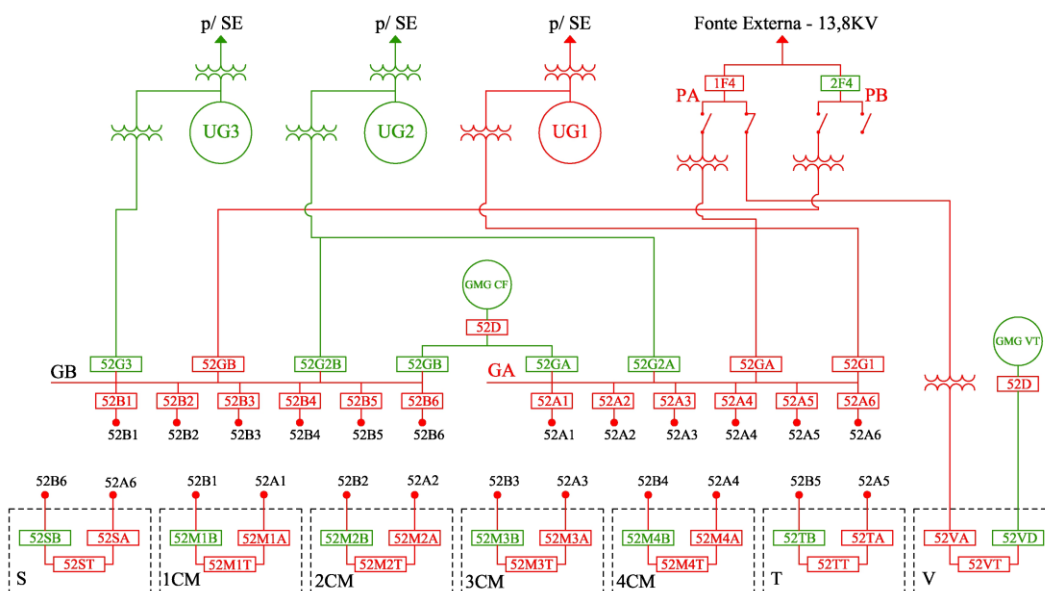
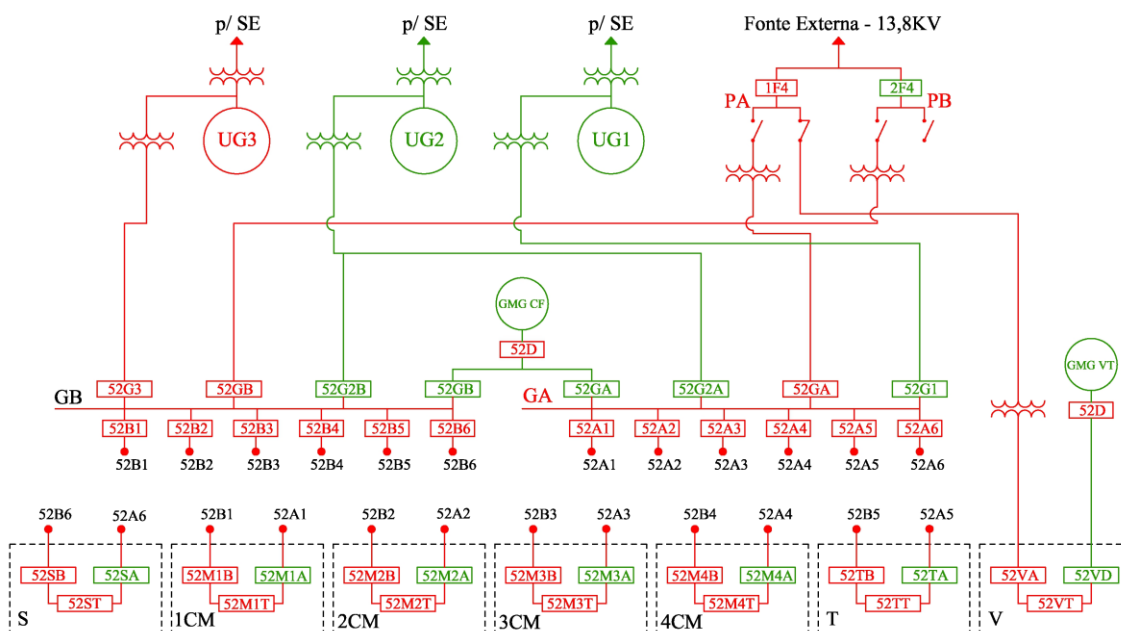


Figura 3.10 - Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA com apenas UG1 em operação.



• **Comutação Automática Considerando UG1, UG2, UG3 e LD de 13,8kV Indisponíveis**

Ocorrendo indisponibilidade de todas as fontes prioritárias e secundária, haverá a entrada em operação do GMG da casa de força e do vertedouro que, depois de decorrido o tempo necessário para a transferência de fontes, assumirá apenas as cargas essenciais da Casa de Força, Tomada d'água, Subestação e Vertedouro.

São ditas cargas essenciais aquelas necessárias à parada e partida da UG, abertura e fechamento das comportas do vertedouro e tomada d'água.

Após a partida do GMG da casa de força, e estando as barras GA e GB desenergizadas, os disjuntores 52DA e 52DB fecharão suprindo as cargas das respectivas barras provocando a atuação do dispositivo de alívio de carga.

O alívio de carga é efetuado em cada CM (Centro de Motores) desligando as cargas não essenciais reduzindo carga do GMG e evitando que o mesmo desligue por uma sobrecarga durante parada ou restabelecimento das UGs.

Observa-se que em algumas usinas tal alívio de carga deve ser feito manualmente.

A figura 3.12 apresenta a configuração com a indisponibilidade da UG1, UG2, UG3 e LD de 13,8kV.

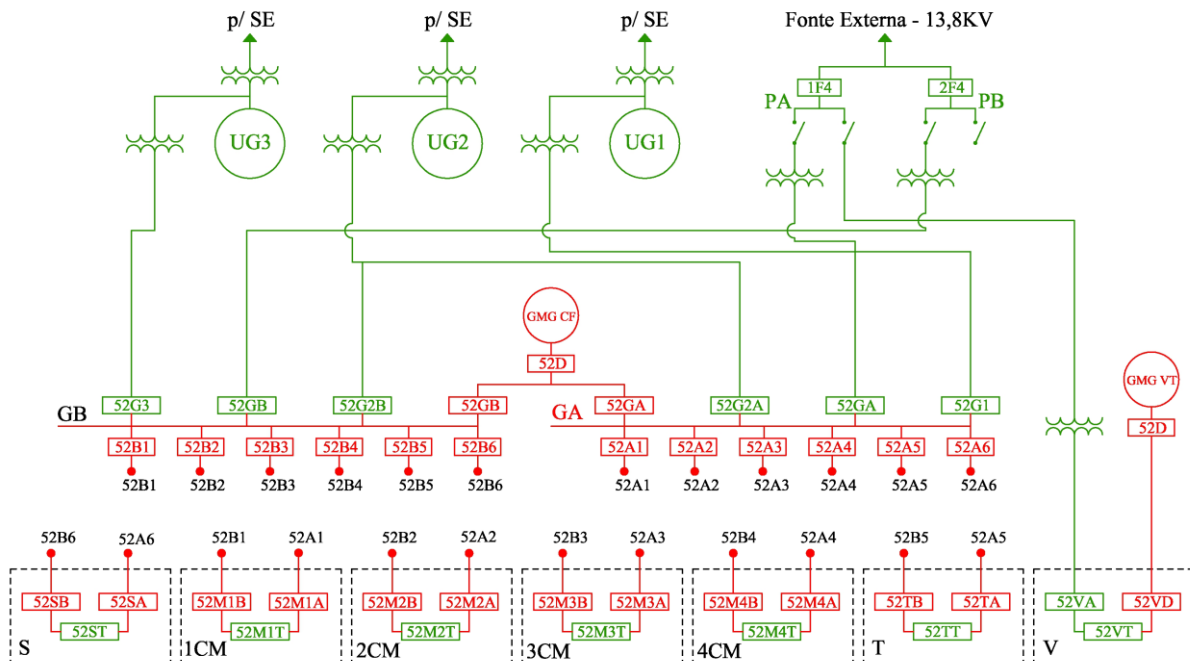


Figura 3.12 - Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA com apenas UG3 em operação.

3.3.2 Serviço Auxiliar de Corrente Contínua

O serviço auxiliar CC (Corrente Contínua) de uma instalação é composto basicamente por banco de baterias e, pelo menos, por um conversor ou carregador de baterias para cada banco, que tem por finalidade alimentar as cargas essenciais de corrente contínua da instalação, tais como: circuitos de comando, proteção, controle, telecomunicações e iluminação de emergência.

Em Capim Branco I, existem dois sistemas distintos de Corrente Contínua, sendo: um sistema de 125Vcc para suprir as cargas em CC da usina; um sistema de 48Vcc para suprir as cargas em CC do sistema de telecomunicação da usina.

Ainda com relação ao sistema de 125Vcc, tem-se (conforme figuras 3.13 e 3.14):

- O serviço auxiliar de corrente contínua é composto de dois bancos de baterias 125 Vcc que suprem as cargas das barras de corrente contínua CCA e CCB.
 - Em condições normais, as duas barras de distribuição operam desinterligadas sendo que cada uma tem suas cargas supridas por um carregador e um banco de baterias. O terceiro carregador é reserva dos demais, podendo ser utilizado tanto ligado ao banco de baterias nº 1 quanto ao banco de baterias nº 2.
 - Estando todos os carregadores e bancos de baterias em condições normais de operação, o carregador de baterias CB1, juntamente com o Banco de Baterias nº 1, suprem as cargas da barra CCA via disjuntores 72C e 72A e o carregador de baterias CB2, juntamente com o Banco de Baterias nº 2, suprem as cargas da barra CCB via disjuntores 72F e 72B.
 - Os carregadores retificadores principais CB1, CB2 e CB3 recebem 380Vca através de uma das barras CM proveniente do serviço auxiliar de corrente alternada. Os carregadores retificadores principais CB1, CB2 e CB3 têm a capacidade de suprir individualmente a totalidade das cargas das barras CCA e CCB e ainda manter em flutuação um dos bancos de bateria.
-



Figura 3.13 - À direita: três carregadores de baterias. À esquerda: dois bancos de baterias.

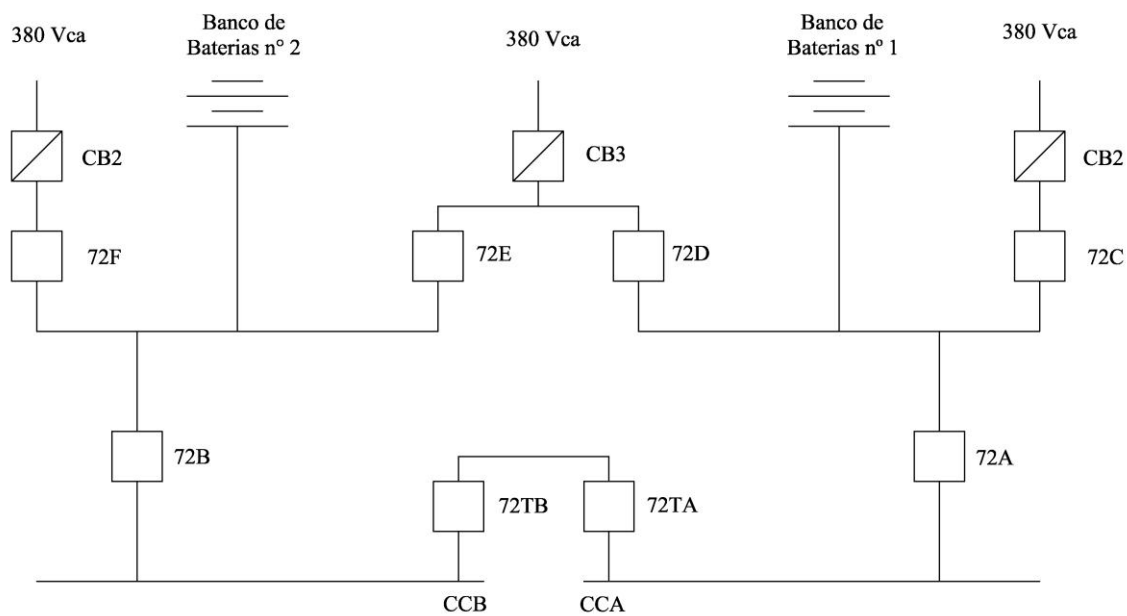


Figura 3.14 - Esquemático do Serviço Auxiliar CC.

Vale ressaltar que o serviço auxiliar de corrente contínua é de extrema importância numa situação de perturbação total ou parcial, pois supre cargas fundamentais num processo de recomposição tais como circuitos de comando, proteção, controle, telecomunicações e iluminação de emergência.

3.3.3 Turbina - Serviços Periféricos

A turbina é composta de palhetas fixas que admitem água do conduto forçado direcionando-as às palhetas do distribuidor. As palhetas do distribuidor são móveis a fim de regular a admissão de água.

O regulador de velocidade atua diretamente nas palhetas do distribuidor controlando assim a potência ativa da UG.

A seguir serão explanados alguns componentes periféricos da turbina.

Vedação de Serviço

Para evitar que o fluxo da água de montante vá para as partes superiores da turbina, há um sistema de vedação de água. Este sistema de vedação consiste na injeção de água limpa sob pressão, na região entre dois anéis de carvão. A pressão da água eleva ligeiramente o conjunto do anel de vedação, fazendo fluir a água limpa na fresta formada. A água que flui pelos anéis escoar por gravidade através de uma tubulação para fora do poço da turbina, rumo aos poços de drenagem da usina.

A alimentação de água para o sistema de vedação de serviço deve ser mantida sempre em operação, mesmo durante a parada da UG.

A água para vedação de serviço deve ser filtrada a fim de evitar danos ao anel de vedação. Para tal, a água proveniente do sistema de água de serviço passa por filtros hidrociclones (figura 3.15), nos quais as impurezas e partículas são separadas por efeito centrífugo. A água suja é descarregada pelo lado inferior do filtro, e a água limpa sai para a válvula de isolamento.

A água é então levada por um tubo para dentro da tampa da turbina e distribuída por uma tubulação em forma de anel para pontos de distribuição conectados ao anel de vedação. A perda de carga no hidrociclone é supervisionada podendo enviar comandos de desligamento da UG para garantir segurança da instalação.



Figura 3.15 - Filtros hidrociclones.

Mancal de Escora

O mancal de escora tem a finalidade de sustentar o peso das partes girantes da turbina garantindo estabilidade à mesma. É composto de sapatas e está continuamente submerso num reservatório de óleo. O óleo refrigerado é injetado através de bombas entre as sapatas.

Durante toda a operação da UG, o óleo deverá estar circulando no mancal de escora. A temperatura, o fluxo e o nível de óleo são pré-condições para entrada e permanência em operação da UG. Assim, a bomba de alta pressão é uma carga essencial da usina e é normalmente suprida pelo serviço auxiliar CA.

A alimentação de óleo do mancal de escora deve permanecer constantemente ligada durante a operação da turbina, e esta receberá comando de desligamento em caso de falha neste sistema. Uma bomba acionada pelo motor elétrico succiona o óleo do tanque, fazendo com que o mesmo passe através dos trocadores de calor onde o óleo é refrigerado. Em seguida, ele passa por um filtro antes de ser injetado através das tubulações de alimentação no mancal escora.

As figuras 3.16 e 3.17 apresentam, respectivamente, as bombas do mancal de escora da turbina, localizadas sobre o tanque de óleo, e os trocadores de calor para refrigeração do óleo do mancal de escora.



Figura 3.16 - Bombas do mancal de escora.



Figura 3.17 - Trocadores de calor do mancal de escora.

O Trocador de Calor em funcionamento utiliza água de refrigeração proveniente do sistema de água de serviço da usina. O excedente de óleo da cuba de óleo do mancal de escora retorna por gravidade ao reservatório de óleo. O nível de óleo na carcaça do mancal permanece praticamente constante durante a operação da turbina. A temperatura do óleo no tanque do mancal e a temperatura do óleo dentro da cuba são monitoradas.

Especificamente durante a partida e parada da unidade geradora uma bomba de alta pressão, denominada bomba de injeção, injeta óleo no centro de cada sapata do mancal de escora para criar uma película de óleo, reduzindo o atrito durante a partida e parada da UG.

Mesmo que uma perturbação leve ao desligamento total das UGs faz-se necessário um suprimento de energia a fim de garantir o desligamento sem danos para os equipamentos.

Mancal de Guia

O mancal de guia de turbina tem a finalidade de suportar os movimentos radiais da turbina.

O sistema de lubrificação deste mancal funciona por meio das bombas de circulação de óleo. O circuito de alimentação de óleo é composto por bombas que conduzem o óleo por tubulação até o trocador de calor onde é resfriado.

Após o trocador de calor, o óleo passa por um filtro e em seguida retorna à câmara do mancal. O trocador de calor em funcionamento utiliza água de refrigeração proveniente do sistema de água de serviço da usina.

Sistema de Drenagem da Tampa da Turbina

Em operação normal, pode haver acúmulo de água na tampa da turbina em função de obstrução na tubulação de drenagem ou por falha de alguma vedação.

Um eventual acúmulo de água no interior da tampa da turbina é evitado pela drenagem por gravidade através de uma tubulação. Caso ocorra elevação anormal do nível de água no interior da tampa, um ejedor é acionado automaticamente. Se o nível de água continuar a subir, é então acionada uma bomba. Após a entrada em operação da bomba, ainda há outro dreno, por gravidade. Portanto, há a seguinte sequência de drenagem:

- Dreno por gravidade 1;
- Ejedor;
- Bomba;
- Dreno por gravidade 2.

Válvula de Aeração

A cavitação é o fenômeno de formação de bolhas de vapor que ocorre no interior de sistemas hidráulicos.

Durante o escoamento podem ser formadas regiões com pressão mais baixa. Caso a pressão abaixe até atingir a pressão de vapor de fluido, formam-se bolhas de vapor. Com o escoamento, essas bolhas são carregadas para regiões com maior pressão. Quando a pressão torna a subir, as bolhas

voltam a se condensar de maneira violenta o que causa um choque do líquido com as partes internas da UG. A cavitação causa:

- Queda do rendimento;
- Queda da potência do eixo;
- Vibração;
- Ruído.

Já os vórtices são causados por pressões mais baixas e se formam na saída do rotor. Eles são fluxos circulares que acabam por se fechar bruscamente com as estruturas de saída da água.

Para amenizar os efeitos dos vórtices e cavitações é instalada no topo do eixo uma válvula de aeração cuja tubulação é ligada à atmosfera. Quando ocorre pressão negativa na turbina, o ar é automaticamente succionado para equalização de pressão. A abertura desta válvula é pré-condição para ligar a UG. Em algumas instalações são utilizados alternativamente compressores que injetam ar na saída de água da turbina a fim de perfurar as bolhas de baixa pressão.

A figura 3.18 apresenta a válvula de aeração da turbina da UHE Capim Branco I.

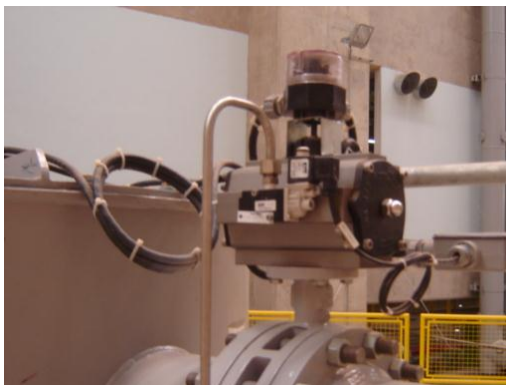


Figura 3.18 - Válvula de aeração.

3.3.4 Sistema de Excitação

Dentre as finalidades do sistema de excitação encontram-se:

- Fornecer ao enrolamento de campo do gerador corrente contínua;
 - Regular a tensão do gerador, mantendo a sua estabilidade;
 - Melhorar a estabilidade durante distúrbios;
 - Impedir a sobrecarga térmica do gerador;
 - Impedir subexcitação;
-

- Reduzir sobretensões no circuito de campo;
- Descarregar o enrolamento de campo do gerador na condição de UG parada.

O regulador de tensão altera a tensão do gerador por meio da variação da corrente de campo, observando limites, dentre eles o térmico. Sendo assim, o regulador de tensão atua diretamente no controle de potência reativa.

O diagrama geral do sistema é apresentado na figura 3.19, onde estão indicados seus componentes básicos:

- Regulador de Tensão;
- Transformador de Excitação,
- Transformadores de Potencial;
- Transformadores de Corrente.

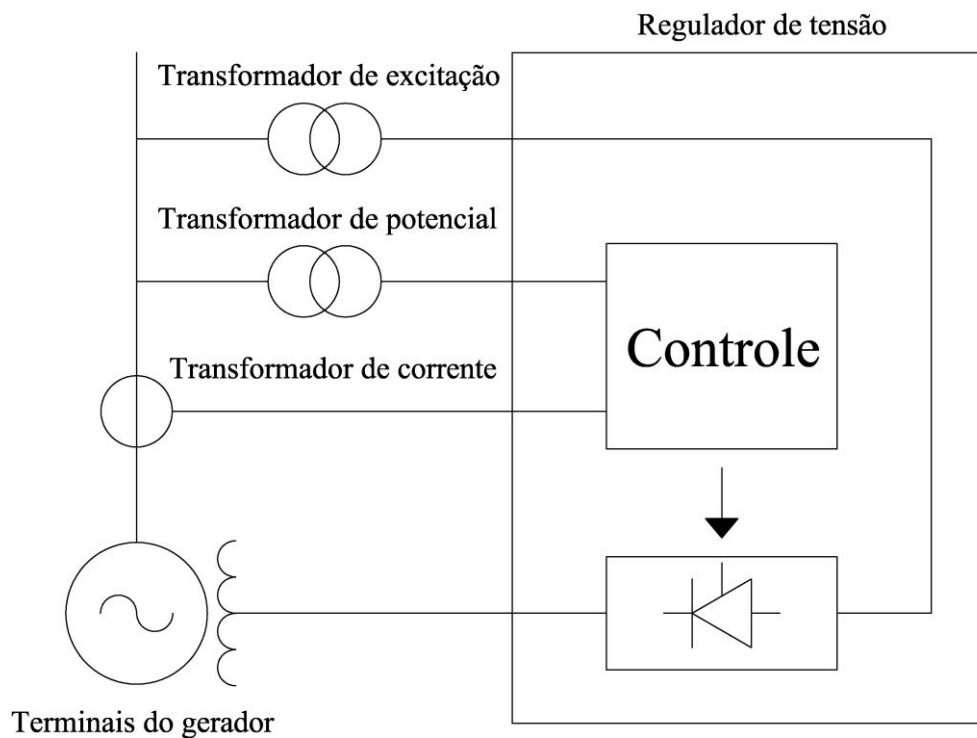


Figura 3.19 - Diagrama do sistema de excitação.

3.3.5 Sistema de Regulação de Velocidade

A UG conectada ao SIN está sujeita a variações de frequência do barramento, devido ao desligamento ou entrada de cargas ou geração no sistema.

Para manter a frequência do sistema estável e a velocidade síncrona da UG, o regulador de velocidade atua para que esta diminua a potência gerada se a frequência aumentar ou contribua com mais potência ativa caso a frequência venha a diminuir.

O regulador de velocidade aumenta a potência gerada admitindo mais água na turbina através da abertura das pás da turbina e diminui a potência gerada reduzindo a admissão de água através da redução da abertura das pás da turbina. Atua observando em sua lógica digital as limitações da turbina e limites térmicos.

Em resumo, o regulador de velocidade executa as seguintes tarefas com estabilidade e segurança:

- Controla a rotação da turbina na partida da UG;
- Estabiliza a turbina na velocidade nominal para otimizar o tempo de sincronismo;
- Controla a velocidade em vazio, interligada ou isolada;
- Controla a potência influenciando na frequência;
- Controla e limita a admissão de água na turbina;
- Garante retorno à velocidade nominal após rejeição de carga;
- Proporciona a parada normal ou parada de emergência da UG;
- Envia as seguintes sinalizações para outros sistemas:
 - Posição das pás da turbina;
 - Condição operativa do sistema de excitação;
 - Pré-condições para sincronismo com o SIN;
 - Condição operativa do sistema de frenagem;
 - Comandos de parada por sobrevelocidade;
 - Entrada em operação da bomba de injeção.

Como entrada para o sistema de regulação de velocidade tem-se a rotação da turbina e a posição das pás da turbina.

As pás da turbina são movimentadas através de um sistema contendo óleo pressurizado. Este óleo é armazenado em tanques ar-óleo e conduzido a servomotores através de dutos. A figura 3.20 apresenta o tanque ar-óleo.



Figura 3.20 - Tanque ar-óleo para o sistema de regulação de velocidade.

A pressão do óleo no tanque é reduzida em função de perdas. Assim, automaticamente, uma válvula admite ar para o tanque, recompondo o valor de pressão. Tal ar é proveniente do sistema de ar comprimido dedicado ao sistema de regulação de velocidade. Este sistema de ar comprimido possui um conjunto de compressores e um balão de ar sob pressão (figuras 3.21 e 3.22, respectivamente). Os compressores são responsáveis por manter a pressão de ar no regulador de velocidade em níveis aceitáveis.



Figura 3.21 - Compressores para o sistema de regulação de velocidade.



Figura 3.22 - Balão de ar para o sistema de regulação de velocidade.

Finalmente, os servomotores, acoplados às pás da turbina, com óleo sob pressão em seus circuitos, recebem comandos do circuito digital do regulador de velocidade para movimentar as pás da turbina.

3.3.6 Gerador - Serviços Periféricos

Os geradores, compostos das estruturadas do rotor e do estator, são responsáveis por gerar a energia elétrica, disponibilizando-a aos terminais do transformador elevador.

Basicamente, o rotor compõe-se do eixo, polos, partes rotativas dos mancais e anéis coletores. Além disso, o rotor sustenta o anel de freio e os condutores de corrente aos polos. O eixo é rigidamente acoplado ao rotor da turbina, da qual recebe o torque produzido.

Os pólos do rotor, consistindo de corpo polar com a sapata polar e o enrolamento do polo, geram o campo magnético girante. Os enrolamentos dos polos do rotor são alimentados com corrente contínua, provocando assim o fluxo magnético necessário para criar a tensão do estator. Aos pares eles formam sempre um polo norte e um polo sul.

Para casos de perturbações na rede, os polos possuem um enrolamento de amortecimento que são barras de cobre axialmente inseridas nas sapatas polares, formando assim uma *gaiola* de amortecimento fechada em si, assegurando o amortecimento necessário dos campos magnéticos. Tal dispositivo tem o mesmo princípio de funcionamento do rotor do motor de indução do tipo *gaiola*.

O enrolamento do estator é constituído de barras (figura 3.23). O ponto estrela é conduzido para fora, na forma de aterramento do neutro do gerador.

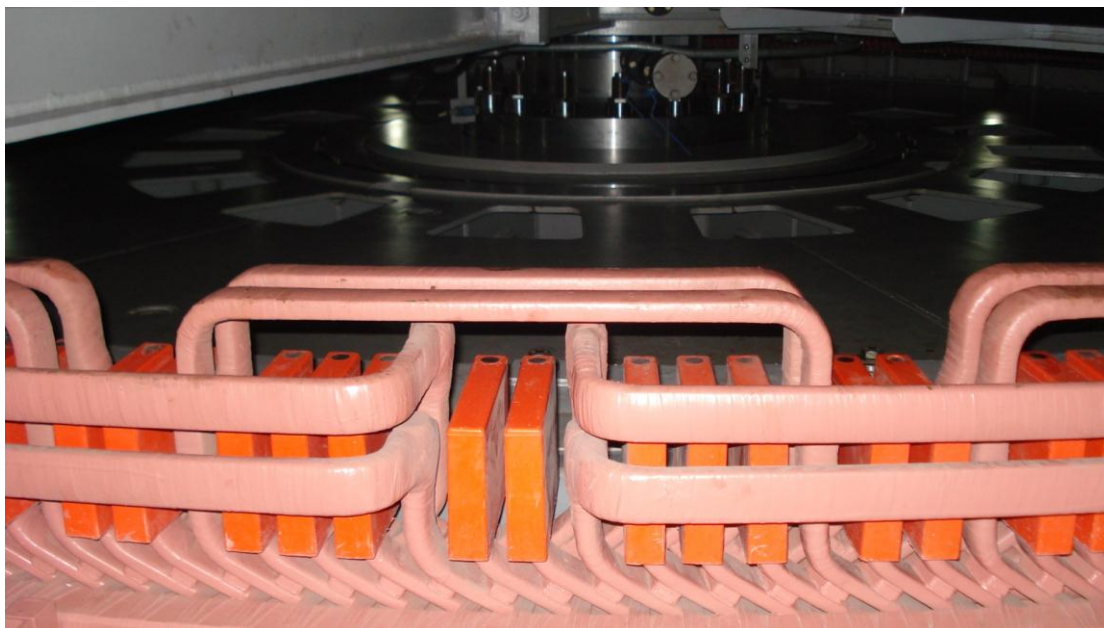


Figura 3.23 - Em rosa: barras do estator.

O gerador possui um circuito de refrigeração constituído pela circulação do ar de refrigeração em circuito fechado, com a retirada do calor dissipado no gerador por meio de trocadores de calor ar-água (figura 3.24) instalados na periferia do gerador.



Figura 3.24 - Trocador de calor do gerador.

Os anéis coletores são empregados em geradores com sistema de excitação estática. A transferência da corrente das partes fixas para as partes rotativas ocorre através de contatos deslizantes, que consistem de escovas fixas e de anéis coletores rotativos. Os anéis coletores são apresentados na figura 3.25.



Figura 3.25 - Anéis coletores.

As escovas (figura 3.26), alojadas nos porta-escovas (figura 3.27), têm a função de conduzir a corrente aos anéis coletores.

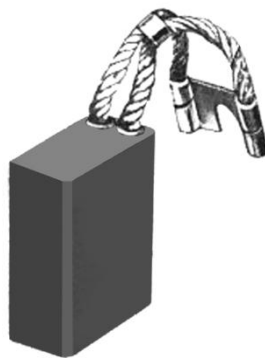


Figura 3.26 - Escova.



Figura 3.27 - Porta-escovas.

O gerador ainda possui um mancal de guia que garante à UG uma rotação concêntrica e suave, com qualquer velocidade entre zero e a rotação de disparo da turbina. Ele absorve as forças radiais provenientes de pequenos e inevitáveis desbalanceamentos do rotor e de irregularidades magnéticas, causadas pelas tolerâncias necessárias da fabricação e montagem.

3.3.7 Sistema de Frenagem

O sistema de frenagem tem a finalidade de proporcionar a parada da UG. Ele é composto por macacos de freio alimentados por ar comprimido e um balão de ar. Os macacos de freio (figura 3.28) possuem contatos fim de curso para supervisão.



Figura 3.28 - Macaco de freio.

3.3.8 Transformadores Elevadores - Serviços Periféricos

O transformador elevador (figura 3.29) recebe a tensão dos terminais do estator e a eleva para níveis de transmissão a fim de reduzir as perdas.



Figura 3.29 - Transformador elevador.

Assim como a UG, o transformador possui dispositivos periféricos que possibilitam seu pleno funcionamento.

Quando há elevação da temperatura, o volume de óleo aumenta e então o desumidificador alivia a pressão interna do transformador. Quando a temperatura entra em declínio, o volume interno diminui e, neste caso, o ar ocupa o espaço deixado pelo óleo. Este processo é denominado *respiração* do transformador. Para que tal processo funcione corretamente, o desumidificador (à base de sílica-gel) retém a umidade do ar durante o processo de *respiração* do transformador. O desumidificador é mostrado na figura 3.30.



Figura 3.30 - Desumidificador do transformador elevador.

O ar, ao passar pela sílica gel, deixa na mesma a umidade, fazendo com que a sílica troque de coloração até sua saturação.

O tanque de expansão tem a função de compensar as variações de nível de óleo do transformador em função das variações de temperatura, que podem aumentar ou diminuir o volume o óleo. Este tanque de expansão (figura 3.31) comunica-se com a cuba do transformador através de uma tubulação na qual se localiza o relé de gás.



Figura 3.31 - Tanque de expansão do transformador elevador.

O relé de gás ou relé Bulchoz (figura 3.32), situado estrategicamente entre o tanque principal e o tanque de expansão, atua quando há formação de gás no interior do transformador. A atuação de relé de gás quase sempre significa defeito grave no transformador.



Figura 3.32 - Relé de gás.

O comutador de tapes (figura 3.33), que para este transformador elevador deve ser operado somente sem carga, localiza-se na parte inferior do transformador e tem a função de mudar os tapes conforme necessidade do sistema.



Figura 3.33 - Comutador de tapes.

O sistema de refrigeração dos transformadores é composto de radiadores e ventiladores localizados nestes radiadores. São três os modos de operação do sistema de refrigeração:

- ONAN: O resfriamento é feito naturalmente, sem a operação de ventiladores. O óleo circula por correntes de convecção através do núcleo e radiadores.
- ONAF I: O resfriamento é feito através de 50% dos ventiladores (figura 3.34) em operação. É denominado 1º estágio de refrigeração.
- ONAF II: O resfriamento é feito por 100% dos ventiladores em operação que fazem a circulação forçada do óleo através do núcleo e radiadores. É denominado 2º estágio de refrigeração.



Figura 3.34 - Ventiladores.

A válvula de segurança (figura 3.35) está localizada no tanque do transformador e tem a função de abrir quando há sobrepressão interna no transformador evitando assim a deformação do mesmo.



Figura 3.35 - Válvula de segurança.

3.3.9 Sistema de Ar Comprimido

O Sistema de ar comprimido de serviço é composto por dois compressores (figura 3.36), um secador de ar (figura 3.37) e um tanque de ar comprimido (figura 3.36).



Figura 3.36 - Compressores e tanque de ar comprimido.

Os compressores suprem todo o sistema de ar comprimido de serviço, que distribui o ar comprimido por toda a usina, para serviços de limpeza, manutenção e alimentação de equipamentos pneumáticos e válvulas. Funcionam de modo intermitente, recarregando o tanque de ar comprimido à pressão nominal.

O sistema de ar comprimido fornece ar para usos gerais, uso de ferramentas e comando da válvula de aeração da turbina que é pré-condição de partida da UG.

O secador de ar (figura 3.37) é instalado a partir de uma derivação após o tanque de ar comprimido onde as válvulas pneumáticas dos filtros de retrolavagem automáticos são alimentadas com este ar tratado. Ele fornece ao sistema o ar mais isento possível de umidade, sendo o vapor d'água condensado em câmaras de resfriamento e depois removido.



Figura 3.37 - Secador de ar.

O tanque de ar comprimido de serviço está ligado aos compressores e destina-se ao armazenamento do ar.

3.3.10 Sistema de Água Industrial e de Resfriamento das Unidades Geradoras

O sistema de água industrial e resfriamento (figura 3.38) é formado pela rede principal de captação, tratamento e manipulação de toda a água requerida no interior da usina e que não é utilizada diretamente para a impulsão das turbinas. Este sistema tem por finalidade suprir água para os seguintes sistemas:

- Refrigeração das UGs;
 - SPCI (Sistema de Proteção Contra Incêndio);
 - Usos gerais;
 - Vedação deslizando.
-

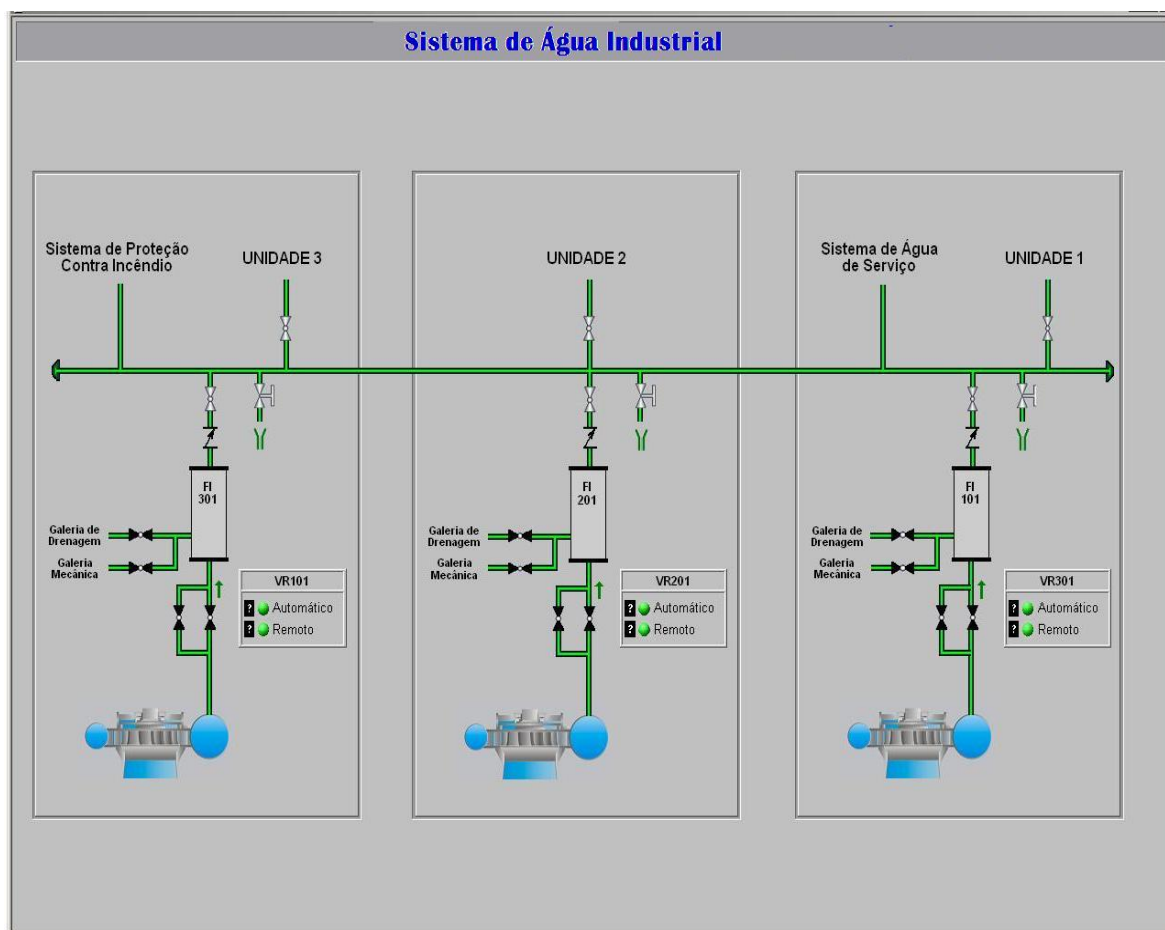


Figura 3.38 - Sistema de água industrial e resfriamento.

Este sistema funciona exclusivamente pela força da gravidade proporcionada pela queda hidráulica da tomada d'água até a casa de força. A água requerida por ele é captada diretamente dos condutos forçados de cada UG.

No conduto forçado, no ponto onde nasce a rede de água industrial, há uma grade que impede o ingresso de objetos estranhos ao sistema. A habilitação da entrada de água é realizada por uma válvula. Depois da válvula a água ingressa diretamente no filtro. Ao ingressar no filtro, a água é submetida a um processo de filtragem simples.

O sistema é provido de três filtros que estão interligados através de um coletor geral. Na manutenção de um ou dois filtros, é possível alimentar as UGs onde estes estão instalados através dos outros dois, ou apenas de um. Na saída do filtro a água já tratada passa por uma válvula de retenção e é direcionada ao coletor principal que se estende ao longo de toda a usina.

Desta forma, este coletor principal supre simultaneamente uma, duas ou três UGs, distintas daquela a qual pertence o filtro principal.

No coletor geral há uma derivação que é o início da rede do sistema de água de serviço. Nesta rede, a maior vazão é utilizada para a alimentação do sistema de refrigeração da UG. Este sistema supre água para os seguintes periféricos do gerador:

- Refrigeração do óleo do mancal guia gerador;
- Refrigeração do óleo do mancal de escora;
- Refrigeração do óleo do mancal de guia da turbina;
- Refrigeração do óleo do regulador de velocidade;
- Radiadores de refrigeração do gerador;
- Vedação deslizante.

A água para refrigeração da vedação deslizante é coletada diretamente do coletor principal sem passar pelos filtros de água industrial, pois esta necessariamente passará pelo filtro hidrociclone. A água do sistema de refrigeração (depois de ter passado pelos vários sistemas) é canalizada para o rio.

3.3.11 Tomada D'água - Serviços Periféricos

A tomada d'água (figura 3.39) consiste de comportas cuja função é liberar ou isolar a água para a turbina e, em casos de emergência, atua como proteção mecânica do grupo turbina-gerador. A comporta da tomada d'água aberta é uma das pré-condições de partida da UG.

As comportas são operadas verticalmente através de um pistão (figura 3.40) que é hidráulicamente alimentado por duas centrais óleo-hidráulicas (figura 3.41).



Figura 3.39 - Tomada d'água.

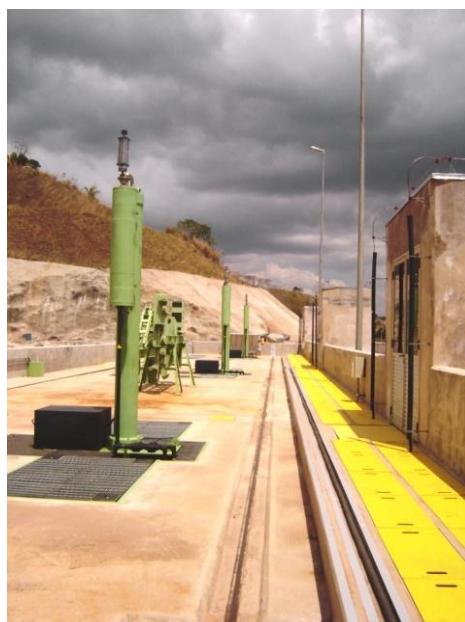


Figura 3.40 - Pistões de acionamento das comportas da tomada d'água.



Figura 3.41 - Central óleo-dinâmica.

Cada comporta da tomada d'água está conectada a um pistão que se movimenta dentro de um cilindro hidráulico. Há duas centrais de óleo-dinâmicas que são interligadas entre si sendo cada uma composta por duas bombas que têm a finalidade de injetar óleo sob pressão na parte inferior do pistão. As bombas são assim denominadas:

- Bomba de alta pressão ou *cracking*: injeta óleo na abertura inicial da comporta e visa à pequena abertura inicial da comporta a fim de equalizar a pressão de água dentro do condutor forçado evitando golpes de aríete na tubulação.
- Bomba de baixa pressão: injeta óleo a partir da posição de *cracking* até a abertura total da comporta.

Assim, o processo de abertura da comporta se dá em dois estágios:

- **Primeiro:** Efetua-se o comando de abertura e a bomba de alta pressão entrará em funcionamento e levantará a comporta até a posição de enchimento ou *cracking* (100mm de abertura). Após atingir esta posição de *cracking* a bomba de alta pressão será desligada.
- **Segundo:** Após o acionamento do fim de curso de *cracking* deve-se efetuar novo comando de abertura na comporta. Neste momento a bomba de baixa pressão entrará em funcionamento e permanecerá até a abertura total da comporta. Isso só ocorrerá se estiverem satisfeitas as pré-condições de ausência de bloqueio mecânico de sobrevelocidade e pás da turbina fechadas.

O fechamento da comporta é realizado através da drenagem do óleo do pistão fazendo com que a comporta desça por gravidade. Estando a comporta na posição totalmente aberta e se, por fugas de

óleo do sistema, a comporta eventualmente vier a descer até 100 mm, a bomba de alta pressão entra em operação levando a comporta à posição totalmente aberta.

Caso haja falha no sistema de recuperação de posição e a comporta continue a descer mais 100mm, é acionado alarme de falha na recuperação e será enviado um novo comando de partida para bomba de alta pressão. Caso a comporta continue a descer, a bomba será desligada através do fim de curso de comporta a deriva.

Caso haja falha no sistema de recuperação de posição e a comporta desça 300 mm a partir de sua abertura normal, antes que a mesma corte o fluxo de água para a turbina, são atuados os fins de curso que, imediatamente, comandam o fechamento da comporta e desligamento da UG.

A lógica de abertura e fechamento das comportas da tomada d'água é feita através de fins de curso, do tipo daqueles mostrados na figura 3.42.



Figura 3.42 - Fins de curso.

Se houver falha de fluxo em uma das bombas de uma das centrais óleo-dinâmicas, a abertura da comporta será transferida automaticamente para a central óleo-dinâmica adjacente.

3.3.12 Vertedouro - Serviços Periféricos

O Vertedouro (figura 3.43) é uma estrutura civil composta por comportas (figura 3.44) com a finalidade de controlar o nível de água do reservatório.

O acionamento de cada comporta é feito por cilindros hidráulicos controlados por central óleo-dinâmica (figura 3.45) com duas bombas e ainda um conjunto motobomba de falta de energia.



Figura 3.43 - Estrutura civil do vertedouro.



Figura 3.44 - Comporta do vertedouro.



Figura 3.45 - Central óleo-dinâmica do vertedouro.

A comporta possui fins de curso cuja função é a de confirmar a posição determinada através do sistema eletrônico, são eles:

- FCTF (fim de curso de comporta totalmente fechada);
- FCTA (fim de curso de comporta totalmente aberta);
- FCAE (fim de curso de comporta aberta extremamente).

Para o comando de abertura da comporta o CLP (Controlador Lógico Programável) enviará um sinal para partida do motor o qual está acoplada uma bomba. O óleo proveniente da sucção da bomba

vai direto aos cilindros hidráulicos. Quando atingida a posição desejada, uma saída do CLP enviará um sinal de desenergização do motor e, então, a comporta cessa seu movimento de abertura.

Para o fechamento da comporta, o CLP enviará um sinal para liberação da drenagem do óleo das câmaras dos cilindros hidráulicos e, então, a comporta inicia seu movimento de fechamento. Quando atingida a posição desejada, uma saída do CLP comanda o fechamento da drenagem de óleo e a comporta cessa seu movimento de fechamento.

A abertura manual da comporta poderá ser realizada através da conexão do grupo motobomba de emergência (figura 3.46) nas tomadas localizadas na central óleo-dinâmica.



Figura 3.46 - Motobomba de emergência.

Caso, por perdas de óleo do sistema hidráulico, a comporta eventualmente vier a descer 50mm ou mais de sua posição de abertura, o sistema de indicação e controle de posição, controlado pelo CLP, detectará a situação, via *software*, e recolocará a comporta na sua posição original.

3.3.13 Grupo Motor Gerador de Emergência

O grupo motor gerador (figura 3.47) entra em operação quando todas as fontes do serviço auxiliar CA tornam-se indisponíveis.



Figura 3.47 - Grupo gerador a diesel de emergência.

O GMG da casa de força tem a finalidade de:

- Suprir energia para os equipamentos periféricos essenciais à parada com segurança da UG durante uma situação de *blackout*;
- Proporcionar o processo de restabelecimento da usina através do suprimento de energia para os equipamentos periféricos essenciais à partida da UG durante uma situação de *blackout*.

O GMG do vertedouro tem como principal finalidade suprir energia elétrica para abertura das comportas do vertedouro.

Nas usinas de autorrestabelecimento integral, definidas no capítulo 5 desta monografia, a indisponibilidade do GMG da casa de força deve ser comunicada ao ONS para que este firme diretrizes em caso de perturbação da rede e necessidade de restabelecimento.

3.4 Controle da Unidade Geradora para Conexão no Sistema

Para que uma UG seja ligada é necessário que ela esteja com todas as pré-condições de partida satisfeitas, ou seja, todos os sistemas prontos para entrar em operação em condições seguras e confiáveis. Estando a UG parada, as condições são as seguintes:

- A válvula de isolamento do regulador de velocidade fechada;
 - Travas do regulador de velocidade aplicadas;
 - Pás da turbina fechadas;
 - Sistema de frenagem aplicado;
-

- Auxiliares elétricos desligados.

As pré-condições a serem atendidas, para se proceder à partida da UG, são assim identificadas:

- Proteções elétricas e mecânicas desoperadas e desbloqueadas;
- Seccionadora de aterramento de neutro do gerador fechada;
- Nível de óleo do reservatório do regulador de velocidade normal;
- Nível de óleo da cuba do mancal de guia do gerador normal;
- Nível de óleo da cuba do mancal de escora do gerador normal;
- Nível de óleo da cuba do mancal de guia da turbina normal;
- Válvula de água industrial em operação normal;
- Bomba de circulação de óleo do mancal de escora disponível;
- Bomba de injeção de óleo do mancal de escora disponível;
- Bomba de circulação de óleo do mancal de guia da turbina disponível;
- Bomba de circulação de óleo do mancal de guia do gerador disponível;
- Bomba de óleo do regulador de velocidade disponível;
- Comporta da tomada d'água aberta;
- Regulador de velocidade em operação normal;
- Pás da turbina disponíveis para operação;
- Válvula de aeração da turbina aberta;
- Fluxo de água da vedação do eixo da turbina com fluxo normal;
- Regulador de tensão em operação normal;
- Tensão de alimentação normal para o sistema de proteção elétrica;
- Disjuntor de interligação da unidade geradora aberto;
- Sistema de sincronismo em operação normal.

Estando todas as pré-condições de partida satisfeitas, a sequência de partida da UG ocorre da seguinte forma:

Abertura da válvula de água industrial que tem como consequência:

- Fluxo de água dos radiadores do gerador normal;
- Fluxo de água para os trocadores de calor do mancal de escora normal;
- Fluxo de água para os trocadores de calor do mancal guia do gerador normal;
- Fluxo de água para os trocadores de calor do mancal guia turbina normal.

Ligação dos auxiliares elétricos que tem como consequência:

- Bomba de circulação de óleo do mancal de escora ligada;
- Fluxo de óleo do mancal de escora normal;
- Bomba de circulação de óleo do mancal de guia da turbina ligada;
- Fluxo de óleo do mancal guia da turbina normal;
- Bomba de circulação de óleo do mancal de guia do gerador ligada;
- Fluxo de óleo do mancal guia do gerador normal;
- Bomba de injeção de óleo do mancal de escora ligada;
- Bomba do regulador de velocidade ligada.

Desaplicação das travas do regulador de velocidade que tem como consequência:

- Abertura da válvula de isolamento do regulador de velocidade;
- Desaplicação do sistema de frenagem proporcionando o início de giro mecânico;
- Partida do regulador de velocidade.

Partida do sistema de excitação que tem como consequência:

- Ao atingir a rotação de 95% da rotação nominal é fornecida corrente contínua ao campo do gerador, ou seja, o campo do gerador é excitado;
- Com a tensão maior que 95% a UG é sincronizada com o SIN.

Estando a UG em operação e sincronizada ao SIN, a sequência de parada é a seguinte:

- Redução da potência ativa da UG para o mínimo que garanta a estabilidade mecânica atuando no regulador de velocidade admitindo menos água para as pás da turbina;
 - Redução da potência reativa da UG atuando no regulador de tensão;
-

- Desconexão, ou seja, desinterligação da UG com o SIN;
- Retirada da excitação do campo do gerador;
- Desligamento do regulador de velocidade;
- Aplicação do sistema de frenagem;
- Aplicação das travas do distribuidor;
- Fechamento da válvula de isolamento do regulador de velocidade;
- Desligamento dos equipamentos auxiliares.

Assim, a UG completa o processo de parada e, se houver pré-condições de partida, poderá novamente ser sincronizada ao SIN.

3.5 Considerações Finais

Os componentes e sistemas básicos das usinas hidrelétricas registrados neste capítulo permitem visualizar o grau de complexidade envolvido no processo de recomposição e a grande quantidade de equipamentos que devem estar em pleno funcionamento para a validação (através dos testes de recomposição) da disponibilidade da usina.

A recomposição de unidade geradora só é possível se os equipamentos apresentados estiverem em pleno funcionamento. Como pôde ser verificado no item 3.3, o processo de partida da UG consiste numa cadeia de ações. Especial atenção deve ser dada ao GMG e ao serviço auxiliar CA, cujas falhas comprometem de forma significativa o processo de restabelecimento.

Com base no descrito neste capítulo, pode se iniciar a discussão sobre a rotina de testes de recomposição, tema tratado a seguir.

4 DESCRIÇÃO DA ROTINA PARA TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO

4.1 *Considerações Iniciais*

Após o entendimento do princípio básico de funcionamento de uma usina hidrelétrica e dos seus principais componentes, explanados no capítulo 4, torna-se possível compreender os procedimentos contidos na rotina para execução dos testes reais de recomposição RO-RR.BR.01.

Essa rotina estava em sua décima segunda revisão, quando ocorreu um *blackout* em 2009 no qual a ANEEL e o ONS verificaram que muitas usinas no SIN não puderam participar do processo de recomposição satisfatoriamente, em função de falhas de muitos dos seus dispositivos. Assim, o ONS passou a fiscalizar de forma mais incisiva a realização dos testes, com a presença *in loco*.

Em consonância com a rotina citada acima, este capítulo descreve as metodologias para realização dos testes reais de autorrestabelecimento integral e parcial. Os principais conceitos que embasam tais metodologias são também incluídos.

4.2 Testes de Recomposição - Conceitos Básicos

Os principais conceitos a respeito dos testes reais de recomposição são:

➤ **Autorrestabelecimento:**

“Capacidade de uma unidade geradora ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição que permita a operação, independentemente de fonte externa na alimentação de seus serviços auxiliares. Diz-se, também, *black start*”.

➤ **Recomposição Fluente:**

“Primeira fase da recomposição do sistema interligado, em que os procedimentos operacionais, previamente estabelecidos, permitem a recomposição de áreas de autorrestabelecimento, de forma descentralizada, com o mínimo de comunicação das usinas e/ou subestações com os centros de operação”.

➤ **Recomposição Coordenada:**

“Segunda fase da recomposição do sistema interligado em que são efetuados, com a coordenação dos centros de operação, o fechamento de paralelos e anéis entre áreas e regiões, a liberação de restabelecimento de carga adicional e a intervenção na recomposição fluente, quando de impedimento no processo preferencial”.

➤ **Testes reais de recomposição:**

São testes de recomposição das usinas de autorrestabelecimento integral e parcial podendo implicar em desligamentos de linhas de transmissão do SIN.

➤ **Usinas de autorrestabelecimento integral:**

As usinas de autorrestabelecimento integral possuem as seguintes características:

- São usinas que possuem alta confiabilidade de restabelecimento.
- Devem ser submetidas aos testes de autorrestabelecimento integral individual-simultâneo.
- Durante uma recomposição real, as UGs destas usinas têm condições de serem recompostas quando todas as suas unidades geradoras estiverem desligadas elétrica e mecanicamente, independentemente de se utilizar qualquer alimentação externa para suprir os seus serviços auxiliares. Portanto, estas usinas são capazes de, com seus próprios recursos de serviços auxiliares,

interligar ao SIN o número mínimo de UGs definido na instrução de recomposição da área na qual a usina está inserida.

- Durante os testes reais de recomposição integral individual-simultâneo, devem ter capacidade de restabelecer o número mínimo de UGs definido no plano de recomposição (de acordo com a instrução de recomposição da área na qual a usina está inserida) em um intervalo máximo de 30 minutos.
- Ser capaz de energizar os elementos da rede adjacente sem ter que considerar nenhum evento que esteja fora do seu controle.
- Ser capaz de assimilar variações bruscas de carga e de controlar tensão e frequência dentro das faixas definidas para situação de emergência, pois na fase fluente a frequência pode variar de 58 a 62 Hz.
- Ser classificada pelo ONS e estar inserida no processo de recomposição fluente.
- Devem dispor de GMG ou de unidade geradora auxiliar para partida de uma ou mais UGs principais, ou ainda de sistema de partida com alimentação em CC (através de banco de baterias) para excitação do campo do gerador. Esses sistemas devem ter condições de efetuar pelo menos duas tentativas de recomposição da UG, sem o auxílio de fonte de alimentação externa.
- Devem ter índice de disponibilidade no ano anterior superior a 80%. O índice de disponibilidade da usina deve ser calculado de acordo com a expressão abaixo:

$$\text{Índice de Disponibilidade} = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i \times HD_i)}{\sum_{i=1}^N (P_i \times HP_i)} \times 100$$

Onde:

i : contador do número de UGs da usina;

HD_i : número de horas disponíveis da UG i ;

HP_i : número total de horas de existência da UG i no período considerado.

Para cálculo de índices em bases anuais, adotam-se 8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos;

P_i : potência efetiva da UG i homologada pela ANEEL. Para UGs, esta é expressa em MW;

N : número total de UGs da usina.

➤ ***Usinas de autorrestabelecimento parcial***

As usinas de autorrestabelecimento parcial possuem as seguintes características:

- São submetidas ao teste parcial individual-simultâneo.
- Possuem média confiabilidade de restabelecimento.
- Possuem uma ou mais UGs com capacidade de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão terminal de seus próprios geradores.
- Após uma perturbação real no sistema elétrico, devem permanecer girando mecanicamente e excitada.
- Participam do processo de recomposição na fase coordenada em complementação ao processo de recomposição.
- Devem ter capacidade de permanecer com as UGs girando mecanicamente e excitadas, por um período mínimo de 30 minutos.
- Devem ser submetidas ao teste parcial integral-simultâneo.

➤ ***Usinas sem autorrestabelecimento (baixa confiabilidade de restabelecimento)***

São usinas que, numa perturbação real, para ter suas UGs recompostas, necessitam de alimentação externa para seus serviços auxiliares. Estas usinas não são submetidas a testes de autorrestabelecimento.

➤ ***Recursos de autorrestabelecimento***

São recursos que permitem à UG sair da condição de parada total para a condição de sincronismo ao SIN. Tais recursos compreendem: GMG, UG auxiliar ou sistema de partida com alimentação em corrente contínua.

Nota: As usinas termoeletricas poderão, em casos excepcionais, ser indicadas e consideradas como usina de autorrestabelecimento.

4.3 Considerações Sobre os Testes Reais de Recomposição

Os testes reais de recomposição de usinas de autorrestabelecimento integral ou parcial visam assegurar que as suas UGs e os seus equipamentos de autorrestabelecimento estejam funcionando adequadamente, de modo a garantir a recomposição da área onde está inserida.

O teste real de recomposição de usinas de autorrestabelecimento integral ou parcial deve ser realizado obrigatoriamente anualmente e é composto dos testes individuais e do teste simultâneo das UG.

Os testes de recomposição são realizados na condição de SIN normal e seguro, ou seja, o ONS contempla a preparação do SIN para eventuais contingências associadas ao evento.

4.4 Metodologia para Realização dos Testes - Integral

As usinas de autorrestabelecimento integral devem ser submetidas ao teste real integral-individual e teste integral-simultâneo.

O teste de autorrestabelecimento integral individual-simultâneo consiste na comprovação de que, após comando de desligamento da UG, esta deve ser reconectada ao SIN em tempo máximo de até 30 minutos.

4.4.1 Etapas dos Testes para Usinas de Autorrestabelecimento Integral

Os testes para usinas de autorrestabelecimento integral compreendem as seguintes etapas:

- **Condição inicial:** Unidades geradoras conectadas ao SIN com carga próxima a zero.
- **Teste integral individual:**

O teste integral individual tem como objetivo verificar se cada UG que possui derivação para alimentação do serviço auxiliar CA está apta a partir com o recurso de autorrestabelecimento da usina e ser conectada em barra desenergizada (barra *morta*).

No caso particular de usinas que não tenham UGs com derivação para o serviço auxiliar CA, é testada individualmente cada uma das UGs que participarão do teste simultâneo, obedecendo ao número de unidades geradoras estabelecido para concluir o processo de recomposição da área onde a usina está inserida.

Os tempos a serem registrados pelo agente proprietário da usina de autorrestabelecimento integral individual estão esquematizados na figura 4.1.

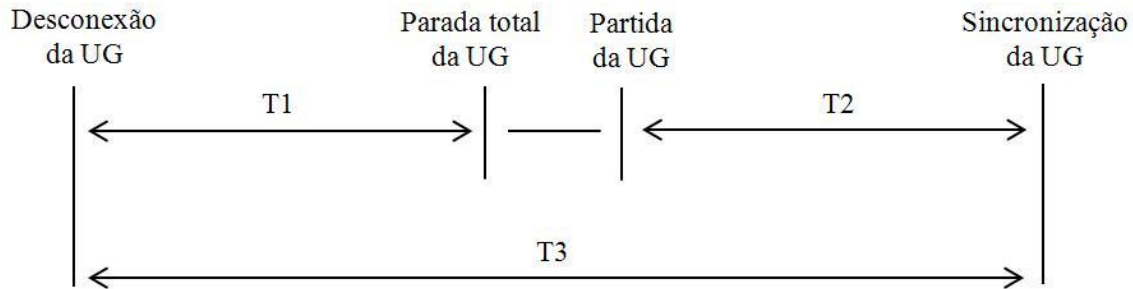


Figura 4.1 - Esquema dos tempos para o teste integral individual.

T1 - Intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para abertura do disjuntor de interligação acarretando no desligamento da UG do SIN e a sua parada total (sistema de frenagem aplicado).

T2 - Intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para partida da UG até a sua efetiva interligação ao SIN.

T3 - Intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para abertura do disjuntor acarretando no desligamento da UG e a sua efetiva interligação ao SIN. Este é o tempo total de duração da realização do teste real de uma UG e deve ser inferior a 30 minutos.

➤ **Teste integral simultâneo:**

O teste integral simultâneo tem como objetivo a verificação do automatismo do serviço auxiliar da usina e a sincronização do número mínimo de UGs estabelecido para iniciar e concluir o processo de recomposição da área onde a usina está inserida.

Este teste obrigatoriamente deve ser realizado em barra desenergizada (barra morta), situação esta que é verificada quando da ocorrência de uma perturbação ou distúrbio sistêmico.

Depois de sincronizada a última UG, deve ser aguardado um tempo mínimo de 60 segundos para verificação da estabilidade.

O teste integral simultâneo deve registrar os tempos conforme a figura 4.2, considerando a condição do número mínimo de UGs da usina, relativamente ao procedimento de recomposição da área onde a usina está inserida.

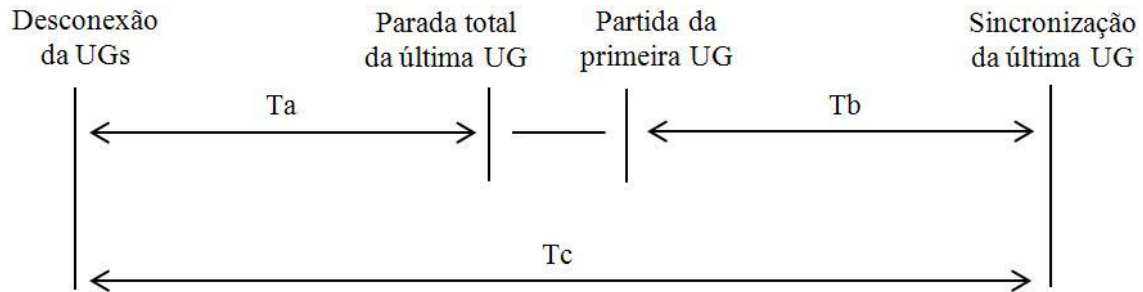


Figura 4.2 - Esquema dos tempos para o teste integral simultâneo.

Ta - Intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para abertura dos disjuntores acarretando no desligamento de todas as UGs em teste e a parada total da última UG. O ideal é que todas as UGs sejam desligadas no mesmo momento (fato que ocorre em uma perturbação ou distúrbio sistêmico). Caso isto não ocorra deve ser registrado o intervalo entre o desligamento da primeira UG em teste e a parada da última UG em teste.

Tb - Intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para partida da primeira UG e a sincronização da última UG na barra selecionada para teste.

Tc - Intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para abertura dos disjuntores acarretando no desligamento de todas as UGs e a sincronização da última UG em barra inicialmente morta. O ideal é que todas as unidades geradoras sejam desligadas no mesmo momento (fato que ocorre em uma perturbação ou distúrbio sistêmico). Deve ser registrado o intervalo entre o desligamento da primeira UG em teste e a sincronização da última unidade geradora em teste.

Esse procedimento pode ser adotado em usinas nas quais as unidades geradoras podem ser ligadas sem a necessidade de parada total (aplicação do sistema de frenagem). Nessa situação o controle do tempo de realização do teste é esquematizado na figura 4.3.

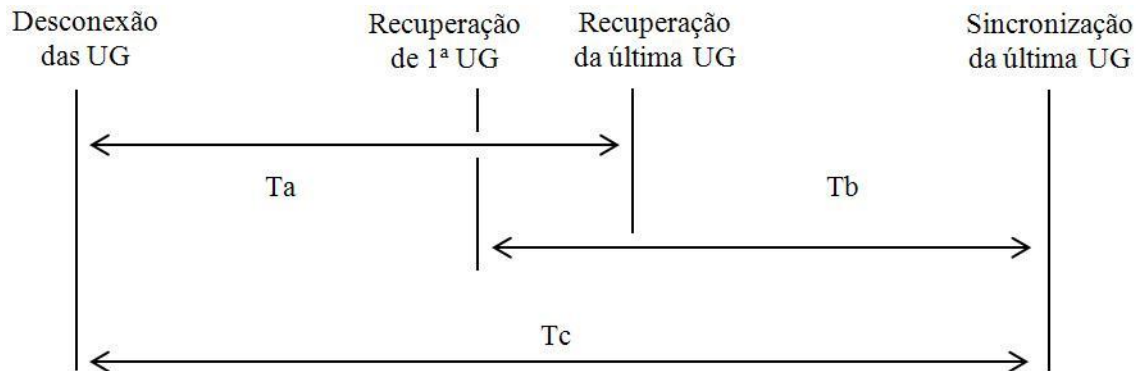


Figura 4.3 - Esquema dos tempos para o teste integral simultâneo sem necessidade de aplicação do sistema de frenagem.

T_a – É o intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para abertura dos disjuntores acarretando no desligamento de todas as UGs do sistema em teste até o momento em que será reiniciada a recuperação da última UG.

T_b – É o intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para reiniciar a recuperação da primeira unidade geradora e a sincronização da última unidade geradora na barra selecionada para teste.

T_c - Intervalo de tempo entre o momento que é dado comando para abertura dos disjuntores acarretando no desligamento de todas as unidades geradoras do sistema e a sincronização da última unidade geradora em barra inicialmente “morta”. Deve ser registrado o intervalo entre o desligamento da primeira unidade geradora em teste e a sincronização da última unidade geradora em teste.

Nas usinas de autorrestabelecimento integral que possuem como fonte para partida da primeira UG um grupo gerador de emergência, deve ser assegurado que esse GMG esteja apto para realizar pelo menos duas partidas para recomposição da UG, sem o auxílio de fonte de alimentação externa. O GMG tem como requisito a obrigatoriedade de ser acionado uma primeira vez para realização do teste integral individual e uma segunda vez para realização do teste integral simultâneo.

4.4.2 Condições para Aprovação dos Testes Reais Integrais

Os resultados dos testes reais de recomposição integrais podem ser classificados como *aprovado*, *aprovado com ressalva* ou *não aprovado*.

O teste real integral é classificado como **aprovado** quando:

- Os tempos totais T3 (Teste Individual) e Tc (Teste Simultâneo) forem menores ou iguais a 30 minutos.
- O índice de disponibilidade da usina no ano anterior à realização do teste for igual ou superior a 80%.
- A fonte de autorrestabelecimento (GMG) tiver efetuado pelo menos duas tentativas de recomposição da UG, sem o auxílio de fonte de alimentação externa.

O teste integral é classificado como **aprovado com ressalva** quando for classificado como *aprovado*, mas:

- Um ou mais testes individuais não tenha sido classificado como aprovado ou
- O índice de disponibilidade da usina no ano anterior foi inferior a 80%.

Nesse caso, o agente de geração proprietário da usina deve corrigir as não conformidades. Entretanto, o teste não precisa ser refeito.

O teste integral é classificado como **não aprovado** quando o teste integral simultâneo não for classificado como *aprovado* independentemente da classificação dos testes individuais, ou quando o GMG não comprovar o requisito de duas partidas. Nesse caso, o agente de geração proprietário da usina deve:

- Priorizar a correção das falhas e os defeitos e refazer os testes integral individual e integral simultâneo.
- Relatar imediatamente ao ONS.

4.5 Metodologia de Realização dos Testes - Parcial

O teste de autorrestabelecimento parcial consiste na comprovação de que a UG ao ser desinterligada, com o comando para abertura do disjuntor de interligação da UG, esta permanece

girando mecanicamente e excitada pelo tempo mínimo de 30 minutos. Posteriormente a UG deve estar apta a ser interligada ao SIN.

4.5.1 *Etapas dos Testes para Usinas de Autorrestabelecimento Parcial*

Os testes para usinas de autorrestabelecimento parcial compreendem as seguintes etapas:

➤ **Condição inicial:** UGs conectadas ao SIN com carga próxima a zero.

➤ **Teste parcial individual:**

Devem ser testadas individualmente todas as UGs que possuem derivação para o serviço auxiliar (sangria).

Neste teste, cada UG que possui derivação para o serviço auxiliar CA deve ser desinterligada do SIN, permanecer girando mecanicamente e excitada por pelo menos 30 minutos. Posteriormente a UG deve ser interligada ao SIN.

➤ **Teste parcial simultâneo:**

Deve ser testado simultaneamente o número mínimo de UGs estabelecido na IO da área onde a usina está inserida.

Neste teste, as UGs simultaneamente devem permanecer girando mecanicamente e excitadas por pelo menos 30 minutos. Posteriormente as unidades geradoras devem ser interligadas ao SIN.

4.5.2 *Condições para Aprovação dos Testes Reais Parciais*

Os resultados dos testes reais parciais de recomposição podem ser classificados como *aprovado*, *aprovado com ressalva* ou *não aprovado*.

O teste parcial é classificado como **aprovado** quando:

- Nos testes parciais individuais, todas as unidades geradoras, que possuem derivação para o serviço auxiliar, permanecerem girando mecanicamente e excitadas por um tempo mínimo de 30 minutos. Esse tempo corresponde ao momento compreendido entre a abertura do disjuntor e a sincronização da UG ao SIN.
 - No teste parcial simultâneo, o número mínimo de UGs, estabelecido na IO da área onde a usina está inserida, permanecer girando mecanicamente e as unidades excitadas por um tempo mínimo
-

de 30 minutos. Esse tempo se refere ao momento compreendido entre a abertura simultânea dos disjuntores e a sincronização da última UG ao SIN.

O teste parcial é classificado como ***aprovado com ressalva*** quando o teste parcial simultâneo for classificado como *aprovado*, mas um ou mais testes parciais individuais não for classificado como *aprovado*. Nesse caso, o agente de geração proprietário da usina deve corrigir as falhas e defeitos. Entretanto, não há necessidade de o teste ser refeito.

O teste parcial é classificado como ***não aprovado*** quando o teste parcial simultâneo não for classificado como *aprovado* independentemente da classificação dos testes parciais individuais. Nesse caso o agente de geração proprietário da usina deve:

- Priorizar a correção das falhas e defeitos e refazer os testes parciais individuais e simultâneo.
- Relatar imediatamente ao ONS.

4.6 Considerações Finais

Do exposto neste capítulo, pode-se perceber que a metodologia adotada pelo ONS busca simular condições de perturbação verificando a capacidade de as usinas procederem a uma recomposição.

Os testes parciais são mais simples e verificam basicamente os equipamentos de controle das unidades geradoras, já que estas deverão participar do processo de recomposição durante a fase coordenada.

Os testes integrais são mais complexos e testam de fato os recursos de autorrestabelecimento e os equipamentos de controle validando a disponibilidade destas usinas para participar do processo de recomposição durante a fase fluente.

Alguns problemas, para execução dos testes reais de recomposição, já podem ser identificados: alta rotação de algumas de unidades geradoras (comprometendo o tempo de execução do teste), autonomia do GMG para suprimento de cargas essenciais, configuração dos barramentos da subestação e consumidores supridos radialmente pela usina. Estas e outras questões são abordadas no próximo capítulo, onde são tratadas dificuldades e soluções adotadas pela CEMIG para a realização dos testes reais de recomposição.

5

ESTRATÉGIAS ADOTADAS PARA REALIZAÇÃO DOS TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO

5.1 Considerações Iniciais

Tendo como base os conceitos relativos à rotina de testes contidos na RO-RR.BR.01, este capítulo apresenta estratégias adotadas para a realização de testes reais de recomposição das usinas da CEMIG.

São observadas as dificuldades e os desafios enfrentados, bem como discutidas as soluções adotadas pela empresa. A contribuição do capítulo se dá no registro e análise das experiências, de tal maneira que estas possam subsidiar a decisão das equipes de operação em situações semelhantes.

Atualmente, o SIN possui aproximadamente 75 usinas que devem realizar algum tipo de teste real de recomposição. A CEMIG possui 10 usinas que devem realizar tais testes, sendo 5 de autorrestabelecimento integral e 5 de autorrestabelecimento parcial.

As usinas da CEMIG que realizam teste parcial são:

- UHE Camargos
- UHE Itutinga
- UHE Jaguará
- UHE Nova Ponte
- UHE São Simão

As usinas que realizam teste integral são:

- UHE Emborcação
- UHE Irapé
- UHE Três Marias
- UHE Volta Grande
- UHE Salto Grande

Nos itens a seguir, para cada usina são apresentadas as estratégias adotadas para realização dos testes reais de recomposição parcial e integral.

O conteúdo foi estruturado abordando primeiramente as características básicas da usina em questão, os procedimentos para realização dos testes individuais e simultâneos e, ao final, são apresentados os comentários gerais a respeito dos testes.

5.2 UHE Camargos

A UHE Camargos, com potência nominal de 45MW, está localizada no sul do estado de Minas Gerais, possui duas UGs e é uma usina que deve realizar teste parcial. A figura 5.1 apresenta o diagrama unifilar da UHE Camargos, onde se verifica que esta compartilha a mesma SE que a UHE Itutinga.

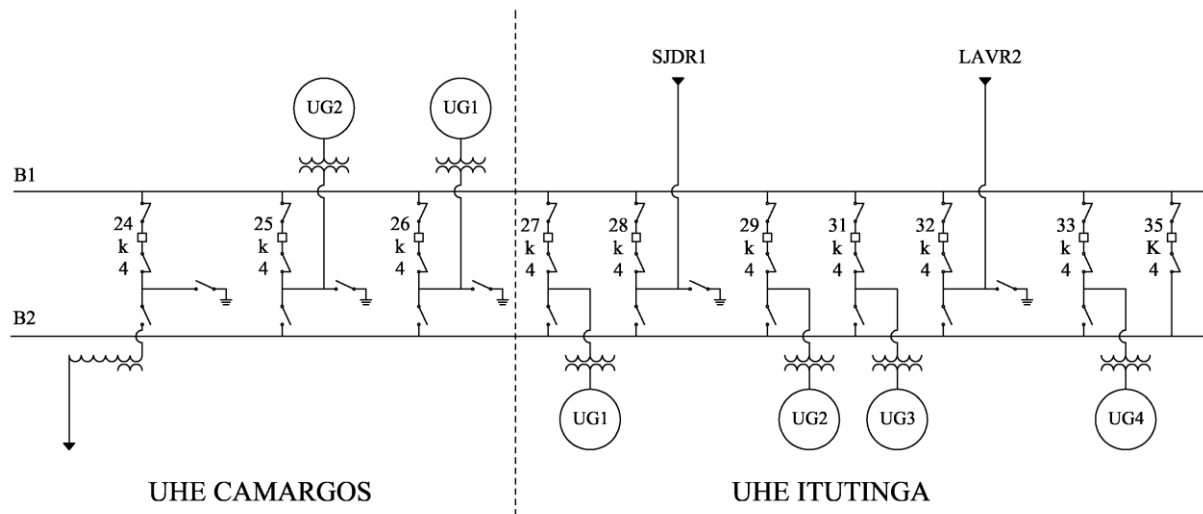


Figura 5.1 - Diagrama unifilar da UHE Camargos.

5.2.1 Teste Parcial Individual

Na UHE Camargos, apenas a UG1 deve ser submetida ao teste parcial individual, já que esta é a única que possui derivação para o serviço auxiliar CA.

O teste parcial individual na UHE Camargos na UG1 deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução da geração da UG1.
- Abertura do disjuntor 26K4 dando início ao teste.
- Aguardar 30 minutos com a UG1 girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento do disjuntor 26K4 interligando a UG1 ao SIN finalizando o teste.

A configuração da UHE Camargos ao final do teste parcial individual é mostrada na figura 5.2.

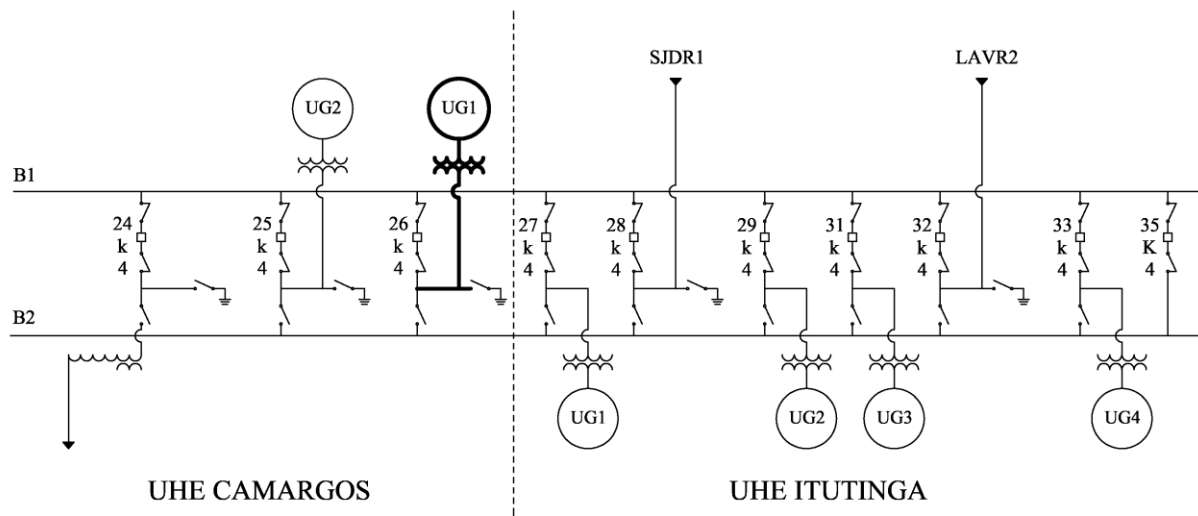


Figura 5.2 - Diagrama unifilar da UHE Camargos ao final do teste parcial individual com a UG1.

5.2.2 Teste Parcial Simultâneo

Na UHE Camargos, a UG1 e a UG2 devem ser submetidas ao teste parcial simultâneo, conforme a RO.RR.BR.01.

O teste parcial simultâneo na UHE Camargos com a UG1 e UG2 deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução da geração da UG1 e UG2.
- Abertura dos disjuntores 25K4 e 26K4 desinterligando a UG1 e UG2 do SIN, respectivamente.
- Aguardar 30 minutos com as duas UGs girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento dos disjuntores 25K4 e 26K4 interligando a UG1 e UG2 ao SIN, respectivamente, finalizando o teste.

A configuração da UHE Camargos ao final do teste parcial simultâneo entre UG1 e UG2 é mostrada na figura 5.3.

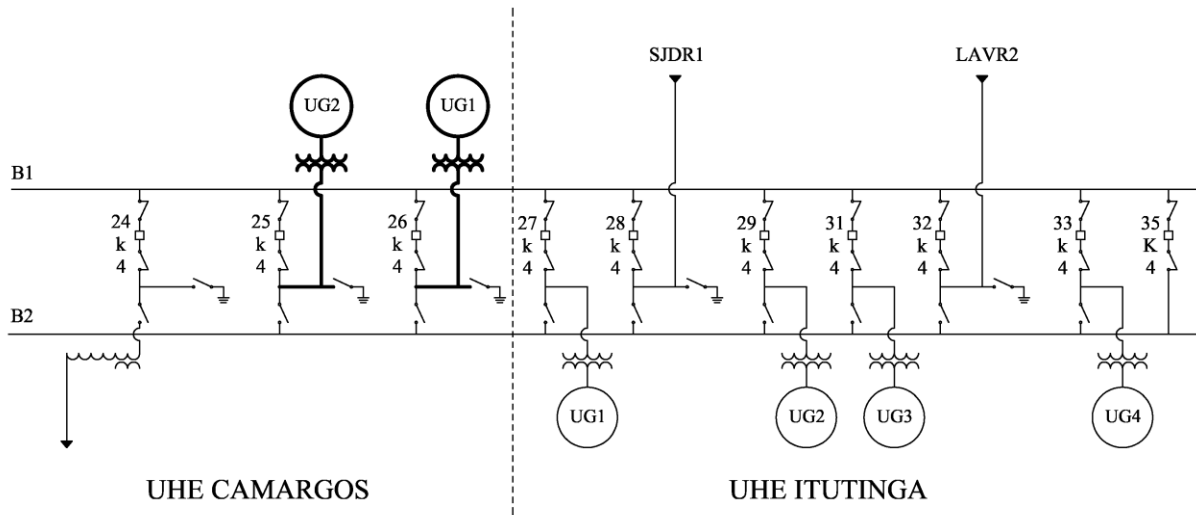


Figura 5.3 - Diagrama unifilar da UHE Camargos ao final do teste parcial simultâneo entre UG1 e UG2.

5.2.3 Comentários

Para a UHE Camargos, apesar de esta possuir duas unidades geradoras, apenas a UG1 foi submetida ao teste parcial individual, pois a UG2 não possui derivação para o serviço auxiliar. Portanto, o teste individual parcial verificou a estabilidade da UG1 que permaneceu girando mecanicamente e excitada por pelo menos 30 minutos. O mesmo aconteceu durante o teste parcial simultâneo que consistiu nas duas UGs (1 e 2) girando a vazio e excitadas simultaneamente por 30 minutos.

A importância do teste parcial consiste na confirmação de que as unidades geradoras podem permanecer rodando a vazio numa perturbação real, pois esta usina participará da recomposição na fase coordenada, ou seja, esse tempo de giro a vazio durante o teste, corresponde ao tempo que o agente deverá aguardar ordem do ONS para interligar as unidades geradoras em questão.

A relevância da UG1 (que possui derivação para o serviço auxiliar) ser capaz de permanecer girando a vazio e excitada reside no fato de ser esta que, durante a fase coordenada, suprirá as cargas essenciais do serviço auxiliar CA da usina através do recebimento de energia de alguma usina de autorrestabelecimento integral (que possui recurso de autorrestabelecimento).

Para a realização do teste, pelo fato de a UHE Camargos compartilhar a mesma subestação e a mesma cascata (mesmo rio e muito próximas) que a UHE Itutinga, deve-se atentar para as questões de planejamento das vazões (programação energética) e observar as ações efetuadas na SE para que estas não impactem na operação normal da UHE Itutinga, que estará em operação normal durante a realização dos testes da UHE Camargos.

5.3 UHE Itutinga

A UHE Itutinga, com potência nominal de 52MW, está localizada no sul do estado de Minas Gerais, possui quatro UGs e é uma usina que deve realizar teste parcial. A figura 5.4 apresenta o diagrama unifilar da UHE Itutinga, onde se verifica que esta compartilha a mesma SE que a UHE Camargos.

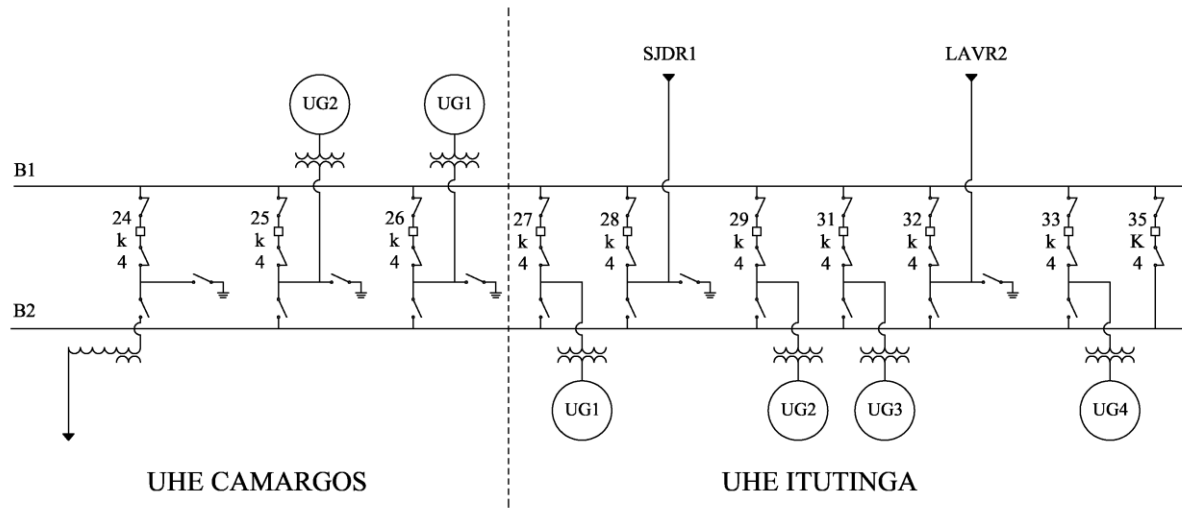


Figura 5.4 - Diagrama unifilar da UHE Itutinga.

5.3.1 Teste Parcial Individual

Na UHE Itutinga, devem ser submetidas ao teste parcial individual apenas a UG1 e a UG2 já que estas são as únicas que possuem derivação para o serviço auxiliar CA.

O teste parcial individual na UHE Itutinga na UG1 ocorre de forma similar ao teste parcial da UG2. O teste parcial individual da UG1 deve ocorrer da seguinte maneira:

- Redução da geração da UG1.
- Abertura do disjuntor 27K4 iniciando o teste.
- Aguardar 30 minutos com a UG1 girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento do disjuntor 27K4 interligando a UG1 ao SIN e finalizando o teste.

A configuração da UHE Itutinga ao final do teste parcial individual da UG1 é mostrada na figura 5.5.

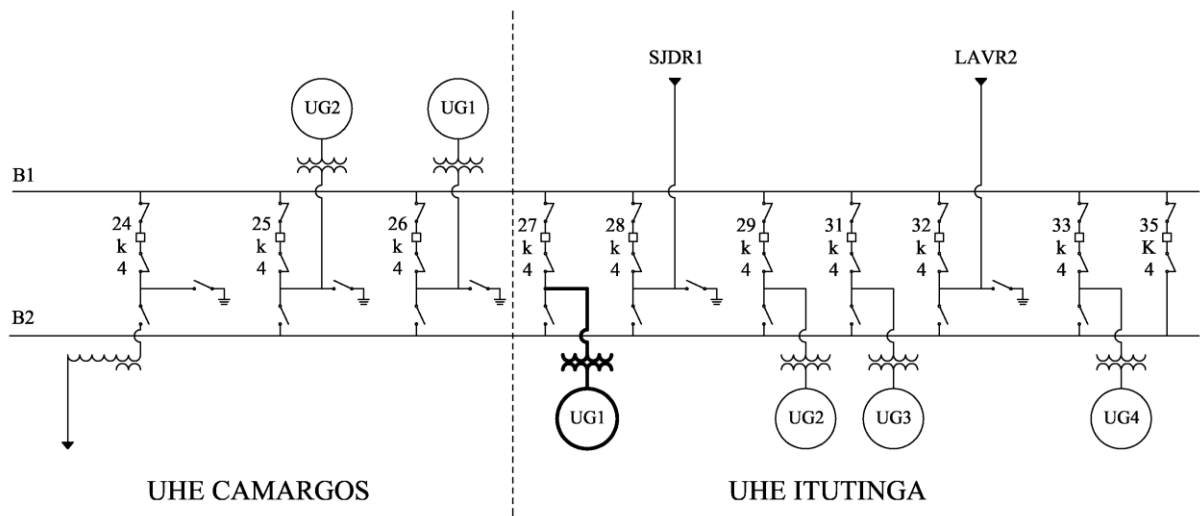


Figura 5.5 - Diagrama unifilar da UHE Itutinga ao final do teste parcial individual da UG1.

5.3.2 Teste Parcial Simultâneo

Na UHE Itutinga, devem ser submetidas ao teste parcial simultâneo duas UGs conforme RO.RR.BR.01.

O teste parcial simultâneo na UHE Itutinga deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução da geração da primeira e da segunda UG.
- Abertura simultânea dos disjuntores, de interligação ao SIN, da primeira e da segunda UG, iniciando o teste.
- Aguardar 30 minutos com as duas UGs girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento dos disjuntores da primeira e da segunda UG interligando ao SIN finalizando o teste.

A configuração da UHE Itutinga ao final do teste parcial simultâneo da UG1 é mostrada na figura 5.6.

5.4 UHE Jaguará

A UHE Jaguará, com potência nominal de 424MW, está localizada no triângulo mineiro no estado de Minas Gerais, possui quatro UGs e é uma usina que deve realizar teste parcial.

Na figura 5.7 pode-se verificar o diagrama unifilar da UHE Jaguará.

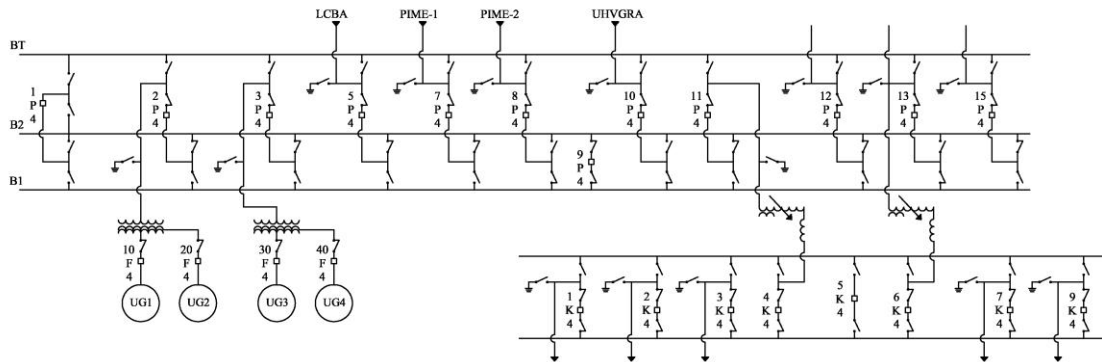


Figura 5.7 - Diagrama unifilar da UHE Jaguará.

5.4.1 Teste Parcial Individual

Na UHE Jaguará, devem ser submetidas ao teste parcial individual todas as UGs, ou seja, UG1, UG2, UG3 e UG4 já que todas possuem derivação para o serviço auxiliar CA.

O teste parcial individual na UHE Jaguará na UG1 ocorre de maneira similar ao teste parcial da UG2, UG3 e UG4. O teste parcial individual da UG1 deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução da geração da UG1.
- Abertura do disjuntor 10F4 iniciando o teste.
- Aguardar 30 minutos com a UG1 girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento do disjuntor 10F4 interligando a UG1 ao SIN finalizando o teste.

A configuração da UHE Jaguará ao final do teste parcial individual da UG1 é mostrada na figura 5.8.

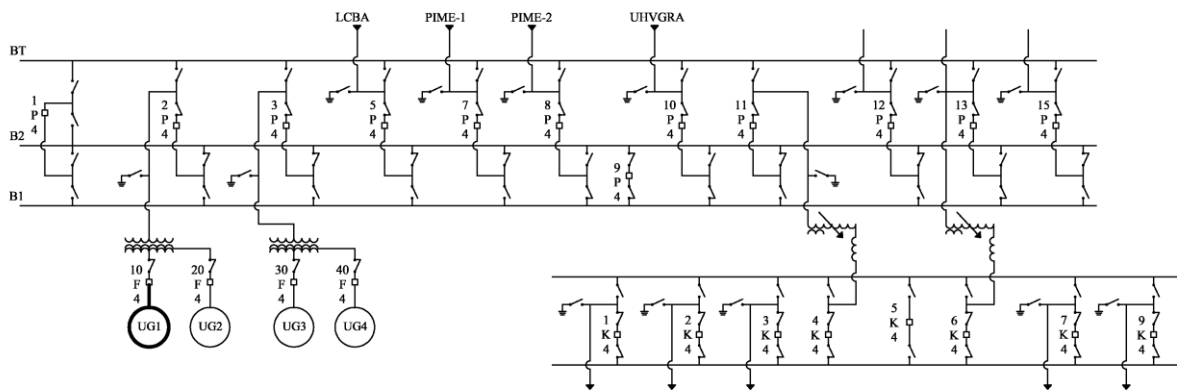


Figura 5.8 - Diagrama unifilar da UHE Jaguará ao final do teste parcial individual da UG1.

5.4.2 Teste Parcial Simultâneo

Na UHE Jaguará, devem ser submetidas ao teste parcial simultâneo três UGs conforme RO.RR.BR.01.

O teste parcial simultâneo na UHE Jaguará deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução da geração da primeira, segunda e terceira UG.
- Abertura simultânea dos disjuntores da primeira, da segunda e da terceira UG, iniciando o teste.
- Aguardar 30 minutos com as três UGs girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento dos disjuntores da primeira, da segunda e da terceira UG interligando todas as SIN finalizando o teste.

A configuração da UHE Jaguará ao final do teste parcial simultâneo entre UG1, UG2 e UG3 é mostrada na figura 5.9. A UG4 poderia substituir qualquer uma das UGs 1 ou 2 ou 3.

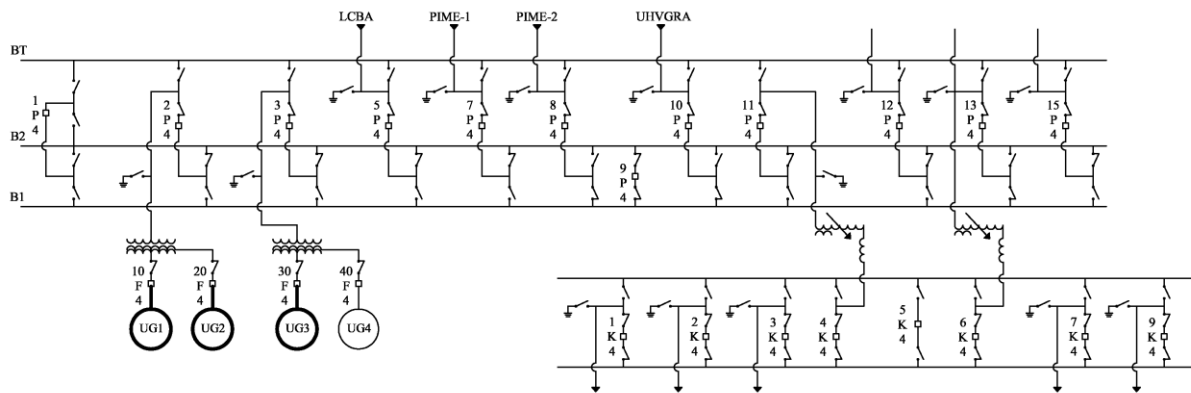


Figura 5.9 - Diagrama unifilar da UHE Jaguará ao final do teste parcial simultâneo da UG1, UG2 e UG3.

5.4.3 Comentários

Na UHE Jaguará, todas as unidades geradoras possuem derivação para o serviço auxiliar e, desta forma, todas UGs foram submetidas ao teste parcial individualmente.

O teste parcial da UHE Jaguará é um dos testes mais fáceis de serem executados não sendo encontradas grandes dificuldades.

Diferentemente da UHE Itutinga, esta usina não possui recurso de autorrestabelecimento, devendo necessariamente ser classificada como usina de autorrestabelecimento parcial e deve aguardar tensão para proceder seu restabelecimento.

5.5 UHE Nova Ponte

A UHE Nova Ponte, com potência nominal de 510MW, está localizada no triângulo mineiro no estado de Minas Gerais, possui três UGs e é uma usina que deve realizar teste parcial. Na figura 5.10 pode-se verificar o diagrama unifilar desta usina.

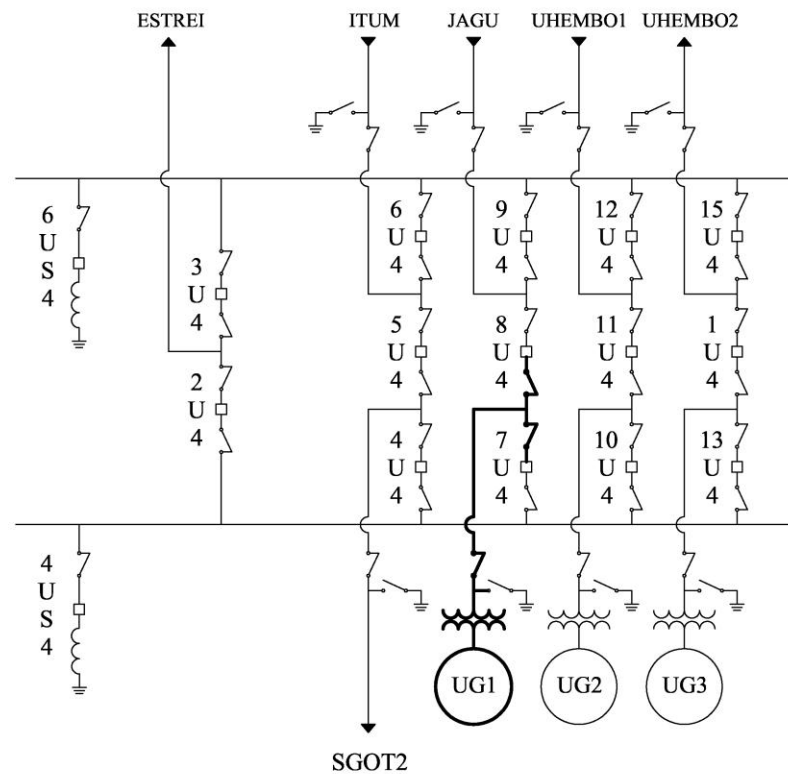


Figura 5.11 - Diagrama unifilar da UHE Nova Ponte ao final do teste parcial individual da UG1.

5.5.2 Teste Parcial Simultâneo

Na UHE Nova Ponte, devem ser submetidas ao teste parcial simultâneo duas UGs conforme RO.RR.BR.01.

O teste parcial simultâneo na UHE Nova Ponte deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução de geração da primeira e da segunda UG.
- Abertura dos disjuntores da primeira e da segunda UG, iniciando o teste.
- Aguardar 30 minutos com as duas UGs girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento dos disjuntores da primeira e da segunda UG sincronizando-as ao SIN finalizando o teste.

A configuração da UHE Nova Ponte ao final do teste parcial simultâneo entre UG1 e UG2 é mostrada na figura 5.12. A UG3 poderia substituir qualquer uma das UGs 1 ou 2.

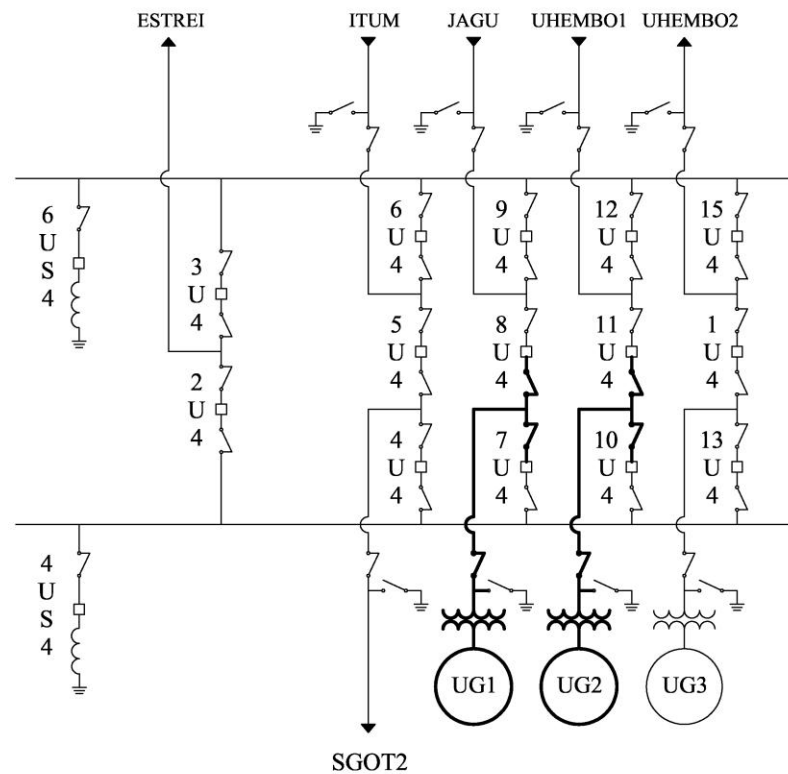


Figura 5.12 - Diagrama unifilar da UHE Nova Ponte ao final do teste parcial simultâneo da UG1 e UG2.

5.5.3 Comentários

A UHE Nova Ponte possui uma das configurações de subestação mais vantajosas e seguras para manobras dentre todas as usinas apresentadas até aqui: configuração *disjuntor e meio*, mantendo disponíveis as linhas e equipamentos adjacentes.

De forma similar à UHE Jaguará, todas as unidades geradoras devem ser submetidas ao teste parcial individual, pois todas possuem derivação para o serviço auxiliar e apenas duas ao teste parcial simultâneo.

Assim, conforme prerrogativas do ONS, esta usina necessita aguardar energia para proceder seu autorrestabelecimento. Entretanto, esta UHE possui recurso de autorrestabelecimento (GMG) sendo possível que o seu processo de restabelecimento seja acelerado com o suprimento de suas cargas essenciais através de seu próprio recurso de autorrestabelecimento ainda na fase fluente.

5.6 UHE São Simão

A UHE São Simão, com potência nominal de 1710MW, está localizada no estado de Goiás, possui seis UGs e é uma usina que deve realizar teste parcial. Na figura 5.13 pode-se verificar o diagrama unifilar desta usina.

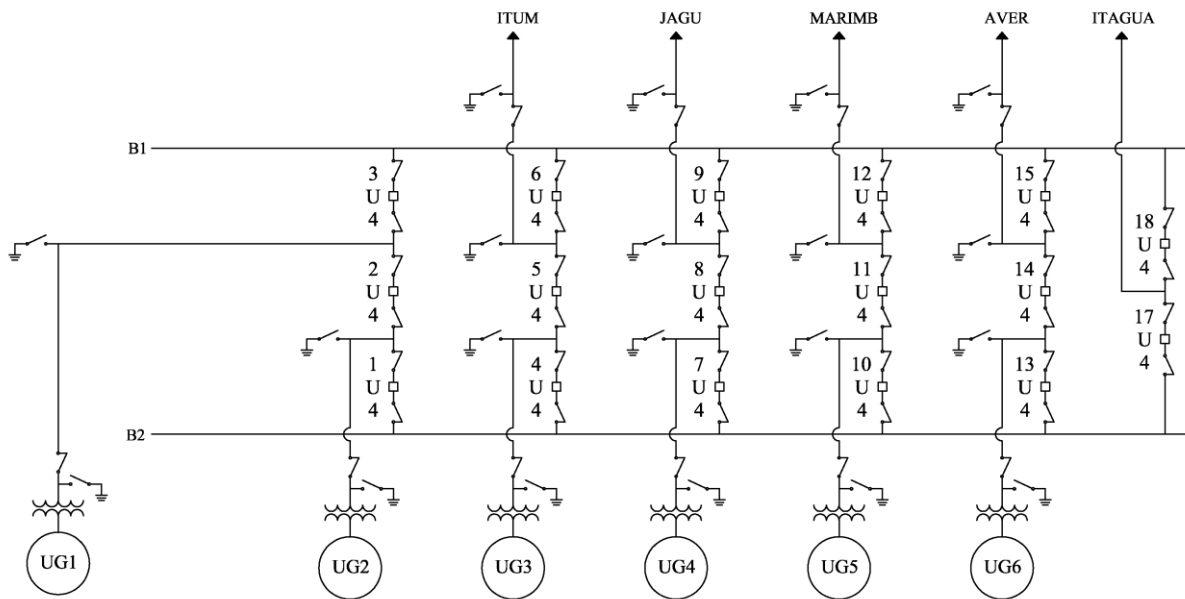


Figura 5.13 - Diagrama unifilar da UHE São Simão.

5.6.1 Teste Parcial Individual

Na UHE São Simão, devem ser submetidas ao teste parcial individual todas as UG, ou seja, UG1, UG2, UG3, UG4, UG5 e UG6 já que todas possuem derivação para o serviço auxiliar CA.

O teste parcial individual na UHE São Simão na UG1 ocorre de maneira similar ao teste parcial da UG2, UG3, UG3, UG4, UG5 e UG6. O teste parcial individual da UG1 deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução da geração da UG1.
- Abertura dos disjuntores 2U4 e 3U4 iniciando o teste.
- Aguardar 30 minutos com a UG1 girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento dos disjuntores 2U4 e 3U4 interligando a UG1 ao SIN e finalizando o teste.

A configuração da UHE São Simão ao final do teste parcial individual da UG1 é mostrada na figura 5.14.

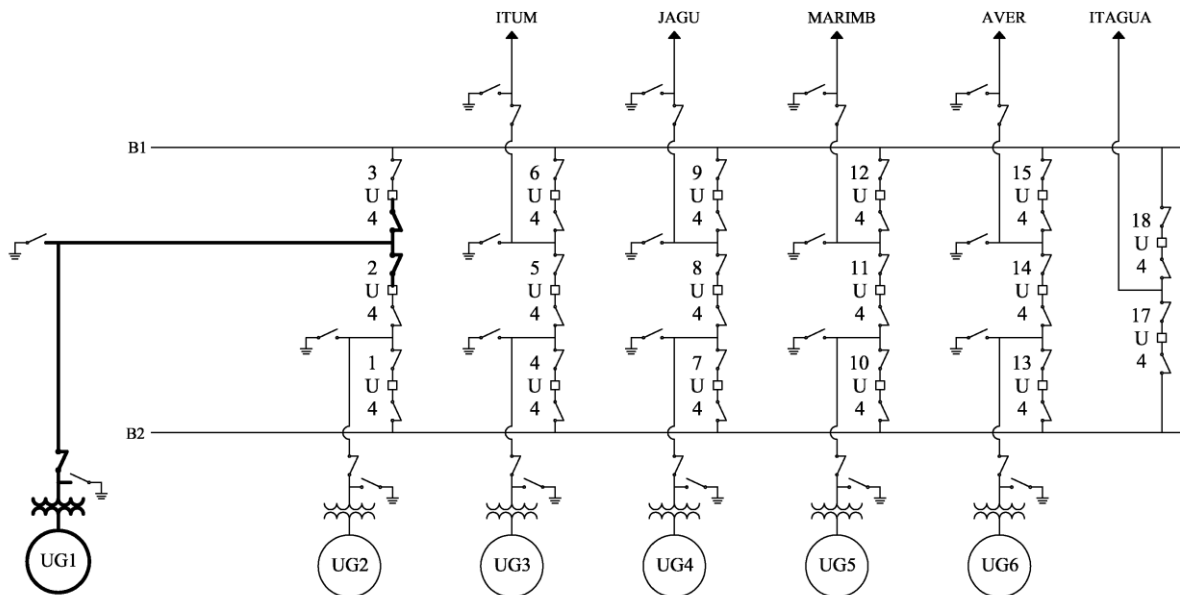


Figura 5.14 - Diagrama unifilar da UHE São Simão ao final do teste parcial individual da UG1.

5.6.2 Teste Parcial Simultâneo

Na UHE São Simão, devem ser submetidas ao teste parcial simultâneo duas UGs conforme RO.RR.BR.01.

O teste parcial simultâneo na UHE São Simão deve ocorrer da seguinte forma:

- Redução da geração da primeira e da segunda UG.
- Comando de abertura dos disjuntores da primeira e da segunda UG, iniciando o teste.
- Aguardar 30 minutos com as duas UGs girando mecanicamente e excitada.
- Fechamento dos disjuntores da primeira e da segunda UG sincronizando-as ao SIN e finalizando o teste.

A configuração da UHE São Simão ao final do teste parcial simultâneo entre UG1 e UG2 é mostrada na figura 5.15. A UG 3 ou 4 ou 5 ou 6 poderia substituir qualquer uma das UGs 1 ou 2.

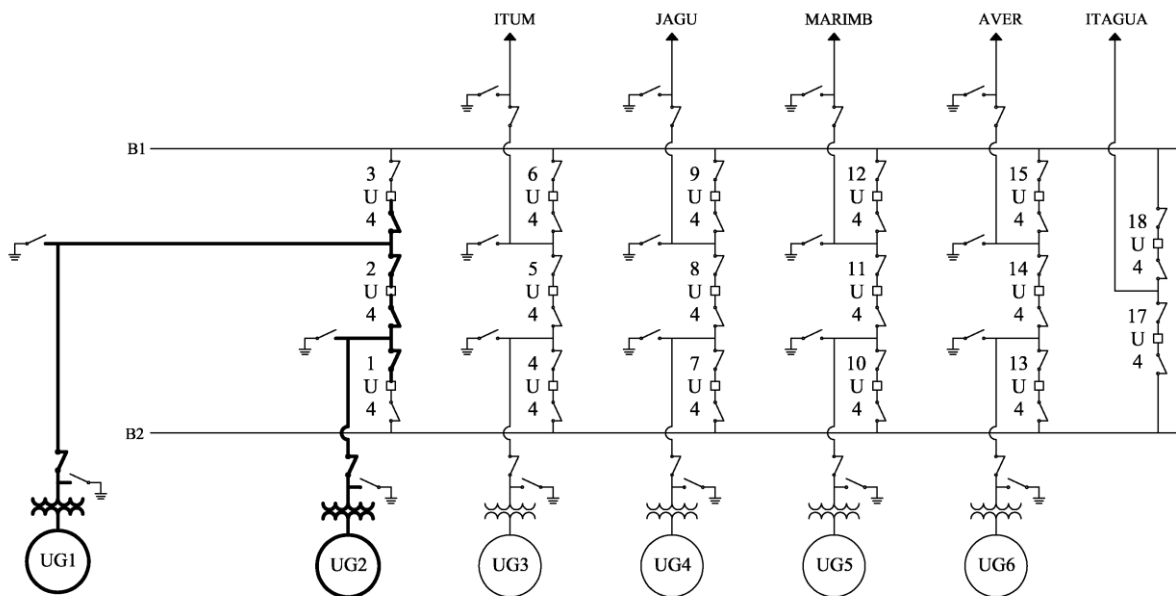


Figura 5.15 - Diagrama unifilar da UHE São Simão ao final do teste parcial simultâneo entre UG1 e UG2.

5.6.3 Comentários

A UHE São Simão é a maior usina em potência instalada da CEMIG, entretanto é classificada como usina de autorrestabelecimento parcial em função do alto nível de tensão gerado durante o processo de recomposição. Ainda assim, o ONS tem estudado formas de alterar a classificação desta usina para autorrestabelecimento integral.

A UHE São Simão enfrenta vários problemas com ictiofauna local. Com a necessidade de giro a vazio das unidades geradoras, estes problemas podem ser agravados.

Para solução de tais problemas, as equipes ambientais montam estratégias de monitoramento (como equipe embarcada no rio) e planos de contingência indicando o melhor período do ano para realização destes testes.

5.7 UHE Emborcação

A UHE Emborcação, com potência nominal de 1192MW, está localizada no triângulo mineiro no estado de Minas Gerais, possui quatro UGs e é uma usina que deve realizar teste integral. Na figura 5.16 pode-se verificar o diagrama unifilar desta usina.

Para o teste integral, deve-se isolar B1 ou B2 para realização do teste. No exemplo a seguir a barra escolhida para realização dos testes foi a barra B1 (ver figura 5.16) e, portanto, esta foi desenergizada para realização do teste com a abertura dos disjuntores 7U4, 10U4, 13U4, 16U4 e 19U4.

Para este teste é necessário isolar o autotransformador T6 ou T7 que é ligado diretamente à barra B1 ou B2, respectivamente, a fim de evitar surtos de tensão durante a conexão da UG na barra B1 ou B2.

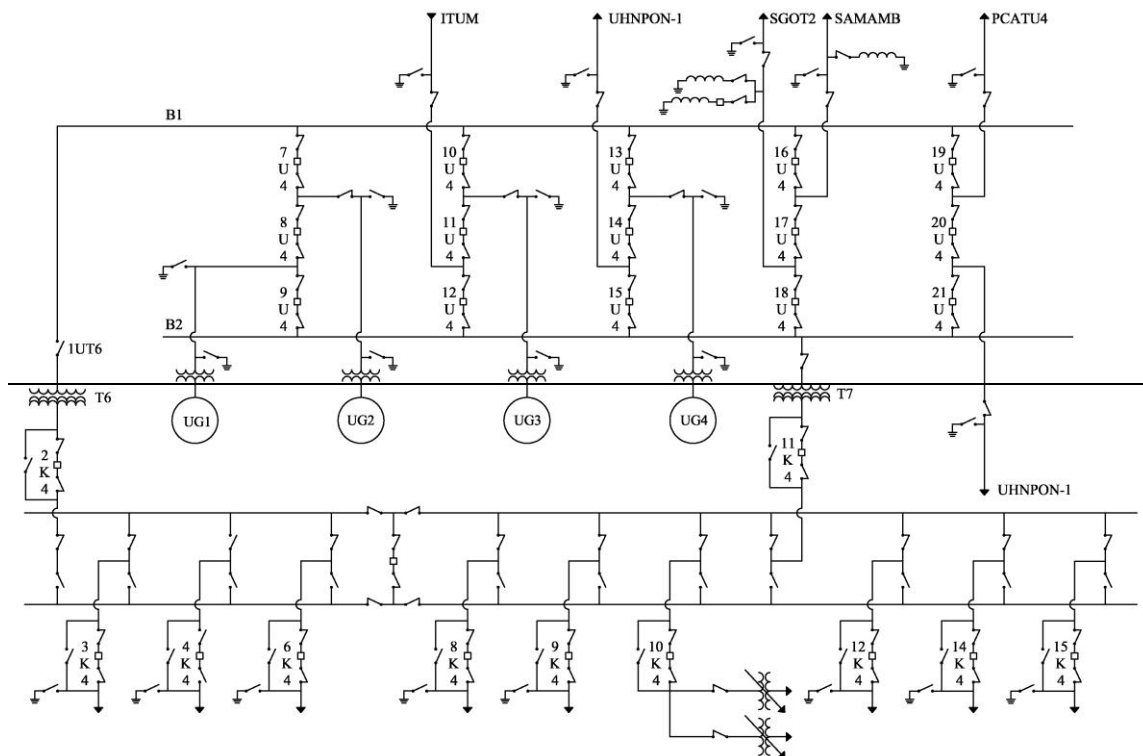


Figura 5.16 - Diagrama unifilar da UHE Emborcação.

5.7.1 Teste Integral Individual

Na UHE Emborcação, o teste integral individual deve ocorrer em todas as UG, pois todas possuem derivação para o serviço auxiliar CA. O teste integral individual na UG1 ocorre de maneira similar ao teste integral individual da UG2, UG3, UG3, UG4, UG5 e UG6. O teste integral individual da UG1 deve ocorrer da seguinte forma:

- Preparação da barra B1 para torná-la desenergizada abrindo os disjuntores 2K4, 7U4, 10U4, 13U4, 16U4 e 19U4 e chave 1UT6.

- Parada da UG2, com a consequente abertura do disjuntor 8U4 e chave de saída da UG2, por estar no mesmo vão da UG1 que será submetida ao teste.
- Parada da UG1 com a consequente abertura do disjuntor 9U4 iniciando o teste.
- Fechamento do disjuntor 7U4.
- Primeira partida do GMG.
- Verificação de rotação nula da UG1 (sistema de frenagem aplicado).
- Alimentação das cargas essenciais da UG1 através do GMG.
- Ligação da UG1 na barra desenergizada através do disjuntor 8U4 finalizando o teste individual da UG1.

A configuração da UHE Emborcação ao final do teste integral individual da UG1 pode ser verificada em **negrito** na figura 5.17.

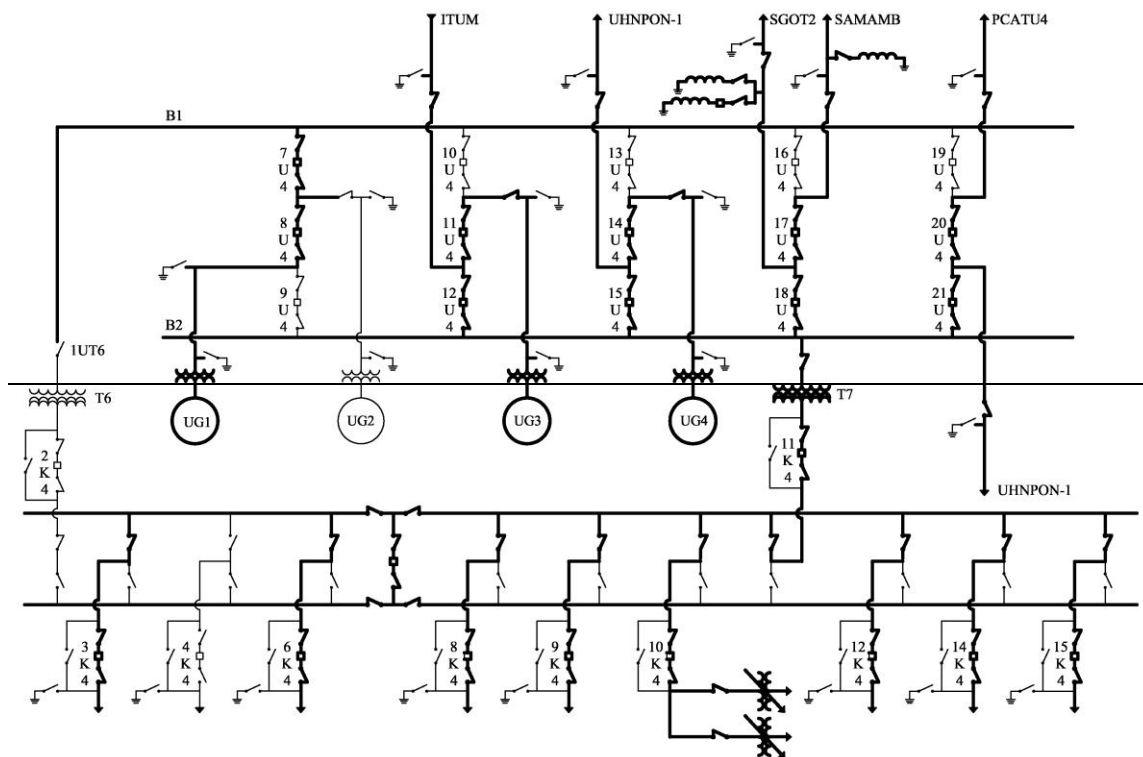


Figura 5.17 - Diagrama unifilar da UHE Emborcação ao final do teste integral individual da UG1.

5.7.2 *Teste Integral Simultâneo*

Na UHE Emborcação, devem ser submetidas ao teste integral simultâneo três UGs conforme RO.RR.BR.01.

O teste integral simultâneo na UHE Emborcação deve ocorrer da seguinte forma:

- Preparação da barra B1 para torná-la desenergizada abrindo os disjuntores 2K4, 7U4, 10U4, 13U4, 16U4 e 19U4 e chave 1UT6.
- Parada simultaneamente da primeira, segunda e terceira UG acarretando a abertura dos disjuntores de meio de vão iniciando o teste.
- Segunda partida do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais de uma UG, que se encontra em processo de parada ou já parada, através do GMG.
- Suprimento das cargas essenciais das outras duas UGs, que se encontram em processo de parada ou já paradas, através do serviço auxiliar CA da primeira UG já excitada.
- Conexão da primeira UG na barra B1 desenergizada e sincronismo das outras duas UGs com a primeira UG.
- Aguardar 60 segundos para verificação da estabilidade das UGs sincronizadas entre si finalizando o teste.

A configuração da UHE Emborcação ao final do teste integral simultâneo entre UG1, UG2 e UG3 pode ser verificada em negrito na figura 5.18. A UG4 poderia substituir qualquer uma das UGs 1 ou 2 ou 3.

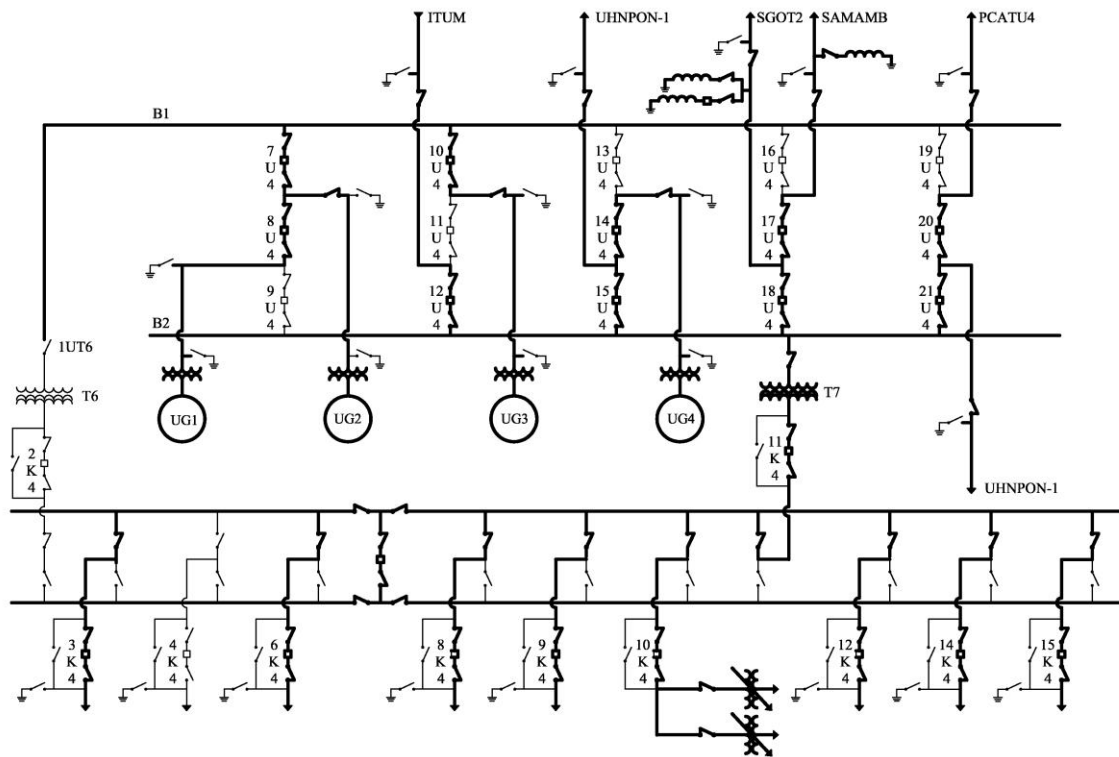


Figura 5.18 - Diagrama unifilar da UHE Emborcação ao final do teste integral simultâneo entre UG1, UG2 e UG3.

5.7.3 Comentários

A UHE Emborcação forma uma ilha importantíssima para o Sistema Interligado Nacional. O teste integral individual foi realizado em todas as unidades geradoras, pois estas possuem derivação para o serviço auxiliar. O exemplo mostra o teste integral individual da UG1, ocorrendo de forma similar para as demais unidades geradoras.

Observa-se que a primeira dificuldade de realização deste teste é o compartilhamento do mesmo vão pelas unidades geradoras 1 e 2. Desta forma, em um dos testes, uma das UGs (1 ou 2) deverá estar parada por questões de configuração.

A LT para Paracatu 4, a LT1 para Nova Ponte e a LT para Samambaia são de propriedade de outros agentes. Estes agentes devem ser comunicados e concordar com as manobras necessárias no meio do vão, pois suas respectivas linhas de transmissão permanecerão ligadas apenas através do disjuntor da barra, diminuindo sua confiabilidade. Entretanto, em caso de desligamentos, os impactos na parcela variável serão expurgados, se for comprovado que ocorreram em função da realização do teste. O assunto sobre *parcela variável* pode ser verificado no trabalho [AQUINO, 2002].

Com a necessidade de ligação da unidade geradora na barra desenergizada, foi necessário o isolamento do ATR T6 para evitar surtos de tensão no referido autotransformador a vazio. Desta forma, reduziu-se o impacto na vida útil deste autotransformador.

O teste integral simultâneo foi realizado apenas com três unidades geradoras. Entretanto, foi solicitada ao ONS a parada de todas as unidades geradoras, pois, assim, não há preocupação de manter as cargas essenciais (da unidade geradora em operação) supridas pelo serviço auxiliar CA durante a realização dos testes. Além do mais, em caso de falha de uma das três unidades geradoras, a outra poderia ser tomada para realização do teste integral simultâneo.

Esta não é uma solicitação facilmente atendida pelo ONS, pois os testes são realizados em carga leve e a UHE Emborcação é de extrema importância para o controle de tensão na região. Com a parada de todas as unidades geradoras desta usina, a tensão na barra pode ultrapassar os 550kV (1,1pu). Entretanto, cabe ao ONS reorganizar a rede proporcionando tal controle de tensão e atender à solicitação do agente.

De forma similar à UHE São Simão, a UHE Emborcação também possui sensibilidade quanto à ictiofauna local. Assim, foi necessário observar as questões ambientais e montar estratégias e planos de contingência para os testes.

Com a necessidade de partida do GMG, pelo menos duas vezes (conforme RO-RR.BR.01), atenção especial teve que ser dada ao banco de baterias de excitação inicial do GMG. Este banco de baterias é do tipo automotivo e, portanto, muito suscetível a falhas. Foi necessária alteração da periodicidade de troca deste banco de baterias até que a usina passe por processo de modernização e este sistema seja substituído.

A UHE Emborcação foi concebida na década de 80 e seu serviço auxiliar CA não contemplou muitos dos aspectos tão naturais das usinas construídas na atualidade.

Um destes aspectos é o alívio de carga automático durante a entrada em operação do GMG na ausência total de energia externa. Cabe ao operador a execução manual de tal alívio de carga antes que o GMG assuma as cargas essenciais das unidades geradoras.

Outro aspecto é a autonomia do GMG que consegue suprir as cargas essenciais de apenas uma unidade geradora. As demais UGs terão suas cargas essenciais supridas pela primeira UG alimentada pelo GMG.

Ao serem ligadas 3 unidades geradoras (de aproximadamente 300MVA cada) simultaneamente numa barra desenergizada, é necessário um ajuste criterioso em seus reguladores de velocidade. Os

reguladores da UHE Emborcação passaram por tais ajustes sob pena de atuação da proteção de *potência inversa* (motorização de unidades geradoras).

5.8 UHE Irapé

A UHE Irapé, com potência nominal de 360MW, está localizada no norte do estado de Minas Gerais, possui três UGs e é uma usina que deve realizar teste integral. Na figura 5.19 pode-se verificar o diagrama unifilar desta usina.

Para a realização do teste integral, deve-se isolar a barra B1. No exemplo a seguir a barra escolhida para realização dos testes foi a barra B1 (figuras 5.20 e 5.21).

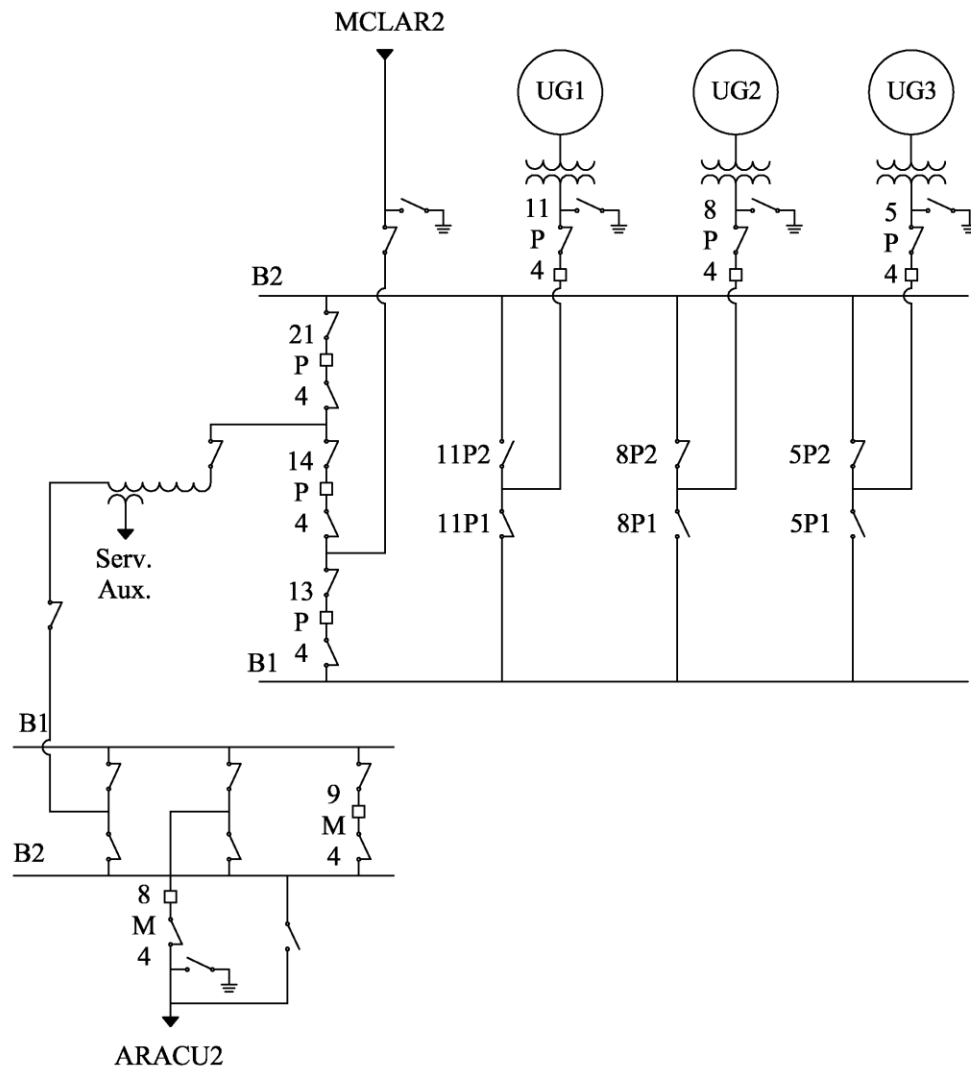


Figura 5.19 - Diagrama unifilar da UHE Irapé.

5.8.1 *Teste Integral Individual*

Na UHE Irapé, o teste integral individual deve ocorrer em todas as UG, pois todas possuem derivação para o serviço auxiliar CA. O teste integral individual na UG1 ocorre de maneira similar ao teste integral individual da UG2 e UG3. O teste integral individual da UG1 deve ocorrer da seguinte forma:

- Isolamento da barra 1 de 345kV:
 - Abertas chaves 8P1, 5P1, 11P2.
 - Fechadas chaves 8P2, 5P2, 11P1.
 - Aberto disjuntor 13P4 tornando a barra desenergizada (*morta*).
- Parada da UG1 com a consequente abertura do disjuntor 11P4 iniciando o teste.
- Primeira partida do GMG.
- Verificação do sistema de frenagem aplicado.
- Suprimento das cargas essenciais da UG1 através do GMG.
- Interligação da UG1 na barra desenergizada (*morta*) através do 11P4 finalizando o teste individual da UG1.

A configuração da UHE Irapé ao final do teste integral individual da UG1 pode ser verificada em negrito na figura 5.20.

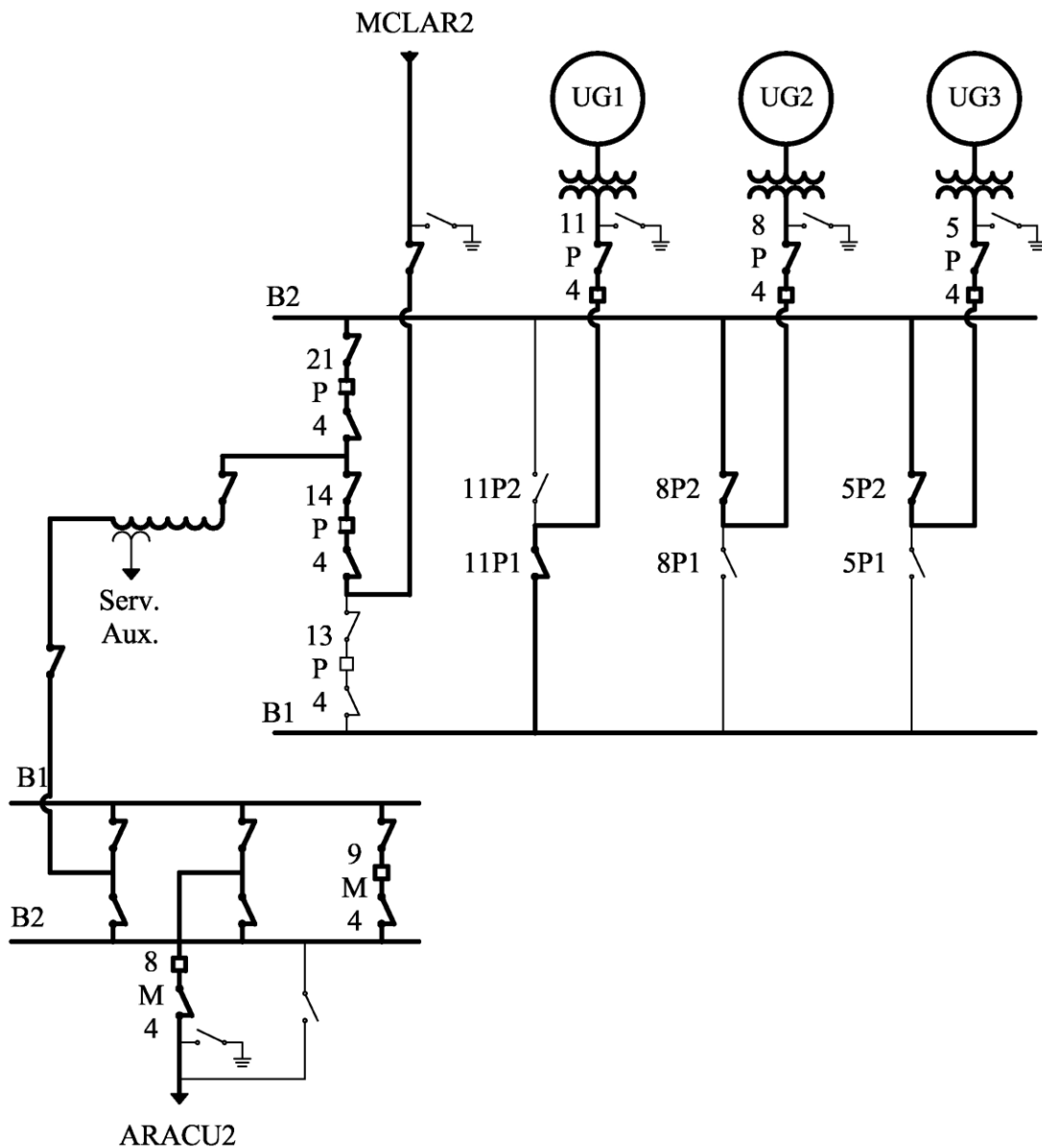


Figura 5.20 - Diagrama unifilar da UHE Irapé ao final do teste integral individual da UG1.

5.8.2 Teste Integral Simultâneo

Na UHE Irapé, devem ser submetidas ao teste integral simultâneo duas UGs conforme RO.RR.BR.01.

O teste integral simultâneo na UHE Irapé deve ocorrer da seguinte forma:

- Isolamento da barra 1 de 345kV que consiste na seguinte configuração:
 - Abertas chaves 5P1, 11P2 e 8P2.

Fechadas chaves 5P2,11P1 e 8P1.

Aberto disjuntor 13P4.

- Comando de parada da UG1 e UG2 com a consequente abertura dos disjuntores 11P4 e 8P4 iniciando o teste.
- Comando da segunda partida do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais das UG1 ou UG2 em processo de parada ou já parada através do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais da segunda UG, em processo de parada ou já parada, através da UG que já está excitada.
- Ligação da UG1 ou da UG2 na barra desenergizada através do seu respectivo disjuntor e sincronizar a segunda UG com a primeira.
- Aguardar 60 segundos para verificação da estabilidade das unidades geradoras sincronizadas entre si finalizando o teste.

A configuração da UHE Irapé ao final do teste integral simultâneo entre UG1, UG2 e UG3 pode ser verificada em negrito na figura 5.21. A UG3 poderia substituir qualquer uma das UG1 ou UG2.

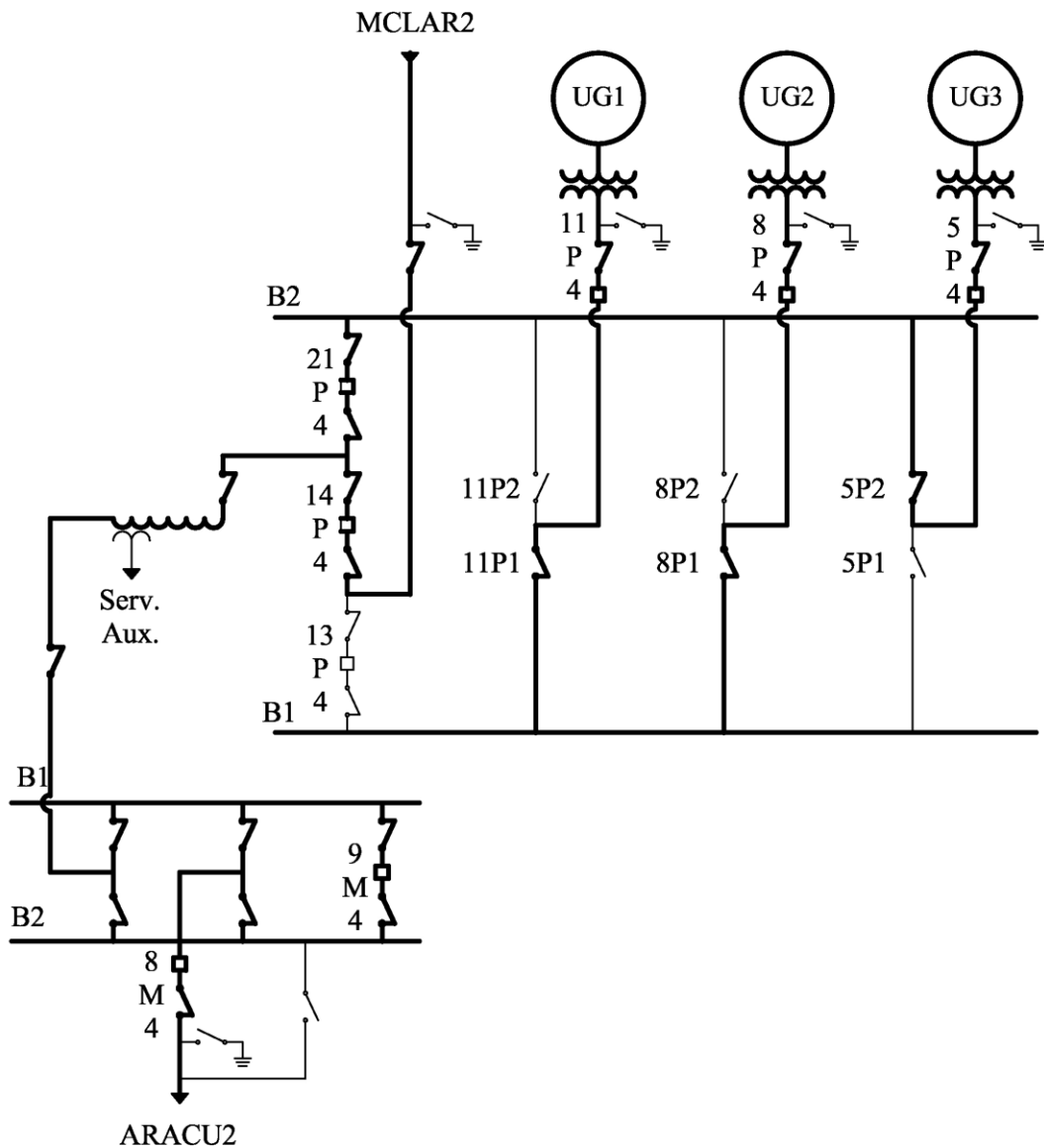


Figura 5.21 - Diagrama unifilar da UHE Irapé ao final do teste parcial simultâneo entre UG1 e UG2.

5.8.3 Comentários

Na UHE Irapé, todas as unidades geradoras foram submetidas a testes parciais individuais e apenas duas ao teste parcial simultâneo.

De forma similar à UHE Emborcação, a UHE Irapé também teve seus reguladores de velocidade ajustados, evitando atuação de proteção de potência inversa durante a ligação de duas unidades geradoras na barra desenergizada.

Na UHE Irapé está em operação um ECE (Esquema de Controle de Emergência) que tem sua configuração alterada em função das unidades geradoras que estão em operação. Portanto, durante a realização dos testes o ECE foi alterado, em tempo real, de acordo com a situação da usina. Tal ação evitou que, em caso de contingências, a usina, mesmo em teste, respondesse de forma satisfatória.

5.9 UHE Salto Grande

A UHE Salto Grande, com potência nominal de 104MW, está localizada no leste do estado de Minas Gerais, possui quatro UGs e é uma usina que deve realizar teste integral. Na figura 5.22 pode-se verificar o diagrama unifilar desta usina.

Para realização dos testes da UHE Salto Grande há os seguintes empecilhos:

- UG3 e UG4 possuem rotação nominal de 257rpm: no teste integral individual, com a necessidade de rotação nula (aplicação do sistema de frenagem) para partir a UG utilizando o GMG, havia o risco de tempo total do teste ser superior a 30 minutos, em função do tempo necessário para aplicação do sistema de frenagem. Estrategicamente o sistema de frenagem foi aplicado manualmente com 30% da rotação nominal sem danos para as UGs.
- Manutenção do suprimento de energia para os consumidores de Guanhães: suprimento garantido normalmente via SE Peçanha 2 (pertencente à distribuidora).
- Manutenção do suprimento de energia para os consumidores de 13,8kV (Braúnas, Açucena, Ferros, Vila Barragem e Mesquita Joanésia): o suprimento aos consumidores foi garantido ora através da UG3 e T5 (durante realização do teste integral individual da UG4) ora através da UG4 e T5 (durante realização do teste integral individual da UG3).

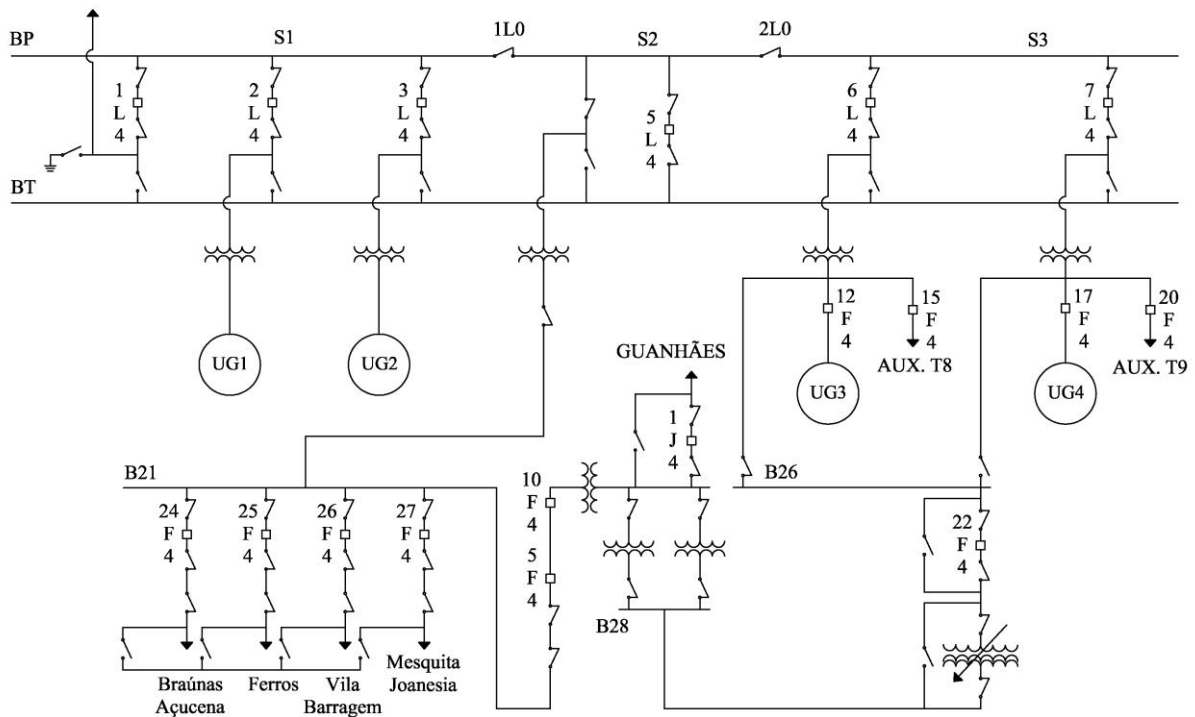


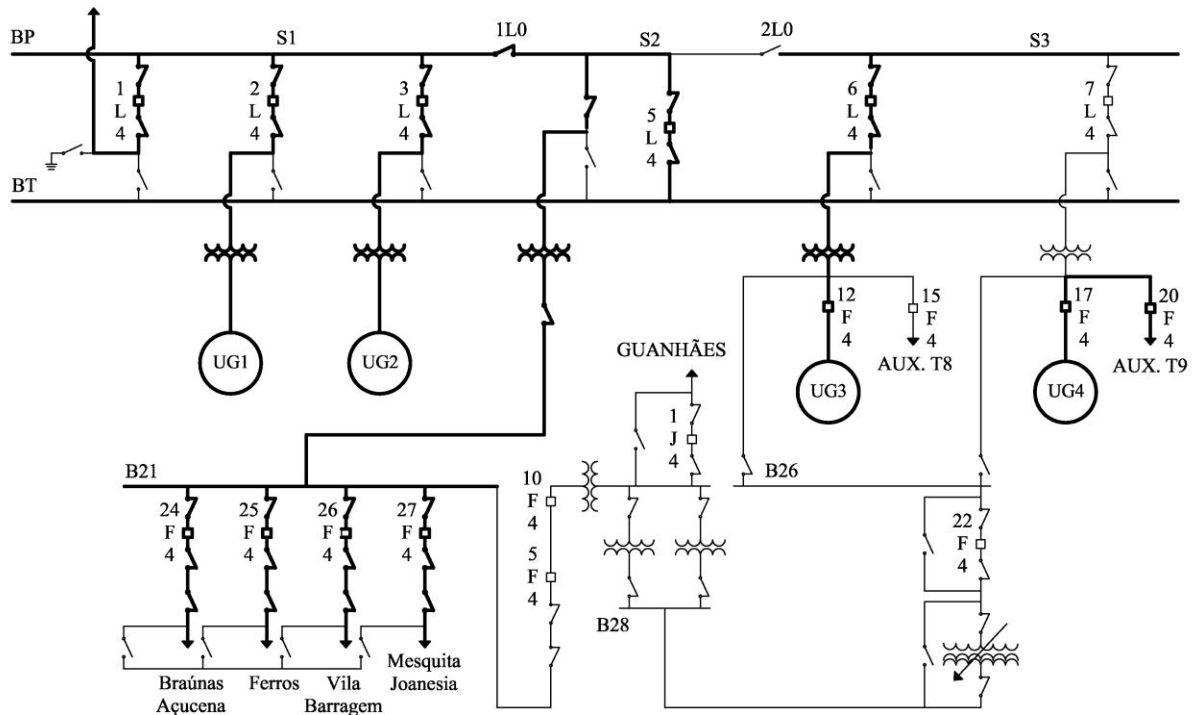
Figura 5.22 - Diagrama unifilar da UHE Salto Grande.

5.9.1 *Teste Integral Individual*

Na UHE Salto Grande, o teste integral individual deve ocorrer apenas na UG3 e UG4, pois apenas estas possuem derivação para o serviço auxiliar CA. O teste integral individual na UG3 ocorre de maneira similar ao teste integral individual na UG4. O teste integral individual da UG3 deve ocorrer da seguinte forma:

- Utilização como fonte para as cargas do serviço auxiliar a UG4.
- Abertura do disjuntor 7L4.
- Parada da UG3 com a consequente abertura dos disjuntores 12F4 e 6L4, iniciando o teste.
- Abertura da chave 2L0 para desenergização da seção de barra.
- Primeira partida do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais da UG3 através do GMG.
- Verificação da rotação nula (sistema de frenagem aplicado) na UG3.

- A configuração da UHE Salto Grande ao final do teste integral individual da UG3 pode ser verificada em **negrito** na figura 5.23.



5.9.2 Teste Integral Simultâneo

Devem ser submetidas ao teste simultâneo pelo menos duas UGs e, preferencialmente, mesclando UG que possui derivação para o serviço auxiliar com UG que não possui derivação para o serviço auxiliar.

A RO-RR.BR.01 exige que sejam interligadas duas UGs. Entretanto, em função da configuração da estação, as UG1 ou UG2 e UG4 devem ser sincronizadas entre si na barra desenergizada. A necessidade de desligamento de uma das UGs (UG1 ou UG2) se faz em função de desenergização da barra BP.

O teste foi assim executado:

- Utilização como fonte para as cargas do serviço auxiliar a UG3.
- Utilização como fonte para os consumidores de 13,8kV a UG3 e T11.
- Parada da UG1 e consequentemente abertura do disjuntor 2L4.
- Parada da UG4 e consequentemente abertura os disjuntores 17F4 e 7L4, iniciando o teste integral simultâneo entre UG4 e UG2.
- Parada da UG2 e consequentemente abertura do disjuntor 3L4.
- Abertura do disjuntor 1L4 desligando a LT Ipatinga 2 – Salto Grande apenas no terminal de Salto Grande.
- Segunda partida do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais da UG4 através do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais da UG2 através da UG4.
- Conexão da UG2 via disjuntor 2L4.
- Sincronismo da UG4 com a UG2 via disjuntores 17F4 e 7L4.
- Aguardar 60 segundos para verificação da estabilidade das UGs sincronizadas entre si finalizando o teste.
- Fim do teste.

A configuração da UHE Salto Grande ao final do teste integral simultâneo pode ser verificada em **negrito** na figura 5.24.

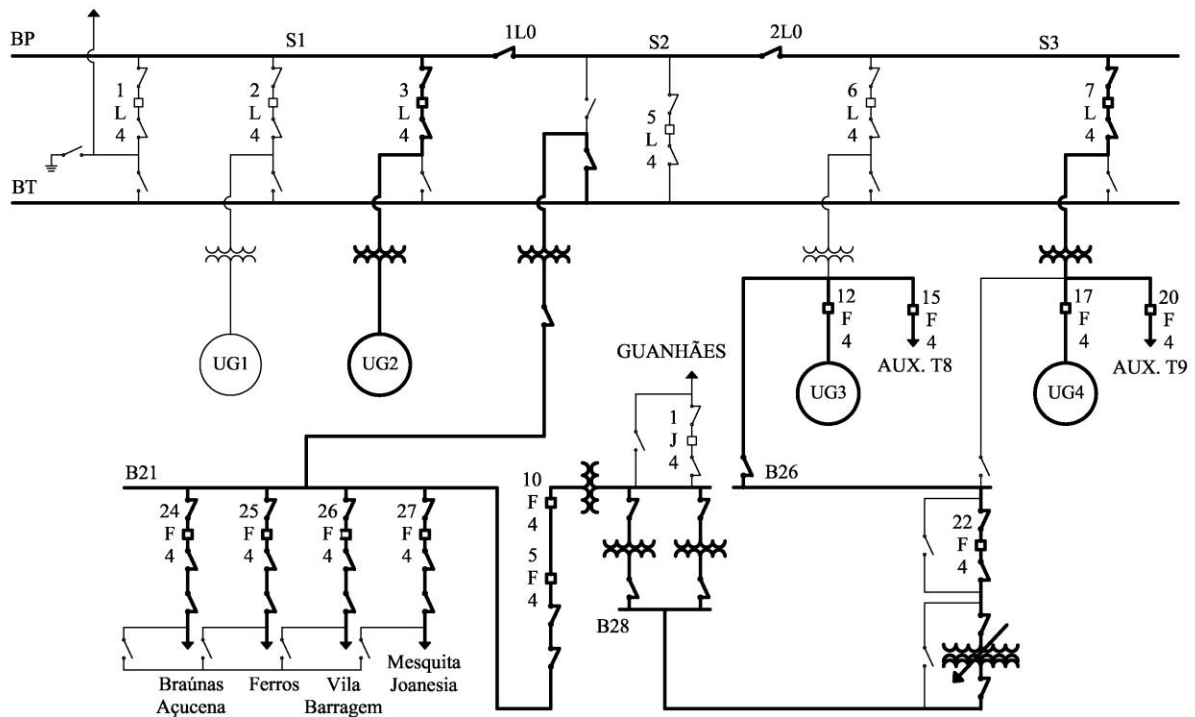


Figura 5.24 - Diagrama unifilar da UHE Salto Grande ao final do teste integral simultâneo entre UG2 e UG4.

5.9.3 Comentários

A UHE Salto Grande é a usina mais antiga da CEMIG que deve ser submetida a testes de autorrestabelecimento e daí advêm as maiores dificuldades.

Nesta usina, apenas UG3 e UG4 possuem derivação para o serviço auxiliar. Então, apenas estas UGs devem ser submetidas ao teste integral individual simultâneo.

Durante o teste integral individual foi necessário atentar para o suprimento das demais unidades geradoras através das UGs que possuem derivação para o serviço auxiliar (UG3 ou UG4). Ou seja, durante o teste integral individual da UG3, a UG4 foi mantida em operação, para suprimento das cargas essenciais das unidades geradoras 1 e 2 em operação. O mesmo ocorrendo no teste integral individual da UG4. A importância da manutenção dos demais equipamentos em operação consiste basicamente no suprimento dos consumidores radiais em 13,8kV.

Visando ainda o contínuo suprimento de consumidores, a alimentação para Guanhães foi transferida para a SE Peçanha 2. Este procedimento impediu a necessidade de cortes de consumidores mantendo os índices de monitoramento das distribuidoras estáveis.

Também no teste integral individual, por serem antigas, estas usinas possuem alta rotação (257rpm). Para que o tempo de 30 minutos para restabelecimento não fosse ultrapassado, com a necessidade de aplicação do sistema de frenagem, a solução adotada foi a aplicação manual do sistema de frenagem (não aguardando o automatismo). Assim foi possível garantir o restabelecimento em até 30 minutos.

Nota-se o critério do ONS em verificar se o sistema de frenagem foi aplicado em todos os testes integrais individuais (não apenas em Salto Grande, mas em todas as usinas de autorrestabelecimento integral), pois o problema consiste na desaplicação deste sistema. É comum o agarramento do sistema de frenagem das unidades geradoras impedindo o seu giro. O agarramento acontece em função de umidade nos sistemas de ar comprimido para frenagem, obviamente nos sistemas de frenagem a ar comprimido.

De forma similar à UHE Emborcação, a autonomia do GMG também é pequena suprimindo apenas as cargas essenciais de apenas uma unidade geradora. Entretanto a situação se agrava na UHE Salto Grande sendo necessário deixar em operação apenas uma bomba do regulador de velocidade, sendo esta suficiente para a plena recomposição da UG.

No teste integral simultâneo foram submetidas uma unidade geradora que possui derivação para o serviço auxiliar com outra que não possui.

Para este teste foram desligadas todas as unidades geradoras com exceção da UG3 ou UG4 para suprimento radial dos consumidores de 13,8kV. Havia preocupação muito grande, durante este teste, quanto à qualidade deste fornecimento radial. As preocupações consistiam na frequência e nível de tensão fornecido, já que esta UG não estava ligada ao restante do SIN tendo, desta forma, sua frequência muito mais volátil.

Ainda nesse contexto, para suprimento dos consumidores radiais, sempre eram necessários ajustes no sistema de proteção dos equipamentos a este relacionado. Esta era uma manobra executada raramente na usina. Entretanto, com a necessidade de realização dos testes de autorrestabelecimento, esses ajustes foram executados de forma definitiva e alguns relés foram substituídos.

Em função destes ajustes, foi verificado que até mesmo o diagrama de operação da usina estava desatualizado. Sendo assim, este passou por uma atualização.

Também quanto a consumidores, neste teste os consumidores de Guanhães permaneceram supridos pela SE Peçanha 2.

Vale observar que a UHE Salto Grande, com a configuração de *barra principal e transferência*, não permite muitas manobras em função de o único TP de sincronismo estar ligado na seção de barra S2. De fato, os testes na UHE Salto Grande apresentaram os maiores níveis de dificuldades.

5.10 UHE Três Marias

A UHE Três Marias, com potência nominal de 396MW, está localizada no norte do estado de Minas Gerais, possui seis UGs e é uma usina que deve realizar teste integral. A figura 5.25 apresenta o diagrama unifilar desta usina.

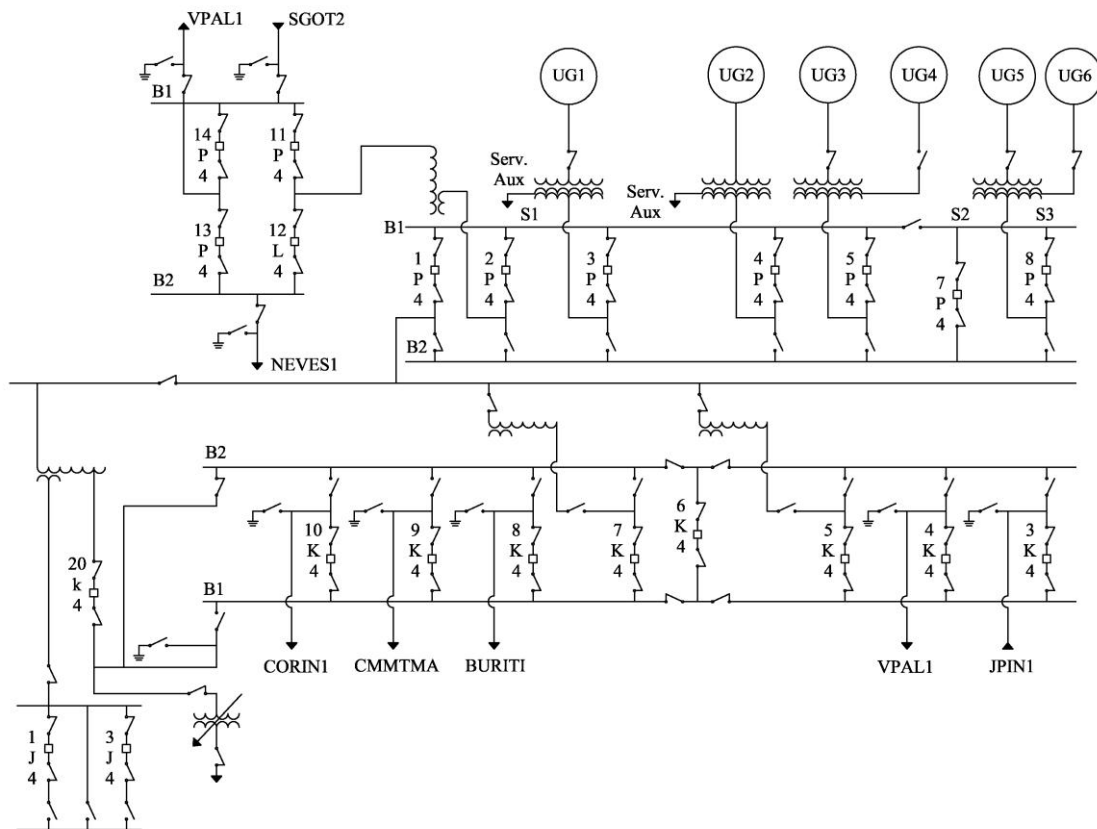


Figura 5.25 - Diagrama unifilar da UHE Três Marias.

Os empecilhos para realização do teste integral da UHE Três Marias são os seguintes:

- Impossibilidade de se desligar todas as UGs para obtenção de barra desenergizada em função de queda acentuada do setor 138kV na região da usina; como solução foi projetada e implantada uma chave para possibilitar amostra de tensão para manter a UG5 e a UG6 ligadas ao SIN, e o autotransformador T10 foi desligado durante a realização dos testes.
- Localização de apenas um TP de sincronismo na seção de barra S1.

5.10.1 *Teste Integral Individual*

Na UHE Três Marias, o teste integral individual deve ocorrer apenas na UG1 e UG2, pois apenas estas possuem derivação para o serviço auxiliar CA. O teste integral individual na UG1 ocorre de maneira similar ao teste integral individual na UG2. O teste integral individual da UG1 deve ocorrer da seguinte forma:

- Verificação da condição do disjuntor 7P4 aberto.
- Parada da UG5 e UG6.
- Abertura do disjuntor 8P4.
- Abertura da chave 2P0 desenergizando as seções de barra S2 e S3 da barra B1.
- Abertura dos disjuntores 2P4, 11P4 e 12P4 para desligamento do autotransformador T10.
- Abertura da chave 11PT10.
- Fechamento dos disjuntores 11P4 e 12P4 restabelecendo o anel de 345kV.
- Fechamento da chave 1P6 energizando a barra de transferência de 300kV.
- Fechamento do disjuntor 7P4 energizando as seções de barra S2 e S3 da barra B1.
- Sincronismo da UG5 e UG6 com SIN através do disjuntor 8P4.
- Parada da UG2 com a consequente abertura do disjuntor 4P4.
- Parada da UG3 com a consequente abertura do disjuntor 5P4.
- Parada UG1 com a consequente abertura do disjuntor 3P4 iniciando o teste.
- Abertura do disjuntor 1P4.
- Primeira partida do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais da UG1 através do GMG.

- Verificação da rotação nula (sistema de frenagem aplicado) na UG1.
- Conexão da UG1 na seção de barra S1 via disjuntor 3P4 finalizando o teste.

A configuração da UHE Três Marias ao final do teste integral individual pode ser verificada em **negrito** na figura 5.26.

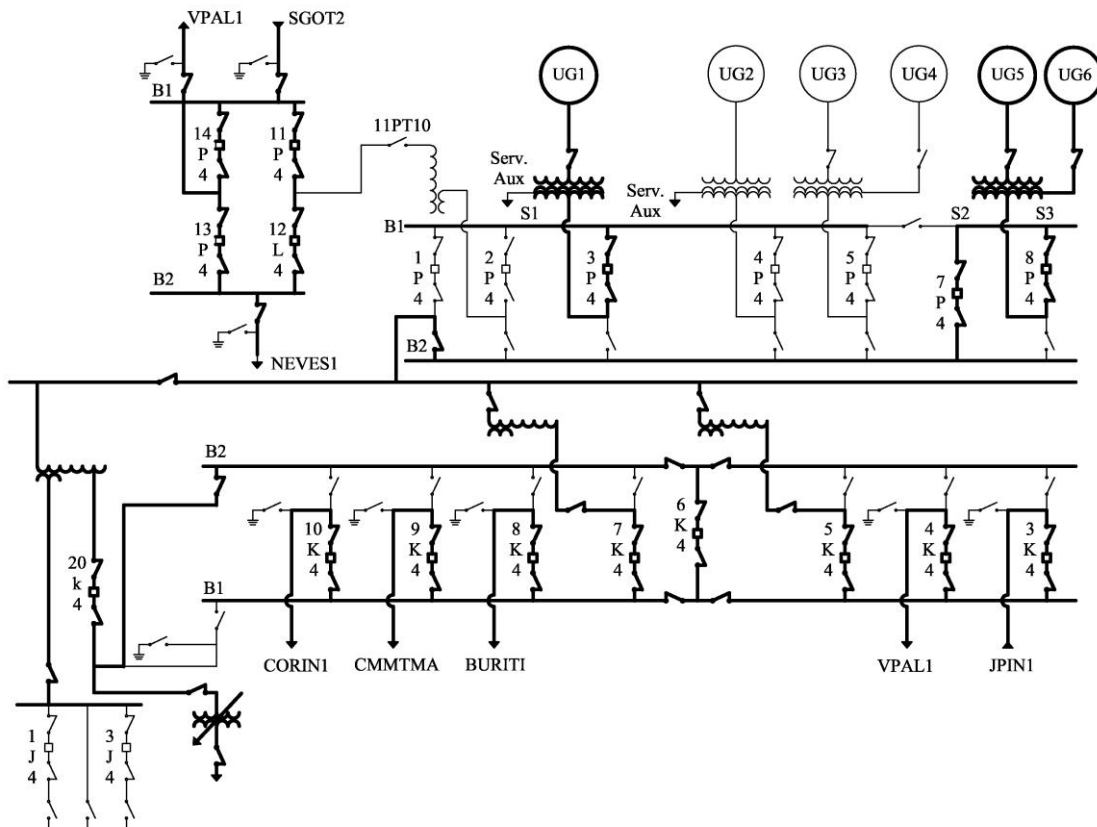


Figura 5.26 - Diagrama unifilar da UHE Três Marias ao final do teste integral simultâneo da UG1.

5.10.2 Teste Integral Simultâneo

Devem ser submetidas ao teste simultâneo pelo menos três UGs e preferencialmente mesclando unidade geradora que possui derivação para o serviço auxiliar com unidade que não possui derivação para o serviço auxiliar.

A partir das condições finais do teste integral individual prossegue-se com os seguintes itens para o teste simultâneo entre UG1, UG2 e UG3:

- Fechamento do disjuntor 1P4 energizando a seção S1 da barra principal de 300kV.
- Interligação ao SIN da UG1 através do disjuntor 3P4.

- Interligação ao SIN da UG2 através do disjuntor 4P4.
- Interligação ao SIN da UG3 através do disjuntor 5P4.
- Parada da UG3 com a consequente abertura do disjuntor 5P4 iniciando o teste.
- Parada da UG2 com a consequente abertura do disjuntor 4P4.
- Parada da UG1 com a consequente abertura do disjuntor 3P4.
- Abertura disjuntor 1P4 desenergizando seção de barra S1.
- Segunda partida do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais da UG1 através do GMG.
- Alimentação das cargas essenciais da UG2 através da UG1.
- Alimentação das cargas essenciais da UG3 através da UG1.
- Conexão da UG3 na seção de barra S1 através do disjuntor 5P4.
- Sincronismo da UG2 com UG3 na seção de barra S1 através do disjuntor 4P4.
- Sincronismo da UG1 com UG2 e UG3 na seção de barra S1 através do disjuntor 3P4.
- Aguardar 60 segundos para verificação da estabilidade das UGs sincronizadas entre si finalizando o teste.

A configuração da UHE Três Marias ao final do teste integral simultâneo pode ser verificada em **negrito** na figura 5.27.

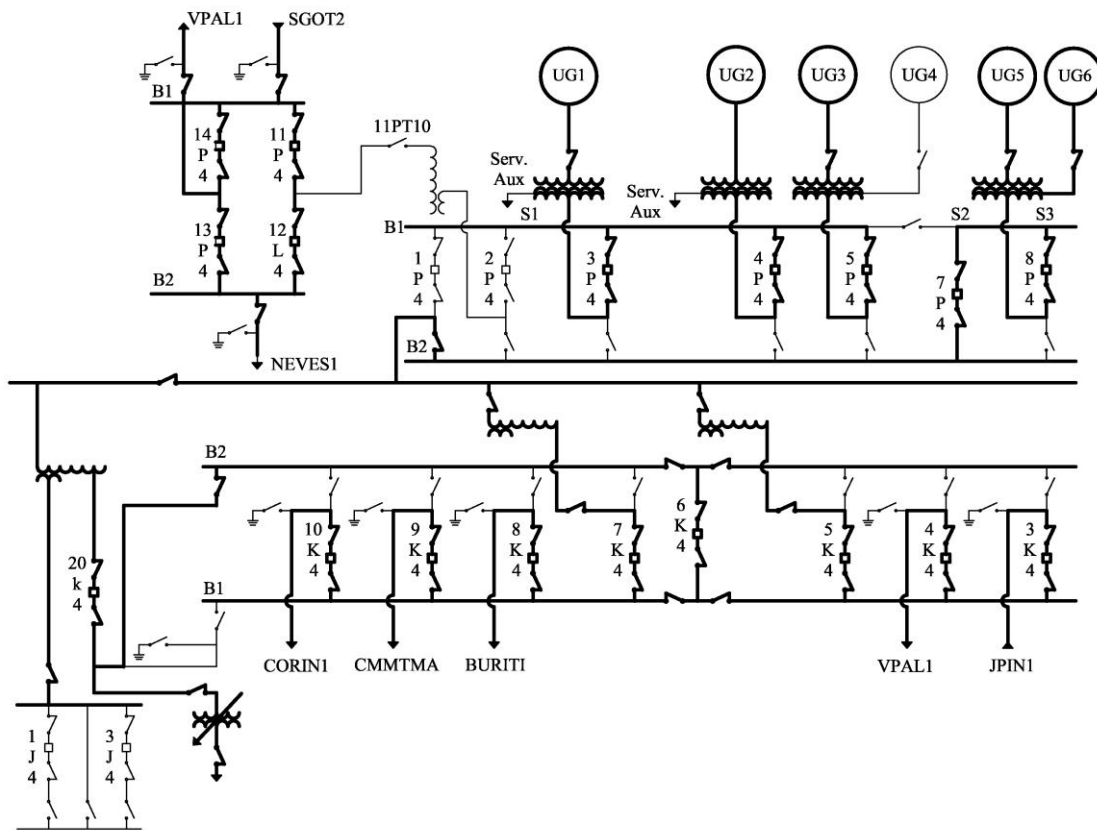


Figura 5.27 - Diagrama unifilar da UHE Três Marias ao final do teste integral simultâneo entre UG1, UG2 e UG3.

5.10.3 Comentários

Mesmo depois da entrada em operação da UHE Irapé, a UHE Três Marias ainda é muito importante para o processo de recomposição da região Norte de Minas Gerais.

Nesta usina, apenas UG1 e UG2 possuem derivação para o serviço auxiliar, devendo ser submetidas aos testes integrais individuais. Já no teste integral simultâneo devem ser submetidas três unidades geradoras.

Nesse contexto, na UHE Três Marias, o ideal seria parar todas as unidades para realização do teste. Entretanto, de forma similar à UHE Emborcação, esta usina é relevante para o controle de tensão na região. O desligamento de todas as unidades geradoras da UHE Três Marias provocaria uma queda de tensão acentuada (abaixo dos limites aceitáveis) no setor de 138kV da SE. Assim, durante o teste foi necessário manter em operação pelo menos uma unidade geradora.

Na maioria das vezes, manter unidades geradoras em operação durante a execução dos testes, não é interessante. Isto se deve a preocupações que se tem na manutenção do suprimento das unidades geradoras em operação, tendo-se o cuidado quanto aos desligamentos destas.

Observa-se que, assim como a UHE Salto Grande, a UHE Três Marias possui configuração da SE em *barra principal e transferência*. Nesta usina, o único TP de sincronismo, das unidades geradoras, está localizado na seção de barra S1. Seria necessário submeter aos testes necessariamente UG1 ou UG2 (que possuem derivação para o serviço auxiliar). Entretanto, isolando a seção de barra S1 (para ligação das UGs na barra morta), não era possível sincronizar as unidades geradoras 5 e 6, pois não haveria leitura de tensão para o sincronismo. Desta forma, foi projetada uma chave que proporciona a leitura de tensão possibilitando o sincronismo das unidades.

Nota-se que esta solução foi interessante não apenas para a execução do teste, mas também para o processo contínuo de operação da usina. Agora, mesmo se a barra estiver seccionada por alguma falha ou manutenção, é possível manter UG5 e UG6 disponíveis para operação.

De todas as usinas apresentadas até aqui, a UHE Três Marias é a que possui maior sensibilidade quanto à ictiofauna. Para mitigar danos ao meio ambiente, foram elaborados planos de contingências e houve equipe emborcada no rio para inspeção. Para garantir a vazão mínima da usina, as comportas do vertedouro foram abertas.

5.11 UHE Volta Grande

A UHE Volta Grande, com potência nominal de 380MW, está localizada no triângulo mineiro no estado de Minas Gerais e possui quatro unidades geradoras.

A UHE Volta Grande é uma usina que deveria ser submetida ao teste integral individual e ao teste integral simultâneo. Entretanto, esta usina possui configuração de *disjuntores geminados* (veja figura 5.28). Para realização do teste individual e simultâneo seriam necessárias aproximadamente dez paradas de UGs.

Assim, sem prejuízo da comprovação da capacidade da usina, e evitando tantas paradas, foram realizados na UHE Volta Grande, dois testes simultâneos, sendo um teste simultâneo entre as UG1 e UG2 e outro simultâneo entre as UG3 e UG4.

Nos exemplos a seguir, a barra escolhida para realização do teste foi a barra B2.

Como não há testes individuais, os freios foram aplicados (rotação nula) durante ambos os testes simultâneos, antes de fazer as partidas das UGs utilizando o GMG.

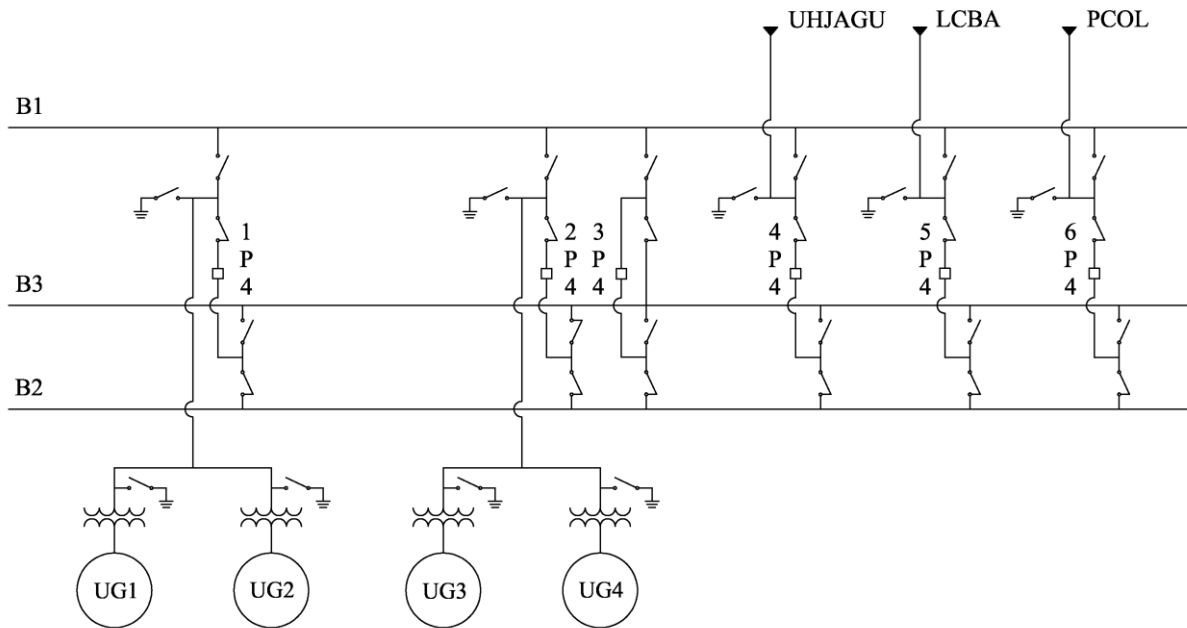


Figura 5.28 - Diagrama unifilar da UHE Volta Grande.

5.11.1 Teste Integral Simultâneo entre UG1 e UG2

Como dito anteriormente, um teste simultâneo deve ocorrer entre UG1 e UG2, conforme apresentado a seguir:

- Isolamento da barra B2.
- Parada simultânea da UG1 e UG2 acarretando a abertura do disjuntor 1P4 iniciando o teste.
- Primeira partida do GMG.
- Rotação nula (sistema de frenagem aplicado) nas UG1 e UG2.
- Alimentação das cargas essenciais das UG1 e UG2 através do GMG.
- Conexão das UG1 e UG2 na barra B2 desenergizada através do disjuntor 1P4.
- Aguardar 60 segundos para verificação da estabilidade das UGs sincronizadas entre si finalizando o teste.

5.11.2 Teste Integral Simultâneo entre UG3 e UG4

- Isolamento da barra B2.
- Parada da UG3 e UG4 e consequentemente abertura do disjuntor 2P4 iniciando o teste.
- Comandar segunda partida do GMG.
- Verificação da rotação nula (sistema de frenagem aplicado) nas UG3 e UG4.
- Alimentação das cargas essenciais das UG3 e UG4 através do GMG.
- Conexão das UG3 e UG4 na barra B2 desenergizada através do disjuntor 2P4.
- Aguardar 60 segundos para verificação da estabilidade das unidades geradoras sincronizadas entre si finalizando o teste.

A configuração da UHE Volta Grande ao final do teste integral simultâneo entre UG3 e UG4 pode ser verificada em negrito na figura 5.30.

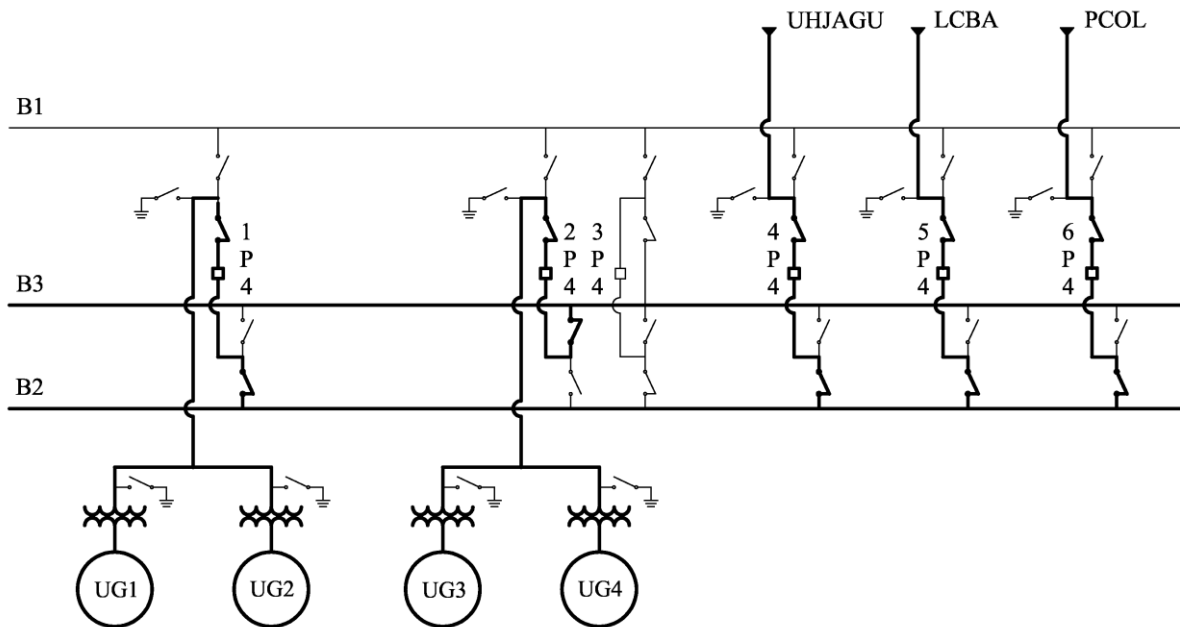


Figura 5.30 - Diagrama unifilar da UHE Volta Grande ao final do teste integral simultâneo da UG3 e UG4.

5.11.3 Comentários

A configuração das unidades geradoras da UHE Volta Grande é do tipo *unidades geradoras geminadas duas a duas*.

Em função de sua configuração, para realização de todos os testes individuais e simultâneos, seriam necessárias cerca de 10 paradas e 10 partidas de unidades geradoras. Paradas e partidas de unidades geradoras causam desgastes dos equipamentos reduzindo sua vida útil.

Como estratégia, foi acertado com o ONS que a UHE Volta Grande *não* realizaria testes individuais e *sim* dois testes simultâneos, sendo um entre UG1 e UG2 e outro entre UG3 e UG4. Em ambos os testes o sistema de frenagem foi aplicado.

Dessa forma, foram preservados os equipamentos envolvidos e a confiabilidade e a disponibilidade da usina foram comprovadas.

5.12 Considerações Finais

Do exposto neste capítulo, observa-se que nove das dez usinas da CEMIG, que realizam algum tipo de teste de autorrestabelecimento, poderiam ser classificadas como usinas de

autorrestabelecimento integral. Entretanto, tal decisão envolve questões contratuais e estratégias eletroenergéticas que devem ser atendidas.

Em função da confiabilidade e credibilidade dos testes realizados nas usinas da CEMIG, o ONS tem estudado novas ilhas de recomposição na área CEMIG, em especial para atendimento de suprimento e rapidez no restabelecimento durante os períodos de olimpíadas e copa do mundo que ocorrerão no Brasil.

É crescente, no Brasil, pelos órgãos reguladores, a preocupação com a plena disponibilidade dos recursos de autorrestabelecimento das usinas hidrelétricas. Tal preocupação resultou na apresentação, em seminários, dos trabalhos [SOUZA, 2012] e [SOUZA, 2012a]. Nas usinas da CEMIG, são realizados periodicamente, testes de comutação de carga no serviço auxiliar CA. As estratégias e observações a partir destas comutações foram alteradas com maior foco no processo de restabelecimento. Desta forma, os agentes devem estar atentos aos testes de seus recursos de restabelecimento evitando possíveis penalidades.

É preocupante também o aspecto da teleassistência (estações assistidas apenas no horário comercial) de estações estratégicas. Os órgãos reguladores já sinalizam que nos próximos dias imputará aos agentes a obrigatoriedade da assistência das estações estratégicas (inclusive usinas de autorrestabelecimento) em período ininterrupto alegando atraso nos processos de restabelecimento em função de ausência de pessoal.

Agrava o problema da assistência, a dificuldade de contratação das empresas públicas (concurso público) e o posterior treinamento de operadores de estações. Diz-se que, em média, um operador está realmente preparado para assumir plenamente suas atividades em 5 anos.

Em outros agentes, pode-se verificar que as dificuldades de realização dos testes não são apenas técnicas, incluindo questões relativas a equipamentos e dispositivos. Verifica-se que os executores não têm treinamento mínimo para a execução dos testes, comprometendo também o restabelecimento numa perturbação real. Vale observar que os testes de autorrestabelecimento não visam ao treinamento de pessoas. Entretanto, os órgãos reguladores têm se mostrado dispostos ao planejamento de condições simuladas para treinamento de pessoas.

Durante a realização dos testes de autorrestabelecimento, a questão ambiental deve ser levada em consideração pelos agentes, visto que unidades geradoras girando a vazio podem se tornar um *liquidificador* de peixes. Com a necessidade de realização dos testes no período de carga leve, em função da segurança elétrica, devem ser acertadas com o ONS as melhores condições de execução e a elaboração de planos de contingências evitando danos para a ictiofauna e multas para os agentes.

Ainda como medida preventiva, algumas usinas devem ter suas comportas do vertedouro abertas a fim de complementar a vazão do rio durante a realização do teste ou em caso de contingências.

Além de estratégias ambientais, são necessárias estratégias de planejamento dos testes verificando diversos aspectos, tais como: o maior número de unidades geradoras disponíveis (não em manutenção) para operação da usina; a não coincidência com feriados municipais e nacionais e com períodos de piracema. Uma estratégia básica é a solicitação ao ONS de todas as unidades geradoras como participante dos testes. Esta observação é válida mesmo que apenas uma parte destas participe do teste, conforme número mínimo da RO-RR.BR.01. Isso facilita a operação da usina (em termos de manobras no serviço auxiliar CA), sem a obrigatoriedade e preocupação de manter as cargas essenciais da(s) unidade(s) geradora(s) supridas. É também um escape para o caso de falhas, durante as manobras de restabelecimento de alguma UG, podendo esta ser substituída por outra não participante do teste.

Os testes de autorrestabelecimento envolvem muitas especialidades distintas: proteção, equipamentos, meio ambiente, planejamento elétrico, planejamento energético, estruturas civis, contratos financeiros, comunicações empresariais, dentre outras. Desta forma, o sucesso de tais testes tem como premissa o envolvimento de todas as áreas da empresa. Na CEMIG, foi necessário um trabalho de cunho mais psicológico no sentido de alterar a mentalidade das pessoas envolvidas quanto ao conceito de autorrestabelecimento. No passado, os testes de autorrestabelecimento, na CEMIG, eram realizados em todas as usinas da empresa. O teste consistia no desligamento de todas as unidades geradoras e o seu posterior religamento. Para tal quebra de paradigma, foram realizadas várias reuniões e *workshops* com os envolvidos.

Vale ressaltar que foram implantadas várias melhorias nas usinas da CEMIG a partir de observações dos testes de recomposição. Estas não apenas permitiram a aprovação de todos os testes reais de recomposição, como também aprimoraram o processo de operação contínua destas usinas, melhorando sua disponibilidade e confiabilidade. Tais melhorias incluem desde documentação (atualização de diagramas de operação) até modificação dos parâmetros dos sistemas de regulação de velocidade das unidades geradoras. Observa-se que as melhorias foram estendidas também a usinas que não realizam teste de autorrestabelecimento algum, melhorando também seus processos de operação.

Vale ressaltar que, em caso de qualquer reprovação dos testes de autorrestabelecimento, cabe ao ONS a reorganização da rede desconsiderando total ou parcialmente a usina reprovada no processo de recomposição. Isto pode acarretar, para o agente, multas e penalidades, bem como impactos

financeiros quanto aos seus *contratos de prestação de serviço ancilar* e sua imagem perante a sociedade e clientes, em função, principalmente, de repercussões na mídia.

6

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O tema abordado nesta monografia, *Execução de Testes de Recomposição para Restabelecimento dos Sistemas Elétricos de Potência*, configura uma das questões recentes de maior impacto no contexto dos centros de controle.

A rotina operacional ditada pelo ONS, para a realização dos testes, exige alterações nos procedimentos das empresas, alterações estas nem sempre triviais. A quantidade de usinas envolvidas e suas diferentes configurações trazem desafios principalmente para os agentes de geração.

A complexidade do assunto e a possibilidade de gerar um texto que organizasse as experiências da CEMIG no sentido de vencer tais desafios motivaram a elaboração desta monografia.

Inicialmente, a meta era registrar a estratégia adotada em cada usina da empresa. Durante o desenvolvimento do trabalho, à medida que os procedimentos eram registrados, particularidades e semelhanças entre eles foram detectadas, permitindo a identificação dos passos típicos e a importância dos componentes das usinas na execução dos mesmos. Como exemplo, cita-se a relevância dos sistemas periféricos, para os quais foi dedicada parte do texto à sua descrição.

Conhecer a estrutura do SIN e o papel do órgão operador com relação aos agentes é importante para compreender como a fiscalização relativa aos testes impacta as empresas. Se, por um lado, estas são impulsionadas a investir nas suas instalações, as melhorias se fazem sentir não apenas com respeito ao restabelecimento, mas também nas situações de operação em estado normal. Ganhos são esperados para todos os seguimentos do setor elétrico, incluindo os consumidores.

Como proposta de continuidade para este trabalho, as seguintes questões ainda podem ser investigadas:

- Análise das perturbações após 2009, fazendo correlação entre as usinas que tiveram seus testes de recomposição aprovados e o seu comportamento durante uma perturbação real.
-

-
- Avaliação da rotina RO-RR.BR.01 verificando os pontos que possuem necessidade de mudança para de fato avaliar o desempenho das usinas.
 - Proposta de testes específicos para os equipamentos-chave das usinas, tais como reguladores de velocidades, sistemas de sincronismo, GMG, dentre outros.
 - Proposta de alteração do processo de recomposição, utilizando os recursos de autorrestabelecimento de usinas classificadas como de autorrestabelecimento parcial.

Espera-se que esta monografia possa contribuir para a área de operação dos sistemas elétricos, em especial à atividade de recomposição. Na realidade, este trabalho constitui o passo inicial para o desenvolvimento da dissertação de mestrado da autora, a ser desenvolvido no LRC/PPGEE da UFMG.

Referências Bibliográficas

- [Aquino, 2002] AQUINO, R.M., “Parcela Variável das Funções de Transmissão da Rede Básica e o seu Impacto na Operação do Sistema Elétrico”, Dissertação de Mestrado, Orientadora: Vale, M., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Junho, 2002.
- [ANEEL, 2005] ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, 2ª Edição, Brasília, ANEEL, 2005.
- [CCEE, 2012] www.ccee.org.br
- [CEMIG, 2006] UNIDADE DE TREINAMENTO 001 – UHE Capim Branco I, “Serviço Auxiliar CA”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006a] UNIDADE DE TREINAMENTO 002 – UHE Capim Branco I, “Serviço Auxiliar CC”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006b] UNIDADE DE TREINAMENTO 003 – UHE Capim Branco I, “Sistema de Excitação”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006c] UNIDADE DE TREINAMENTO 004 – UHE Capim Branco I, “Regulador de Velocidade Digital”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006d] UNIDADE DE TREINAMENTO 005 – UHE Capim Branco I, “Regulador de Velocidade Hidráulico”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006e] UNIDADE DE TREINAMENTO 006 – UHE Capim Branco I, “Turbina”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006f] UNIDADE DE TREINAMENTO 007 – UHE Capim Branco I, “Geradores”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006g] UNIDADE DE TREINAMENTO 009 – UHE Capim Branco I, “Sistema de Levantamento e Frenagem”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006h] UNIDADE DE TREINAMENTO 010 – UHE Capim Branco I, “Controle das Unidades Geradoras”, CEMIG, Dezembro, 2006.
-

-
- [CEMIG, 2006i] UNIDADE DE TREINAMENTO 012 – UHE Capim Branco I, “Transformadores Elevadores”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006j] UNIDADE DE TREINAMENTO 015 – UHE Capim Branco I, “Sistema de Ar Comprimido e Serviço”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006k] UNIDADE DE TREINAMENTO 016 – UHE Capim Branco I, “Água Industrial e Resfriamento”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006l] UNIDADE DE TREINAMENTO 017 – UHE Capim Branco I, “Tomada d’água”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006m] UNIDADE DE TREINAMENTO 018 – UHE Capim Branco I, “Vertedouro”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [CEMIG, 2006n] UNIDADE DE TREINAMENTO 020 – UHE Capim Branco I, “Grupo Gerador Motor de Emergência”, CEMIG, Dezembro, 2006.
- [LOPES, 2008] LOPES, G.M., “Proposta de Estratégia para Agilização do Controle Restaurativo de Sistemas Elétricos de Potência, Dissertação de Mestrado, Orientadora: Vale, M., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Junho, 2008.
- [ONS, 2009] RELATÓRIO DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÃO, ONS-RE-3-252/2009, ONS, Dezembro, 2009.
- [ONS, 2012] PROCEDIMENTOS DE REDE, Submódulo 20.1: “Glossário de termos técnicos”, ONS, revisão 1.0.
- [ONS, 2012a] PROCEDIMENTOS DE REDE, Submódulo 10.1: “Manual de Procedimentos da Operação”, ONS, revisão 1.1.
- [ONS, 2012b] RO-RR.BR.01, “Testes Reais de Recomposição nas Usinas de Autorrestabelecimento”, ONS, revisão 16
- [SOUZA, 2012] SOUZA, J.A., PINTO, A.P., “Soluções Encontradas pela CEMIG para realização dos Testes Reais de Recomposição de Conforme RO-RR.BR”, SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil, 20 a 23 de Maio, 2012.
- [SOUZA, 2012a] SOUZA, J.A., “Melhorias Implantadas nas Usinas da CEMIG a partir de Observações dos Testes Reais de Recomposição conforme RO-RR.BR.01”, SENOP – Seminário Nacional de Operadores de Sistemas e de Instalações Elétricas, São Paulo, Brasil, 11 a 14 de Junho, 2012.
-

A SIGLAS E SIMBOLOGIAS

Siglas

A seguir são apresentadas as siglas dotadas no trabalho.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ARACU2: LT para a SE Araçuaí 2

ARAG2: LT para a SE Araguari 2

AVER: LT para a SE Água Vermelha

Aux.: Alimentação para o Serviço Auxiliar

B1: Barra de operação nº 1

B2: Barra de operação nº 2

B3: Barra de operação nº 3

Braúnas Açucena: LT para a SE Braúnas Açucena

BT: Barra de Transferência

BURITI: LT para a SE Buriti

CAG: Controle Automático de Geração

CAT: Controle Automático de Tensão

CATA: LT para a SE Catalão

CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais

CLP: Controlador Lógico Programável

CM: Centro de Motores

CMMTMA: LT para a SE da Empresa Companhia Mineira de Metais

CNOS: Centro Nacional de Operação do Sistema

CORIN1: LT para a SE Corinto 1

COROM: LT para a SE Coromandel

COS: Centro de Operação do Sistema CEMIG

COSR: Centro Regional de Operação do Sistema

COT: Centro de Operação da Transmissão

CTE: Coqueiros Transmissora de Energia

ECS: Esquema de Controle de Segurança

ECE: Esquema de Controle de Emergência

FCTF: Fim de curso de comporta do vertedouro totalmente fechada

FCTA: Fim de curso de comporta do vertedouro totalmente aberta

FCAE: Fim de curso de comporta do vertedouro extremamente aberta

FI: Filtro de água industrial

Ferros: LT para a SE Ferros

GMG: Grupo Motor Gerador Diesel de Emergência

LD: Linha de Distribuição

LT: Linha de Transmissão

MAE: Mercado Atacadista de Energia

IO: Instrução de Operação

IPAT2: LT para a SE Ipatinga 2

ITAGUA: LT para a SE Itaguaçu

ITUM: LT para a SE Itumbiara

JAGU: LT para a SE Jaguará

JPIN1: LT para a SE João Pinheiro 1

LAVR2: LT para a SE Lavras

LCBA: LT para a SE Luiz Carlos Barreto

LTT: agente de transmissão do sistema interligado nacional

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MARIMB: LT para a SE Marimbondo

MCLAR2: LT para SE Montes Claros 2

Mesquita Joanésia: LT para a SE Mesquita Joanésia

MCARM: LT para a SE Monte Carmelo

NEVES1: LT para a SE Neves 1

ONAN: Óleo Natural Ar Natural

ONAF: Óleo Natural Ar Forçado

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCATU4: LT para a SE Paracatu 4

PCOL: LT para a SE Porto Colômbia

PIME: LT para a SE Pimenta

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

RO-RR.BR.01: Testes Reais de Recomposição nas Usinas de Autorrestabelecimento

RPTE: Ribeirão Preto Transmissora de Energia

S: reator

SE: Subestação

Serv. Aux.:Alimentação para o Serviço Auxiliar

SGOT2: LT para a SE São Gotardo 2

SIN: Sistema Interligado Nacional

SJDR1: LT para SE São João Del Rei 1

SMTE: Serra da Mesa Transmissora de Energia

SPCI: Sistema de Proteção Contra Incêndio

T: transformador

UBER6: LT para SE Uberaba 6

UG: Unidade Geradora

UHAAU: UHE Amador Aguiar I

UHAA1: LT para a SE Amador Aguiar I

UHAA2: LT para a SE Amador Aguiar II

UHE: Usina Hidrelétrica

UHJAGU: LT para a SE Jaguará

UHVGRA: LT para a SE Volta Grande

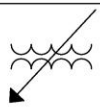
Vila Barragem: LT para a SE Vila Barragem

VPAL1: LT para a SE Várzea da Palma 1

VR: Válvula de retenção

Simbologia

A seguir é apresentada a simbologia adotada no trabalho.

	Autotransformador
	Transformador
	Disjuntor
	Seccionador
	Unidade geradora
	Aterramento
	Transformador com comutador de tap
	Sentido do fluxo da linha de transmissão
	Transformador
	Reator